

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Abschlussbericht

Die Rolle von Power-to-Gas in der zukünftigen Stromversorgung - Das optimierte Stromversorgungssystem bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energien am Beispiel der Modellregion Trier-Amprion 5

Verbundvorhaben „100% EE durch PtG“:
Das Power-to-Gas Verfahren als Energiespeicher in einer de-
zentral organisierten Landschaft fluktuierend einspeisender rein
erneuerbarer Energien

Im Rahmen der Förderinitiative Energiespeicher
Förderkennzeichen: 0325503A & 0325503B



Dr.-Ing. Ramona Schröer

juwi technologies GmbH
Energie-Allee 1
55286 Wörrstadt



Dipl. Ing. (FH) Editha Kötter
M.Sc. Ludwig Schneider

Reiner Lemoine Institut gGmbH
Ostendstraße 25
12459 Berlin

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren

Projektpartner:

RWE Deutschland AG

VOR**RWE**G GEHEN

ETOGAS GmbH

ETOGAS
smart energy conversion

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung



Nebenautoren:

Dipl. Ing. Moritz Voormann (RWE Deutschland AG)

Dr. Armin Gaul (RWE Deutschland AG)

Dr. Matthias Erdmann (ETOGAS GmbH)

Dr. Roland Doll (ETOGAS GmbH)

Dipl.-Ing. Anton Kaifel (ZSW)

Dr. rer. nat. Frank Sehnke (ZSW)

Dipl. Inf. Dipl. biol. Kay Ohnmeiss (ZSW)

Zusammenfassung des Berichtes

In diesem Projekt wird die autarke und lastgangkonforme zu 100% erneuerbare Stromversorgung einer konkreten Modellregion in Deutschland simuliert. Der Fokus liegt dabei auf der detaillierten Untersuchung des Einsatzes von Power-to-Gas (PtG) zur Realisierung einer möglichst kostengünstigen, dezentralen und 100% erneuerbaren Stromversorgung.

Die betrachtete Region liegt in Rheinland-Pfalz und hat eine Fläche von 3.720 km² und 457.000 Einwohner, bei einem Strombedarf von 3,1 TWh_{EL}/a im Jahr (a) 2013. Die Modellregion hat schon heute eine bilanzielle Deckung des Strombedarfs von 59% durch Erneuerbare Energien (EE). Ein hoher Wasserkraftanteil von 20% unterscheidet die Region vom deutschen Durchschnitt (3%–4%). Weiterhin existieren hohe Wind- und Photovoltaik(PV)-Potenziale. Die aus vorhandenen Kohlenstoffdioxid(CO₂)-Quellen verfügbare CO₂-Menge entspricht einem maximalen Potenzial für PtG-Anlagen mit einer elektrischen Eingangsleistung von ca. 1,5 GW_{EL}.

Die Optimierung der 100% EE-Stromversorgung der Region erfolgt mit dem Modell P²IONEER. Damit können komplexe Energiesysteme beliebiger Konfiguration und Größe dynamisch simuliert und optimiert werden. Variablen sind dabei u. a. die installierten Leistungen von Wind, PV, Blockheizkraftwerken (BHKW), PtG, Batterien und Power-to-Heat (PtH), sowie die Betriebszustände der Komponenten zu jedem Zeitpunkt im Simulationszeitraum. Im untersuchten Modell sind die Speichertechnologien Lithium-Ionen-Batterie (Lilon), Pumpspeicher und PtG mit Rückverstromung in BHKW bzw. Gasturbinen berücksichtigt. Biogas steht als flexibel einsetzbarer erneuerbarer Energieträger zur Verfügung. Als Lastmanagementoption wird PtH bedarfsorientiert eingesetzt; dabei wird bis zu einer Wärmelastgrenze ein Erlös aus Wärmebereitstellung angenommen. Komponentendimensionen und Potenzialgrenzen sind an die Bedingungen der Modellregion angepasst. Lastgänge basieren auf den Jahren 2011 und 2012 in 15-Minuten-Schritten. Wind-, PV- und Wasserkraft- Erzeugerlastgänge sind anhand von historischen Wetterdaten, Messdaten von Vergleichsanlagen und Flusspegelständen erstellt. Durch die Auswertung von Transformatordaten stehen möglichst realistische elektrische Verbraucherlastgänge zur Verfügung. Ein Austausch mit dem übergeordneten Netz ist in den betrachteten Szenarien nicht vorgesehen, so dass die Versorgung vollständig aus der Modellregion kommt, allerdings wird angenommen dass Systemdienstleistungen wie Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung dennoch aus dem vorgelagerten Netz bezogen werden.

Da die Region schon einen hohen EE-Anteil aufweist, wird als Zieljahr für eine 100% EE-Stromversorgung das Jahr 2030 angenommen. In die Szenarien gehen Annahmen zu technischen Parametern sowie Kostenannahmen für die Jahre 2015, 2020 und 2030 ein. Als Randbedingung wird ein hoher EE-Anteil der Deckung des Strombedarfs in Stufen von 60%, 80% und 100% vorgegeben. Die Modellregion ist in 17 Teilgebiete (Knoten) unterteilt. Die Unterteilung orientiert sich sowohl an den administrativen Grenzen, als auch am bestehenden 110-kV-Netz und an dessen Umspannanlagen. Simuliert wird (1.) die gesamte Modellre-

gion (Kupferplatte: Szenario, in dem die Übertragungskapazitäten als unbegrenzt angenommen werden und somit die Übertragungskapazitäten des Netzes keine Restriktion darstellen), (2.) die 17 Knoten zusammen mit Stromnetzverbindungen (Netzfall: Szenario, in dem Netzrestriktionen berücksichtigt werden) und (3.) jeder der 17 Knoten autark (Einzelknoten). Um das 110-kV-Netz realitätsnah abzubilden, ist der Austausch zwischen den Knoten auf die (aktuellen) Leitungskapazitäten begrenzt.

Die Ergebnisse der unterschiedlichen Szenarien werden im Folgenden verglichen mit dem Szenario 100% EE im Jahr 2030 Kupferplatte, also mit durch beliebig hohe Leitungskapazitäten verbundene Netzknoten. Für dieses Ausgangsszenario entstehen bei einem durchschnittlichen Leistungsbedarf von 350 MW_{EL} die geringsten möglichen Stromgestehungskosten bei nur 11,0 ct/kWh_{EL}, wenn dabei 218 MW_{EL} PtG-Leistung installiert sind. Es ist möglich die gesamte Region durch die natürlichen Ressourcen zu 100% durch EE zu versorgen ohne die ermittelten Potenzialgrenzen für Windkraft-, PV- oder PtG-Anlagen zu überschreiten. Die kostengünstigste Konfiguration entsteht durch die Installation von 799 MW_{EL} Wind, 734 MW_{EL} PV, 142 MW_{EL} Wasserkraft, und 0 MW_{EL} Lilon-Batterien. Nur 58% des produzierten Wind-, Wasser- und PV-Stroms wird direkt für die Stromversorgung eingesetzt. Die überschüssigen Energiemengen fließen in die Speicher, in PtH oder müssen abgeregelt werden. Es zeichnet sich im Durchschnitt aller Tagesprofile ein deutliches Muster ab. Die Ausspeicherung ist vor allem in den Morgen- und Abendstunden hoch, dabei liegt die durchschnittliche Ausspeicherleistung bei etwa 50 MW_{EL}, im Vergleich zu Mittags, wo sie unter 10 MW_{EL} beträgt.

Auch wenn dem System keinerlei Speicher zur Verfügung stehen ist eine 100% EE-Versorgung möglich, allerdings zu deutlich schlechteren Konditionen. Ist die Installation der Speicher ausgeschlossen, werden mehr Erzeugungsanlagen installiert, um die Spitzenlasten in wind- und sonnenschwachen Zeiten abzudecken: 2.132 MW_{EL} Windleistung und 1.696 MW_{EL} PV-Leistung. Das sind 2,7-mal so viel Wind und 2,3-mal so viel PV wie im Ausgangsszenario mit Speichern. Zu wind- und sonnenstarken Zeiten entstehen große Stromüberschüsse, da deutlich mehr Erzeuger installiert sind, ohne dass sich der Bedarf ändert. Dadurch beträgt die insgesamt abgeregelt Energiemenge 76% bezogen auf den mittleren Bedarf. Im Vergleich dazu wird im Ausgangsszenario mit Speichern nur 2,5% der produzierten Energiemenge abgeregelt, da weniger Erzeugung benötigt und Überschüsse durch Speicher verwendet werden. Durch den Mehrbedarf an installierter Leistung und die abgeregelt Strommengen betragen die Stromgestehungskosten ohne Speicher 19,24 ct/kWh_{EL} und sind somit um 75% höher. Speicher reduzieren in den betrachteten Szenarien die Kosten einer Stromversorgung mit hohem EE-Anteil.

Unterschiedliche Sensitivitäten des Systems zeigen den Einfluss auf PtG und die Stromgestehungskosten. Wird der Einsatz von PtG in den Szenarien mit 100% EE-Versorgung ausgeschlossen, dann werden stattdessen große Mengen Lilon-Speicher installiert. Dadurch steigen die Stromgestehungskosten um mehr als 1 ct/kWh_{EL}. Die Sensitivität in den Installationskosten für PtG von 600 €/kW_{EL} bis 2.500 €/kW_{EL} zeigt, dass PtG selbst dann günstiger

ist, wenn Investitionskosten von 2.400 €/kW_{EL} für PtG bei 350 €/kW_{EL} für die Batterie hinterlegt sind. Auch bei einer hohen Pumpspeicherkapazität bleibt PtG als kostenminimierende Systemkomponente erhalten. Gäbe es durch Potenzialbegrenzungen keine Restriktionen für Pumpspeicherkraftwerke, so wäre eine Pumpspeicherleistung von 233 MW_{EL} und 50 MW_{EL} PtG-Leistung die volkswirtschaftlich beste Lösung. Vor allem der hohe Anteil an Wasserkraft reduziert den Bedarf an Speichern (und PtG), da die Wasserkraft eine wenig volatile Erzeugung bei hohen Volllaststunden (Vlh) aufweist. Bei einem geringeren Wasserkraftanteil (nur 4% statt 20%) werden bei 12,3 ct/kW_{EL} 322 MW_{EL} PtG eingesetzt. PtG ist dann auch schon bei 80% EE in deutlich größeren Mengen installiert.

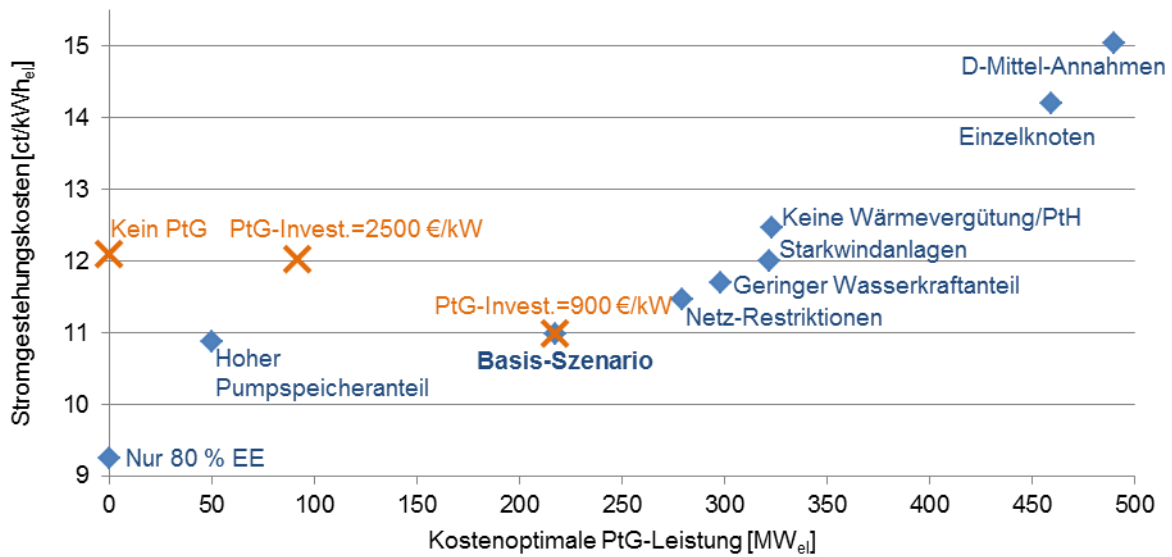
Der Einsatz von Schwachwindanlagen im Binnenland für dezentrale 100% EE-Versorgung ist dem Einsatz von Starkwindanlagen vorzuziehen. Zur Bewertung wird ein Sonderszenario mit Starkwindanlagen statt Schwachwindanlagen optimiert. Es wird deutlich, dass im Starkwindanlagenszenario 500 MW_{EL} mehr Windkraft installiert werden muss, um die gleiche verwertbare Energiemenge zu produzieren. Zusätzlich steigen die PV- (898 MW_{EL}) und PtG-Leistung (298 MW_{EL}). Weil Schwachwindanlagen ein deutlich gleichmäßigeres Erzeugungsprofil haben, werden weniger ausgleichende Speicher und weniger PV benötigt. Und obwohl die Investitionskosten bei Schwachwindanlagen höher sind, reduzieren sich die Stromgestehungskosten um 0,7 ct/kWh_{EL}.

Großen Einfluss hat auch der angenommene Erlös aus dem Verkauf von Wärme zu 5 ct/kWh_{TH}. Ist diese ausgeschlossen, so ist der Einsatz von PtH nicht mehr wirtschaftlich darstellbar und es entstehen höhere Stromgestehungskosten von 12,5 ct/kWh_{EL}. Ohne PtH-Anlagen entfällt eine günstige Möglichkeit zur Verwertung von Stromüberschüssen. Genauso wie PtH nehmen auch PtG-Anlagen Stromüberschüsse auf. Die beiden Technologien stehen somit in direkter Konkurrenz. Werden die Überschüsse nicht mehr zur Wärmewandlung genutzt, lohnt es sich für das Energiesystem, deutlich mehr PtG zu installieren. Dadurch verringert sich gleichzeitig der Bedarf an Erzeugungsanlagen, da in der gleichen Zeit mehr eingespeichert werden kann. So kann die Abregelung möglichst gering gehalten werden. Ohne PtH werden 323 MW_{EL} PtG installiert, 104 MW_{EL} mehr als im Ausgangsszenario.

Das Sonderszenario DMittel definiert sich durch lediglich 4% Wasserkraft (entsprechend dem Ausbauziel Deutschland), Starkwindanlagen statt Schwachwindanlagen und durch fehlende Wärmevergütung. Dabei ergibt sich die hohe PtG-Leistung von 481 MW_{EL} (263 MW_{EL} mehr als im Ausgangsszenario). Gleichzeitig erhöhen sich in diesem optimierten System auch die installierten Leistungen für Wind und PV deutlich. Die resultierenden Stromgestehungskosten liegen mit 15,0 ct/kWh_{EL} um 4,0 ct/kWh_{EL} höher als im Basisszenario.

PtG ist eine wichtige Systemkomponente für die 100% EE-Versorgung, denn dadurch können die Stromgestehungskosten um über 1 ct/kWh_{EL} reduziert werden. In der kostenoptimalen Komponentenkonfiguration wird PtG an Stelle von Batterien verwendet, da eine 100% EE-Versorgung saisonale Speicher benötigt und Batterien dazu wenig geeignet sind, da nicht mehr auf ihre Einspeicherkapazität zurückgegriffen werden kann sobald sie gefüllt sind,

wohingegen PtG die Kapazität des Gasnetzes zur Verfügung steht. PtG wird einer Abregelung vorgezogen und neben der gleichzeitigen Verwendung von Pth eingesetzt.



Werden mit der Mehrknotenoptimierung Stromnetzrestriktionen einbezogen (Netzscenario) entsteht ein höherer Speicherbedarf, da die begrenzten Leitungskapazitäten den Stromausgleich zeitweise einschränken. Dies resultiert in höheren Stromgestehungskosten von 11,5 ct/kWh_{EL} bei 279 MW_{EL} PtG, gegenüber dem Vergleichsszenario mit 11,0 ct/kWh_{EL} und 218 MW_{EL}.

Da sich im Einzelknotenfall, also in dem Fall, dass die Knoten einzeln und ohne dazwischen liegendes Netz optimiert werden, die Knoten autark versorgen, werden vereinzelt die Wind-, PV- oder PtG-Potenzialgrenzen erreicht und z.T. sehr hohe Batterieleistungen notwendig. Der Vergleich der installierten Leistungen für solche Knoten zwischen dem Einzelknotenszenario mit dem Netzscenario zeigt, dass die Knoten ihre Potenziale im Netzscenario nutzen indem Knoten mit geringen Potenzialen von anderen Knoten mit hohen Potenzialen mitversorgt werden und sich somit die Verteilung von PV und Windkraft ändert. Insgesamt werden im Einzelknotenszenario deutlich mehr PV aber weniger Wind installiert. Im Netzscenario werden urbane Knoten mit hohem Strombedarf zu großen Teilen über das Netz versorgt. Es ergeben sich im Einzelknotenszenario (über den Strombedarf der Knoten gewichtet) deutlich höhere Stromgestehungskosten von 14,2 ct/kWh_{EL}.

Lastflussberechnungen am 110-kV-Netz auf Basis der Simulationsergebnisse im Netzscenario zeigen die zu erwartenden reale Belastung des 110-kV-Netzes. Dabei ist der Ausbaubedarf auch im 100% EE Netzscenario gering. Grund dafür ist, dass bei der Optimierung im Modell P²IONEER die Übertragungskapazitäten des 110-kV-Netzes bei der Standortwahl der Speicher aber auch bei der Lokalisierung der dezentralen Erzeugungsanlagen berücksichtigt werden. Durch die Betrachtung des Netzausbaubedarfs in der Hochspannung gegenüber dem in der Mittel- und Niederspannung wird der netzausbaureduzierende Effekt ermittelt. Dieser entsteht durch die Berücksichtigung der Übertragungskapazitäten im 110-kV-Netz.

Durch eine sinnvolle – optimierte – Verteilung der Erzeuger und Speicher bezogen auf das 110-kV-Netz ergibt sich ein geringer Ausbaubedarf. Die ermittelten Netzausbaukosten liegen im 100% EE-Fall bei nur 7,1 Mio. €. Sind hingegen Speicher ausgeschlossen, liegen die Netzausbaukosten trotzdem bei nur 33,2 Mio. €. Im Vergleich dazu verursachen die Speicher Investitionskosten von 301 Mio. € bei gleichzeitigen Ersparnissen in den Stromgestehungskosten von rund 238 Mio. €/a. Allerdings ist die vordringliche Aufgabe der Speicher nicht die Vermeidung des Netzausbaus, sondern der zeitliche Ausgleich von Last und Erzeugung, die allein mittels Netzausbau nicht gelöst werden kann.

Neben den EE-Erzeugern ist auch die Wahl der Verstromungstechnologie wichtig. In einem Sonderszenario 2030-100%EE-Kupfer wurde der Einsatz von BHKW mit dem von 150 MW_{EL} Gasturbinen verglichen. Die installierten Leistungen von Wind, PV und PtG sind im Gasturbinenfall geringer und die Stromgestehungskosten reduzieren sich deutlich um 1 ct/kWh_{EL}. Die dadurch resultierende Ersparnis für die Modellregion von 28,97 Mio. €/a kann in den Netzausbau investiert werden, um die durch den Einsatz von zentralen Gasturbinen benötigten Strom- und Gasübertragungskapazitäten bereitzustellen. Die Ersparnis ist beim Einsatz von 500 MW_{EL} Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken (GuD-Kraftwerken) noch höher, allerdings muss für die Stromverteilung dann ein deutlich größerer Netzausbau erfolgen.

Ein Erdgasanschluss ist für die Auswahl eines PtG-Standortes von besonderer Bedeutung, um die Vorteile der Einleitung des Erdgassubstitutes (SNG) in die bestehende Erdgasinfrastruktur zu nutzen. Das Gasnetz ist im Modell als idealer Speicher mit uneingeschränkten Übertragungskapazitäten hinterlegt, da davon ausgegangen wird, dass die Kapazitäten im vorhandenen Gasnetz sehr groß sind. Die Einspeisungen ins Gasnetz durch PtG sowie der durch die vielen BHKW entstandene Gasbedarf sind punktuell sehr groß, was zu einer Überlastung des Gasnetzes und einer Änderung der Fließrichtung führt. Dadurch ist es fraglich, ob das bestehende regionale Gasnetz ohne größere Ausbaumaßnahmen den Ergebnissen der Simulation standhält.

Die Ergebnisse dieses Projektes zeigen, dass ein Stromerzeugungssystem mit 100% EE auf verschiedene Art und Weise und mit unterschiedlicher Verteilung und Dimensionierung der Erzeugungs- und Speicherkomponenten für die Modellregion umgesetzt werden kann. Deswegen spricht unter den in diesem Projekt gewählten Annahmen aus technischer Sicht nichts gegen die Zielsetzung, 100% EE in der Stromerzeugung zu erreichen. Es entstehen Stromgestehungskosten, die je nach Betrachtung zwischen 11 ct/kWh_{EL} und 15 ct/kWh_{EL} liegen, wobei sie im Netzscenario 11,5 ct/kWh_{EL} betragen. PtG ist dabei eine wichtige Systemkomponente, die auch bei höheren Investitionskosten anderen lastausgleichenden Systemkomponenten wie Batterien oder einer Abregelung vorgezogen wird.

Kurzfassung

Die Realisierung einer Energieversorgung mit überwiegend Erneuerbaren Energien erfordert in Zukunft einen starken Ausbau der volatilen Energiequellen wie Photovoltaik und Windenergie. Durch erhöhte Stromerzeugung aus diesen Erzeugern werden vermehrt Stromspeicher notwendig sein. Eine der wenigen aus heutiger Sicht praktikablen Möglichkeiten für eine Speicherung potenziell großer Energiemengen über mehrere Tage bis Wochen/Monate (Langzeitspeicher) ist die Power-to-Gas(PtG)-Technologie. Das Verfahren realisiert die Umwandlung von elektrischer Energie in den chemischen Energieträger Methan / SNG.

Ziel dieser Studie ist es, die Rolle von PtG in einer zukünftigen Energieversorgung aufzuzeigen. Deswegen wird in diesem Projekt die autarke und lastgangkonforme zu 100% erneuerbare Stromversorgung einer konkreten Modellregion in Deutschland simuliert. Der Fokus liegt dabei auf der detaillierten Untersuchung des Einsatzes von PtG zur Realisierung einer möglichst kostengünstigen, dezentralen und erneuerbaren Stromversorgung.

Für die Optimierung der Stromversorgung wird eine konkrete Computersimulation des Stromnetzes der Modellregion bezüglich ihrer aktuellen und in Zukunft möglichen Energieversorgung mit EE-Anlagen sowie Speichertechnologien mit dem Modell P²IONEER durchgeführt. Eine Besonderheit ist die Unterteilung in 17 Teilgebiete zur Betrachtung der lokalen Potenziale und der Auslastung der Stromnetzübertragungskapazitäten.

Die Ergebnisse der Optimierungen des Energiesystems der Modellregion zeigen, dass eine lastgangkonforme Deckung des Strombedarfs mit verfügbaren Technologien möglich ist. PtG ist dabei ein zentrales Element in der kostenoptimalen Konfiguration für eine 100% EE-Stromversorgung. Diese Aussage ist robust, d.h. in weiten Grenzen unabhängig von Parameterannahmen der Modellierung. Auch bei PtG-Investitionskosten, die dem doppelten der hier gewählten Standardannahmen entsprechen, wird PtG anderen Speichertechnologien wie (Lilon-)Batterien oder der zusätzlichen Installation von Erzeugungskapazitäten mit einer zeitweisen Abregelung der Überschüsse vorgezogen.

Abstract

The implementation of an energy supply system with mainly renewable energies requires the development of volatile energy sources such as solar and wind energy. An increased generation of electricity from these producers will require energy storages. From today's perspective one of the few feasible possibilities for storing potentially large quantities of energy over several days to several weeks / months (long-term storage) is the power-to-gas (PtG) technology. The process realises the conversion of electrical energy into a chemical energy source methane / substitute natural gas (SNG).

The objective of this study is to identify the role of PtG in a future energy supply. Therefore we simulate the self-sufficient and (according to the load profile) 100% renewable power supply of a specific model region in Germany. The focus is on a detailed analysis of the use of PtG to realise a low-cost, decentralised and renewable power supply.

The optimisation of the power supply of the region is carried out with a precise computer simulation of the power grid of the model region in terms of their potential future energy supply with renewable energy plants and storage technologies called P²IONEER. A specific characteristic is the division into 17 subregions in order to analyse the local potentials and the utilisation of the power grid transmission capacities.

The results of the optimisation of the energy system of the model region show that a load-compliant coverage of the electricity demand is possible with existing technologies. PtG is a central element in the cost-optimal configuration for a 100% renewable electricity supply. This statement is robust, that means it is independent of parameter assumptions of the simulation. Even with PtG CAPEX, which corresponds to twice the standard assumptions, PtG is preferred over other storage technologies such as (lithium) batteries or the installation of additional renewable capacities with occasionally curtailments of energy surpluses.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung des Berichtes.....	III
Kurzfassung	VIII
Abstract	IX
Inhaltsverzeichnis	X
1 Einleitung, Projektbeteiligte und Ablauf des Projektes.....	1
1.1 Motivation	1
1.2 Aufgabenstellung	2
1.3 Projektziele	4
1.4 Planung und Ablauf des Vorhabens	5
1.5 Vorstellung und Aufgaben der Projektbeteiligten.....	8
1.5.1 juwi.....	8
1.5.2 RLI	9
1.5.3 RWE	10
1.5.4 ZSW	10
1.5.5 ETOGAS GmbH (vormals: SolarFuel)	11
1.6 Stand des Wissens	11
1.6.1 Aktuelle Forschungsprojekte in Deutschland.....	11
1.6.2 Wissenschaftliche Veröffentlichungen und Studien	13
1.6.3 Modellierungs- und Simulationsansätze für Energiesysteme.....	13
2 Daten.....	15
2.1 Vorstellung Modellregion.....	15
2.2 Knotengrenzen.....	16
2.3 Stromnetz	17
2.4 Gasnetz	18
2.5 Energieerzeugungsanlagen	19
2.6 Potenziale	22
2.6.1 Bestimmung des Windkraftanlagenpotenzials	23
2.6.2 Bestimmung des PV-Potenzials	23
2.6.3 Bestimmung des Wasserkraftpotenzials.....	24
2.6.4 Bestimmung des Biogaspotenzials.....	24
2.6.5 Bestimmung des CO ₂ -Potenzials	27
2.7 Abgrenzung des Modells und der Simulation	31
2.8 Technische und finanzielle Annahmen.....	33
2.9 Stromlastkurven	37
2.10 Wärmelastkurven	40
2.11 Wind	41
2.12 PV.....	43
2.13 Wasserkraft.....	45
3 Modell	47
3.1 Anforderungen	47
3.2 Aufbau, Lastflussmodell	48
3.2.1 Komponenten.....	48
3.2.2 Lastflussmodell – Erzeuger	49
3.2.3 Die Rolle von Biogas	50

3.2.4	Lastflussmodell – Überschusspfad	51
3.2.5	Lastflussmodell – Unterversorgungspfad.....	51
3.2.6	Komponentenmethoden zur Lastflussdarstellung	51
3.3	Zielfunktion	52
3.4	Abgrenzung Wärme	53
3.5	Netz/Einzelknoten/Kupferplatte	53
3.5.1	Einzelknoten.....	53
3.5.2	Netz	53
3.5.3	Hierarchieebenen.....	54
3.5.4	Kupferplatte.....	55
3.5.5	Nutzung von Kupferplattenlösungen für die Netzoptimierung	55
3.6	Eigenschaften des Suchraums.....	56
3.7	Optimierung	58
4	Szenarien.....	61
4.1	Kupferplatte, Einzelknoten und Netz	61
4.2	Festlegung der Basisannahmen.....	62
4.3	Festlegung der Szenarien	63
4.3.1	Basisszenarien.....	63
4.3.2	Sonderszenarien	63
4.3.3	Szenario mit Deutschlandmittellannahmen (DMittel)	64
4.3.4	Sonderszenarien für die Kupferplatte	65
4.3.5	Sonderszenarien für Einzelknoten.....	66
4.3.6	Szenarien zur Bewertung der Kostenannahmen	66
4.4	Szenarienübersicht	67
5	Bewertung und Einordnung der Modellregion.....	68
5.1	Vergleich der Modellregion mit Deutschland	68
5.1.1	Bevölkerung, Sozialstruktur und Flächennutzung.....	68
5.1.2	Stromproduktion.....	69
5.1.3	Installierte Kraftwerksleistung.....	70
5.1.4	Energieinfrastruktur	71
5.1.5	Kohlenstoffdioxid.....	72
5.1.6	Zusammenfassung, Standortbewertung der Modellregion.....	73
5.2	Vergleich der Modellregion mit den Simulationsergebnissen.....	73
5.2.1	Stromproduktion.....	74
5.2.2	Installierte Kraftwerksleistung.....	74
5.2.3	Kohlenstoffdioxid.....	75
6	Ergebnisse der Basisszenarien	77
6.1	Ausbaupfad.....	77
6.2	Sensitivität der EE-Durchdringung und der Kosten	81
6.2.1	EE-Durchdringung im Jahr 2020	82
6.2.2	EE-Durchdringung im Jahr 2030	84
6.2.3	Sensitivität Kosten.....	86
7	Detaillierte technologiespezifische Analysen	90
7.1	Vergleich der Netzsimulation mit den Einzelknoten.....	90
7.1.1	Überblick Kupferplatte, Summe Einzelknoten, Netzfall	90
7.1.2	Knotenebene.....	94

7.2	Erzeuger	97
7.2.1	Windenergie	100
7.2.2	Photovoltaik.....	105
7.2.3	Wasser.....	109
7.3	Speicher.....	111
7.3.1	Allgemeiner Speicherbedarf	111
7.3.2	Sensitivität ohne Speicher	113
7.3.3	Power-to-Gas	114
7.3.4	Wind und PtG und PtH.....	116
7.3.5	Batterie.....	118
7.3.6	Batterie und PV	119
7.3.7	Pumpspeicher	120
7.4	Wärme	122
7.4.1	Deckung des Wärmebedarfs	122
7.4.2	Power to Heat, Pfade	125
7.4.3	Sonderszenarien Wärmevergütung.....	126
7.4.4	Sonderszenario Wärmepumpe	128
7.5	Verstromung des Gases	129
7.5.1	Rolle von Biogas	132
8	Power-to-Gas.....	133
8.1	Zusammenfassung bisheriger Ergebnisse	133
8.2	100% EE ohne PtG.....	135
8.3	Sensitivität PtG-Investitionskosten	137
8.4	Sensitivität PtG-Wirkungsgrad	141
8.5	Sensitivität PtG bei 80% EE und 4% Wasserkraft	142
8.6	CO ₂ -Quellen.....	143
8.7	Mobilität	147
8.8	Dynamik und Teillastverhalten	153
8.9	Verbesserungs- und Entwicklungspotenziale der PtG-Technologie.....	160
9	Wirtschaftsbezug	162
9.1	Stromgestehungskosten	162
9.1.1	Zusammensetzung der Stromgestehungskosten.....	163
9.2	Gasgestehungskosten	164
9.2.1	Marginale Gasgestehungskosten in Abhängigkeit von EE-Anteil und Gasmenge	165
10	Wirkungen in Strom- und Gasnetz.....	169
10.1	Stromnetz	169
10.1.1	Übersicht.....	169
10.1.2	Auswirkung auf das 110-kV-Netz	173
10.1.3	Speicher vs. Netzausbau.....	180
10.1.4	Auswirkung auf die Mittel- und Niederspannungsnetze	181
10.1.5	Einordnung der Ergebnisse	183
10.1.6	Netzdienstleitungen.....	187
10.2	Gasnetz	188
10.2.1	Prognostizierter Gaslastgang des 100% EE-Szenarios	188
10.2.2	Räumliche Verteilung der Gaslasten	192

10.2.3	Integrationsfähigkeit	197
10.2.4	Kosten Gasnetz.....	201
11	Vorbereitung der Umsetzung	203
11.1	Analyse und Bewertung von geeigneten Standorten.....	203
11.1.1	Restriktive Faktoren	203
11.1.2	Selektive Faktoren.....	209
11.1.3	Ergebnisse der Standortanalyse.....	213
11.2	Skalierungsstufen	221
11.3	Anforderungen an PtG Schnittstellen bei Einbindung in bestehende oder neue Systeme	223
11.4	Einbindung von PtG-Anlagen in unterschiedliche BGA-Varianten	224
11.4.1	Einbindung von PtG-Anlagen bei BGA mit BHKW	224
11.4.2	Einbindung von PtG-Anlagen bei BGA mit Gasaufbereitung	227
11.5	Übergeordnete Leittechnik des Gesamtsystems	232
11.5.1	Allgemeiner Teil	232
11.5.2	Hardware	233
11.5.3	Kommunikation	236
11.5.4	Monitoring	237
11.5.5	Intelligenz.....	237
11.5.6	Technische Umsetzung.....	239
12	Ergebnisbewertung.....	240
12.1	Vergleich mit dem Deutschlandmittel (DMittel).....	240
12.2	Übertragung der Ergebnisse auf andere Modellregionen (Region Bayerisches Oberland).....	243
12.3	Diskussion der Annahmen	246
13	Schlussfolgerungen und Ausblick	253
14	Abkürzungsverzeichnis.....	256
15	Abbildungsverzeichnis.....	257
16	Tabellenverzeichnis.....	266
17	Literaturverzeichnis.....	268
18	Anhänge	273
18.1	Anhang zu Kapitel 2: Daten für verschiedene Gasspeicher.....	273
18.2	Anhang zu Kapitel 6: Ausbaupfad für die Kupferplatte	274
18.3	Anhang zu Kapitel 7: Vergleich der Netzsimulation mit den Einzelknoten	275
18.4	Anhang zu Kapitel 8: PtG-Erkenntnisse	276

1 Einleitung, Projektbeteiligte und Ablauf des Projektes

1.1 Motivation

Die Realisierung einer Energieversorgung weitgehend aus Erneuerbaren Energien (EE) erfordert in Zukunft einen starken Ausbau der volatilen Energiequellen Photovoltaik (PV) und Windkraft. Laut Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010 und Gesetzespaket zur Energiewende vom Sommer 2011 sollen die Emissionen an Treibhausgasen in Deutschland bis zum Jahr 2050 um 80% bis 95% gegenüber dem Wert von 1990 sinken. Für die energiebedingten CO₂-Emissionen allein erfordert diese Zielsetzung eine Reduktion um mindestens 85% bis hin zu einer nahezu emissionsfreien Energieversorgung. Für den Stromsektor bedeutet dies, dass eine Versorgung aus 100% EE bis zum Jahr 2050 realisiert werden muss, da in anderen Energiesektoren sehr hohe Emissionsreduktionen noch schwer erreichbar sind (z.B. Luftverkehr, Straßengüterverkehr).

Verschiedenen Studien zufolge werden die aus Windkraft und PV dezentral erzeugten Energiemengen eine tragende Säule der Gesamtstromversorgung bilden [RLI 2013, IEA 2010, BMWi 2012]. Die Umsetzung dieser hohen Anteile von Wind- und PV-Strom wird das System der Stromversorgung und die Verteilnetze vor neue Herausforderungen stellen: Zum einen muss die Zuverlässigkeit und die Stabilität des Netzes sichergestellt werden, zum anderen müssen Maßnahmen ergriffen werden, um hohe Anteile volatiler Erneuerbaren Energiequellen am Strommix überhaupt erst zu ermöglichen, das heißt zeitliche Über- und Unterdeckungen von Verbrauch und Angebot auszugleichen.

Die konsequente Umsetzung bestehender Klimaschutzziele und die Erreichung hoher EE-Anteile bis hin zu einer 100% EE-Versorgung erfordern also einen zusätzlichen Bedarf klimaneutraler Optionen zur Speicherung von erneuerbar erzeugter Energie. Dadurch werden vermehrt Stromspeicher im Netz notwendig sein, zum einen Kurzzeit- und Stundenspeicher zur Sicherung der Netzqualität und für den Ausgleich von Residuallasten auf Sekunden- bis Stundenbasis, zum anderen Langzeitspeicher für eine Speicherung potenziell großer Energiemengen über mehrere Tage bis Wochen/Monate hinweg bei geringen Ruheverlusten (geringe Selbstentladung).

Eine der wenigen aus heutiger Sicht praktikablen Möglichkeiten zur Langzeitspeicherung ist die Speicherung des Stroms als chemischen Energieträger Methan (CH₄). Dieses synthetische Erdgas, engl. Substitute Natural Gas (SNG) kann mittels Power-to-Gas(PtG)-Technologie hergestellt wird. In der Elektrolyse wird zunächst Wasser (H₂O) in Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) zerlegt. Anschließend wird der Wasserstoff zusammen mit dem Eduktgas Kohlenstoffdioxid (CO₂) über eine Methanisierung zu SNG synthetisiert, siehe Abbildung 1.1. Um erneuerbares SNG zu erzeugen, sollten sowohl der Strom als auch das CO₂ aus regenerativen Quellen stammen, z.B. der Umgebungsluft oder einer Biogasanlage (BGA) verwendet werden.

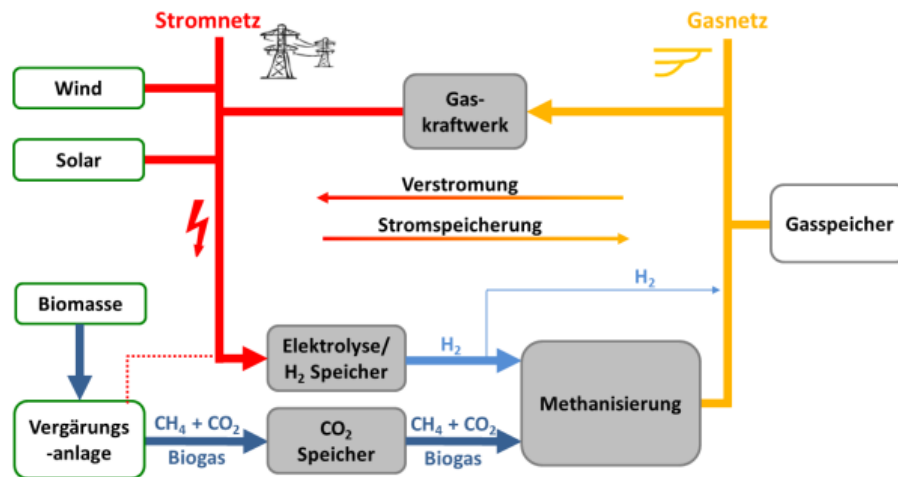


Abbildung 1.1: Funktionsprinzip der Power-to-Gas-Technologie [Specht 2009, Sterner 2009]

Das SNG kann wie fossiles Erdgas im bestehenden Erdgasnetz mit seinen Gasspeichern transportiert und gespeichert werden. Die in Deutschland bestehenden Untertageerdgasspeicher haben ein Speichervolumen von etwa 22 Mrd. m³ [GIE 2014]. Daraus lässt sich die Speicherkapazität auf ca. 214–281 TWh_{HS}¹ berechnen und ist damit mehr als 5.000-mal größer als die Pumpspeicherkapazität im deutschen Stromnetz [Specht 2009]. Unter Einbezug der genannten Voraussetzungen ist SNG ein CO₂-neutraler Energieträger mit hoher Energiedichte, welcher zeitlich flexibel rückverstromt werden kann.

In diesem Projekt wird durch die systemanalytische Konzeption demonstriert, dass die Herausforderungen der 100% EE-Versorgung mit existierender Technologie (u.a. PtG) zu bewältigen sind. Konkrete Bewertungen von PtG in einer Region bei Berücksichtigung von Randbedingungen wie CO₂-Quellen, EE-Potenzialen, Stromnetz etc. sind noch nicht Stand des Wissens. Sie sollen im Rahmen des Projektes für eine Modellregion erarbeitet werden. So ergeben sich diverse Erkenntnisse zur Wechselwirkung von PtG mit anderen systemischen Komponenten sowie zu seiner Bedeutung für ein zukünftiges Energieversorgungssystem.

1.2 Aufgabenstellung

Im Rahmen dieses Vorhabens wird die systemanalytische Konzeption der Stromversorgung einer Region auf Basis 100% EE unter dem Fokus des Einsatzes der PtG-Technologie zur Energiespeicherung untersucht. Dazu werden für eine ausgewählte Modellregion Optimierungen der Energieversorgung durchgeführt und Anforderungen an die PtG-Technologie abgeleitet.

Zu Beginn wird das Potenzial der Energieerzeugungsanlagen und Energiespeicher, insbesondere der PtG-Technologie, in einer Analyse der Modellregion ermittelt. Es soll festgestellt werden, welchen prinzipiellen Beitrag PtG als Energiespeicher zukünftig leisten kann und wie es sinnvoll in ein Energiesystem eingebettet werden kann. Parallel zu der Analyse der Mo-

¹ Brennwert Erdgas: 35,0–46,0 MJ/m³ / Brennwert Methan: 39,8 MJ/m³

dellregion wird ein Simulationsmodell auf Basis der erarbeiteten Spezifikationen und Anforderungen erstellt. Daten der Netzlasten der Modellregion und des Netzverhaltens sowie des Einspeiseverhaltens integrierter Energieerzeugungseinheiten bilden die Grundlage des Modells. Mit erarbeiteten Szenarien werden Simulationen des Energiesystems der Modellregion bezüglich ihrer aktuellen und in Zukunft möglichen Energieversorgung mit steigendem Anteil an EE-Anlagen sowie Speichertechnologien durchgeführt.

Aus den simulierten Szenarien wird unter verschiedenen Gegebenheiten der insgesamt erforderliche Speicherbedarf erfasst. Dabei ist die Rolle der PtG-Technologie im Zusammenspiel mit anderen Speichertechnologien wie Pump- und Batteriespeichern von Bedeutung. Zudem wird der Einsatz von optimal verteilten Erzeugungs- und Speicherkapazitäten innerhalb der Modellregion simuliert. Im Anschluss an die Analyse des Gesamtsystems wird ein weiterer Fokus auf das notwendige dynamische Verhalten des PtG-Verfahrens gelegt. Die volatile Stromerzeugung aus EE ergibt auch Anforderungen für angebundene Anlagen und entsprechende Rückwirkungen auf die Spezifikationen des Gesamtsystems sowie der PtG-Anlagen selbst. Dabei ist die Betrachtung der Biomasse zur Flexibilisierung der Stromerzeugung und zur Bereitstellung von CO₂ wichtig. Die Bewertung der wirtschaftlichen Aspekte in verschiedenen Konstellationen, insbesondere der resultierenden Kosten für die Integration der Energiespeicher und die durch deren Einsatz verbundenen Änderungen der gesamten Stromgestehungskosten im System runden die gesamte Konzeption ab.

Große Vorteile sind, dass auf Landkreisebene genaue Informationen verfügbar sind und so eine Betrachtung der PtG-Technologie mit großer Genauigkeit und Realitätsnähe erreicht wird. Die betrachtete 110-kV-Netzgruppenebene ist dabei vor allem für die Verteilnetzbetreiber bei der Anbindung von EE- und zukünftig auch PtG-Anlagen besonders relevant. Für die zukünftige praktische Umsetzung der PtG-Technologie in der Nähe von dezentralen EE-Anlagen muss daher eine Modellierung umgesetzt werden, die in der in diesem Projekt erreichten räumlichen und zeitlichen Auflösung liegt, um aussagekräftige und realitätsnahe Zukunftsszenarien zu erhalten. Die gewonnenen Erkenntnisse werden aufbereitet und verallgemeinert, sodass sie auch auf den Einsatz der PtG-Technologie in anderen oder weiter gefassten Regionen übertragen werden können. Insgesamt werden aus den genannten Analysen die technischen und wirtschaftlichen Anforderungen an die PtG-Technologie identifiziert und beurteilt.

Bei der Analyse der Modellregion werden Chancen, Hürden und Grenzen der PtG-Technologie identifiziert und aufgezeigt. Die Systematik kann später als Vorbild dienen, wenn im Rahmen der Energieziele der Bundesregierung andere Regionen weiterentwickelt und Energiespeicher integriert werden sollen. Mögliche andere Ansätze, die auch das PtG-Verfahren als Energiespeicherbaustein beinhalten, können dabei mit Hilfe der in diesem Projekt gewonnenen Erkenntnisse verifiziert und auf Brauchbarkeit untersucht werden. So können durch Übertragen der angewandten Forschungsarbeiten Verbesserungen im Rahmen nachfolgender Weiterentwicklungen erzielt werden.

Wichtige grundlegende Erkenntnisse dabei sind, welche Datengrundlage für eine praktische Auslegung der Speichertechnologien notwendig ist; welche Speichertechnologien überhaupt verwendet werden; wie groß und dynamisch ein Speicher sein muss, um die Deckung eines gegebenen Lastganges zu sichern und insbesondere welchen technischen sowie wirtschaftlichen Anforderungen sich die PtG-Technologie stellen muss, um den Einsatzzweck zu erfüllen.

1.3 Projektziele

Übergeordnetes Ziel des Projekts ist die systemanalytische Konzeption der Energieversorgung einer Region auf Basis der Stromproduktion mit 100% Erneuerbarer Energien unter dem Fokus des Einsatzes der PtG-Technologie zur Energiespeicherung. Ein Ziel ist die Ableitung eines Anforderungsprofils an PtG-Anlagen, um eine zukünftige Betriebsführung in Regionen zu ermöglichen, die von hohem Anteil an volatilen EE wie Windkraft und PV geprägt sind. Der wesentliche Erkenntnisgewinn liegt dabei im Verständnis der Abhängigkeiten des Dreiecks hohe Abdeckung der Lasten mit EE (Glättung der EE-Profile durch den Einsatz von Speichern), Auswirkungen auf das Stromnetz (Entlastungen bzw. Vermeidung von Leitungsausbau) und sinnvolle Einsatzcharakteristika der Speicher (Wirtschaftlichkeit und Dynamik von PtG). Zudem sollen sowohl das grundlegende Potenzial als auch die Limitationen dieser Technologie in der Modellregion beurteilt werden.

Die wesentlichen Anforderungen, die sich aus heutiger Sicht speziell in diesem Kontext an das PtG-Verfahren stellen, sind zum einen die Fähigkeit der Darstellung eines dynamischen Betriebs im Ausgleich zu volatiler Stromerzeugung und zum anderen die entsprechende Steuerungsfähigkeit bei gleichzeitiger Kompatibilität mit peripheren, insbesondere auch stofflich angebotenen Einrichtungen, wie zum Beispiel regenerative CO₂-Quellen (BGA) oder das Erdgasnetz. Der Einsatz von PtG zur Erzeugung von SNG als Langzeitspeicher für große Energiemengen bedingt eine Skalierbarkeit der genannten Anforderungen hin zu PtG-Anlagen mit elektrischen Anschlussleistungen von mehreren MW_{EL}. Aus wirtschaftlicher Sicht stellt sich die Anforderung, dass auch bei der im Ausgleichsbetrieb realisierbaren Auslastung (Volllaststunden) ein ökonomisch sinnvoller Betrieb möglich sein muss. Dies ist neben der Weiterentwicklung der Technologie insbesondere durch eine mittelfristige Reduktion der spezifischen Investitionskosten auf unter 1.000 €/kW_{EL} möglich. Das derzeitige Kostenniveau ist zudem von weiteren Einflussfaktoren abhängig, wie etwa den realisierbaren Preisen für die Produkte (wie dem erzeugten Strom oder dem SNG, der Abwärme und unter Umständen dem O₂) sowie den Kosten für die verwendeten Edukte (wie dem einzuspeichernden Strom und dem verwendeten CO₂).

Die Ziele des Projekts sind deswegen die Konkretisierung und die Quantifizierung der technischen wie wirtschaftlichen Anforderungen an die PtG-Technologie für den beschriebenen Einsatzzweck. Bei der vollständigen Simulation und der Optimierung der betrachteten Modellregion mit PtG-Einsatz sollen die Anforderungen an PtG bewertet werden. Zusammenfassend sollen somit innerhalb des Projekts zum einen konkrete Rahmenbedingungen für

eine Region mit 100% EE mit integrierter PtG-Technologie erforscht und entsprechende Spezifikationen abgeleitet werden. Innerhalb dieses Vorhabens bestehen die wesentlichen Ziele in folgenden Punkten:

- Durchführung einer anwendungsnahen systemanalytischen Konzeption einer Region auf Basis von 100% EE mit dem Fokus des Einsatzes der PtG-Technologie zur Energiespeicherung
- Modellbildung regionaler Energieversorgung mit dem Einsatz von Energiespeichertechnologien im Bezug zur Integration hoher Anteile volatiler EE
- Ermittlung der Potenziale, der technischen Parameter sowie der Limitationen des Einsatzes der PtG-Technologie
- Klärung spezifischer Anforderungen und Ableitung konkreter technischer Spezifikationen und Standorte von PtG-Anlagen und Bestimmung der notwendigen Kapazitäten und der Skalierungsstufen der Technologie
- Bestimmung des Einflusses der wirtschaftlichen Faktoren (Investitions- und Betriebskosten) bei unterschiedlichen Gegebenheiten im Kontext der optimierten Stromgestehungskosten des Gesamtsystems

1.4 Planung und Ablauf des Vorhabens

Das Projekt ist in verschiedene Arbeitspakete eingeteilt, die im Folgenden mit ihren jeweiligen Aufgaben bzw. Arbeitsschritten dargestellt werden.

1.4.1.1 Potenzialabschätzung der PtG-Technologie für die Modellregion

Zuerst wird eine geeignete Modellregion definiert, wobei eine gute Datenverfügbarkeit für spätere Modellierungs- und Recherchearbeiten und eine hohe Relevanz für den Ausbau von EE und Speichern wichtig sind. Für die Simulation werden die zu betrachtenden Netzknotenpunkte festgelegt, d.h. räumliche Auflösung der EE-Erzeugungs- und Verbraucherlasten.

Für die Modellregion wird unter Berücksichtigung von Standorten mit möglichen CO₂-Quellen und Gasnetz-Einspeisemöglichkeiten mittels eines bilanziellen Ansatzes Potenziale für die zu installierende PtG-Leistung abgeschätzt, wozu eine Standort- und Literaturrecherche durchgeführt und ausgewertet wird, um den gegenwärtigen Status Quo der Modellregion genau zu erfassen. Basierend auf den Ergebnissen dieser Potenzialanalyse werden Anforderungen erarbeitet, die die PtG-Technologie erbringen muss und die durch entsprechende Modellierung in den späteren Simulationsdurchläufen geprüft werden.

Zusätzlich werden Rahmenbedingungen, die sich bei Integration der Anlagen in die bestehenden Strom-/Gasnetze aus Netzbetreibersicht ergeben, erarbeitet. Dazu gehören die Betrachtung möglicher Netzanschlusspunkte, die verfügbaren Kapazitäten der aktuellen Netze und Kostenmodelle für Erweiterungen als Input für die Simulationsberechnung.

1.4.1.2 Anforderungen an die Simulation der Modellregion und Datenbasis

Es werden die Anforderungen an das Simulationsmodell hinsichtlich der Ableitbarkeit einer Spezifikation für PtG-Anlagen und der Modellgüte beschrieben, u.a. auch aus Netzsicht, um ein möglichst exaktes Bild der zukünftigen Anforderungen an das Netz abbilden zu können. Kostenmodelle und zugehörige Daten werden als Input für die Simulationsrechnungen entwickelt und definiert. Dabei werden auch zu erwartende Lernraten berücksichtigt.

Die notwendigen Datensätze und Zeitreihen werden identifiziert, benannt, und aufbereitet. Zu den wichtigsten Daten zählen die Lastzeitreihen für Strom und Wärme, die bestehende Energieerzeugungsstruktur (Wind, PV, Wasser, Biomasse, BHKW, Speicher) einschließlich deren Ausbaupotenziale, meteorologische Daten und Zeitreihen für die Modellregion sowie die Strom- und Gasnetzdaten mit der Netztopologie der Nieder- und Mittelspannungsebene. Die zur Verfügung stehende Datenbasis, insbesondere die Lastprofile an den Stromnetzpunkten der Modellregion werden validiert und angepasst (Zeitschrittweiten, Beseitigung von Inkonsistenzen etc.). Außerdem erfolgt die Aufbereitung der notwendigen meteorologischen Daten wie Einstrahlungs- und Winddaten aus speziellen Analyse- und Prognosemodellen sowie der EE-Erzeugungsdaten von PV- und Windkraftanlagen.

Als Zielfunktion für die Optimierungen des Systems werden minimale Stromgestehungskosten definiert. Die Szenarien für die Simulation der Modellregion werden festgelegt und zielen auf die Dimensionierung von Anlagengrößen bzw. Ausbauszenarien mit unterschiedlicher Durchdringung EE mit und ohne PtG-Speicher.

1.4.1.3 Erstellung des Simulationsmodells für die Modellregion

Gemäß den erarbeiteten Zielen und Anforderungen des Verbundprojektes wird das Energiesystemmodell entwickelt. Für die Simulation und Optimierung von Netzbelastungen wird ein dynamisches Lastflussmodell der Modellregion erstellt, welches das Verteilnetz und die Netzstruktur mit einbezieht. Die aktuelle Netzstruktur inklusive Verbraucher und Erzeugungsstruktur (Wind, PV, Wasser, Biomasse, BHKW, Speicher) wird hierzu parametrisiert. Es werden Teilmodelle für eine skalierte PtG-Anlage mit Elektrolyse- und Methanisierungsschritt sowie der Anbindung einer BGA mit Rohbiogas und der notwendigen Zwischenspeicher von Edukten erstellt. Die Optimierung erfolgt anhand der bereits genannten Zielfunktion. Mit der Randbedingung, den Lastgang vollständig zu decken, besteht diese darin, die Stromgestehungskosten des Gesamtsystems zu minimieren.

1.4.1.4 Durchführung der Simulation

Für die verschiedenen Ausbauszenarien sowie Sonderszenarien werden Simulationen mit lastgangkonformer Deckung des Bedarfs in der Region bei verschiedenen Anteilen EE anhand von historischen, aufbereiteten Zeitreihen der EE-Erzeugung und der Last unter Einbeziehung vorhandener Wind- und Solarstrahlungsdaten vorgenommen. Gemäß den definierten Anforderungen an das Modell werden aus der Simulation heraus Datensätze erstellt, die die internen Zustände der einzelnen Komponenten protokollieren und aus denen sich die

Spezifikationen für ein Energiesystem mit PtG-Technologie und einzelnen PtG-Anlagen im Speziellen ableiten lassen.

1.4.1.5 Analyse der Simulationsergebnisse

Die Modellregion wird anhand der Datensätze des Status Quo und der simulierten Szenarien quantitativ beschrieben. Es werden Szenarien mit Anteilen von 60% bis 100% EE am Strombedarf bezüglich installierten Leistungen und produzierten Strommengen ausgewertet. Zusätzlich zum Ausbaupfad (steigender Anteil der EE) werden zahlreiche Kombinationen mit den Kostenannahmen, Wirkungsgraden und speziellen Parametern der verschiedenen Technologien in verschiedenen Jahren untersucht. Aufbauend auf den Szenarien der gesamten Modellregion werden die Einzelknoten und anschließend alle Knoten mit Stromnetzverbindungen (Mehrknotenoptimierung) simuliert. Mit Hilfe der unterschiedlichen Simulationen werden die jeweiligen Fragestellungen beantwortet.

Zum Beispiel werden so für die Modellregion konkrete Standorte bzw. Netzanschlusspunkte und die zu installierende Leistung von PtG-Anlagen identifiziert. In diesem Zusammenhang erfolgt eine perspektivische Einschätzung für kommende Skalierungsstufen der Technologie in Abhängigkeit der CO₂-Quellen. Außerdem werden die Auswirkungen auf das Verteilnetz der Modellregion, d.h. Netze und Netzknotenpunkte und deren Über- und Unterdeckung, bewertet. Zusätzlich erfolgt stets eine Betrachtung der resultierenden wirtschaftlichen Aspekte, insbesondere der Strom- und SNG-Gestehungskosten. Ergänzend werden konzeptspezifische Kosten in den Bereichen Energiespeicherung, Vermeidung von Netzausbau und von Maßnahmen zur Netzstabilisierung sowie Vermeidung von Ausfallentschädigungszahlungen analysiert.

Die Integrationsfähigkeit in Erdgasnetze wird diskutiert und die zur Kompatibilitätsherstellung erforderlichen Maßnahmen bewertet. Die Analyse wird ergänzt um die Wirkung im Strom- und im Erdgasnetz sowie der möglichen Entnahmen und Einspeisung aus PtG-Anlagen in Bezug auf bestehende Netzrestriktionen. Daran anschließend werden Konzepte für die Einbindung von PtG-Anlagen in unterschiedliche Biogas-Varianten erarbeitet und die Umsetzung für konkrete Standorte bewertet. Außerdem werden Spezifikation für die Hard- und Software einer Leittechnik erstellt, die als Basis für eine zukünftige Umsetzung von PtG-Anlagen in BGA-Standorten dienen können. Die Ergebnisse der Simulationen werden in Relation zu den Potenzialschätzungen gesetzt und abschließend auf andere Regionen mit hohen EE-Anteilen und größeren Maßstäben übertragen.

1.4.1.6 Auswertung der Erkenntnisse

Am Ende dieser Ausarbeitung stehen eine ganze Reihe an gewonnen Erkenntnissen zu verschiedenen Aspekten des Energiesystems und des Einsatzes der PtG-Technologie im Speziellen. Durch das Zusammenziehen der einzelnen erzielten Ergebnisse entsteht somit ein detailliertes Bild von PtG als Energiespeicher in einer Modellregion mit bereits hohem und weiter steigendem Anteil an EE am Strombedarf.

Mit Hilfe des entwickelten und angepassten Modells kann die regionale Energieerzeugung, -speicherung und -verteilung bei kostenoptimaler Integration von hohen Anteilen an volatilen EE wie PV und Wind ausgewertet werden. Darauf aufbauend werden Anforderungen, Potenziale und aktuelle Grenzen des Einsatzes und der Regelbarkeit einer PtG-Anlage aus den gewonnenen Erkenntnissen dokumentiert und bewertet sowie entsprechende Ziele für die Weiterentwicklung der Anlagentechnik abgeleitet. Zudem wird überprüft, welche Voraussetzungen Standorte erfüllen müssen, in welcher Art und Weise diese Kriterien erhoben und miteinander verknüpft werden können und wie die Modellregion unter diesen Gesichtspunkten beschaffen ist. Um Aussagen über einen möglichen wirtschaftlichen Betrieb von PtG-Anlagen treffen zu können, wird abschließend eine Analyse der Stromgestehungskosten und der SNG-Erzeugungskosten durchgeführt.

1.5 Vorstellung und Aufgaben der Projektbeteiligten

Die Verbundpartner juwi und RLI sowie der assoziierte Partner RWE haben die Zusammenarbeit in diesem Projekt im Rahmen eines Kooperationsvertrags geregelt. Außerdem wurde die Zusammenarbeit mit den beteiligten Unterauftragnehmern ETOGAS und ZSW in FuE-Verträgen geregelt. Die Rollenverteilung der Beteiligten im Projekt ist in Tabelle 1.1 zusammengefasst.

Tabelle 1.1: Rollen der Partner und Unterauftragnehmer im Verbundprojekt

Partner bzw. Unterauftragnehmer	Rolle
juwi	Als Verbundpartner verantwortlich für die Projektkoordination, Konzeptionierung und Bewertung von Szenarien und Ableitung von Spezifikationen
RLI	Als Verbundpartner verantwortlich für die Potenzialabschätzungen und -studien sowie die ganzheitliche Betrachtung und Bewertung der konzeptionellen Arbeit aus wissenschaftlicher und ökonomischer Sicht
RWE	Als assoziierter Partner verantwortlich für die Begleitung, Unterstützung und Bewertung der Konzeptionen und Simulationen aus Sicht eines Energieversorgers und Netzbetreibers
ZSW	Als Unterauftragnehmer von juwi verantwortlich für die Modellierung und Simulation des Energiesystems der Modellregion, Bewertung von Szenarien und Ableitung von Spezifikationen
ETOGAS	Als Unterauftragnehmer von juwi verantwortlich für begleitende Unterstützung bei Bewertung und Spezifikationserstellung der PtG-Technologie

1.5.1 juwi

Die juwi technologies GmbH ist Teil der weltweit tätigen juwi-Gruppe mit mehr als 1.000 Mitarbeitern. Im Rahmen einer Restrukturierung wird die juwi technologies GmbH in der juwi International GmbH aufgehen. Sie ist in der juwi-Gruppe unter anderem zuständig für die Bereiche Einkauf, Komponentenentwicklung und Anlagen-Systemplanung. Sie entwickelt und erwirbt Produkte, die die Wirtschaftlichkeit von Windenergie- oder Solaranlagen verbessern. Außerdem organisiert sie alle Forschungsaktivitäten der juwi-Gruppe. Für das

Projekt kann auf das Know-how der gesamten juwi-Gruppe, d.h. der weiteren unter der juwi AG etablierten Sektoren, zurückgegriffen werden (wie z.B. Projektentwicklung und Betriebsführung für Solar- und Windenergie).

Die juwi-Gruppe zählt zu den weltweit führenden Spezialisten für erneuerbare Energien mit starker regionaler Präsenz und bietet Projektentwicklung sowie Produkte und Dienstleistungen rund um die Energiewende an. Die juwi-Gruppe ist der Spezialist für die Integration der verschiedenen EE zu geschlossenen Konzepten und deckt die gesamte Prozesskette von der Standortsuche über die Planung, Finanzierung und Errichtung bis hin zur Betriebsführung als Generalunternehmer ab. Bislang hat juwi im Windbereich rund 800 Windenergie-Anlagen mit einer Leistung von etwa 1.700 MW an über 100 Standorten realisiert; im Solarsegment sind es mehr als 1.500 PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 1.400 MW. Im Bioenergie-Bereich kann juwi 5 BGA, 4 Holzpelletswerke und 2 Holzhackschnitzel-Heizwerke und mehrere Nahwärmenetze mit Contracting-Lösungen aufweisen. Für Partnerschaften mit Energieversorgern und Stadtwerken wurde die juwi renewable IPP Beteiligungs GmbH gegründet, welche ebenfalls den regionalen Ansatz der EE-Erzeugung forciert.

1.5.2 RLI

Das RLI ist ein gemeinnütziges, unabhängiges Forschungsinstitut mit Sitz in Berlin, das wissenschaftliche Fragestellungen rund um das Thema Erneuerbare Energien bearbeitet. Ziel des Institutes ist es, einen wissenschaftlichen Beitrag für die langfristige Umstellung der Energieversorgung auf 100% EE zu leisten. Schwerpunkte der Forschung sind dabei die Bereiche Optimierte Energiesysteme, in dem Zukunftsszenarien der Energieversorgung mit hohen Anteilen an erneuerbaren Quellen betrachtet werden, der Mobilitäts-Bereich, der die Einbindung von EE in Mobilitätskonzepte berücksichtigt, der Off-Grid-Bereich, der Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Inselnetzen erhebt und der Technologie-Bereich, in dem einzelne technische Komponenten, wie Kleinwindanlagen, geprüft und getestet werden.

Es stehen verschiedene eigens entwickelte Modelle zur Verfügung, die die regionale Verteilung von Erzeugern und Speichern unter Einbezug von Last- und Wetterdaten optimiert. In Studien wie „Erneuerbare Energieversorg Brandenburg Berlin“ und „Vergleich und Optimierung von (de-)zentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus EE in Deutschland“ wurden zukünftige Energiesysteme mit Fokus auf Potenziale und Verteilung der verschiedenen Erzeugungs- und Speichertechnologien untersucht und bewertet. Im Besonderen die Power-to-Gas-Technologie wird in Energiesystemen als systemrelevante Speicherkomponente und als nachhaltige Alternative im Mobilitätssektor erforscht. Aus den technischen, geografischen und (volks-)wirtschaftlichen Herangehensweisen entsteht ein detailliertes und umfassendes Bild. Für das RLI steht die Kombination Erneuerbarer Energieträger, ihre Integration in bestehende Versorgungsstrukturen und Konzepte sowie die Entwicklung von Energiesystemen im Mittelpunkt. Das Forschungsspektrum umfasst die Schnittstellen zwischen Energieversorgern, Energieverbrauchern und Technologieherstellern.

1.5.3 RWE

Die RWE Deutschland AG mit Sitz in Essen bündelt die deutschen Aktivitäten des RWE-Konzerns in den Bereichen Netz, Vertrieb und Energieeffizienz und führt die deutschen Regionalgesellschaften. Das Unternehmen verfügt über rechtlich eigenständige Tochtergesellschaften für den Vertrieb sowie den Verteilnetzbetrieb, den Netzservice und die Gasspeicher. Weitere Töchter bestehen für die Aktivitäten zur Energieeffizienz einschließlich Elektromobilität.

RWE verfolgt beim Thema Speichertechnologien eine nachhaltige und langfristige Strategie. Neben der Stromerzeugung aus BGA und der Speicherung des Biogases in Szenarien eines Überangebots der Energie aus Erneuerbaren Energien, werden auch die Erzeugung von Wasserstoff und Biomethan sowie deren Verstromung, Speicherung und Einspeisung in die Erdgasleitungsnetze untersucht.

1.5.4 ZSW

Das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) ist eine gemeinnützige Stiftung und ist in nahezu allen Bereichen der Forschung und Entwicklung der EE tätig. Dies umfasst die gesamte Wertschöpfungskette der Batterie- und Brennstoffzellentechnologie, Photovoltaik, regenerative Energieträger und Speichertechnologien. Weitere Tätigkeitsfelder werden im Fachgebiet Systemanalyse bearbeitet, welche u.a. Studien, Beratung, Simulation und Optimierung von Energiesystemen umfassen. Das ZSW hat in den vergangenen Jahren die Power-to-Gas (PTG[®];) Technologie entwickelt und verfügt seit 2009 über eine 25 kW_{EL} PTG-Pilotanlage und hat in 2013 eine 250 kW_{EL} PTG-Forschungsanlage sehr erfolgreich in Betrieb genommen. Weiterhin ist das ZSW bei der Entwicklung, Projektierung, Inbetriebnahme und dem Monitoring der 6 MW_{EL} PTG-Anlage der Firma Audi am Standort Werlte beteiligt.

Die Arbeitsgruppe Simulation & Optimierung (SimOpt) hat langjährige Erfahrungen im Bereich der Meteorologie, Satellitendatenverarbeitung sowie der Wind- und PV-Leistungsvorhersage. In diesen Bereichen hat die Gruppe SimOpt in den vergangenen Jahren eine Vielzahl von nationalen und internationalen Projekten erfolgreich koordiniert und bearbeitet. Bei vielen neueren Arbeiten der Gruppe SimOpt im Bereich der Wind- und PV-Leistungsvorhersage ebenso wie bei dem in 2013 entwickelten neuen sog. Measurement Correlation Prediction (MCP) Verfahren spielen Methoden des Maschinellen Lernens (ML) eine zentrale Rolle.

Aber nicht nur die Anwendung von ML-Methoden im Bereich der Atmosphärenphysik, Strahlungsmodellierung und Vorhersageverfahren von EE, sondern auch die Weiterentwicklung von ML und Optimierungsverfahren selbst sind ein Schwerpunkt am ZSW. Der Startpunkt für dieses Projekt war das Simulations- und Optimierungsmodell P²IONEER für Hybrid- und virtuelle Kraftwerke, das am ZSW entwickelt wurde und im Rahmen dieses Projektes signifikant erweitert wurde. Das Modell P²IONEER und die damit verbundenen Aufgaben werden in den nachfolgenden Abschnitten näher beschrieben.

1.5.5 ETOGAS GmbH (vormals: SolarFuel)

Unter dem Namen SolarFuel in 2007 gegründet, firmiert der Pionier im PtG-Bereich nun als ETOGAS GmbH in Stuttgart. Der Maschinenbauer entwickelt, baut und verkauft PtG-Anlagen zur Umwandlung von überschüssigem Ökostrom in Wasserstoff und Methan. Das Angebot von ETOGAS umfasst Elektrolyseanlagen, Methanisierungssysteme und PtG-Komplettanlagen. Beratungsdienstleistungen zur wirtschaftlichen Integration der PtG-Technologie in bestehende und zukünftige Versorgungsstrukturen runden das Leistungsspektrum ab. Das Team des Speicherherstellers verfügt über langjährige Führungserfahrung im Bereich Energiewirtschaft, Anlagenbau, Finanzierung, Marketing und Management. ETOGAS entwickelt die Technologie zusammen mit dem ZSW. Die Inbetriebnahme der ersten Pilotanlage erfolgte im November 2009; im Jahr 2012 wurde eine Forschungsanlage mit 250 kW_{EL} Leistung in Stuttgart eröffnet. Im Jahr 2013 wurde die erste industrielle PtG-Anlage mit 6 MW_{EL} Anschlussleistung für die Audi AG erfolgreich in Betrieb genommen.

1.6 Stand des Wissens

1.6.1 Aktuelle Forschungsprojekte in Deutschland

Nach aktuellem Forschungsstand sind in den Jahren 2013 und 2014 mehrere PtG-Anlagen in Betrieb genommen worden. Dabei handelt es sich sowohl um Forschungs- und Demonstrationsanlagen mit mehreren 100 kW_{EL} Anschlussleistung als auch um Praxisanlagen mit mehreren MW_{EL} Anschlussleistung. Prinzipiell können diese allgemein als PtG bezeichneten Verfahren in zwei Kategorien unterschieden werden, in Projekte mit ausschließlicher Wasserstoffproduktion (PtH₂) und in Projekte mit zusätzlicher Methanisierung (PtCH₄). In Deutschland sind einige bereits umgesetzte, noch laufende oder geplante Projekte zu verzeichnen. Der Großteil beschränkt sich jedoch auf die Wasserstoffproduktion. Im Vordergrund stehen die Weiterentwicklung der Elektrolyseure, besonders der PEM-Elektrolyseure und die Erprobung der Einbindung des Gesamtprozesses. Weitere Ziele sind die Entwicklung und die Anpassung von Anlagenkonzepten für einen flexiblen und dynamischen Betrieb. Tabelle 1.2 stellt die acht ermittelten aktuellen PtG-Projekte mit Methanisierung in Deutschland vor. Es fällt auf, dass sich fast alle Anlagen in einem sehr kleinen Leistungsbereich bis ca. 300 kW_{EL} Elektrolyseleistung befinden. Die einzige Ausnahme macht das im Juni 2013 eingeweihte „e-gas“ Projekt (Audi/ETOGAS), das mit 6,0 MW_{EL} Leistung als erste Anlage in den Megawatt-Bereich vorstößt. Bei der Betrachtung der umgesetzten technischen Verfahren zeigt sich, dass meistens alkalische Elektrolyseure verwendet werden. Bei der Methanisierung kommen sowohl biologische und als auch katalytische Verfahren zum Einsatz. Die einzelnen Projekte unterscheiden sich ebenfalls bei der Bereitstellung des benötigten CO₂. Die große Bandbreite an verschiedenen Verfahren und deren Kombinationen macht deutlich, dass es noch nicht absehbar ist, welche Anlagenkonzepte sich durchsetzen werden.

Tabelle 1.2: Methanisierungsprojekte in Deutschland [Dena 2014, DVGWgreenfacts 2014]

Projekt	Ort	P in	EL	MET	H ₂ in	CH ₄ in	CO ₂ -Quelle	Status
---------	-----	------	----	-----	-------------------	--------------------	-------------------------	--------

		kW _{EL}			m ³ /h	m ³ /h		
DVGW	Karlsruhe	k.a.	k.a.	k.a.	k.a.	1,0	k.a.	In Betrieb
ETOGAS alpha	verschiedene (mobil)	25	AL	K	6,0	1,5	Mehrere Quellen	In Betrieb
ZSW/ETOGAS	Stuttgart	250	AL	K	50,0	12,5	Mehrere Quellen	In Betrieb
MicroEnergy 1	Schwandorf	208	AL	B	21,3	5,3	Biogas	In Betrieb
MicroEnergy 2	Schwandorf	275	PEM	B	30,0	7,5	Klärgas	Im Bau
Audi/ETOGAS "e-gas"	Werlte	6.000	AL	K	1.300	325,0	Biogas (Aminwäsche)	In Betrieb
CO2RRECT	Niederaußem	300	PEM	K	20,0	1,25	Braunkohle-kraftwerk	In Betrieb
Kläranlage Emden	Emden	312	AL	k.a.	60,0	14,0	Klärgas	In Planung

Die Karte in Abbildung 1.2 verortet die bekannten PtG-Projekte in Deutschland. Neben den bereits genannten Projekten mit Methanisierung werden ebenfalls zwölf bekannte Projekte mit ausschließlicher Wasserstoffherzeugung dargestellt. Zum Teil dienen die Elektrolyseure der Versorgung von Tankstellen für Wasserstofffahrzeuge, zum Teil der Einspeisung in das Erdgasnetz. Falls noch nicht in Betrieb, ist außer dem Standort noch der aktuelle Projektstatus verzeichnet. Neben den etwa 10 MW_{EL} Elektrolyseleistung, die bereits in Betrieb sind, befinden sich weitere 3 MW_{EL} im Bau oder sind geplant. Die Anzahl und die Streuung der Forschungsfelder zum Thema PtG zeigen, dass es in Deutschland unterschiedliche Akteure mit verschiedenen Ansätzen, Verwendungszwecken und Ausführungen gibt.

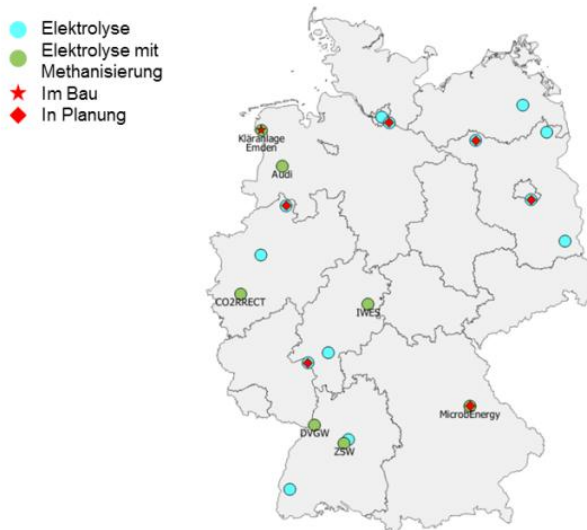


Abbildung 1.2: Elektrolyse- und Methanisierungsprojekte in Deutschland

Beispielhaft werden einige Wasserstoffforschungsvorhaben vorgestellt:

- Die Anlage im Projekt H2Herten ist in Betrieb seit Mai 2013 (150 kW_{EL})
- Die Pilotanlage Falkenhagen von E.ON ist in Betrieb seit August 2013 (2 MW_{EL})

- Die RWE-Demonstrationsanlage Ibbenbüren ist im Bau (100–250 kW_{EL})
- Die Demonstrationsanlage der Thüga-Gruppe ist im Bau am Standort Frankfurt/Main, Hessen (320 kW_{EL})
- Die Anlage im Energiepark Mainz ist in Planung (Ziel Betrieb 2015, 2 MW_{EL})
- Die Enertrag-Anlage in Prenzlau ist in Betrieb seit Oktober 2011 (600 kW_{EL})

1.6.2 Wissenschaftliche Veröffentlichungen und Studien

Neben den praktischen Forschungsvorhaben wurde in den letzten Jahren eine Reihe von wissenschaftlichen Veröffentlichungen zum Thema PtG verfasst. In der 2009 veröffentlichten Studie von Sterner wird die Rolle von Bioenergie und erneuerbarem Methan in einem zukünftigen emissionsarmen Energiesystem untersucht. Die Studie gehört zu den ersten ausführlichen Untersuchungen zum Thema PtG und wird häufig zitiert und diskutiert. Es werden zunächst mögliche biologische und katalytische Anlagenkonzepte vorgestellt. Der Autor beleuchtet unterschiedliche Aspekte wie die CO₂-Abscheidung, Wirkungsgrade und die spezifischen Kosten. Er sieht in der PtG-Technologie in Verbindung mit nachhaltig genutzter Biomasse eine vielversprechende Lösung bei der Integration von Erneuerbaren Energien. [Sterner 2009]

Eine Studie des Öko-Instituts setzt sich kritisch mit den klimapolitischen Auswirkungen und Kosten von PtG auseinander [ÖkoInstitut 2014]. Es werden SNG-Gestehungskosten von 7 ct/kWh_{HS} berechnet. Im Vergleich zur Arbeit von Sterner, der nur etwa 3,6 ct/kWh_{HS} ermittelt, sind die spezifischen Kosten sehr hoch. Dies führt auch zum Fazit, das PtG zu teuer sei und Alternativen genutzt werden sollten. Die großflächige Einführung, eine gezielte Förderung und die Befreiung von Entgelten und der EEG-Umlage werden in der Studie nicht empfohlen. Zudem wird die ausreichende Versorgung mit konzentriertem CO₂ angezweifelt. Das angesprochene Problem, das zu der allgemein negativen Beurteilung führt, sind insbesondere die hohen Kosten. Diese beruhen jedoch auf relativ pessimistischen Grundannahmen und beziehen positive Umweltfaktoren und die Relevanz als systemstabilisierende Komponente nicht mit ein. [Hermann 2014]

1.6.3 Modellierungs- und Simulationsansätze für Energiesysteme

In der Frage der Systemmodellierung und Optimierung hat sich eine ganze Reihe von verschiedenen Ansätzen etabliert. Am abstrakten Ende des Spektrums gibt es die Simulationsansätze welche das Gesamtsystem (top down) als vollständigen Ablauf ihrer Teilkomponenten simulieren. Die Fahrpläne sind in diesem Fall Teil der Simulation und fest vorgegeben. Der Detaillierungsgrad, mit welchem die Simulation auf technischer Ebene abläuft ist aus Laufzeitgründen am eingeschränktesten (keine detaillierte elektrische Simulation, wie Blindleistung und dynamische Effekte). Diese Modelle sind nicht differenzierbar und können daher nur durch BlackBox-Optimisation Verfahren gelöst werden. Beispiele für diese Klasse sind GENESYS (RWTH Aachen [RWTH 2014], Genetischer Algorithmus [Goldberg 1989]), P²IONEER (ZSW [ZSW-P 2014], Policy Gradients with Parameter-based Exploration. [Sehnke 2010])

Eine weitere Klasse bilden Modelle welche das Gesamtsystem auf eine Lösungsmatrix mit Randbedingungen abbilden und diese geschlossen mit etablierten numerischen Verfahren lösen. Häufig kommen hierbei sehr schnelle lineare Löser wie etwa die Simplex-Methode zum Einsatz. Mit diesem Vorgehen können detailliertere Betrachtungen realisiert werden, wie etwa Marktmechanismen oder variabel geregelte Ströme über Verteilnetze. Beispiele hierfür sind REMO (ZSW [ZSW-R 2014], GAMS [GAMS 2014]), REMix (DLR [DLR-R 2014]) und MRESOM (RLI, Mehrknotenoptimierung [RLI 2013]) und viele andere.

Die dritte Klasse die hier beleuchtet werden soll sind Modelle die sehr detailliert bestimmte Technologien oder Technologieverbände modellieren (bottom up). Hierbei wird versucht, alle relevanten Einflussgrößen, auch dynamischer Natur, so korrekt wie möglich abzubilden. Zur Bewältigung der Rechenkomplexität finden häufig Methoden wie etwa Finite Elemente oder Monte Carlo Verwendung. Beispielhaft sind hier SMOOTH (RLI, Betriebsstrategien für elektrische Verteilnetze [RLI 2014]) und ein geplantes Modell vom ISE [Henning 2012, Henning 2014, Palzer 2014-a, Palzer 2014-b] zu nennen.

Wie im obigen Abschnitt zu erkennen ist, existieren diverse Modelle und Methoden aus verschiedenen Klassen bei den Partnern dieses Vorhabens. Für sehr vielversprechend halten wir das Vorgehen die verschiedenen Methoden auch überlappend auf die Szenarien der Fallbeispiele anzuwenden und die Unterschiede und Grenzen der Methoden zu beleuchten.

2 Daten

Basis der Betrachtungen innerhalb des Berichts sind die Ergebnisse einer Simulation. Simuliert und optimiert wird ein Energieversorgungssystem anhand der Daten und Potenziale einer realen Modellregion. Im folgenden Kapitel werden die Modellregion, die erhobenen sowie erzeugten Daten und die Potenziale der Region beschrieben. Diese dienen als Eingangsparmeter der Simulation und als Grundlage der Auswertungen.

Nach enger Absprache der Verbundpartner wird eine Modellregion definiert, die der 110-kV-Netzgruppe „Trier – Amprion 5“ entspricht. Die genaue Abgrenzung sowie die Aufteilung der Teilregionen orientieren sich an bestehenden Verwaltungsgrenzen, die sinnvoll zusammengefasst werden. Die Ausmaße der Modellregion sind hinreichend groß, um sowohl dichter besiedelte Städte als auch sehr dünn besiedelte Regionen zu umfassen. Die Energielandschaft Morbach, ein Beispiel für regionale und dezentrale Energieerzeugung, befindet sich ebenfalls innerhalb des ausgewählten Gebiets. Als Grundlage für das Simulationsmodell und für die Diversität der Ergebnisse wird die Region in Teilgebiete unterteilt. Auch hierbei werden politische Grenzen gewählt, wobei eine geeignete Umspannstation in jedem Teilgebiet stehen muss, sodass die für die Erneuerbaren Energien wichtige 110-kV-Spannungsebene einbezogen und abgebildet ist.

2.1 Vorstellung Modellregion

Die betrachtete Modellregion liegt im Bundesland Rheinland-Pfalz (RLP). Im Westen grenzt sie an Luxemburg, im Süden an das Saarland. Die Fläche beträgt 3.720 km², das entspricht 18,8% der Landesfläche von Rheinland-Pfalz und 1,0% der Fläche der Bundesrepublik Deutschland. Die Region umfasst 24 Verwaltungsbezirke in sechs verschiedenen Landkreisen. Die kreisfreie Stadt Trier, die Landkreise Trier-Saarburg und Bernkastel-Wittlich sind vollständig einbezogen. Der Eifelkreis Bitburg-Prüm liegt etwa zur Hälfte der Fläche, der Landkreis Cochem-Zell und der Rhein-Hunsrück-Kreis mit jeweils nur einer Verbandsgemeinde innerhalb des gewählten Gebiets. Verbandsgemeinden gehören in Rheinland-Pfalz zur Verwaltungseinheit der Verwaltungsgemeinschaften und bestehen aus benachbarten Gemeinden des gleichen Kreises.

Die Modellregion kann als ländlich geprägt bezeichnet werden, denn außer der Großstadt Trier mit etwa 110.000 Einwohnern (EW) und den Städten Bitburg (13.500 EW) und Wittlich (18.300 EW) ist die Bevölkerungsdichte sehr gering. Insgesamt leben ca. 460.000 EW (0,6% der deutschen Bevölkerung) in der betrachteten Modellregion [StatLARLP 2013]. Damit ergibt sich für das Gebiet eine durchschnittliche Bevölkerungsdichte von 124 EW/km². Im Osten der Modellregion befindet sich die Energielandschaft Morbach, in der von juwi schon einige Projekte mit EE umgesetzt wurden. In Kapitel 5 werden die wichtigsten Kenndaten der Modellregion mit den durchschnittlichen Werten für Deutschland und den erzeugten Ergebnissen der Simulation verglichen. Dadurch werden die Abbildung der Realität im Modell und die Übertragbarkeit auf andere Gebiete Deutschlands überprüft. Die Abbildung 2.1 zeigt die

Lage der Modellregion in Deutschland sowie das örtliche Geländeprofil. Zusätzlich sind die Verwaltungsgrenzen mit den Bezeichnungen der Kreise und Verbandsgemeinden verzeichnet.



Abbildung 2.1: Übersicht der Modellregion

2.2 Knotengrenzen

Als Grundlage der Abgrenzung der Modellregion ist die Strukturierung des örtlichen Übertragungsnetzbetreibers, der Amprion GmbH. Es entspricht dem Stromnetzgebiet „Trier-Amprion Region 5“. Vereinzelt weichen die Grenzen voneinander ab, wie in Abbildung 2.2 ersichtlich, da sich die Außengrenzen der Modellregion an den beschriebenen Verbandsgemeindengrenzen ausrichten. Dadurch werden 5 Gemeinden ausgeschlossen (rosa) und 12 Gemeinden zum Betrachtungsgebiet hinzugezogen (grün). Zur Klassifizierung der Region und als Basis für das Simulationsmodell wird die Region in 17 Teilgebiete, im Folgenden Knoten genannt, unterteilt. Die Anzahl von 17 Knoten übersteigt einerseits nicht die Rechenkapazität des Modelles, andererseits ist die Auflösung fein genug um typische Unterschiede, zum Beispiel zwischen ländlichen und urbanen Gebieten zu erhalten.

Für die Festlegung wird geprüft, dass die Aufteilung hinsichtlich des Hochspannungsstromnetzes passend ist und sich in jedem entstehenden Knoten ein entsprechendes Umspannwerk befindet. Mehrere Verbandsgemeinden werden im Zuge dessen zusammengelegt. Die Karte in der Abbildung 2.2 zeigt die überlagerten Grenzen der festgelegten Knoten der Modellregion und des Stromnetzgebietes. Somit werden die erwähnten Abweichungen sichtbar. Zudem sind die Knotengrenzen mit den gewählten Bezeichnungen gezeigt.

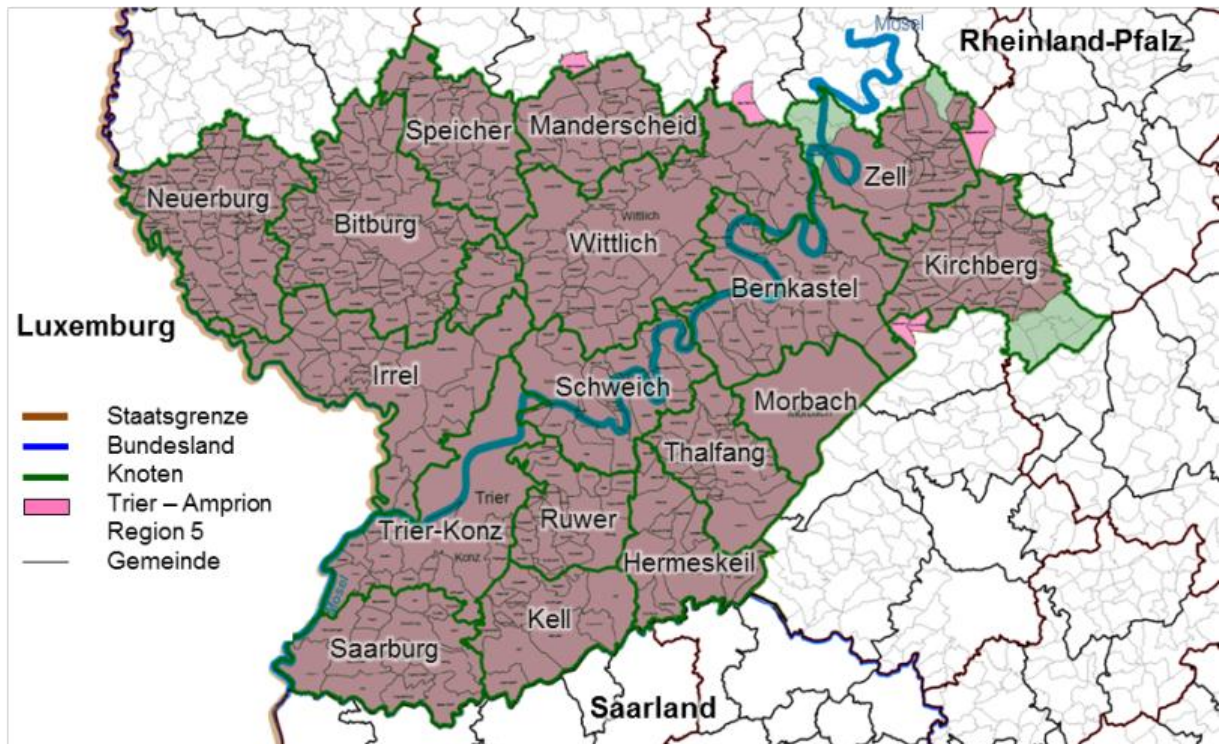


Abbildung 2.2: Administrative Grenzen und Knoten in der Modellregion

2.3 Stromnetz

Das Höchstspannungsnetz in der Modelregion gehört zum Übertragungsnetzbetreiber Amprion GmbH. Es umfasst eine 380 kV-Trasse, die in Nord-Süd-Richtung verläuft sowie mehrere 220 kV-Leitungen. Insgesamt sind sechs Verbindungen in die Region verzeichnet. Jeweils eine 380 kV- und eine 220 kV-Trasse in den nördlichen Teil von Rheinland-Pfalz und nach Süden ins Saarland. Zwei weitere 220 kV-Höchstspannungsleitungen gehen über die Staatsgrenze nach Luxemburg. Das Verteilnetz wird von der Westnetz GmbH betrieben. Das Verteilnetz in der Stadt Trier ist in Besitz der Stadtwerke Trier. Die Abbildung 2.3 zeigt die lokalisierten Trassenverläufe des Höchst- und Hochspannungsnetzes sowie die bekannten Umspannwerke.

Für die Modellierung mit dem Model P²IONEER (siehe Kapitel 3.5) wird davon ausgegangen, dass der Stromtransport innerhalb der Modellregion zwischen den einzelnen Knoten ausschließlich über die 110-kV-Hochspannungsleitungen stattfindet. Die aus der Modellregion herausführenden Verbindungen nicht betrachtet, auch wenn die aktuelle Versorgung der Region derzeit von diesen Leitungen abhängt. Mit diesen Einschränkungen wird ein vereinfachtes Transportnetz erstellt. Auf Basis der existierenden Stromleitungen und den Umspannwerken entstehen idealisierte Übertragungskapazitäten zwischen den Knoten für den Austausch elektrischer Energie.

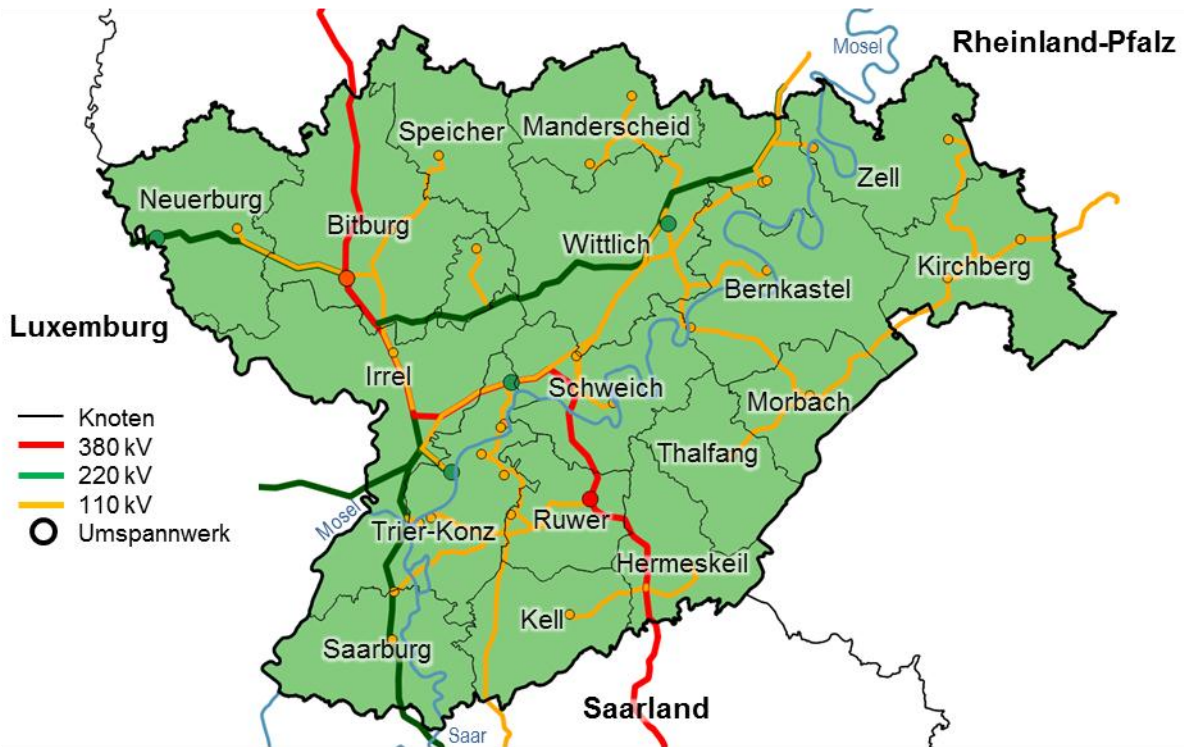


Abbildung 2.3: Übersicht des Stromnetzes in der Modellregion

2.4 Gasnetz

Das Erdgasnetz kann, ähnlich wie das Stromnetz, in verschiedene Übertragungsebenen eingeteilt werden. Die für den Ferntransport vorgesehenen Erdgaspipelines haben einen Durchmesser bis ca. 1,4 m und arbeiten mit einem Betriebsdruck von bis zu 100 bar. In Deutschland werden die Erdgasfernleitungen stets unterirdisch verlegt, um sie vor äußeren Einflüssen zu schützen. Durch die Modellregion führt eine wichtige deutsche Erdgasfernleitungen, die Trans-Europa-Naturgas-Pipeline (TENP). Die Pipeline führt von der Deutsch-Niederländischen Grenze durch Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg in die Schweiz. Sie hat eine Länge von ca. 500 km. Die beiden parallelen Leitungen haben Durchmesser von 950 mm und 1.000 mm mit einer Kapazität von 15,5 Mrd. m³ pro Jahr [Fluxys 2014]. Sie gehört zum Marktgebiet NetConnect Germany und gehört zur Gasgruppe H. Die daran angeschlossene Ebene, das Verteilnetz, wird von der Creos Deutschland GmbH betrieben. Der nördliche Teil ist über eine Übernahmeanlage in der Stadt Alf an die TENP angebunden (G1). Der südliche Teil der Modellregion wird über eine Gasdruckregelanlagen (GDR) bei Sienhachenbach versorgt [Creos 2012]. Über drei sich verzweigende Verteilerleitungen (G2 und G3) werden die lokalen Mitteldrucknetze versorgt. Diese werden von der SWT betrieben und haben eine Gesamtlänge von etwa 680 km.



Abbildung 2.4: Übersicht der Erdgasleitungen in der Modellregion

An den 29.771 Anschlüssen mit Zählern wurden im Jahr 2012 insgesamt 1.789,6 Mio. kWh_{HS} Gas verbraucht [SWT 2012]. Aus dem bereitgestellten Kartenmaterial und der Ergänzung der Versorgungsleitungen lassen sich 19 lokale Stadtnetze unterscheiden, wobei die Stadt Trier das größte ist und gleich von zwei Seiten versorgt wird. Die Karte des Erdgasnetzes in Abbildung 2.4 wurde durch das Zusammenführen von verschiedenen Datenquellen erstellt. Dabei wurden die genauen Leitungsverläufe der SWT und öffentliches Kartenmaterial der Verteilungsleitungen verwendet. Durch Analyse der Druckstufen und Rohrdurchmesser wurden zudem die GDR identifiziert und mit Satellitenbildern verifiziert. Mehrere Knoten der Modellregion verfügen über keinen bestehenden Erdgasanschluss. Im Vergleich zu anderen Regionen Deutschlands ist die Erdgasinfrastruktur der Modellregion schwach ausgebaut. In der Region gibt es keine verzeichneten Erdgasspeicher.

2.5 Energieerzeugungsanlagen

Es wird für alle Knoten und die gesamte Modellregion der Bestand aller Energieerzeugungsanlagen ermittelt. Aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur geht hervor, dass es in der gewählten Region keine fossilen Kraftwerke mit einer installierten Leistung größer als 10 MW_{EL} gibt [BNA 2013]. Die Erneuerbaren Energien, die in der Regel kleiner sind und somit nicht einzeln gelistet sind, werden lediglich für das gesamte Bundesland aufsummiert. Für die genaue Betrachtung aller vorhandenen Stromproduzenten werden aus diesem Grund verschiedene Quellen miteinander verknüpft, die jeweils lagegenaue Informationen enthalten. Die Informationen jedes einzelnen Kraftwerks werden in einer Karte zusammengefasst. Hauptsächlich wurde auf Daten der „Energymap“ der Deutschen Gesellschaft für Solarener-

gie e.V. (DGS) zurückgegriffen [DGS 2013]. Die Genauigkeit der Koordinaten ist mit ca. 3 km ausreichend genau, um eine Zuordnung zu den Knoten durchzuführen. In der Regel wird der nächstliegende Ort oder die nächste Stadt genutzt. Die Karte in Abbildung 2.5 zeigt alle verteilten Kraftwerke nach Art der Erzeugungsart. Die Größe der Symbole ist abhängig von der Größe der installierten Kraftwerksleistung. Für die Identifizierung der Windkraftanlagen ist zusätzlich auf den hausinternen Datenbestand von juwi zugegriffen worden, die in der Region als Anlagenplaner aktiv sind [juwi 2013]. Dieser ist geografisch besser aufgelöst und gewährleistet damit eine genauere Kenntnis der Anlagenstandorte.

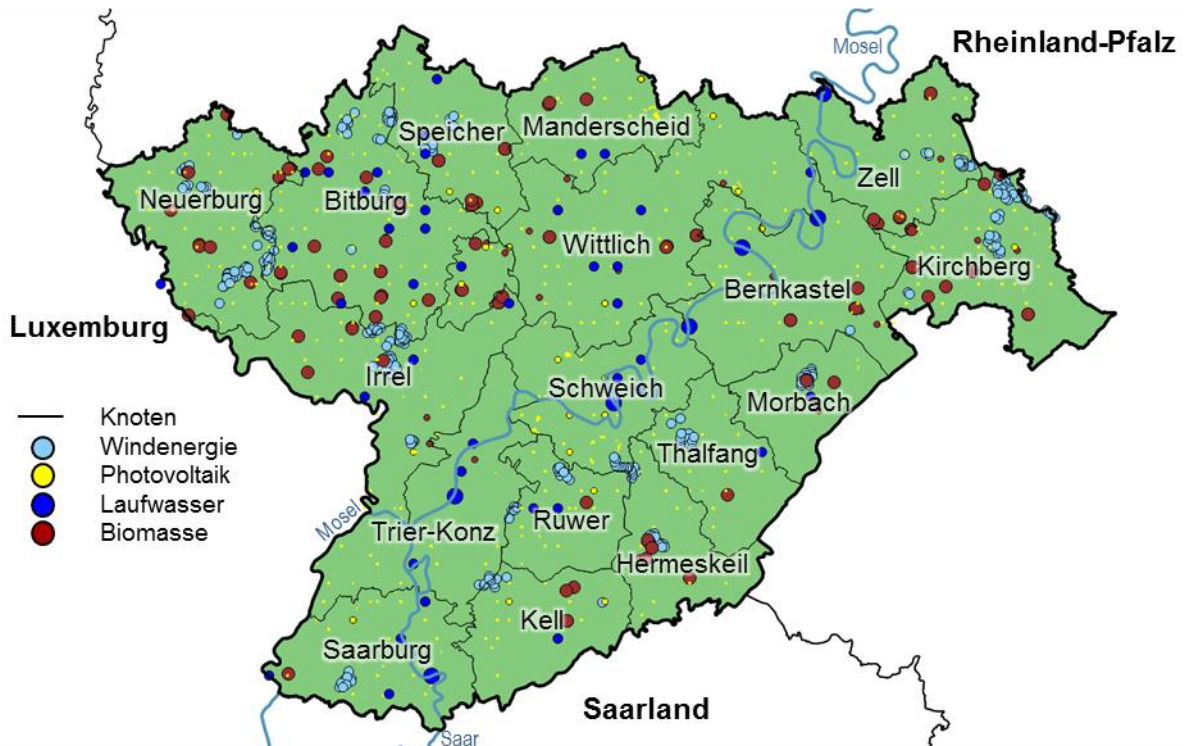


Abbildung 2.5: Standorte der Kraftwerke in der Modellregion

Über eine Datenverknüpfung werden die installierten Leistungen in jedem Knoten aufsummiert. Tabelle 2.1 zeigt den so ermittelten Bestand der Energieerzeuger nach Art des Primärenergieträgers und die Abbildung 2.6 die Anteile der installierten Leistung in den Knoten. Es wird ersichtlich, dass die Erzeugungsarten und installierten Leistungen in den Knoten unterschiedlich ausgebaut sind.

Die Windenergie macht den größten Anteil der Erneuerbaren Energie aus. Die 319 WEA haben zusammen fast 500 MW_{EL} Leistung. Die PV ist etwa halb so groß und umfasst Freiflächenanlagen (108 MW_{EL}) und Dachanlagen (155 MW_{EL}). Bei der Wasserkraft sind die sieben großen Laufwasserkraftwerke entlang der Saar und der Mosel (123 MW_{EL}) und 52 kleine, nach dem EEG vergütete, Wasserkraftwerke (19 MW_{EL}) erfasst. Beim Biogas handelt es sich um etwa 115 einzeln erfasste und nach dem EEG vergütete Kraftwerke. Zusätzlich konnten noch zwei vergütete Deponiegas- und ein Klärgaskraftwerk ausfindig gemacht werden. Auf Grund der sehr geringen Leistung von nur etwa 2 MW_{EL} werden diese jedoch nicht mit einbezogen. Informationen über kleinere dezentrale Erzeugungsanlagen die nicht nach dem

EEG vergütet werden, sind nicht bekannt [EEG 2011]. Der aktuelle Bestand von BHKW ist nicht identifiziert. Allerdings schränkt das die Funktionalität des Modells nicht ein, da durch den Ansatz „grüne Wiese“ eine Untergrenze nicht notwendig ist. Eine Potenzialobergrenze für BHKW wird nicht in Erwägung gezogen, da die Standortanforderungen sehr gering sind und sich Restriktionen bezüglich des stofflichen Einsatzes aus der Funktionsweise des Modells bedingen. [DGS 2013]

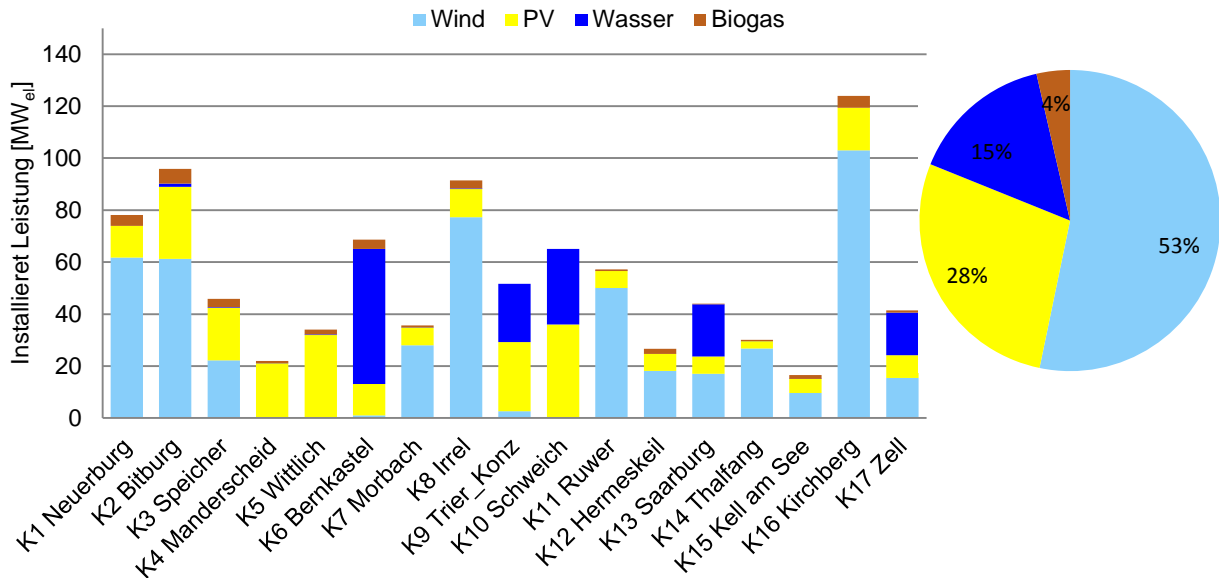


Abbildung 2.6: Installierte Leistung und Anteil an der Stromproduktion in den Knoten

Tabelle 2.1: Bestand der Energieerzeugungsanlagen [DGS 2013]

Knoten	Wind [MW]	PV [MW]	Wasser [MW]	Biogas [MW]
K1 Neuerburg	61,75	12,20	0,00	4,20
K2 Bitburg	61,30	27,70	1,21	5,70
K3 Speicher	22,27	20,10	0,25	3,20
K4 Manderscheid	0,00	21,10	0,04	0,80
K5 Wittlich	0,00	32,00	0,21	1,80
K6 Bernkastel	1,00	12,10	52,00	3,60
K7 Morbach	28,00	6,90	0,01	0,70
K8 Irrel	77,30	10,80	0,31	3,00
K9 Trier_Konz	2,60	26,60	22,46	0,00
K10 Schweich	0,00	36,00	29,06	0,00
K11 Ruwer	50,05	6,50	0,09	0,50
K12 Hermeskeil	18,20	6,50	0,00	2,00
K13 Saarburg	17,00	6,70	20,06	0,30
K14 Thalfang	26,77	2,80	0,02	0,50
K15 Kell am See	9,62	5,40	0,01	1,50
K16 Kirchberg	103,00	16,40	0,00	4,60
K17 Zell	15,46	8,70	16,40	0,90
Summe	494,32	258,60	142,13	33,20

2.6 Potenziale

Neben dem Bestand der Energieerzeugungsanlagen werden ebenfalls die Potenziale der EE ermittelt. Diese dienen als oberes Limit für einen weiteren Ausbau der EE in der Modellregion. Tabelle 2.2 fasst die berechneten Potenziale für jeden Knoten zusammen. Die Grundlagen und Annahmen der Potenzialermittlung werden in den folgenden Unterkapiteln detailliert betrachtet. Die Untersuchung konzentriert sich ausschließlich auf die bereits erwähnten ausgereiften EE. So wird beispielsweise die Stromerzeugung aus Geothermie nicht in Betracht gezogen, da es in der Region keine geplanten Vorhaben gibt und nach heutigen Erkenntnissen kein natürliches Potenzial vorhanden ist.

Tabelle 2.2: Potenziale der Energieerzeugungsanlagen

Knoten	Wind [MW]	PV [MW]	Wasser [MW]	Biogas [MW]
K1 Neuerburg	40,98	680,05	0,00	2,36
K2 Bitburg	241,63	2.278,66	1,21	3,53
K3 Speicher	147,12	1251,80	0,25	1,75
K4 Manderscheid	66,57	683,69	0,04	1,16
K5 Wittlich	98,75	1.944,19	0,21	2,98
K6 Bernkastel	308,76	579,27	52,00	2,48
K7 Morbach	128,72	308,77	0,01	0,84
K8 Irrel	200,30	1.095,36	0,31	2,64
K9 Trier_Konz	91,93	879,19	22,46	2,68
K10 Schweich	72,29	467,28	29,06	1,09
K11 Ruwer	15,47	130,47	0,09	0,87
K12 Hermeskeil	210,64	241,22	0,00	0,83
K13 Saarburg	161,61	536,01	20,06	1,76
K14 Thalfang	221,59	186,61	0,02	0,86
K15 Kell am See	137,67	271,38	0,01	0,9
K16 Kirchberg	140,45	1.536,12	0,00	2,67
K17 Zell	42,42	404,73	16,40	1,79
Summe	2.326,90	13.474,77	142,13	31,19

PV hat mit Abstand das größte Potenzial, siehe Abbildung 2.7. Auf Gebäuden und Dächern stehen Flächen für etwa 1,3 GW_{EL} installierte Leistung zur Verfügung. Alle technisch geeigneten Freiflächen in der Modellregion geben die Möglichkeit zur Installation von Solaranlagen mit bis zu 12,1 GW_{EL} Leistung. Das Windpotenzial liegt bei 2,3 GW_{EL}, ist also bereits zu etwa 20% ausgenutzt. Das Wasserkraftpotenzial wurde auf die Größe des Bestandes gesetzt. Es wird angenommen, dass kein weiterer Ausbau möglich ist.

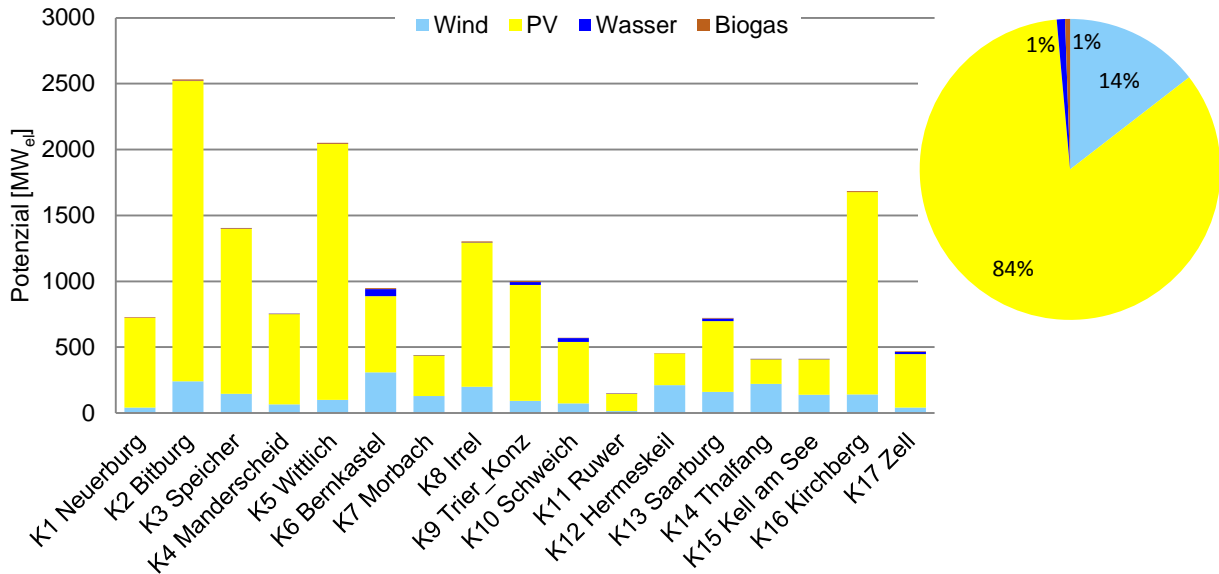


Abbildung 2.7: Anteile der EE-Potenziale in den Knoten

2.6.1 Bestimmung des Windkraftanlagenpotenzials

Aus den aktuellen Karten und dazugehörigen Datentabellen des Site Assessments der juwi Energieprojekte GmbH sind die Windanlagen im Bestand und in der Planung für alle Knoten ausgewertet. Für die Bestandszahlen sind die von juwi und von Fremdfirmen gebauten Windanlagen berücksichtigt. Abgebaute Anlagen sind beim Bestand berücksichtigt. Für das Potenzial sind alle Anlagen, die sich sowohl in der Planung, in der Akquise, in der Genehmigung und im Bau befinden sowie die beantragten Anlagen berücksichtigt. Es wird angenommen, dass die Anlagen in Planung und alle potentiellen Standorte bekannt sind und dies dem gesamten Potenzial entspricht. Es sind die potenziellen und geplanten Anlagengrößen berücksichtigt. Repowering ist nicht berücksichtigt. Insgesamt sind in der Modellregion 494 MW_{EL} Windanlagen in Betrieb. Die Planungen liegen bei 1.833 MW_{EL} und somit beträgt das gesamte Potenzial 2.327 MW_{EL}, verteilt auf die 17 Knoten. Eine vom IWES durchgeführte Studie geht von einem Onshore Windpotenzial von 12,0 GW_{EL} für RLP aus [BWE 2012], für die Fläche der Modellregion würde dies anteilig 2,4 GW_{EL} ergeben.

2.6.2 Bestimmung des PV-Potenzials

Das PV-Dach-Potenzial beträgt 1,3 GW_{pEL}. Es ist nach [Lödl 2010] abgeleitet. Dazu ist das PV-Potenzial über das Verhältnis der verfügbaren Bauflächen in RLP und der Fläche der Modellregion zu RLP berechnet.

Für Ermittlung des PV-Freiflächen-Potenzials wird vom juwi-Site Assessment eine GIS-Analyse der Flächen in der Modellregion gemacht. Wirtschaftliche Restriktionen, wie sie aktuell gelten, werden nicht berücksichtigt. Außerdem findet die Auswahl der Freiflächen- und Dachanlagen nicht nach EEG-Kriterien statt, da angenommen wird, dass bei Erreichen des 100% EE Ziels keine Fördermechanismen wie das EEG mehr vorhanden sind.

Folgende Kriterien werden geprüft:

- Restriktionen ≠ Naturschutzgebiete, Fauna-Flora-Habitate, Vogelschutzgebiete, Important Bird Areas, Special Protection Areas, Nationalparks
- Flächentyp ≠ Wald, Bebauung, Gewässer
- Fläche > 1ha
- Geländeprofil
 - Nordneigung: max. 1%
 - Ost-West-Neigung: max. 5%
 - Südneigung: max. 10%

Nach Berücksichtigung der ersten drei Flächenkriterien bleiben von den 3.707 km² Fläche der Modellregion 1.636 km² übrig. Werden diese mit den Anforderungen zum Geländeprofil bewertet, stehen noch 285 km² Fläche als Potenzial für PV zur Verfügung. Unter der Annahme; dass 0,5 MWp pro ha installiert werden können und unter Berücksichtigung eines Sicherheitsabschlags steht in der Modellregion ein PV-Freiflächenpotenzial von 12,1 GWp zur Verfügung.

2.6.3 Bestimmung des Wasserkraftpotenzials

Das Potenzial der Laufwasserkraftwerke in der Modellregion entspricht der aktuellen installierten Leistung. Es wird angenommen, dass keine weiteren Kraftwerke gebaut werden können, da es in der Region bereits viele Anlagen gibt. Somit sind die Wasserkraftpotenziale der Knoten für die Modellierung auf dem Bestand festgesetzt und können nicht weiter ausgebaut werden.

Für Simulation wird die Wasserkraft geographisch zugeordnet und nicht nach Netzanschluss. Für die Ist-Lastermittlung wurde der Stand nach Netzanschluss berücksichtigt.

2.6.4 Bestimmung des Biogaspotenzials

Für das Biogaspotenzial wird Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo), Biogas aus Wirtschaftsdünger und Biogas aus Bioabfällen berücksichtigt, nicht jedoch Biogas aus Reststoffen. Mit den Bodenflächen, dem Anteil an landwirtschaftlicher Fläche und der Einwohnerzahl für jeden Knoten werden die Substraterträge berechnet. Für die Simulation müssen die Biogaspotenziale je Verbandsgemeinde ermittelt werden. Die Einwohnerzahl pro Knoten und die Flächennutzung/Aufteilung stammt vom Statistischen Landesamt RLP [Stat-LARLP 2013].

Für das Holzpotenzial, das NawaRo-Potenzial und das Wirtschaftsdüngerpotenzial wird der Potenzialatlas der Agentur für Erneuerbare Energien, genutzt [AEE 2009]. Für die Berechnung der Biogasmenge in kWh_{HS} pro Jahr je Knoten als maximal verfügbares Potenzial, wird nicht die aktuelle Substratzusammensetzung verwendet, sondern von dem Einsatz von Mais ausgegangen.

Für die Ermittlung des Biogaspotenzials aus NawaRo werden die Landwirtschaftsflächen je Knoten berücksichtigt. Der potenzielle Bioenergieanteil pro Landwirtschaftsfläche beträgt nach Angaben des AEE im Mittel 21,9% für Deutschland fürs Jahr 2020. Davon wird ein Teil

für die Biogassubstratproduktion genutzt. Der Flächenanteil für Bioenergie beträgt nach Angaben des AEE im Mittel 7,1% für Deutschland. Mit diesen Annahmen stehen für die gesamte Modellregion für die Biogassubstratproduktion 109 km² zur Verfügung. Bei einem Maisertrag von 45 t/ha abzgl. 7% Silageverluste und einem Biogasertrag von 216 m³ Biogas pro t Mais, können in der Modellregion 98,8 Mio. m³ Biogas pro Jahr produziert werden. Bei einem Methananteil von 52%_{VOL} und dem Brennwert von Methan beträgt der Energieinhalt dieses Biogases etwa 71 MW_{HS}.

Für die Ermittlung des Biogaspotenzials aus Wirtschaftsdünger wird das in Abbildung 2.8 dargestellte energetische Potenzial pro Einwohner und die Einwohnerzahl je Knoten berücksichtigt. Quelle ist der AEE. Unter Berücksichtigung eines Methananteils von 55% entspricht dies einer Biogasmenge in der Modellregion von 16,1 Mio. m³ pro Jahr bzw. 12,2 MW_{HS}.

Für die Ermittlung des Biogaspotenzials aus Bioabfällen wird ebenfalls die Einwohnerzahl je Knoten berücksichtigt. Für die Bioabfallmenge wird eine mittlere Bioabfallmenge von 74 kg/EW ohne Grünabfälle angenommen, die dem Durchschnitt von Rheinland-Pfalz entspricht [StÄBL 2012] und höher ist als in Deutschland mit nur 53 kg/EW. Es wird keine Differenzierung der spezifischen Menge nach Stadt und Land vorgenommen. In der Modellregion fallen somit 33.800 t Bioabfälle pro Jahr an. Bei den Mengen wird vorausgesetzt, dass mit Inkrafttreten der Neufassung des Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG) am 1. Juni 2012 zukünftig eine getrennte Sammlung in einer Biotonne umgesetzt wird. Bisher findet in der Modellregion in Bitburg-Prüm, der Stadt Trier, Trier-Saarburg und Bernkastel-Wittlich keine flächendeckende Abfallsammlung statt [UBA 2012].

Bei einem Biogasertrag von 123 m³ Biogas pro t Abfall (Biotonne) werden in der Modellregion 4,2 Mio. m³ Biogas aus Abfällen pro Jahr produziert, was bei einem Methananteil von 60% (siehe Tabelle 2.3) einem Energieinhalt von 3,4 MW_{HS} entspricht. Das Biogaspotenzial in der Modellregion beträgt in Summe 86,7 MW_{HS}.

Tabelle 2.3: Gasausbeute und Methananteil verschiedener Substrate

Richtwerte	TS ²	oTS ³	Biogasertrag (oTS)	Biogasertrag (FM ⁴)	Methan-gehalt
Einheit	Ma. %	Ma. %	l _N / kg _{oTS}	l _N / t _{FM}	% _{VOL}
Biotonne	40%	50%	615	123	60%
Maissilage, teigreif	30%	96%	600	173	52%
Maissilage, 35% TS	35%	95%	650	216	52%
Ganzpflanzensilage (GPS)	40%	94%	520	196	52%
Getreide-GPS, 35% TS	35%	95%	620	206	53%
Rindergülle 10%TS	10%	80%	380	30	55%
Schweinegülle, 6% TS	6%	80%	420	20	60%

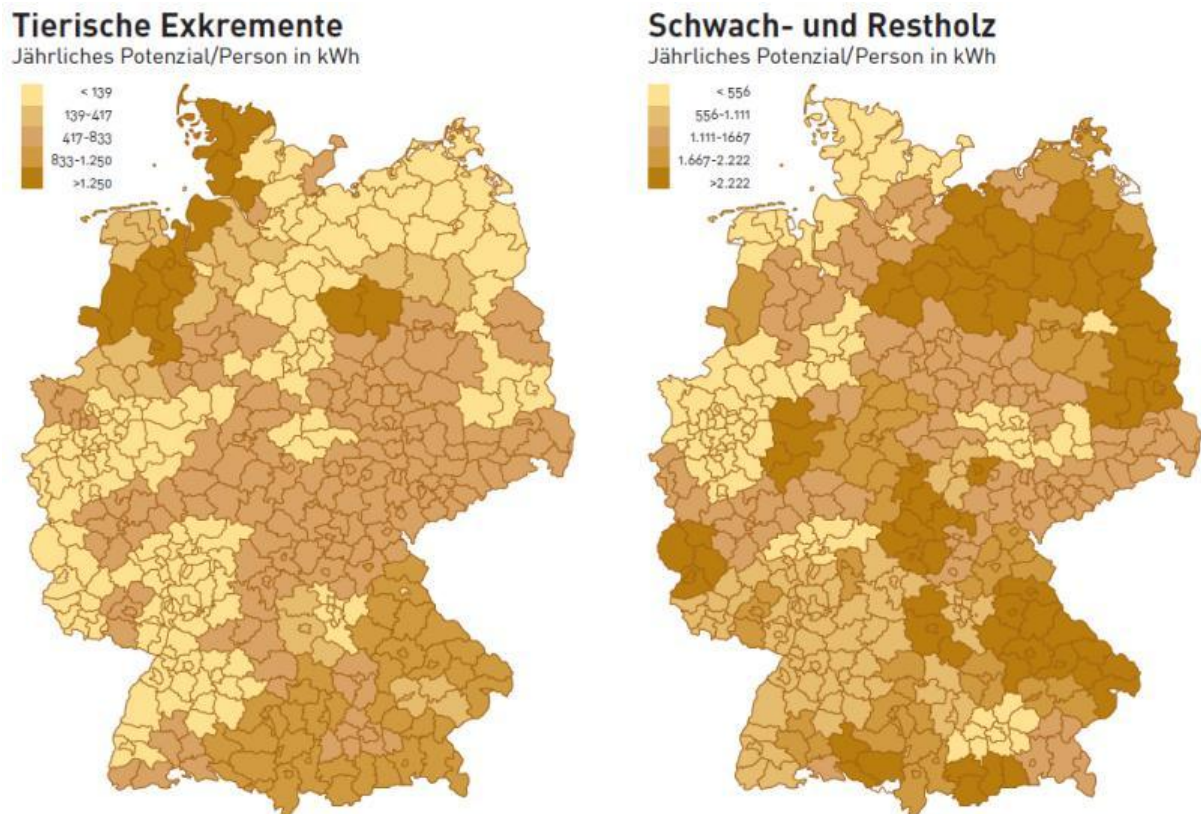
² Trockensubstanz

³ Organische Trockensubstanz

⁴ Feuchtmasse

Für die Berechnung der zu gewinnenden Biogasmengen werden die in folgender Tabelle 2.3 dargestellten Gasausbeuten verwendet [KTBL 2005]. Dabei wird ein Störstoffanteil von 1% berücksichtigt.

Die angegebenen Potenziale beziehen sich auf jährliche Erträge und jährliche Endenergieverbräuche, siehe Abbildung 2.8. Die angegebenen Potenziale sind technische Potenziale, also das theoretische Potenzial abzüglich jener Mengen, deren Nutzung bestimmte gesellschaftliche, ökologische und strukturelle Restriktionen entgegenstehen. Die Legende der Grafik bezieht sich auf den Primärenergiegehalt (Energiegehalt) des jährlichen Potenzials.



Quelle: BBR/BFH

Abbildung 2.8: Potenziale für tierische Exkremente sowie Schwach- und Restholz in Deutschland [AEE 2009]

Als Basis für die grundsätzliche Nutzung des Biogases als CO₂-Quelle und den Einsatz von PtG je Knoten wird der Abstand zum Gasnetz mit 5 km festgelegt. Alle Knoten bis auf Neuerburg haben innerhalb eines 5 km-Korridors mindestens eine Möglichkeit ins Gasnetz einzuspeisen. Unter der Annahme, dass in einem zukünftigen Energieszenario möglichem Speicherpotenzial genutzt werden sollen, werden die Anschlusskosten im Modell mit entsprechenden Kosten hinterlegt. Sie kommen somit als PtG-Standorte in Frage. Das Biogas von Neuerburg kann unter Berücksichtigung von stationären Gaskugelspeichern genutzt werden. Abstände zum Gasnetz der verschiedenen Korridore sind in der Karte Abbildung 2.9 dargestellt.

Bei der zuvor getroffenen Annahme wird davon ausgegangen, dass das Substrat zu den Anlagen transportiert werden muss. Um den Aufwand dazu abzuschätzen, werden zusätzliche Korridore mit 10, 15 und 20 km Abstand vom Gasnetz eingezeichnet. Unter der Annahme, dass die BGA bzw. die PtG-Anlagen auf die „grüne Wiese“ ideal gelegen zum Gasnetz gebaut werden, befinden sich die meisten Flächen in einem Abstand von weniger als 10 km Abstand zum Gasnetz, siehe Abbildung 2.9. Bis auf die Knoten Speicher und Irrel wird der 20 km Korridor nicht benötigt und die Entfernung zum Gasnetz beträgt nur 15 km. Somit könnten die gesamten Flächen je Knoten als Potenzial zur Verfügung stehen.

Für den Einsatz des Wirtschaftsdüngers ist ein Abstand von 15 oder 20 km zu groß. Da das Potenzial aber insgesamt deutlich kleiner ist als das der NawaRo werden trotzdem die gleichen Abstände zum Gasnetz angenommen wie bei NawaRo. Da Bioabfälle durchaus weit transportiert werden, können diese ohne Probleme aus der gesamten Fläche genutzt werden.

Wichtig bei der Betrachtung ist, dass vom Bau auf der „grünen Wiese“ ausgegangen wird und dabei nicht berücksichtigt wird, wie die bestehenden BGA in aktuelle Versorgungskonzepte eingebunden sind. Bei den Abfallmengen ist auch nicht berücksichtigt, ob es langfristige Entsorgungsverträge gibt und die Mengen überhaupt zur Verfügung stehen werden.

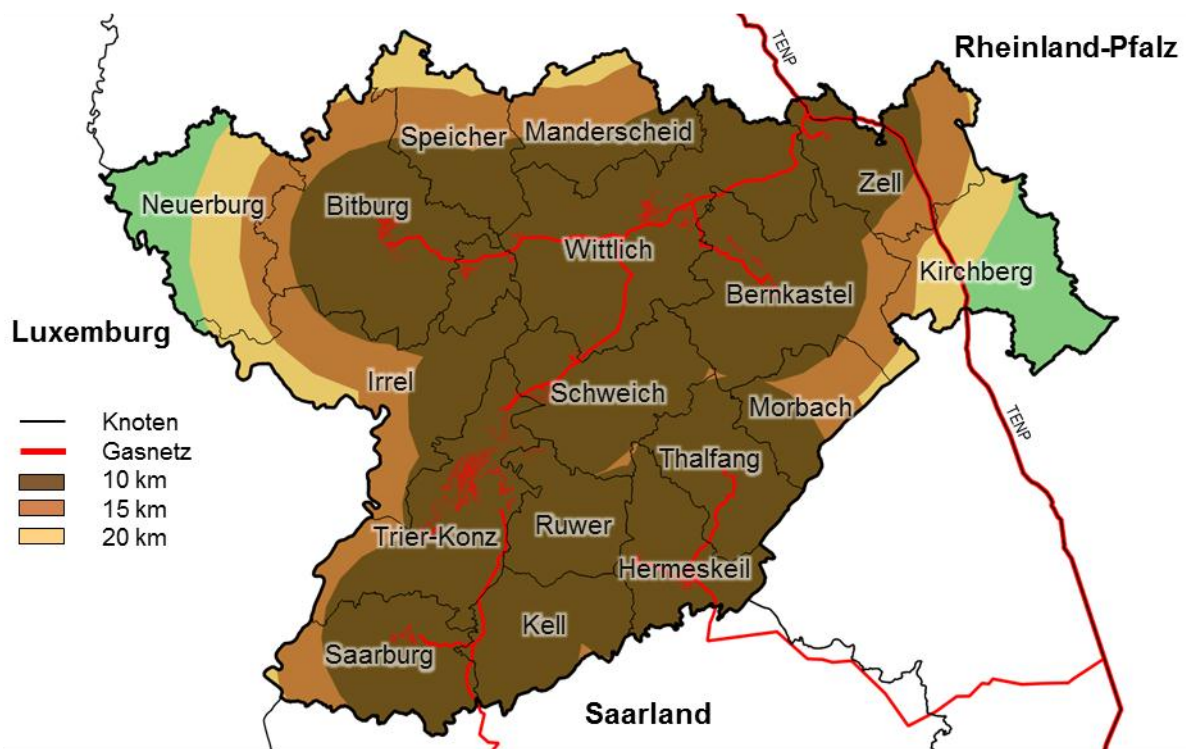


Abbildung 2.9: Abstand zum Erdgasnetz

2.6.5 Bestimmung des CO₂-Potenzials

Das CO₂-Potenzial in der Modellregion setzt sich zusammen aus CO₂ aus BGA, CO₂ aus der Wärmebereitstellung von Schwach- und Restholz und anderen möglichen CO₂-Quellen. Die

folgenden Unterkapitel beschreiben die Herangehensweise an die Ermittlung der CO₂-Mengen.

2.6.5.1 CO₂ aus Biogas

Biogas, das bei der Gärung von NawaRo und Gülle entsteht, enthält einen hohen Anteil an CO₂. Dieser Wert variiert mit der Zusammensetzung und der Betriebsweise in der BGA. Die durchschnittliche Zusammensetzung besteht aus etwa 50–60% Methan und 40–50% CO₂. Zusätzlich sind etwa 1% Sauerstoff und Stickstoff enthalten. Dieses Rohbiogas kann entweder direkt in einem Verbrennungsmotor (BHKW) in elektrische Energie umgewandelt werden oder durch das Entfernen des CO₂ auf Erdgasqualität aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist werden. Um das theoretische Potenzial zu bestimmen, wird ausgehend von der elektrischen Leistung der BGA die Menge Rohbiogas und damit die Menge CO₂ abgeschätzt.

Mit einer jährlichen Vollbenutzung der BGA von 8.000 Stunden wird aus der installierten Nennleistung die produzierte elektrische Energie berechnet. Mit einem durchschnittlichen elektrischen Wirkungsgrad von 36% wird der Brennstoffbedarf ermittelt. Der Brennstoffbedarf gibt die chemische Energie des im Gasgemisch enthaltenen Methans an. Mit dem Brennwert des Methans wird das Methanvolumen berechnet. Es wird eine durchschnittliche Zusammensetzung des Rohbiogases von 52%_{VOL} Methan und 47%_{VOL} CO₂ angenommen. Somit kann schließlich das CO₂-Volumen und mit der CO₂-Dichte die gesuchte CO₂-Masse berechnet werden. Zusammenfassend ergibt sich somit aus einer BGA mit 1 MW_{EL} eine CO₂-Menge von etwa 3,6 kt/a. Für die gesamte Modellregion mit einem Biogaspotenzial von etwa 31 MW_{EL} bedeutet das eine jährliche CO₂-Masse von 109 tausend Tonnen.

2.6.5.2 CO₂ aus Heizkraftwerken

Wenn sich das Energiesystem in Richtung Erneuerbare Energien entwickelt, wird auch die Bereitstellung von Wärme aus nachhaltigen Brennstoffen vorangetrieben. Dabei ist die Verbrennung von Schwach- und Restholz in lokalen Holzheizwerken oder Holzheizkraftwerken ein sinnvoller Weg zur Einsparung von fossilen Brennstoffen. Aus dem Abgasstrom der Anlagen kann das CO₂ abgetrennt und bei der Methanisierung verwendet werden. Mit 75% macht Holz den größten Anteil an der Erneuerbaren Wärmeproduktion aus [AEE 2009]. Die thermische Verwertung von Schwach- und Restholz erzeugt im Vergleich zur Energieerzeugung aus Energiepflanzen keinen Konflikt zur Nahrungsmittelproduktion. Ebenso entsteht keine Konkurrenz zur Holzindustrie, sondern es wird eher ein weiterführender Verwertungspfad geschaffen.

Aus Abbildung 2.8 wird für die Modellregion das jährliche Potenzial aus Schwach- und Restholz pro Person abgelesen. Zusätzlich wird Fernwärmebedarf über Heizkraftwerke der Knoten bestimmt. Über die Einwohnerzahlen werden für alle Knoten die möglichen Energiemengen ermittelt. Mit dem Wärmebedarf wird über den Heizwert von Holz und dem Kohlenstoffanteil im Holz die bei der Verbrennung entstehende CO₂-Menge im Rauchgas abgeschätzt.

Somit ergibt sich für die gesamte Modellregion ein CO₂-Potenzial aus der Verbrennung von Schwach- und Restholz in Holzheizkraftwerken von 365.000 t pro Jahr.

Um das CO₂ aus dem Rauchgas nutzen zu können, muss es aus dem Rauchgasstrom abgetrennt werden, weil es im Gegensatz zu Rohbiogas nicht direkt in die Methanisierung einsetzbar ist. Der Ansatz dazu kommt aus der CO₂-Abscheidung bei fossilen Kraftwerken. Laut [Ausfelder 2008] ist die CO₂-Abscheidung mittels chemischer Absorption derzeit das einzige kommerziell verfügbare Verfahren, wobei mit einer Markteinführung um das Jahr 2020 gerechnet werden kann. Diese Aufbereitung ist mit relativ hohen Kosten und energetischen Verlusten verbunden, hat jedoch den Vorteil, dass sie prinzipiell auch bei bestehenden Anlagen integriert werden kann. Abscheidungsanlagen für CO₂ aus dem Rauchgas von Biomassekraftwerken werden aufgrund der geringen Anlagengröße spezifisch teurer und somit wird auch das gewonnene CO₂ teuer. Es gibt vertrauliche Angaben aus einer Recherche von ETOGAS für eine CO₂-Abscheidung auf Basis einer Rauchgaswäsche, die für die Simulation eingesetzt wurden. Angaben von ETOGAS zu Investitionskosten, Stromverbrauch und laufenden Kosten sind im Rahmen des Forschungsprojektes vertraulich und werden hier nicht genannt.

2.6.5.3 CO₂ aus sonstigen Quellen

Neben den bereits untersuchten CO₂-Quellen gibt es noch weitere Möglichkeiten für die Bereitstellung von CO₂. Dazu zählen zum einen Industrieprozesse, Klärwerke und die Getränkeherstellung. Es konnte eine Reihe an Industrieprozessen ausfindig gemacht werden die unvermeidbare CO₂-Emissionen hervorrufen. Dazu gehören unter anderem die Stahlherstellung, die Zementherstellung, Raffinerien, Papierherstellung, Glasherstellung, Kokereien und Ziegeleien. In der Modellregion ist jedoch keine Produktionsstätte dieser Industriezweige ansässig [VDZ 2013, Stahl 2013, Chemie 2013, BesAR 2013].

In Deutschland besteht eine gut ausgebaute Struktur an Abwasseraufbereitungsanlagen. Von den etwa 10.000 kommunalen Anlagen entfällt ein großer Teil auf die Klärgaserzeugung. Das Faulgas oder Klärgas enthält, ähnlich wie das Rohbiogas, einen erhöhten Anteil an CO₂. Er ist mit etwa 35% jedoch etwas geringer als der von Biogas. Die Faulgasproduktion ist abhängig von den biogenen Stoffen im Abwasser. Das Klärgasvolumen wird über den durchschnittlichen Energiegehalt des Abwassers und dem daraus entstehenden Gasvolumen berechnet. Mit der CO₂-Konzentration wird anschließend das CO₂-Volumen im Klärgas bestimmt. In der Modellregion sind insgesamt 175 kommunale Kläranlagen verzeichnet, von denen allerdings nur 18 Anlagen mit einem Faultrum zur Klärgaserzeugung in Frage kommen [LUWG 2013]. Insgesamt ergibt sich ein jährliches CO₂-Potenzial von lediglich 2,7 tausend Tonnen. Da dieses auf viele Standorte mit einer jeweils sehr geringen Menge verteilt ist, werden die Klärwerke nicht weiter betrachtet.

In der Modellregion konnten sechs Brauereien ausfindig gemacht werden, von denen nur ein einziger industrieller Betrieb, die Bitburger-Brauerei in der Stadt Bitburg, als theoretische CO₂-Quelle in Frage kommt. Bei einer jährlichen Produktion von rund 4,2 Mio. Hektolitern

Bier am Standort Bitburg-Süd könnten theoretisch 14 kt CO₂ gewonnen werden. Wie groß der Eigenbedarf der Brauerei für das Abfüllen von nichtalkoholischen Getränken ist, konnte nicht in Erfahrung gebracht werden. Da sich eine Großbrauerei jedoch theoretisch sehr gut als möglicher Standort für PtG eignen könnte, wird das CO₂-Potenzial aus der Brauerei aufgenommen.

2.6.5.4 Zusammenfassung CO₂-Potenzial

Die Bestimmung der CO₂-Potenziale aus den verschiedenen Quellen ermöglicht eine Abschätzung der installierbaren PtG-Leistung in jedem Knoten. CO₂ aus der thermischen Restholzverwertung macht den größten Teil aus. CO₂ aus Biogas hat ebenfalls ein großes Potenzial. Abgesehen von der Brauerei konnten keine weiteren Quellen ausfindig gemacht werden. Die Verteilung zwischen den Knoten ist zum Teil recht unterschiedlich. Dies liegt vor allem an den unterschiedlichen Einwohnerzahlen und dem damit berechneten Wärmedarf zusammen. Der Knoten Trier Konz hat mit Abstand das größte Potenzial, siehe Tabelle 2.4.

Tabelle 2.4: Zusammenfassung der CO₂-Potenziale in der Modellregion

Knoten	CO ₂ aus Biogas [kt/a]	CO ₂ aus Heizkraftwerken [kt/a]	CO ₂ aus sonstigen Quellen [kt/a]
Neuerburg	8,43	7,74	0,00
Bitburg	12,55	23,90	0,00
Speicher	6,19	12,60	14,00 (Brauerei)
Manderscheid	4,14	6,10	0,00
Wittlich	10,44	39,10	0,00
Bernkastel	8,70	30,50	0,00
Morbach	2,96	8,80	0,00
Irrel	9,34	24,20	0,00
Trier Konz	8,87	112,00	0,00
Schweich	3,79	20,70	0,00
Ruwer	3,03	14,60	0,00
Hermeskeil	2,91	11,80	0,00
Saarburg	6,22	17,90	0,00
Thalfang	3,06	5,90	0,00
Kell am See	3,18	7,70	0,00
Kirchberg	9,22	12,00	0,00
Zell	6,12	9,70	0,00
Modellregion	109,15	365,24	14,00

Insgesamt steht im Jahr eine Kohlenstoffdioxidmenge von 488,39 kt zur Verfügung. Damit lassen sich theoretisch PtG-Anlagen mit einer Elektrolyseleistung von etwa 1,48 GW_{EL} betreiben. Diese Abschätzung beruht auf einer angenommenen Volllaststundenzahl der Elektrolyseure von 2.760 Stunden im Jahr.

2.7 Abgrenzung des Modells und der Simulation

Im Rahmen dieses Projektes soll eine 100% lastgangkonforme Stromversorgung für die Modellregion dargestellt werden. Die Lastgangkonformität soll für die Berechnungsschrittweite von 15 min gewährleistet sein, das bedeutet, dass Netzdienstleistungen in Theorie durch das vorgelagerte Netz bereitgestellt werden. Es wird deswegen ein Strom-Import oder -Export mit den angrenzenden Regionen außerhalb der Modellregion ausgeschlossen. Die Stromversorgung ist jedoch nicht inselfähig, d.h., dass die Netzstabilität durch das übergeordnete Netz zu anderen EE-Regionen bereitgestellt wird und dafür keine zusätzlichen Komponenten eingeplant werden. Somit hat das vorhandene übergeordnete Netz bzw. die damit verbundene Netzstabilität einen Wert, der jedoch im Rahmen des Projektes nicht betrachtet wird.

Da die Modellregion in RLP liegt, welches sich als Ziel vorgenommen hat, im Jahr 2030 eine 100% auf EE basierende Stromversorgung zu erreichen, und weil aktuell in der Modellregion schon knapp 60% EE bilanziell zur Stromversorgung beitragen, werden als Zielwert für eine 100% lastgangkonforme Stromversorgung das Jahr 2030 und als Startjahr 2015 festgelegt. Als Ausgangspunkt für die Simulation wird die „grüne Wiese“ gewählt. Der Einfluss der Bestandsanlagen, die ggf. bis zum Ausbauziel im Jahr 2030 durch neue ersetzt werden müssen, könnte in zukünftigen Betrachtungen berücksichtigt werden.

Die im Modell aufgezeigte optimale Konstellation aller Energiekomponenten bildet das volkswirtschaftliche Kostenoptimum ab. Da es sich um eine zukünftige Energielandschaft handelt, wird davon ausgegangen, dass beim Ausbau und Umbau der Energielandschaft auch Technologien eingesetzt werden, die eine lastgangkonforme EE-Versorgung besser gewährleisten.

Wie in Kapitel 2.2. beschrieben, wird die Modellregion anhand der Verbandsgemeinden und der Lage des 110-kV-Stromnetzes und der Umspannanlagen in 17 Knoten aufgeteilt, die durch das 110-kV-Netz miteinander verbunden sind und Strom austauschen können. Der Stromaustausch zwischen den Knoten wird simuliert und bewertet. Die Auswirkungen auf das Stromnetz innerhalb der Knoten werden abgeschätzt. Die Leitungskapazität des 110-kV-Netzes wird von RWE geliefert. Es gibt keine Restriktionen für das Nieder- und Mittelspannungsnetz im Modell.

Große Einspeiseanlagen wie Windparks speisen z.T. direkt ins 110-kV-Netz, welches zwischen zwei Knoten liegt. Die Leistung bestehender Anlagen wird für die Simulation von RWE auf die benachbarten Knoten aufgeteilt. Zukünftige Windparks werden den Knoten zugeordnet, in denen sie liegen. Bei Betrachtung der Netzbelastung wird dies berücksichtigt.

Bei der Netzsimulation sind die Erzeugerleistungen und das CO₂-Potenzial der jeweiligen Knoten und die Leistungen des Stromnetzes entsprechend der ermittelten Potenziale und Randbedingungen begrenzt. Das Gasnetz wird nicht anhand der bestehenden Leitungen begrenzt hinterlegt, sondern als ideales Gasnetz, welches alle Knoten ohne Einschränkungen versorgen kann. Ausgenommen vom idealisierten Gasnetz ist der Knoten Neuerburg, da er zu weit vom Netz entfernt liegt.

Bezüglich der in der Modellregion verfügbaren und einsetzbaren und damit im Modell zu implementierenden Technologien werden folgenden Festlegungen getroffen.

- Es werden sog. Schwachwindanlagen eingesetzt und entsprechende Erzeugungsprofile genutzt. Es wird erwartet, dass durch die höhere Volllaststundenzahl bei begrenzter Leistung der WEA eine gleichmäßigere Stromerzeugung als bei Starkwindanlagen und somit eine grundlastfähigere Strombedarfsdeckung durch die Windkraft möglich ist. Gleichzeitig wird so der Speichereinsatz reduziert.
- Verschiedene PV-Produktionskurven für Süd/West/Ost-Ausrichtung werden im Modell berücksichtigt, um bei Bedarf die maximalen Potenziale ausschöpfen zu können. Es werden PV-Dach- und Freiflächenanlagen im Verhältnis $\frac{1}{3} : \frac{2}{3}$ eingesetzt.
- Geothermie wird im Modell nicht berücksichtigt, weil die Region kein guter Geothermie-Standort ist und kein zukünftiger Geothermieeinsatz absehbar ist.
- Der Bestand an Laufwasserkraftwerken wird im Modell genutzt, aber ein nennenswerter Ausbau ist nicht möglich. Das Rückstauen bei Laufwasserkraftwerken wird nicht betrachtet, da dies nur sehr geringe Speichermengen bedeuten würde.
- Pumpspeicher werden auf Basis für ganz Deutschland aufgenommen, um die Ergebnisse mit Deutschlandwerten vergleichen zu können. Dabei wird nicht ein zentrales Kraftwerk berücksichtigt, sondern die Kapazität anteilig auf die Standorte verteilt. Dies simuliert in einem geringen Maße den Austausch mit dem darüber liegenden Netz, ohne die Lastgangkonformität mit EE zu beeinflussen. Hierbei ist gewährleistet, dass genau der geforderte Anteil an EE im Strommix vorhanden ist, da die Einspeicherung bekannt ist.
- Druckluftspeicher und Schwungrad werden nicht als Speichertechnologie berücksichtigt.
- Für die Verstromung von Erdgas, Biomethan oder SNG werden BHKW berücksichtigt. Gas- und Dampfkraftwerke finden nur in Sonderszenarien Beachtung, da ihre mindestens zu installierende Leistung zu groß ist, um in der begrenzten Modellregion sinnvoll eingesetzt zu werden. Da die n-1 Sicherheit gewährleistet sein soll.

Neben BGA werden auch weitere CO₂-Quellen berücksichtigt. Dies sind zum einen die in Bitburg vorhandene Brauerei und das theoretische Potenzial bei der Verbrennung des Restholzpotenzials (in Biomasse- oder Holzheizkraftwerken) in der Modellregion, wie in Kapitel 2.6.5 beschrieben. Unterschiedliche CO₂-Quellen werden durch unterschiedliche CO₂-Preise in der Simulation abgebildet.

Neben einer 100% EE-Stromversorgung wird in Zukunft die EE-Wärmeversorgung immer wichtiger werden. Deswegen wird in das Modell die Wärmeversorgung mit EE integriert. Eine 100% EE-Wärmeversorgung kann aufgrund des zu erwartenden Simulationsumfangs und fehlender Daten nicht untersucht werden. Insbesondere die Konkurrenz zwischen stromgeführter und wärmegeführter Fahrweise würde dabei die Modellierung erheblich komplexer machen. Deswegen werden Abwärmennutzung und Wärmesenken durch eine vereinfachte

Betrachtung berücksichtigt. Es werden die Abwärme aus den BHKW und den PtG-Anlagen berücksichtigt sowie die mittels Power-to-Heat (PtH) aus Stromüberschüssen erzeugte Wärme. Der Wärmeerlös wird durch den Abgleich der Wärmeproduktion mit einem Ist-Wärmelastprofil und der Vergütung der Wärmemenge berechnet. Aufbau und Kosten für Infrastruktur, z.B. Wärmenetz, werden nicht berücksichtigt.

Elektromobilität wird im Modell nicht berücksichtigt. Die Funktionalität von Batterien ist im Modell abgebildet. Daraus ergibt sich der Bedarf an Batterien, der im Nachgang mit Szenarien zur Elektromobilität abgeglichen werden könnte. Die Gasmobilität wird über den Gaspreis und die zugehörige Abnahmemenge berücksichtigt. Der Gaseinsatz in der Mobilität wird nicht in den Basisannahmen berücksichtigt, aber in Sensitivitäten betrachtet. Das Gas wird zum Fixpreis pro kWh_{HS} verkauft und eine fixe maximale (100% Gasmobilität) Gasmenge vorgegeben, aber keine Lastkurve hinterlegt, da angenommen wird, dass das Gasnetz einen hinreichend großen Speicher darstellt.

Im Modell wird in den eingesetzten PtG-Anlagen SNG erzeugt, welches direkt ins Erdgasnetz eingespeist und dort gespeichert werden kann. Die Erzeugung von Wasserstoff und die Wasserstoffnutzung über den Weg H₂-Speicher und Einsatz in Brennstoffzellen im Modell sowie die direkte Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz werden im Rahmen des Projektes nicht betrachtet. Die Wasserstoffeinspeisung ins Erdgasnetz ist abhängig vom aktuellen Volumenstrom in der Erdgasleitung, dem zu dem Zeitpunkt vorhanden Anteil an Wasserstoff und der Wasserstoffbegrenzung aufgrund der nachgeschalteten Gasverbraucher. Aufgrund dieser Restriktionen, müsste für die Simulation ein Teilmodell entwickelt werden, welches errechnet, welche Mengen Wasserstoff zu welchem Zeitpunkt voraussichtlich ins Netz eingespeist werden könnten. Des Weiteren kann schlecht abgeschätzt werden wie sich der Wasserstoff im Gasnetz verteilt und welche Probleme dadurch bei Letztverbrauchern entstehen könnten.

Aufgrund der Kostenstruktur und des Einsatzbereiches werden von den im Modell verfügbaren Batterietechnologien Lilon, NaS und Blei nur Lilon-Batterien verwendet. Bleibatterien wären im Prinzip zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit geeignet, werden aber der zu erwartenden hohen Zyklenzahl nicht gerecht. Die dadurch entstehenden Mehrkosten für neue Bleibatterien werden während der Optimierung durch eine Bevorzugung der Lilon-Technologie vermieden.

2.8 Technische und finanzielle Annahmen

Als Datenbasis für die Simulation werden verschiedene technische und wirtschaftliche Annahmen getroffen und die benötigten Daten bereitgestellt. Die in den folgenden Tabelle 2.5 bis Tabelle 2.7 dargestellten Angaben zur Abschreibedauer, laufenden Kosten, Investitionskosten und Wirkungsgraden werden für die Wirtschaftlichkeitsberechnung benutzt. Das Finanzierungsmodell sieht 100% Fremdkapital vor bei einem Zinssatz von 6%, Berechnung per Annuität über die jeweilige Abschreibedauer. Zur Festlegung der Abschreibungsdauer

sind die vorliegenden Daten aus Literaturquellen mit denen für die technische Lebensdauer verglichen und ggf. angepasst.

Die laufenden Kosten für die Windanlagen sind auf Basis der Angaben der IEA [IEA 2010] und der Leitstudie 2011 [BMU 2012] auf 3,5%/a der Investitionskosten festgelegt. Die Netzausbaukosten werden nachträglich berechnet, wobei pro Leitung die Belastung oder Überlastung berechnet und dann die erforderlichen Leitungen eingepreist werden. Für die Speicherung des Methans im Gasnetz werden keine Kosten angenommen. Der Gasnetzanschluss kostet in jedem Knoten pauschal 1,5 Mio. €. Für die Speicherung des Methans in Neuerburg, wo kein Gasnetzanschluss möglich ist, werden die Kosten für die benötigten Gaskugelspeicher berücksichtigt.

Tabelle 2.5: Annahmen für die brennstofflosen Erzeuger

Parameter	Schwachwindanlagen	Starkwindanlagen	PV-Dach	PV-Freifläche	Wasserkraft (> 1 MW _{EL})
Abschreibedauer [a]	20	20	25	25	40
Laufende Kosten [% Invest./a]	3,5%	3,5%	1,0%	1,5%	4,5%
Volllast 2015 [VIh/a]	2900	1930	910	1000	4787
Volllast 2020 [VIh/a]	3100	2150	920	1015	4792
Volllast 2030 [VIh/a]	3300	2300	950	1045	4800
Investitionskosten 2015 [€/kW_{EL}]	2000	1090	1250	1000	2450
Investitionskosten 2020 [€/kW_{EL}]	1800	1040	1000	800	2500
Investitionskosten 2030 [€/kW_{EL}]	1600	1000	875	700	2700
Gestehungskosten 2015 [ct/kWh_{EL}]	8,34	6,83	11,99	9,23	5,68
Gestehungskosten 2020 [ct/kWh_{EL}]	7,02	5,85	9,49	7,28	5,79
Gestehungskosten 2030 [ct/kWh_{EL}]	5,87	5,26	8,04	6,18	6,25
Quelle	juwi		RLI		
		BMU 2012			

Es werden für die Winderzeugung Windprofile hinterlegt. Die Volllaststunden ergeben sich über Windgeschwindigkeit und die Leistungskennlinie. Annahmen für die Nabenhöhe sind für 2015 120 m, für 2020 140 m und für 2030 160 m.

Für die Wasserkraft werden die Volllaststunden von Daten zur Mosel genommen, die mit Hilfe der Anlagenbetreiber erfasst werden konnten.

In der Modellregion müssen Anlagen zur Verstromung von Gas verbaut werden, da sich die Modellregion zu jeder Zeit selbst versorgen muss. Im Standardszenario werden BHKW eingesetzt, weil sie sich am besten dezentral verteilen lassen. In Sonderszenarien werden auch

Gasturbinen untersucht. Laut Leitstudie 2011 beträgt 2030 der elektrische Wirkungsgrad der Gasturbine 47%. Auf Basis von Erfahrungswerten von RWE zum Entwicklungspotenzial von Gasturbinen werden der elektrische und thermische Wirkungsgrad für 2015, 2020, 2030 angepasst [BMU 2012].

Tabelle 2.6: Annahmen für die brennstoffhaften Erzeuger

Parameter	BGA	GuD (400 MW _{EL})	Gasturbine (150 MW _{EL})	BHKW (500 kW _{EL})
Abschreibedauer [a]	20	25	25	20
Laufende Kosten [% Invest./a]	6,0%	2,0%	2,0%	2,8%
Volllast 2015-2030 [VIh/a]	8000	5000	5000	3000
Wirkungsgrad 2015	100%	59,1%	40%	38%
Wirkungsgrad 2020	100%	60,1%	42%	39%
Wirkungsgrad 2030	100%	62,1%	43%	40%
Nutzbare Wärme	0%	0%	42%	45%
Brennstoff 2015 [ct/kWh_{HS}]	2,926	2,679	3,120	3,600
Brennstoff 2020 [ct/kWh_{HS}]	3,311	4,500	4,500	5,000
Brennstoff 2030 [ct/kWh_{HS}]	4,238	6,045	6,486	7,000
Investitionskosten 2015 [€/kW_{EL}]	1450	700	400	900
Investitionskosten 2020 [€/kW_{EL}]	1400	700	400	900
Investitionskosten 2030 [€/kW_{EL}]	1350	700	400	900
Gestehungskosten 2015 [ct/kWh_{EL} bzw. kWh_{HS}]	5,57	5,90	8,58	12,89
Gestehungskosten 2020 [ct/kWh_{EL} bzw. kWh_{HS}]	5,87	8,85	11,49	16,24
Gestehungskosten 2030 [ct/kWh_{EL} bzw. kWh_{HS}]	6,70	11,10	15,86	20,92
Quelle	juwi	BMU 2012	BMU 2012; RWE; MAN	ASUE 2011: angepasst

Der elektrische Wirkungsgrad von BHKW beträgt laut Leitstudie 2011 im Jahr 2030 38%. Laut ASUE BHKW-Kenndaten haben BHKW heute schon elektrische Wirkungsgrade von 40%, die von aktuellen Herstellerangaben bestätigt werden [ASUE 2011]. Unter Berücksichtigung eines Abschlags für das Teillastverhalten von 2%, wird der elektrische Wirkungsgrad für 2015 auf 38% festgelegt und erhöht sich bis 2030 auf 40%.

Auf Basis der Annahmen des Sachverständigenrates für Umweltfragen und Planungswerten von juwi werden für Kosten und Lebensdauer von Pumpspeichern die in Tabelle 2.7 genannten Werte für die Simulation benutzt [SRU 2011].

Tabelle 2.7: Annahmen für die Speicher und Wandler

Parameter	PtG	Lilon	Bleibatterie	Pumpspeicher	Tauchsieder
Abschreibedauer [a]	20	10	30	60	20
Laufende Kosten [% Invest./a]	2%	1%	1%	1%	1%
Volllast 2015-2030 [VIh/a]	2760	400	50	970	2760
Efficiency factor for incoming energy	75,0%	92,2%	84,3%	90,0%	98,0%
Efficiency factor for stored energy	-	99,996%	99,994%	99,990%	-
Efficiency factor for outgoing energy	80,0%	92,2%	84,3%	90,0%	0,0%
C-Faktor Laden/Entladen [kW_{EL}/kWh_{EL}]	-	1,0	4,0	0,1	-
Zyklen	-	4000	1500	-	-
Tiefentladungsreserve [1/C]	-	20%	30%	-	-
Nutzbare Wärme	10%	-	-	-	100%
Investitionskosten 2015 [€/kW_{EL}]	2000	900	400	160	100
Investitionskosten 2020 [€/kW_{EL}]	1000	650	300	160	100
Investitionskosten 2030 [€/kW_{EL}]	900	350	150	160	100
Gestehungskosten 2015 [ct/kWh_{EL} bzw. kWh_{HS}]	12,80	32,23	65,56	1,18	0,64
Gestehungskosten 2020 [ct/kWh_{EL} bzw. kWh_{HS}]	6,40	23,27	49,17	1,18	0,64
Gestehungskosten 2030 [ct/kWh_{EL} bzw. kWh_{HS}]	5,76	12,53	24,58	1,18	0,64
Quelle	Reg-ZSW / ETOGAS	MSA-ZSW	SYS/ECA-ZSW	SRU 2011	Abstimmung ZSW/juwi

* Daten für die verschiedenen Gasspeicher sind im Anhang.

Für die Bereitstellung von CO₂ werden die Kosten für BGA, Biogasspeicher, Biogasaufbereitungsanlagen, CO₂-Speicher und die CO₂-Abscheidung aus Rauchgas aus der Biomasseverbrennung berücksichtigt. Für das CO₂ aus der Brauerei in Bitburg entstehen keine Kosten.

Die Daten für die CO₂-Abscheidung aus Rauchgas aus der Biomasseverbrennung stammen von Etogas auf Basis einer Prototyp-Anlage, da aufgrund der geringen Anlagengröße keine Werte von CO₂-Abscheidungsanlagen bei Kohlekraftwerken genutzt werden können. Es wird mit Investitionskosten von 14.280 €/m_N³/h CO₂, laufenden Kosten von 6,5% der Investitionskosten pro Jahr und einem Stromverbrauch von 0,2 kWh_{EL}/m_N³ CO₂ gerechnet.

Technische und wirtschaftliche Annahmen zur Umsetzung der Wärme

Für die Berechnung des Wärmeerlöses wird die zur Verfügung stehende Wärme mit der Wärmelastkurve abgeglichen. Es wird festgelegt, dass dafür die Wärmelastkurve bei 70% gekappt wird, weil aufgrund von fehlenden Wärmenetzen keine 100% Deckung möglich sein wird. Die Wärme aus BHKW und PtG-Anlagen muss über Wärmenetze verteilt werden. Die Wärmebereitstellung über PtH wird über Tauchsieder direkt in Haushalten umgesetzt, so dass kein Wärmenetz benötigt wird.

Die Vergütung der über den Abgleich ermittelten nutzbaren Wärmemenge erfolgt zu einem Fixpreis von 5 ct/kWh_{TH} Wärme. Die über den Bedarf hinausgehende Wärme wird nicht vergütet.

2.9 Stromlastkurven

Abbildung 2.5 zeigt den Bestand an Erneuerbaren Kraftwerken in der Modellregion. Da nur von sehr wenigen Standorten zeitlich hinreichend aufgelöste Messungen der Erzeugung vorliegen, mussten die entsprechenden Einspeisezeitreihen mit Hilfe von Wettermodelldaten und entsprechenden Anlagenkennlinien abgeleitet werden.

Im Projekt war ursprünglich die Erzeugung von Lastgangprofilen mittels Mischung von Standardlastprofilen vorgesehen. Bei der anschließenden Plausibilisierung anhand des Jahresstromverbrauchs und der maximalen Last, hat sich herausgestellt, dass die damit erzeugten Lastprofile die Wirklichkeit nicht ausreichend wiedergeben, zumal grundlegende statistische Eigenschaften nicht korrekt repräsentiert werden.

Die unzureichenden statistischen Eigenschaften betreffen vor allem die Nacht- und die Wochenendabsenkungen, welche in einigen Fällen deutlich zu stark ausfällt. Besonders gut ist dies am Beispiel des Knoten Neuerburg (Abbildung 2.10) zu sehen. Doch auch gewerbe- und industriestärke Knoten zeigen teilweise deutlich zu hohe Nachtabsenkungen auf, wie am Beispiel von Wittlich gut zu erkennen ist. Wittlich weist eine zu starke Nachtabsenkung im Vergleich zur Deutschlandlast auf, während Neuerburg besonders am Wochenende eine starke Lastabsenkung zeigt wo sogar eine leichte Lastzunahme zu erwarten ist, siehe Abbildung 2.11.

Die Achsenbeschriftungen der zur Visualisierung dieser Phänomene verwendeten Abbildungen werden aus Datenschutzgründen entfernt. Ebenso sind die Grafiken in einer Auflösung die das Extrahieren von Einzelwerten unmöglich macht.

Standardlastprofile haben zudem die im Vorfeld bekannte Eigenschaft, Wetterabhängigkeiten sowie Abhängigkeiten aufgrund von Feiertagen und Urlaubszeiten nicht zu repräsentieren. Die Summe der aufgezeigten Probleme legt nahe, die für die Modellierung notwendigen Lastgänge auf andere Weise zu generieren. Daher wurde beschlossen, Lastdaten aus den Transformatormessungen der Umspannwerke zurück zu rechnen. Die Messdaten werden von RWE freundlicherweise zu diesem Zweck zur Verfügung gestellt. Da die Trafomessreihen die Residuallast/-erzeugung darstellen, wurden diese Messreihen dann vom ZSW weiter

bearbeitet. Um die Lastgänge aus den Messdaten zu generieren, wurde der darin enthaltene Anteil an dezentraler Erzeugung herausgerechnet.

Um aus dieser Mischung die reine Last zu bestimmen, wird ein Modell erstellt, das die Zeitreihen nutzt, die für die einzelnen Energieformen bereits erstellt wurden (siehe die folgenden Kapitel). Mithilfe dieser Zeitreihen können für Wind, PV und Wasserkraft die Einspeisezeitreihen berechnet werden. Für Biogas wird eine konstante Einspeisung angenommen.

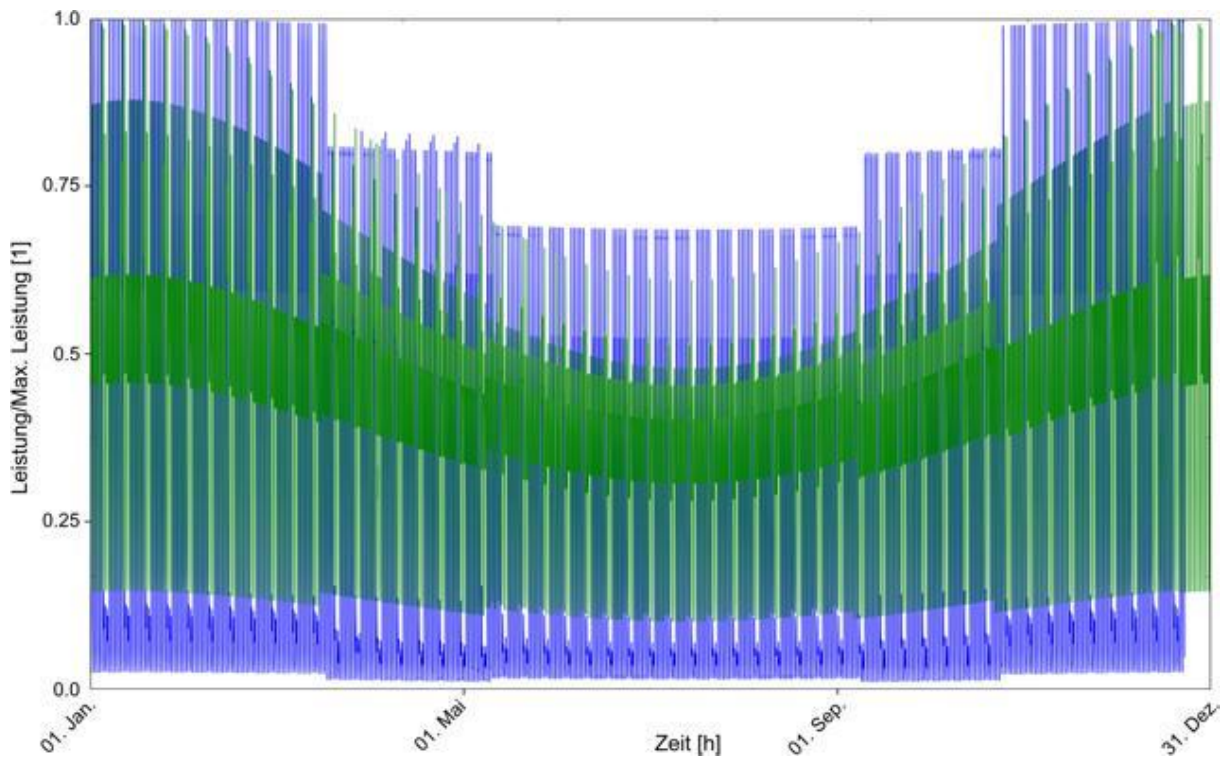


Abbildung 2.10: Die aus Standardlastprofilen generierte Last für den Knoten Neuerburg (blau) im Vergleich zum Standardhaushalts(H0)-Profil (grün). Neuerburg ist ein sehr haushaltslastiger Knoten

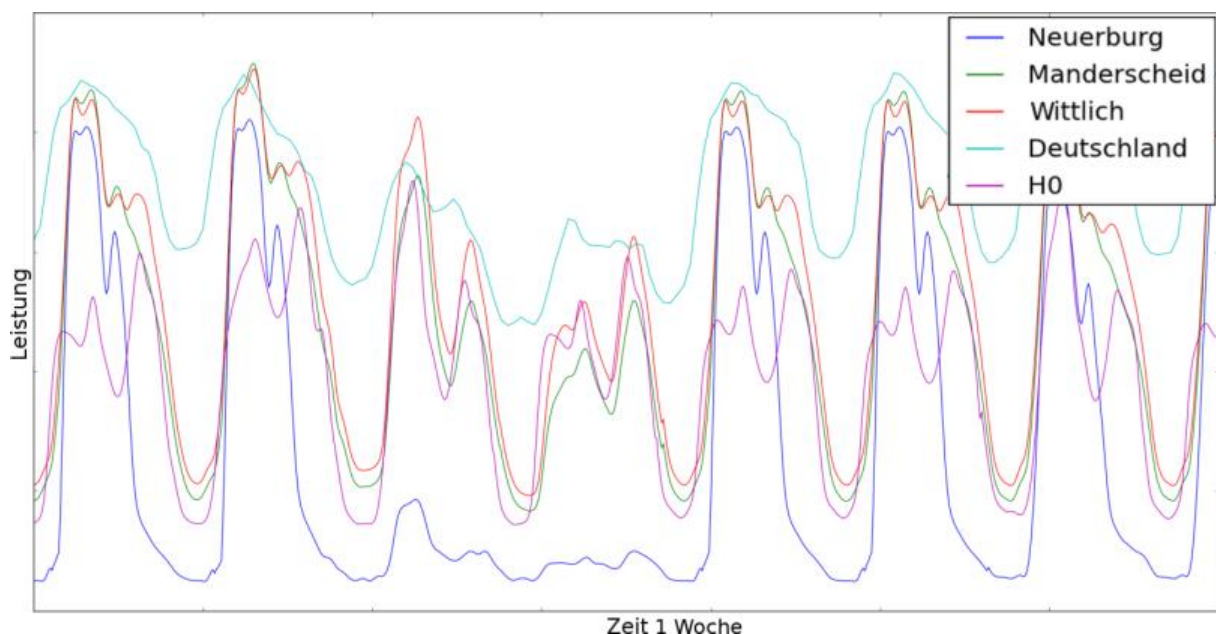


Abbildung 2.11: Vergleich von H0 und der Deutschlandlast 2011 zu Neuerburg (haushaltlastig), Wittlich (industriellastig) und Manderscheid (Mischung)

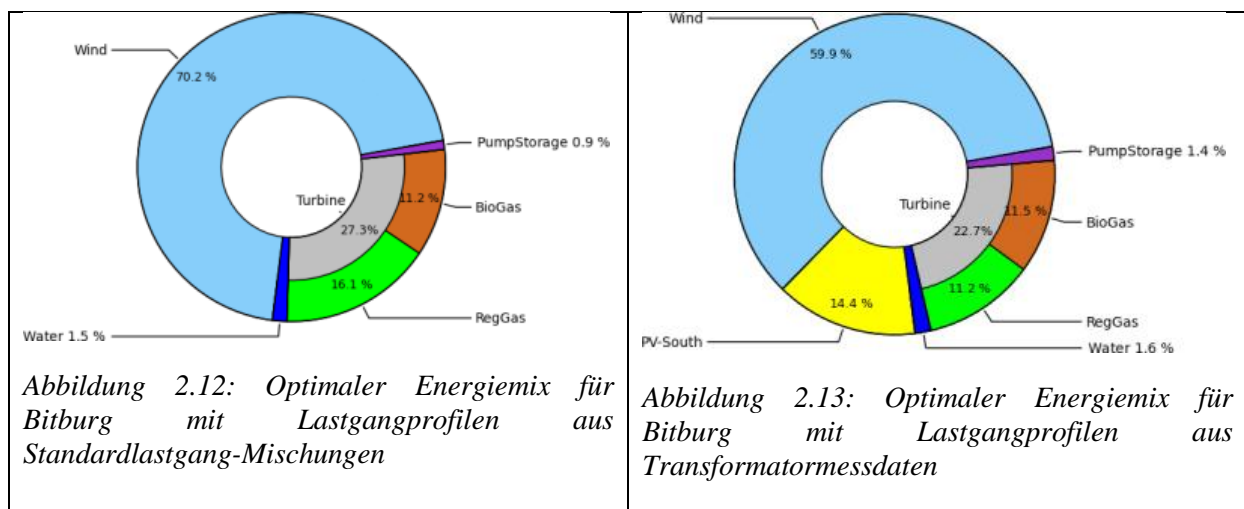
Bei dieser Betrachtung treten leichte Diskrepanzen zu den Annahmen der vorhandenen installierten Leistungen bzw. dem tatsächlichen Einspeisepunkt auf. Um dieses Problem zu lösen, wird eine Optimierung des Modells vorgenommen. Das Optimierungsziel ist, starke Änderungen in der Last von Woche zu Woche zu minimieren (Wochenkonstanz). Diese Optimierung funktioniert so gut, dass Details über die Geschehnisse in den Regionen sichtbar werden:

- In vielen Knoten speist Wasserkraft in die Mittelspannungsebene ein (Korrelation der Flanken Wasserkraft und Transformatorleistung).
- Die Kennlinien der einzelnen Wasserkraftwerke sind teils recht unterschiedlich (Optimierung einzelner Kraftwerke).
- Meist erfolgt etwas weniger PV-Einspeisung als erwartet bzw. angenommen (Optimierung Lastgang).
- Die installierte Windleistung weicht teils massiv von den Recherchen des ZSW ab (Optimierung Lastgang, Tabelle 2.1).
- Die Windzeitreihen decken sich sehr gut mit der Realität. (Bei der Optimierung des Lastgangs verbleibt nur ein unwesentliches windabhängiges Rauschen).
- Die PV-Zeitreihen sind bei Wolkenzug für manche Knoten nicht ganz deckend, (Bei der Optimierung des Lastgangs verbleibt PV abhängiges Rauschen).
- In haushaltlastigen Knoten weist die Wärmelast eine hohe Korrelation mit der Stromlast auf.
- Die maximalen Leistungsangaben, die über Schleppzeiger ermittelt werden, weisen bekannte Probleme auf. Sofern der Schleppzeiger im Rahmen von Wartungen zurückgesetzt wurde oder aber einen Kurzschluss oder Blitzeinschlag erfasst hat, lässt sich der Schleppzeigerwert nicht mit den Leitungsmessungen und dem rekonstruierten Höchstlastwert in Einklang bringen.
- Die Sommerferien von RLP sind deutlich an der Last erkennbar (Starke Absenkung der Last an Feiertagen und in der Urlaubszeit).

In manchen Knoten, in denen das Verhältnis von Last zu EE-Erzeugung sehr gering ist, blieb naturgemäß ein signifikantes Rauschen übrig. Dort werden diverse Filter, wie Tiefpass, Wochenkonsistenz und Jahreskonsistenz auf die Zeitreihen der Daten angewendet, um die Qualität der Daten zu verbessern.

Durch diese Filter gehen die statistischen Eigenschaften des Lastgangs, wie Wetterabhängigkeit und Urlaubs- bzw. Feiertagsphänomene zurück. Dies betrifft jedoch nur kurzfristige Ereignisse und nur dort wo die Filter tatsächlich zur Anwendung kommen. Ein besonders kalter Wintermonat bleibt ein besonders kalter Wintermonat. Ein besonders kalter Tag ist im Lastgang jedoch u.U. nicht vollständig repräsentiert.

Aufgrund der unterschiedlichen Struktur der Verbraucher und Erzeuger sowie dem unterschiedlichen Einsatz der o.g. Filter ergibt sich für die 17 Knoten eine hohe Diversität der Lastgänge. Die aus dem Modell resultierenden Lastgänge zeigen jedoch alle statistischen Details und Eigenschaften, die bei realen Lastgängen zu erwarten sind auf. Wie groß der Einfluss der beiden Lastgänge unterschiedlicher Herkunft auf die Optimierung ist, kann am Beispiel des Knotens Bitburg anhand des Energiemixes aufgezeigt werden (Abbildung 2.12 und Abbildung 2.13). Es ergeben sich bei der Hinterlegung von Lastgängen, die unterschiedlich generiert wurden, verschiedene Konstellationen im Energiemix. Werden für die Modellierung die erzeugten Lastgänge aus den Trafomesswerten verwendet, steigen die Stromgestehungskosten von 11,96 ct/kWh_{EL} auf 12,86 ct/kWh_{EL}. Mit den Standardlastprofilen wird also mit zu günstigen Randbedingungen gerechnet.



2.10 Wärmelastkurven

Eine Wärmelastkurve wird im Modell für die Wärmeerzeugungsgrenzen von PtH, der PtG-Abwärme und der BHKW-Abwärme benötigt. Dazu wird die Methode der Standardlastprofile nach TU München angewendet [Wagner 2005]. Die zu Grunde liegenden Daten dieser Methode basieren auf über viele Jahre gemessenen Gasverbrauchswerten. Seit 2000 sind diese Daten zentral erfasst und das Mess-Netz verfeinert worden. Die Daten wurden an der TU-München wissenschaftlich fundiert statistisch ausgewertet. Ursprünglich sollte mit der Methode eine allgemeine Abschätzung des Gasverbrauchs kleinerer Gebiete (zum Beispiel Gemeinden) getroffen werden. Damit eignet sich die Methode für den hier benötigten Wärmebedarf ganzer Gebiete sehr gut.

Berücksichtigt werden privater Warmwasser- und Heizbedarf. Außerdem werden die Gebäudestruktur der Knoten (Anteil von Ein- zu Mehrfamilienhäusern) und das Verhältnis von alten zu neuen Gebäuden berücksichtigt. Das Verhältnis alter zu neuer Gebäude entspricht dem Wert für Rheinland-Pfalz. Der Anteil von Ein- zu Mehrfamilienhäusern ist den Daten des Statistischen Landesamtes entnommen und ist für jeden der 17 Knoten einzeln angepasst [Stat-LARLP 2013]. Zur Erstellung des Profils wird in der Methode ferner die mittlere Tagestempe-

ratur benötigt, diese wurden den historischen Wetterdaten des DWD [BMVI 2013] entnommen. Es entsteht ein normiertes Profil, siehe Abbildung 2.14, welches mit den jährlichen Wärmeverbräuchen der Knoten verrechnet wird.

Die Wärmelast gilt für die 17 Knoten in stündlicher Auflösung für die Jahre 2011 und 2012. Es wird davon ausgegangen, dass nicht die gesamte Wärmelast für die Energieszenarien zugänglich ist. Darum wird der für die Simulation nutzbare Teil auf 70% der Gesamtlast beschränkt.

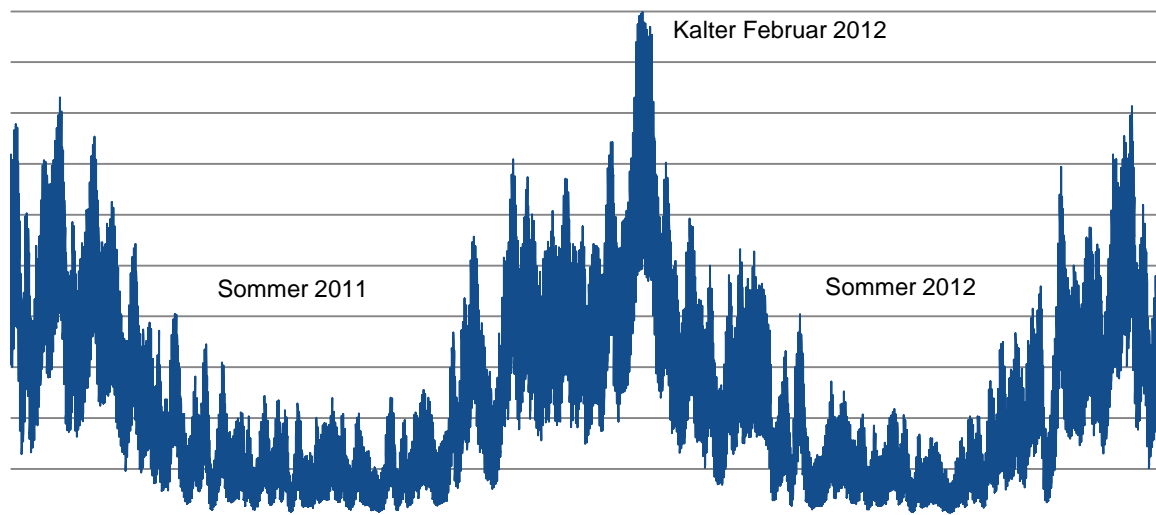


Abbildung 2.14: Normierte Wärmelastkurve von dem Knoten Trier

2.11 Wind

Die Simulation der Windeinspeisung erfolgt in einem zweistufigen Verfahren. Zunächst wird die Windgeschwindigkeit in verschiedenen Höhen aus den MERRA-Reanalysedaten [Rienecker 2011] extrahiert. Reanalysedaten sind für diese Art von Simulation gut geeignet, weil sie keine durch Modellupdates oder fehlende Echtzeitdaten verursachten Sprünge enthalten und in relativ hoher zeitlicher Auflösung verfügbar sind. Die horizontale Auflösung ist allerdings mit ca. 50 km×50 km nicht ideal. Es ist daher mit einer relativ hohen Korrelation zwischen den Windeinspeisereihen der verschiedenen simulierten Netzknoten zu rechnen.

Es werden MERRA Modellfelder verwendet, die auf mehreren festen Höhenschichten definiert sind. Diese ermöglichen, im Gegensatz zu auf verschiedenen Druckniveaus definierten 3D-Modellfeldern, eine direktere Umrechnung auf die Nabenhöhe der WEA. Außerdem sind die 2D-Felder in stündlicher Auflösung verfügbar, während die 3D-Felder nur in dreistündigen Intervallen vorliegen. Zur Umrechnung wird ein logarithmisches Windgeschwindigkeitsprofil angenommen [Kaltschmitt 2007] und der Exponent aus den von MERRA vorgegebenen Stützstellen ermittelt (Abbildung 2.15).

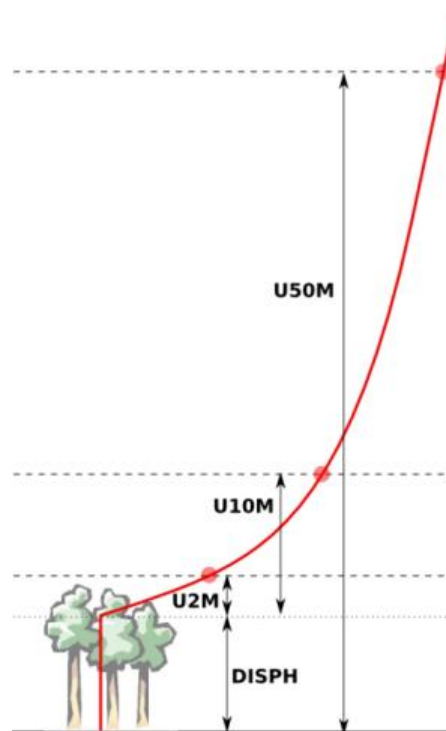


Abbildung 2.15: Parameter der MERRA-Reanalyse, Aus den Windgeschwindigkeit auf 2 m, 10 m, und 50 m (rote Punkte) sowie der displacement height läßt sich der Rauigkeitsfaktor nach Hellmann zur Extrapolation der Windgeschwindigkeiten auf andere Nabenhöhen bestimmen

Mit den erhaltenen Windgeschwindigkeiten für 10 und 50 m wird die mittlere Rauigkeit nach dem Potenzgesetz von Hellmann errechnet. Diese Rauigkeit wird verwendet, um auf die Windgeschwindigkeiten in den unterschiedlichen Nabenhöhen zu schließen (siehe Abbildung 2.16). Die Nabenhöhen sind hierbei für die Zieljahre unterschiedlich vorgegeben, für 2015 120 m, für 2020 140 m und für 2030 160 m.

Im nächsten Schritt werden die Windgeschwindigkeiten mit Leistungskennlinien verschiedener Generatoren in Leistungen umgerechnet.

Hierbei ergeben sich für die gesamte Modellregion Volllaststunden, die leicht von den vorgegebenen Volllaststunden der Zieljahre abweichen. Um dies auszugleichen werden die Windgeschwindigkeiten linear skaliert, so dass die Zielwerte der Volllaststunden für die Modellregion erreicht werden. Dadurch entsprechen die Volllaststunden der erhaltenen Einspeisezeitreihen den Vorgaben für die Modellregion, die Unterschiede in der Standortgüte von Knoten zu Knoten bleiben jedoch erhalten. Es ergibt sich daher eine Volllaststundenverteilung über die Knoten für z.B. das Jahr 2030 bei einem Mittel von 3.300 (Vorgabe) von 3.163 (Speicher) bis 3.512 (Kell am See).

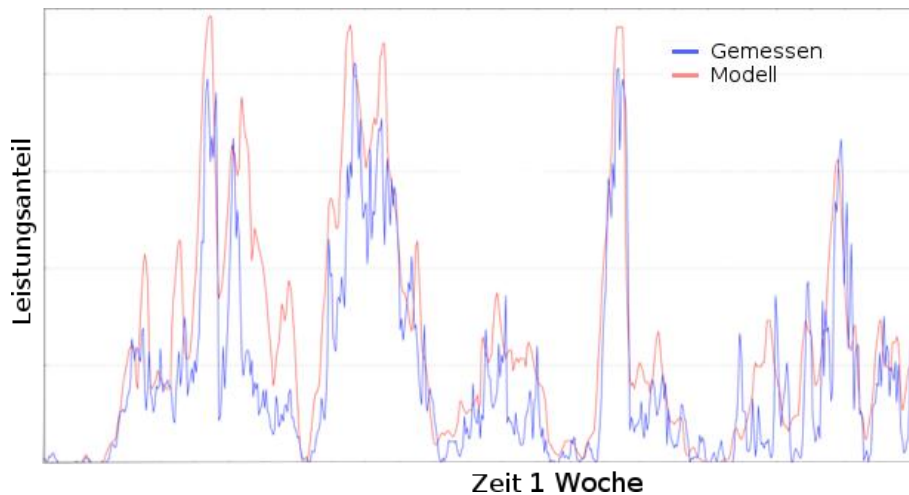


Abbildung 2.16: Standort M 85m Vergleich Modell-Windgeschwindigkeiten (rot) zu gemessenen Windgeschwindigkeiten (blau)

Es sei hier nochmals erwähnt, dass die ungewöhnlich hohen Volllaststunden darauf zurück zu führen sind, dass in den Standardszenarien Schwachwindanlagen verwendet werden, siehe Kapitel 2.7.

2.12 PV

Für die Simulation der PV-Einspeisung ist zu beachten, dass bei durchbrochener Bewölkung teilweise extreme Schwankungen der Einspeiseleistung innerhalb eines Simulations-Zeitschrittes (15 min) auftreten. In Wolkenlücken ist die Einstrahlung sogar noch höher als bei klarem Himmel, da durch die Reflexion an den Wolken die diffuse Strahlung erhöht wird. Dieser Effekt ist umso ausgeprägter, je kleiner die PV-Aggregationsfläche ist. Allerdings stehen als Eingangsdaten für die Simulation nur stündliche Satellitenmessungen der Einstrahlung sowie die viertelstündlichen Einspeisedaten von zwei sehr dicht zueinander liegenden von juwi betriebenen Freiflächenanlagen (M11 & M2) zur Verfügung. Künstliche Kurzfristschwankungen zufällig zu erzeugen macht hier wenig Sinn: Würden diese für jeden Knoten separat erzeugt, wären sie nicht korreliert, bei Verwendung von nur einer zufälligen Zeitreihe für alle Knoten hingegen wären sie vollständig korreliert. Beides ist im Sinne einer Simulation des Netzzustandes zu unrealistisch.

Abhilfe schafft die „Transplantation“ der gemessenen Kurzfristschwankungen auf die simulierten Zeitreihen, und zwar mit Hilfe von MERRA-Winddaten. Dieses Vorgehen ist schematisch in Abbildung 2.17 skizziert. Für jeden Netzknoten wird anhand der MERRA-Reanalyse eine mittlere Windgeschwindigkeit und -richtung für jeden Tag bestimmt. Der Wind wird dann mit dem gerichteten Abstand zur Referenzanlage M2 vektoruell multipliziert, um die Zeit zu ermitteln, die ein treibendes Wolkenfeld braucht, um von der Anlage zum Knotenschwerpunkt zu kommen. Letztlich sind bei den Referenzanlagen lediglich die kurzzeitigen Schwankungen von Interesse. Dieser Kurzzeitschwankungen werden durch einen Hochpassfilter ermittelt, indem die Differenz aus 15 min und stundengemittelten Daten bestimmt wird.

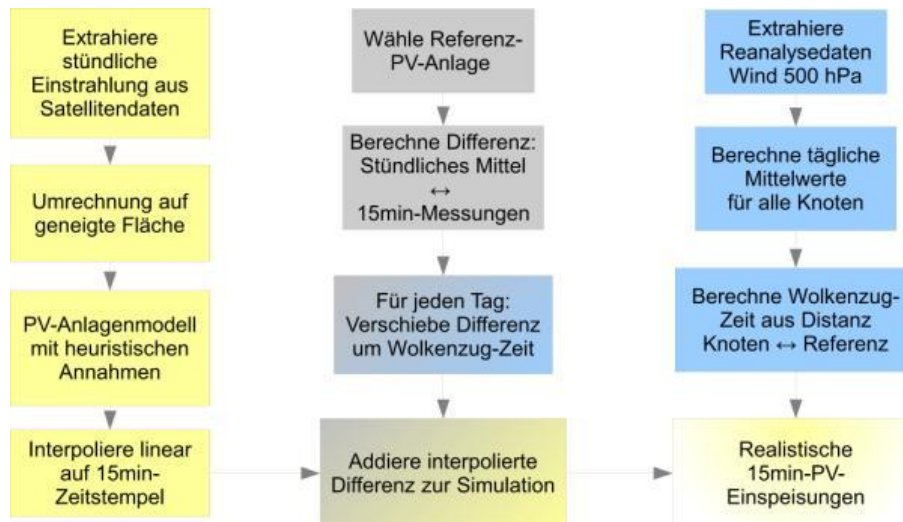


Abbildung 2.17: Datenaufbereitungsschema für die PV-Simulation

Gleichzeitig werden auf Basis der stündlichen CM-SAF Satellitendaten [Mueller 2009] PV-Anlagen mit Süd-, Ost- und Westausrichtung simuliert. Die CM-SAF-Daten werden auf Basis des geostationären MSG-SEVIRI Instruments berechnet, mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde und einem horizontalen Raster von etwa 2 km×1 km. In den Daten liegen sowohl Global- als auch Direktstrahlung vor. Das verwendete PV-Anlagenmodell SolStEis ist eine ZSW-Entwicklung, die auf Einstrahlungsberechnungen von Quaschnig [Quaschnig 2004] und Huld [Huld 2010], sowie von Schubert [Schubert 2012] zusammen getragenen Anlagenparametern beruht. Für alle Anlagen wird ein Neigungswinkel von 30° aus der Horizontalen angenommen.

Die Genauigkeit, mit der die Stundenwerte simuliert werden können, wird auf Basis der außerhalb des Untersuchungsgebiets liegenden PV-Einspeisezeitreihen validiert und beträgt hier in der Regel wenige Prozent. Bei geschlossener Schneedecke oder lokalem Bodennebel können auch höhere Abweichungen auftreten, diese fallen jedoch bei der späteren Optimierung mit dem verwendeten Optimierungsmodell P²IONEER nicht ins Gewicht. Die Kurzzeitschwankungen werden nun für jeden Knoten um dem jeweiligen, aus der Windgeschwindigkeit berechneten Zeitversatz – meist einige Minuten – verschoben und zu den simulierten Stundenwerten addiert.

Das Ergebnis ist beispielhaft für einen der Knoten in Abbildung 2.18 gezeigt. Zu sehen sind die simulierten Einspeisungen im Vergleich zu der Freiflächenanlage M2, von der die zugrunde liegenden Messdaten stammen. Die verschiedenen Ausrichtungen von PV-Anlagen wurden separat simuliert, um eine tagesgangabhängige Optimierung zu ermöglichen. Es ergibt sich so eine über die Untersuchungsregion konsistente PV-Einspeisung, die über das Windfeld realistisch korreliert ist.

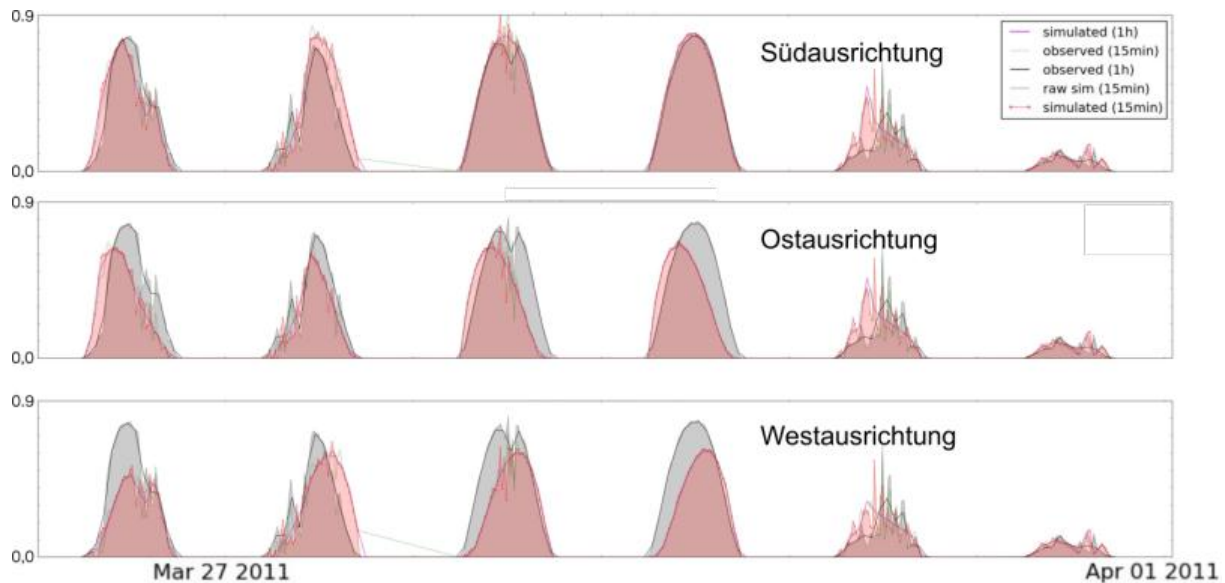


Abbildung 2.18: Zeitreihen der PV-Simulation für Neuerburg. Vergleich der simulierten Einspeisungen mit Messdaten Freiflächenanlage M2

2.13 Wasserkraft

Für die Wasserkraft in der Region hat RWE monatliche Summenwerte der produzierten Energie zur Verfügung gestellt. Um auch für die Wasserkraft, welche in der Modellregion einen erheblichen Anteil hat, eine zu Wind und PV gleichwertige Leistungszeitreihe zu erhalten, wird ein Modellierungsansatz gewählt. Als Basis für die Berechnung der erzeugten Energie durch Wasserkraftwerke entlang der Mosel dienen die Pegelstände in den Städten/Orten Cochem, Zeltingen, Ruwer und Trier in viertelstündlicher Auflösung. Hierbei ist die verwendete Datenquelle die Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes [WSV 2013], welche freundlicherweise die Daten der Bundesanstalt für Gewässerkunde (BfG) zu diesem Zweck bereitstellte.

Zunächst wird ein Modell mit möglichst wenigen Eingangsparametern erstellt, welches die Pegelstände gut auf die Monatssummenwerte abbildet. Diese kommt mit 6 Parametern aus und gewährleistet eine zufriedenstellende Aufteilung der Monatssummen, siehe Abbildung 2.19. Im nächsten Schritt werden die gefundenen Parameter optimiert. Die Zielfunktion ist hierbei, die Monatssummenwerte so genau wie möglich zu erreichen. Die dadurch resultierenden Wasserzeitreihen für jeden Knoten der Modellregion bilden die Stromproduktion aus Wasserkraft geeignet ab. Abbildung 2.19 zeigt das gewählte Wasserkraftmodell, welches Pegelstände auf Leistungsanteile transferiert. Zu sehen ist auch, wie sich Erkenntnisse aus der Lastmodellierung auf das Wasserkraftmodell auswirken

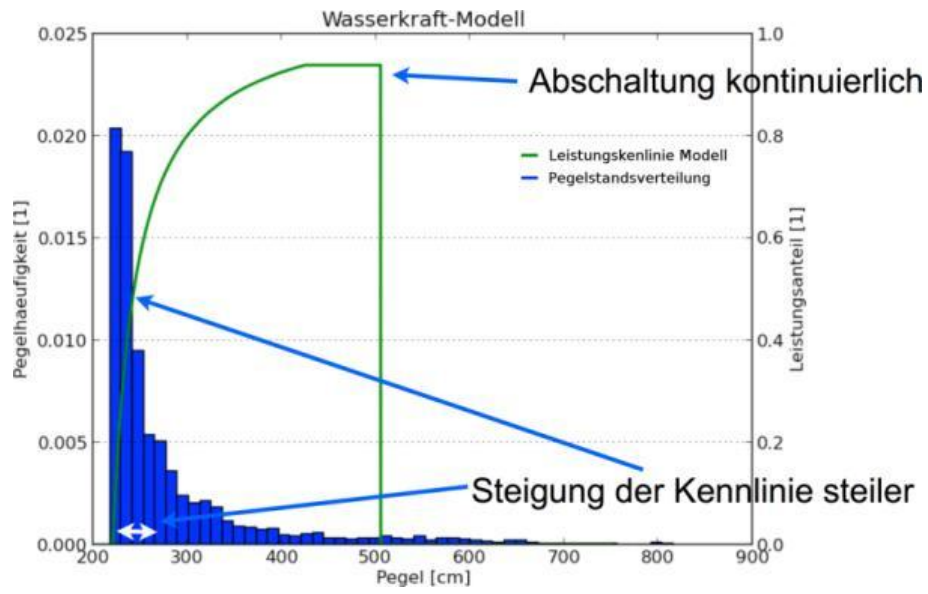


Abbildung 2.19: Pegelstandsverteilung und resultierende Leistungskennlinie im Wasserkraftmodell

3 Modell

3.1 Anforderungen

Um aus dem Simulationsmodell möglichst viel Information über die Anforderungen an eine reale PtG-Anlage zu bekommen, werden Datensätze in 15 minütiger Auflösung für jeden der 17 Knoten hinterlegt, nachdem sie wie in Kapitel 2.9 beschrieben erstellt und plausibilisiert wurden. Neben den Zeitreihen der Strom erzeugenden Technologien wie Wind, Wasser und PV in ihren drei Ausrichtungen Ost, West und Süd, werden Zeitreihen für den Strom- und Wärmebedarf der im Projekt betrachteten Jahre 2015, 2020 und 2030 hinterlegt. Dabei beziehen sich alle Last- und Erzeugungprofile auf die gleichen Wetterjahre 2011 und 2012.

Für die Optimierungsläufe werden diese Zeitreihen jedoch zunächst auf stündliche Werte reduziert, um die Optimierungsdauer möglichst gering zu halten. Im Anschluss kann dann das Optimierungsergebnis mit den Zeitreihen in viertelstündlicher Auflösung verifiziert und gegebenenfalls nachoptimiert werden. Gleichzeitig werden von P²IONEER die Füllstände und umgesetzten Energiemengen bzw. Gasvolumina für jede Komponente sowie zusätzlichen Größen, die sich aus der Simulation ergeben, wie beispielsweise der Wärmeproduktion, in viertelstündlicher Auflösung in Dateien gespeichert. Diese dienen letztlich als Basis für die Auswertung der Optimierungsergebnisse.

Im Rahmen der Netzsimulation soll das real vor Ort existierende Stromnetz der Modellregion möglichst exakt nachgebildet werden. Dafür werden zusätzlich zu den 17 Knoten drei weitere neutrale Knoten hinzugefügt. Neutral heißt in diesem Kontext, dass sie im Gegensatz zu den 17 regulären Knoten weder Lastgänge noch Stromerzeuger oder Speicher besitzen und allein für den Lastfluss von Relevanz sind.

Da für einige Parameter wie z.B. Pumpspeicher und Wasserkraft kein Zubau erfolgen soll, kann in P²IONEER für jede Komponente festgelegt werden, ob eine freie Optimierung der installierten Leistung vorgenommen werden soll. Um bei den Technologien mit Freiheitsgrad in der installierten Leistung ein Überschreiten des vorab ermittelten Gesamtpotenzials der jeweiligen Region zu verhindern, sind die im Vorfeld für jeden Knoten ermittelten Potenziale hinterlegt, die nicht überschritten werden können.

Bei der Optimierung wird davon ausgegangen, dass alle Knoten – mit Ausnahme von Neuerburg – über das Erdgasnetz verbunden sind. Ein Gasnetzanschluss wird durch einmalige Kosten von 1,5 Mio. € pro Gemeinde abgebildet, wobei gleichzeitig die Kosten für Erdgasspeicher entfallen. In Neuerburg wird statt des Gasnetzanschlusses ein Kosten verursachender Erdgasspeicher umgesetzt. Ein Austausch von Methan zwischen Neuerburg und den anderen Gemeinden ist dadurch nicht möglich.

3.2 Aufbau, Lastflussmodell

3.2.1 Komponenten

Der Aufbau des Modells wird in modularer Art dargestellt. Hierbei gibt es ein ‚Komponente‘ genanntes Basisobjekt, von welchem alle Module ableiten (siehe Abbildung 3.1). Die Grundidee ist, dass sich alle Technologien im Lastflussmodell durch diese generelle Komponente darstellen lassen indem die zugehörigen Parameter entsprechend eingestellt werden. Eine Komponente kann zwischen 1 und n Eingänge haben. Jedem Eingang wird ein Energietyp, z.B. Elektrizität, Wasserstoff, o.Ä., sowie eine maximale Aufnahmemenge und ein Wirkungsgrad zugeordnet. Die Komponente selbst besitzt eine Speichergröße mit zugehörigem Speicherwirkungsgrad. Aus Gründen der Rechengeschwindigkeit hat jede Komponente nur einen Ausgang, wiederum mit gekoppeltem Energietyp, Maximum und Wirkungsgrad. Sekundäre Energieströme werden in wenigen Fällen (wie z.B. Gasaufbereitung) außerhalb der Komponente abgeführt.



Abbildung 3.1: Die Realisierung der Basiskomponente in P²IONEER

Hiermit lassen sich fast alle verwendeten Technologien abbilden. Die Abbildung 3.2 und Abbildung 3.3 zeigen diesen Aufbau exemplarisch für den Elektrolyseur und die Methanisierung.

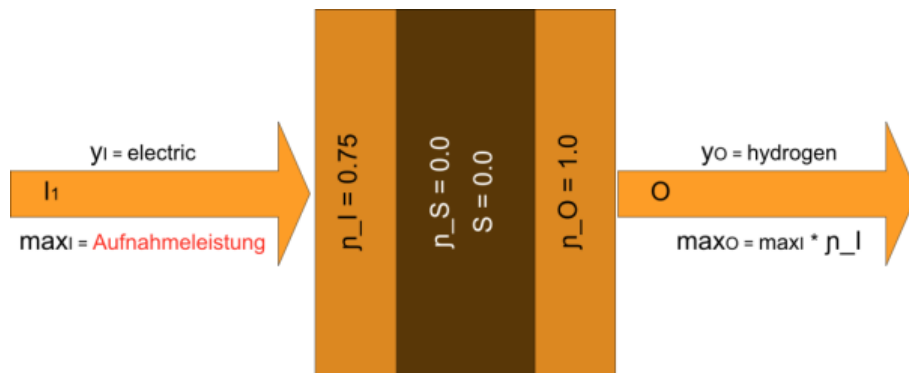


Abbildung 3.2: Darstellung der Elektrolyseur-Komponente

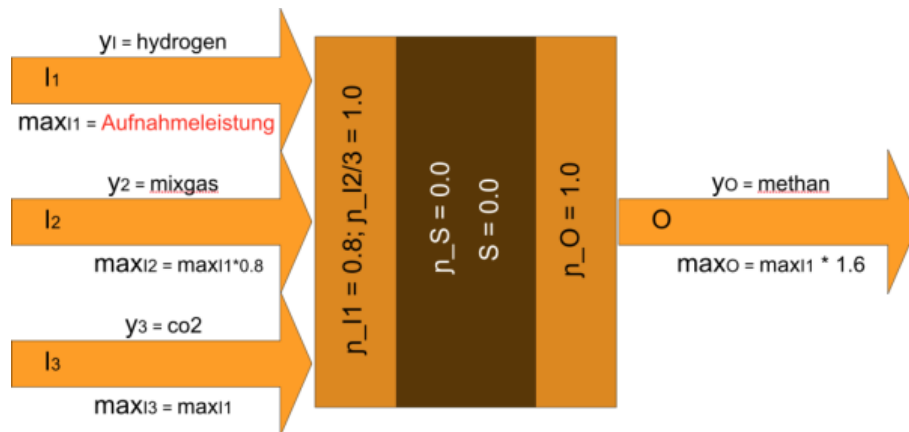


Abbildung 3.3: Darstellung der Methanisierer-Komponente

Eine Ausnahme bilden Komponenten die mit CO_2 arbeiten. Da in P²IONEER mit Energieflüssen gerechnet wird, CO_2 jedoch kein Energieträger ist, wird hier eine Proportionalitätskonstante eingefügt, welche die Stoffmengen außerhalb der Komponenten in der Policy behandelt.

Die Wärme wird ebenfalls in der Policy behandelt, indem jede Komponente einen Parameter führt der die umgesetzte Energiemenge in eine Wärmemenge umrechnet. Diese wird der Komponente entnommen und einem Nahwärmenetz zugeführt. Hierbei werden Abschläge für verschiedene Temperaturniveaus bereits eingerechnet, wodurch beim Elektrolyseur keine Wärme genutzt werden kann, da das Temperaturniveau zu niedrig ist, während bei der Methanisierung 10% des Wärmeverlustes (der insgesamt bei 20% liegt) nutzbar sind.

3.2.2 Lastflussmodell – Erzeuger

Der Energiefluss im Modell verläuft von den Erzeugern über die Speicher zu den Verbrauchern. Hierbei kann die Energieform mehrfach gewandelt werden. Eine Übersicht ist in Abbildung 3.4 zu sehen. Am Anfang stehen die EE-Stromerzeuger. Anhand der Zeitreihen und der installierten Leistungen wird die EE-Stromerzeugung zu jedem Zeitpunkt der Zeitreihe berechnet und auf die gemeinsame Masse gelegt.

Die CO_2 - und Biogaserzeuger produzieren, ihrer installierten Leistung entsprechend, konstante Gasmengen. Etwaige Volllaststundenbetrachtungen werden als skalierte, konstante Produktionen dargestellt. Substratengpässe und etwaige Wartungsintervalle werden nicht berücksichtigt, zumal die angeschlossenen Speichergößen bei den Gasen kurzfristige Ausfälle leicht zu puffern vermögen. Produziertes CO_2 und Biogas werden in ihre zugehörigen Speicher überführt, auf welche von anderen Komponenten aus zugegriffen werden kann.

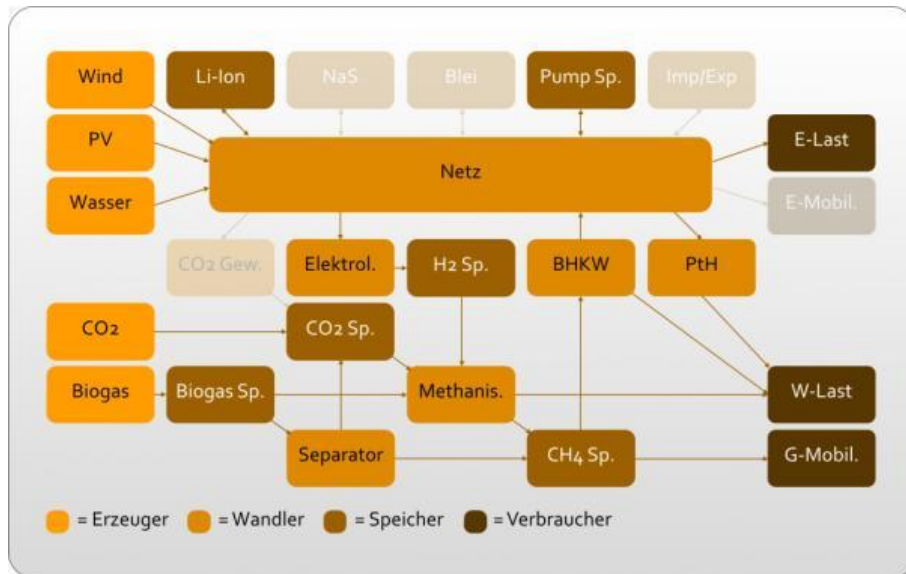


Abbildung 3.4: Energieflussschema in P²IONEER von den Erzeugern links zu den Verbrauchern auf der rechten Seite. Die ausgegrauten Komponenten stehen in P²IONEER zur Verfügung, werden jedoch im Projekt nicht verwendet

3.2.3 Die Rolle von Biogas

Es sei besonders darauf hingewiesen, dass die Stromerzeugung aus Biogas im P²IONEER Modell anders gehandhabt wird als dies zurzeit in der Praxis geschieht, siehe Abbildung 3.5.

Das erzeugte Rohbiogas wird nicht direkt verstromt, sondern wird wie oben beschrieben zwischengespeichert. Dies erlaubt entweder das Biogas über PtG zu reinem Methan oder über eine Gasaufbereitungsanlage in getrennte Biomethan- und CO₂-Ströme zu überführen. Biomethan wird im Erdgasspeicher gespeichert, während der CO₂-Strom im CO₂-Speichertank endet. Damit wird erreicht, dass Biogas als regelbare Energie Verwendung findet und nicht eine weitere nicht regelbare EE-Erzeugung darstellt.

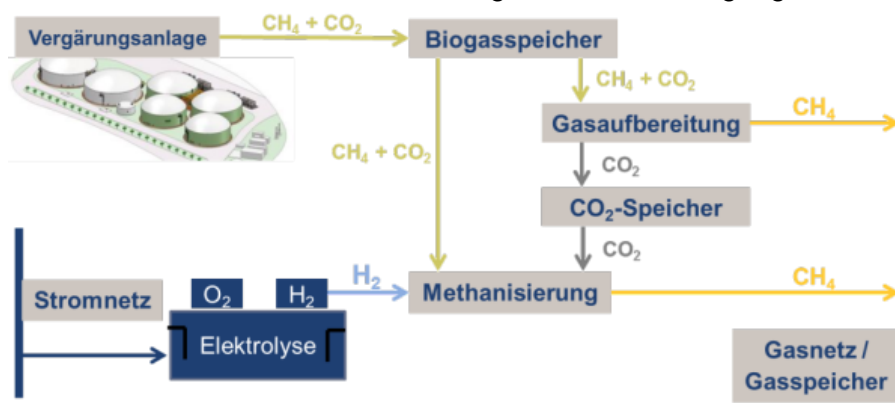


Abbildung 3.5: Einbindung der BGA als CO₂-Quelle für PtG

Regelbare Energie ist in einem System, das sehr hohe EE-Durchdringungen aufweist, enorm wertvoll. Eine direkte Verstromung dieses wertvollen Energieträgers macht daher wirtschaftlich keinen Sinn. Zudem stellt Biogas eine CO₂-Quelle für den PtG-Prozess dar. Bei einer direkten Verstromung des Biogases wäre das CO₂ für diesen Prozess verloren. Der beschriebene Biogas-Weg wird aus diesen beiden Gründen alternativlos in P²IONEER abgebildet.

3.2.4 Lastflussmodell – Überschusspfad

Nachdem die Strommenge auf der gemeinsamen Leitung an die Verbraucher abgeführt wird, kommt es naturgemäß zu einer Differenz zwischen Produktion und Verbrauch.

Bei einem Überschuss an Strom werden die Stromspeicher beladen. Die Speicherung findet in der Reihenfolge des Wirkungsgrades statt. Speicher mit höherem Wirkungsgrad werden zuerst bedient. Dies sind zuerst die Batterien, dann der Pumpspeicher und zum Schluss PtG.

PtG als stofflicher Speicher wandelt über mehrere Schritte den Strom in Methangas um. Zunächst nimmt der Elektrolyseur Strom auf und nutzt ihn zur Erzeugung von Wasserstoff. Der Wasserstoff wird in einem Wasserstoff-Puffertank zwischengelagert. Der Puffertank ist so dimensioniert, dass er eine Stunde Wasserstoffproduktion aufnehmen kann. Damit ist die Größe des Puffertanks abhängig von der Größe des Elektrolyseurs.

Im nächsten Schritt nimmt die Methanisierung das Minimum aus der zur Verfügung stehenden Wasserstoffmenge und der Aufnahmekapazität an Wasserstoff auf. Die entsprechende Menge an Biogas, welche das für die Methanisierung notwendige CO₂ enthält, wird ebenfalls aufgenommen. Ist die zur Verfügung stehende Menge an Biogas nicht vorhanden, wird die Differenz an CO₂ dem CO₂-Speichertank entnommen. Ist auch diese CO₂-Menge zu gering, wird der überschüssige Wasserstoff, welcher nicht verwendet werden kann, in den Wasserstoff-Puffertank zurückgeführt.

Das erzeugte SNG wird in den Erdgasspeicher überführt und steht hier zur Rückverstromung zu einem späteren Zeitpunkt oder für die Verwendung in der Gasmobilität zur Verfügung.

Verbleibt weiterhin ein Stromüberschuss kann dieser via PtH genutzt werden, um die Wärmelast zu decken. Die nach diesem Schritt eventuell verbleibende Strommenge wird abgeregelt.

3.2.5 Lastflussmodell – Unterversorgungspfad

Bei einer Unterversorgung werden ebenfalls zunächst die elektrischen Speicher in der Reihenfolge ihres Wirkungsgrades entladen. Bleibt die Unterversorgung bestehen, wird über BHKW Strom erzeugt. Hierfür wird Methan aus dem Erdgasspeicher entnommen und im BHKW verstromt. Die dabei anfallende Wärme wird genutzt, um die Wärmelast zu bedienen. Ist nicht ausreichend Methan vorhanden, kommt es zur echten Unterversorgung und damit zum Stromausfall.

3.2.6 Komponentenmethoden zur Lastflussdarstellung

In folgender Aufstellung werden die Methoden gezeigt, die mit der Klasse Komponente verbunden sind, um die Energiemengen die verschoben werden, zu handhaben:

Tabelle 3.1 Verwendete Befehle und deren Beschreibung

Befehl	Beschreibung
receive(List{(Ex, Typx)})	Geprüfte Energieaufnahme

emit(E=max)	Energieentnahme
check()	Überführt Komponente in die nächste Iteration
produced()	Gibt die tatsächlich gelieferte Energie zurück
used()	Gibt die tatsächlich aufgenommene Energie zurück
request(E, Typ)	Ermittelt die lieferbare Energiemenge
start()	Startet die Komponente mit Initialwerten
stop()	Schaltet die Komponente ab
getLoad()	Gibt den derzeitigen Speicherstand zurück

Formulierungen wie „Tatsächlich aufgenommene Energie“ bedeutet, dass diese Energiemenge dem entspricht was die Komponente nach allen Größenbeschränkungen aufgenommen hat. Im Gegensatz zu dem was sie ursprünglich aufnehmen sollte. Als Beispiel kann dem Biogasspeicher das Kommando gegeben werden „emit(1000)“, was dem Auftrag entspricht, dass 1000 kWh_{HS} Biogas aus dem Biogasspeicher entnommen werden sollen. Unter Umständen ist diese Gasmenge im Speicher aber gar nicht mehr vorhanden. Die nachfolgende Komponente würde also die Energiemenge aufnehmen die sich durch „produced()“ definiert.

3.3 Zielfunktion

Die Zielfunktion für die Optimierung sind die minimalen Stromgestehungskosten. Hierbei werden Zinsen und Abschreibungen über die für jede Technologie spezifische Abschreibungsdauer berücksichtigt. Die sich daraus ergebenden Stromgestehungskosten sind als real konstant angenommen. Daraus ergibt sich folgende Kostenfunktion:

Variablen:

- Monatlicher Zinssatz: z
- Abschreibemomente: t
- Investitionskosten (Monat): in
- Betriebskosten (Monat): bt
- Brennstoffkosten (Jahr): bs

Funktionen:

- Zinsfaktor: $zf = 1 + z$
- Zins-Exponential: $zt = zf^t$
- Monatsrate: $mr = \frac{zt \cdot in \cdot z}{zt - 1}$
- Jahreskosten: $jk = (mr + bt) \cdot 12 + bs$

Stromgestehungskosten:
$$LCOE = \frac{jk - \text{StromVerkaufPA} - \text{GasVerkaufPA} - \text{WärmeVerkaufPA}}{\text{StromPA}}$$

Hinzu kommen Strafkosten für Stromausfälle oder beim Absinken des Erdgastanks auf 0. Diese Strafterme werden mit einem fixen Betrag auf die Gestehungskosten pro Auftreten

addiert. Die Strafterme sind selbstadaptiv und gewährleisten, dass die optimale Lösung eine gültige Lösung ohne Verletzung der Randbedingungen ist.

3.4 Abgrenzung Wärme

Jede Komponente führt einen Parameter, der die umgesetzte Energiemenge in eine Wärmemenge umrechnet, die der Komponente entnommen und einem Nahwärmenetz zugeführt werden kann. Hierbei werden Abschläge für verschiedene Temperaturniveaus bereits eingerechnet. Das System bleibt dabei rein stromgeführt. Die entstehende Abwärme bzw. die über PtH erzeugte Wärme kann nur zur Deckung des derzeitigen Wärmebedarfs genutzt werden – es kann jedoch nicht nach Bedarf zusätzlich Wärme erzeugt werden. Dadurch wird in der Regel keine 100% Wärmedeckung erreicht. Prinzipiell könnte dies durch das Einführen von Kraftwärmekopplungskomponenten ermöglicht werden – dies würde allerdings den Rahmen dieses Projektes sprengen.

Eine einfachere Variante, zu einer Wärmedeckung von 100% zu kommen, ohne dabei die rein stromgeführte Domäne zu verlassen, wäre das Verwenden von saisonalen Wärmespeichern und einer entsprechenden Erhöhung der PtH-Leistung. Da Wärme, im Gegensatz zu Strom, sehr viel einfacher und kostengünstiger saisonal speicherbar ist und die Stromerzeuger fluktuierenden Charakter haben, ist ein Trend zur Kombination von Strom und Wärme über diesen Weg zu beobachten.

3.5 Netz/Einzelknoten/Kupferplatte

3.5.1 Einzelknoten

Als Einzelknotenoptimierung wird in der Folge die Optimierung eines Knoten bezeichnet. Hierbei werden alle Details der real existierenden Verteilnetze nicht berücksichtigt, sondern es wird davon ausgegangen, dass die gegebene Last vom Verteilnetz aufgenommen werden kann. Weiterhin wird die Flächigkeit der Knoten auf ihren Schwerpunkt reduziert und für diesen Punkt werden Zeitreihen für die EE-Einspeisung generiert. Für eine Einzelknotenoptimierung gibt es demnach für jeden EE-Erzeuger und für die Last nur eine Zeitreihe. Jede Komponente des Modells wird nur einmal mit der jeweils zu untersuchenden Menge verbaut.

3.5.2 Netz

Für verteilte regionale Energieerzeugung können mehrere Kombikraftwerke in P²IONEER über das Strom- und/oder Gasnetz gekoppelt werden und damit die erneuerbare Energieversorgung (einschließlich Wärme und PtH) simuliert und optimiert werden.

Wird die gesamte Modellregion mit ihren 17 Knoten und den drei Hilfsknoten samt Übertragungsnetzannäherung optimiert, wird in der Folge immer von der Netzoptimierung gesprochen oder die Formulierung „im Netz“ oder „Netzfall“ verwendet.

Hierbei erhält jeder Knoten einen Satz von Zeitreihen und Komponenten bzw. Technologien. Die Netzoptimierung enthält damit 17 mal mehr freie Parameter sowie 17 mal mehr Eingangsdaten und muss in jedem Zeitschritt der Simulationen mehrere Ausgleichs der Energiemengendifferenzen über 20 Knoten des Netzes tätigen. Aufgrund der nichtlinearen Rechenkomplexität des Optimierungsproblems ist die benötigte Rechenzeit einer Simulation im Netz etwa 720mal höher als für einen Einzelknoten. Diese überlineare Komplexität wird durch einen Hierarchieansatz (engl. „Divide and Conquer“) gebrochen. Zusätzlich wird die Eigenschaft des Problems und der Optimierungsmethode zur Fähigkeit der Parallelisierung verwendet.

3.5.3 Hierarchieebenen

Bei Betrachtung der Einzelknotenlösungen wird offensichtlich, dass deren Summe von der Lösung im Netz stark abweicht. Am offensichtlichsten ist dies bei Trier. Es ist also anzunehmen, dass bei der Optimierung eine „weite Strecke“ im Suchraum zurückgelegt werden muss, nämlich von der Initiaallösung bestehend aus den Einzelknotenoptima hin zum Gesamtoptimum im Netz.

Hingegen sind die Änderungen gering, die vorgenommen werden müssen, um von einem Einzelknotenoptimum zu einer Lösung welche zwei Knoten mit einer Leitung umfasst, zu gelangen. Zudem läuft diese Optimierung noch vergleichsweise schnell ab, da weniger freie Parameter Verwendung finden als im Netz. Dieser Gedanke kann nun fortgesetzt werden, indem das Optimum von zwei 2er Knoten als Initiaallösung für ein Netz mit 4 Knoten verwendet wird und von dort aus wiederum nur wenig angepasst werden muss, um zur optimalen Lösung des 4er Verbundes zu kommen. Die Optimierung dieser Zwischenebenen kann zudem schon deutlich vor der absoluten Konvergenz beendet werden, da die Lösung ja nur als Initiaallösung für die nächste Optimierungsebene dient und für diese auch noch manuell angepasst wird – dies spart erneut erheblich Rechenzeit. Werden die Knoten geschickt zusammen gefasst, ergeben sich so von Hierarchieebene zu Hierarchieebene immer nur wenige Änderungen, so dass beim Gesamtnetz bereits eine sehr gute Initiaallösung als Basis für die weitere Optimierung vorliegt, von der aus mit vergleichsweise wenigen weiteren Simulationläufen das Optimum gefunden werden kann. Die Aufteilung der Hierarchieebenen ist in Abbildung 3.6 am Beispiel des 100% EE-Szenarios im Jahr 2030 zu sehen.

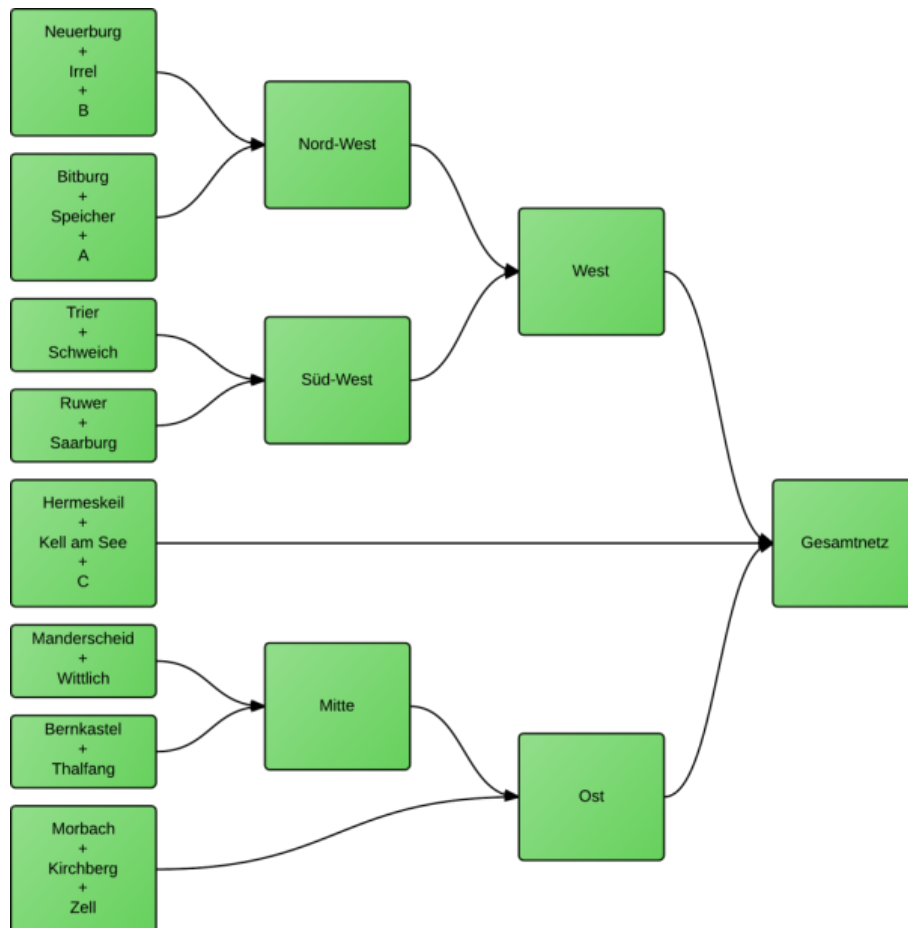


Abbildung 3.6: Visualisierung des „Divide and Conquer“-Ansatzes zur Vereinfachung des Optimierungsproblems im Netz-Fall

3.5.4 Kupferplatte

Werden die Mehrknotenberechnungen durch einen Kupferplattenansatz „ignoriert“ und die Netzoptimierung oder die Teiloptimierungen aus den Hierarchieebenen wie beim Vorgehen der Einzelknotenoptimierung behandelt, wird dies mit dem Schlagwort „Kupferplattenoptimierung“ oder der Formulierung „als Kupferplatte“ verdeutlicht.

Der Vergleich zwischen der Optimierung im Netz und der Optimierung als Kupferplatte lässt interessante Rückschlüsse auf die Qualität und Sensitivität der gefundenen Lösungen zu. Zudem kann eine schnelle Optimierung via Kupferplatte einen guten Anfangswert für die zeitaufwendigere Netzoptimierung liefern oder zumindest anzeigen in welche Richtung sich die Netzoptimierung von der vorangegangenen Hierarchieebene aus entwickeln sollte.

3.5.5 Nutzung von Kupferplattenlösungen für die Netzoptimierung

Die im letzten Absatz beschriebenen Kupferplattenlösungen können die benötigte Rechenzeit weiter deutlich senken. Es werden hierfür die Startwerte händisch von der letzten Hierarchieebene in Richtung Kupferplattenlösung verändert. Von diesem verbesserten Startwert aus kann zudem beobachtet werden, ob sich die installierten Leistungen in Richtung der Kupferplattenlösung absenken oder ob die Optimierung einem lokalen Minimum entgegenstrebt. Dies erlaubt, die Metaparameter des Optimierers deutlich aggressiver einzustellen,

was wiederum zu einer deutlich schnelleren Konvergenz führt. Das Vorgehen hat jedoch den Nachteil, dass die Konvergenz vom beteiligten Experten beobachtet und ggf. die Optimierung neu gestartet werden muss. Insgesamt konnte die benötigte Rechenzeit hierdurch und durch alle anderen oben beschriebenen Maßnahmen soweit gesenkt werden, dass die geplanten Ergebnisse im zur Verfügung stehenden Zeitrahmen erreicht wurden.

3.6 Eigenschaften des Suchraums

Der Suchraum des Optimierungsproblems weist einige wohlbekanntere Eigenschaften auf, die in ihrer Kombination jedoch zu einer anspruchsvollen Optimierungsaufgabe führen. Zum einen sind die Attraktoren der globalen Optima „flach“. Dies ist eine Eigenschaft die bei Optimierungsproblemen geschätzt wird, da Störungen der Parameter z.B. durch Sensorrauschen dennoch zu einem ähnlichen Verhalten führen und daher die Lösung robust ist. In unserem Fall bedeutet es aber, dass Änderungen in der Zusammenstellung der verwendeten Technologien nur zu geringen Änderungen in den Stromgestehungskosten führen. Da jedoch eine so exakt wie möglichen Identifizierung des optimalen Ausbaus erreicht werden soll, um verschiedene Szenarien vergleichen zu können, bedeutet das, dass die Suche stark verlängert wird. Wie in den Abbildung 3.7 und Abbildung 3.8 zu erkennen ist, ändern sich die Stromgestehungskosten bei deutlichen Abweichungen der installierten Leistungen vom Optimum (alle anderen Technologien wurden auf diese externe Änderung angepasst) nur um wenige zehntel ct/kWh_{EL}. Ein nicht zu großes Abweichen in der Menge an installierter PV-Leistung vom Optimum resultiert in nur geringfügig ansteigenden Stromgestehungskosten. Bei der installierten PtG-Leistung ist die Sensitivität zu den resultierenden Gestehungskosten noch kleiner als bei PV. So macht eine Verdopplung der installierten PtG-Leistung weniger als 0,5 ct/kWh_{EL} aus.

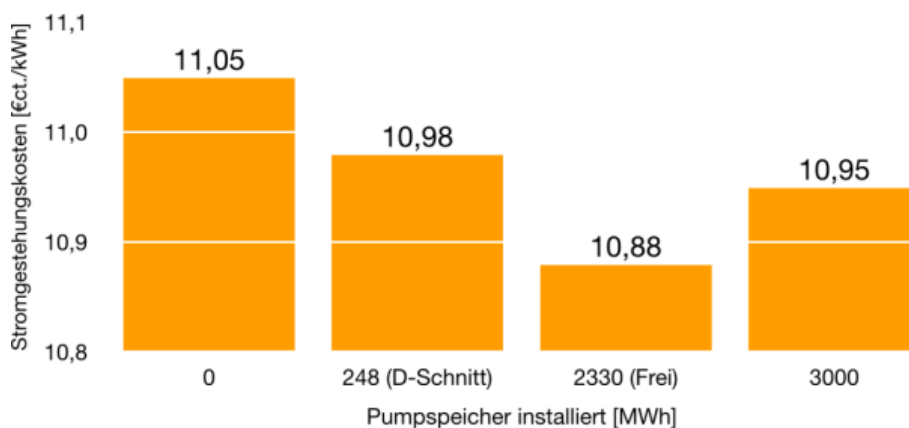


Abbildung 3.7: Die Stromgestehungskosten nehmen nur langsam zu, wenn vom Ergebnis der freien Optimierung abgewichen wird

Damit ergibt sich z. B. aus einer Erhöhung der installierten PV-Leistung um fast 200 MW_{EL} eine Erhöhung der Stromgestehungskosten um weniger als 0,1 ct/kWh_{EL}. Das Eingrenzen der installierten Leistungen auf das Optimum auf wenige MW_{EL} genau wird dadurch deutlich erschwert. Ähnliches gilt für die installierte PtG-Leistung, wie in Abbildung 3.9 zu erkennen.

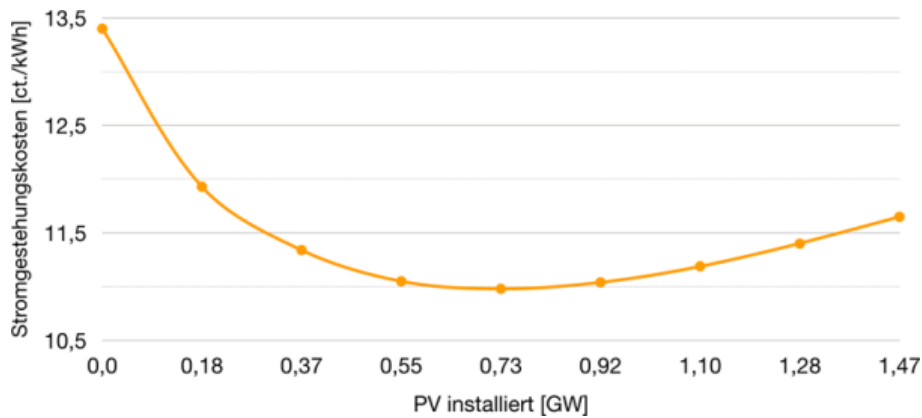


Abbildung 3.8: Entwicklung der Stromgestehungskosten, wenn zur optimalen installierten PV-Leistung abweichende Werte vorgegeben werden

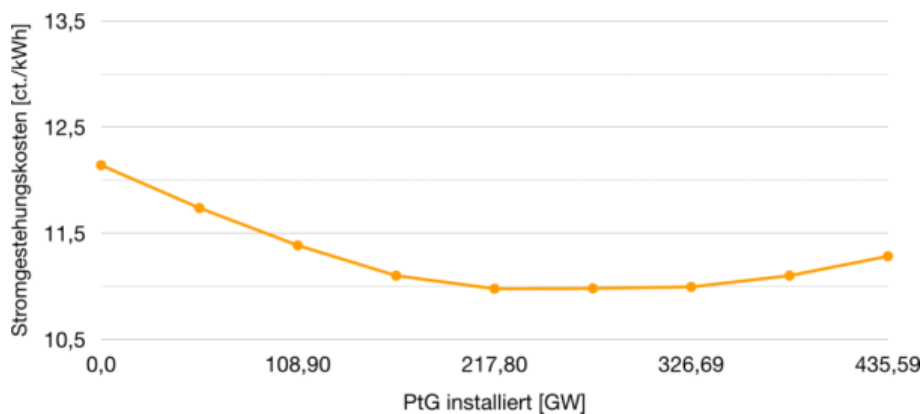


Abbildung 3.9: Entwicklung der Stromgestehungskosten, wenn zur optimalen installierten PtG-Leistung abweichende Werte vorgegeben werden

Zudem scheint der Suchraum multimodal zu sein. Zumindest gibt es verschiedene prinzipiell unterschiedliche Zusammenstellungen an Technologien, welche das Versorgungsproblem zufriedenstellend lösen. Neben der oben angesprochenen langwierigen lokalen Suche ist also auch eine ausführliche globale Suche notwendig, um sicherzustellen, dass von mehreren konkurrierenden Lösungsansätzen die richtige Lösung gewählt wird.

Weiterhin gibt es zwei Randbedingungen. Es darf nicht zum Stromausfall kommen und der Gastank darf nicht leer werden. Besonders die Randbedingung der stromseitigen Versorgungssicherheit (kein Stromausfall) bildet im Suchraum einen Bereich sehr hoher Steigung. Ein Ausschnitt der 2 Dimensionen Wind und PV um das globale Optimum sind zur Veranschaulichung in Abbildung 3.10 visualisiert. Hierbei wird jedoch für die bessere Sichtbarkeit auf 20 ct/kWh_{EL} beschränkt – dies ist im tatsächlichen Suchraum nicht der Fall.

Die Suche an der Basis eines solch steilen Gradienten zum Auffinden von sehr wenig sensitiven optimalen Parametern verschärft die Schwierigkeit des Problems massiv.

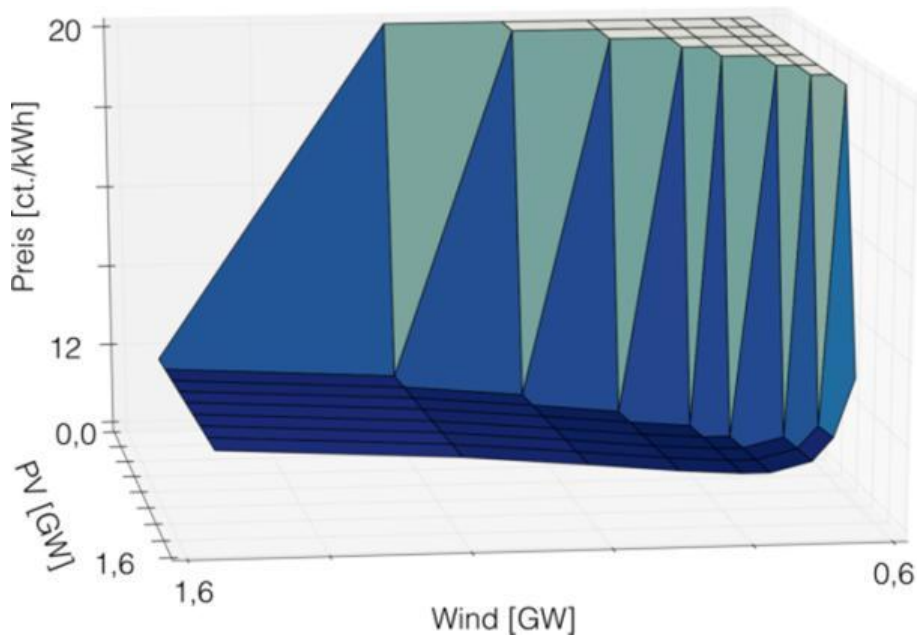


Abbildung 3.10: Werden die installierten Leistungen von Wind und PV aus dem Suchraum herausgehoben, zeigen sich die geringen Gradienten des Attraktors des Optimums gegenüber dem sehr steilen Gradienten der Randbedingung Stromausfall

3.7 Optimierung

Wie in Kapitel 3.6 beschrieben, ist der Suchraum sehr komplex. Als erstes stellt sich daher die Frage nach dem geeigneten Optimierer. Da das Problem durch eine Simulation abgebildet wird, die nicht ableitbar ist und sich somit gradientenbasierte Verfahren nicht einsetzen lassen, befinden wir uns in der Kategorie der sog. Black-Box Optimierer. Der multimodale Charakter des Suchraums lässt die Eignung von Evolutionären Algorithmen vermuten. Allerdings hat sich in den letzten Jahren zunehmend gezeigt, dass Verfahren aus dem Reinforcement Learning die ebenfalls in die Black-Box Kategorie fallen, in vielen Problemen effektiver sind. Da in anderen Projekten teilweise Genetische Algorithmen Verwendung finden, wird deren Eignung geprüft, mit dem Ergebnis, dass Crossover eher schädlich für die Suche ist, da die meisten freien Parameter korreliert sind. Experimente mit der artverwandten Methode Evolutionsstrategien, die ohne Crossover auskommt, verhielten sich schon deutlich besser. Daher werden eingehendere Experimente zwischen der State-of-the-Art Methode aus dem Reinforcement Learning, namentlich Policy Gradients with Parameter-based Exploration (PGPE) [Sehnke 2010] und der Evolutionsstrategie durchgeführt. In Abbildung 3.11 und Abbildung 3.12 ist zu sehen, dass die Evolutionsstrategie mindestens doppelt so viele Samples benötigt, um dieselbe Optimierungsleistung zu erbringen.

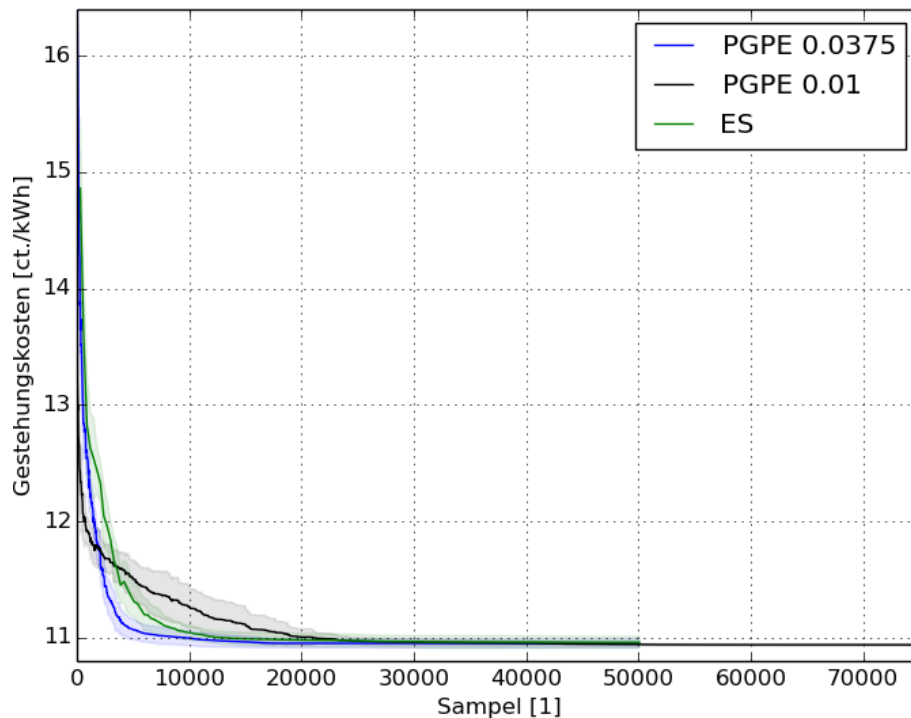


Abbildung 3.11: Vergleich Optimierungsmethoden und Metaparameter. Die mittleren Kosten der Lösungen von jeweils 10 unabhängigen Optimierungen über die Anzahl der bis dahin verwendeten Simulationsläufe

Bei gefundenem geeigneten Optimierer stellt sich als nächstes die Frage nach dem sinnvollen Tradeoff zwischen Rechenleistung und Optimierungsgenauigkeit. Angesichts obiger Problematik der flachen Attraktoren und der Anforderungen verschiedene Szenarien anhand der Änderungen der installierten Leistungen zu bewerten, ist dieser Punkt eine Kernfrage. In Abbildung 3.12 sind zwei Einstellungen der Metaparameter des Optimierungsalgorithmus gezeigt, die sein Konvergenzverhalten bestimmen, indem die Exploration des Suchraums verschieden schnell angepasst wird. Die blaue Kurve zeigt die Einstellungen, welche schließlich für die Experimente verwendet werden. Mit diesen Einstellungen liefert der Algorithmus nach etwa 20.000 Simulationsläufen das finale Ergebnis. Dieses weist eine Standardabweichung von 0,04 ct/kWh_{EL} auf. Soll die Standardabweichung geringer gehalten werden, z.B. bei 0.01, so ergeben sich die Einstellungen der schwarzen Kurve. Hierbei werden aber mindestens 60.000 Simulationsläufe bis zur Konvergenz des Verfahrens benötigt. Die verfügbare Rechenleistung wird so eingeschätzt, dass die Einstellungen der blauen Kurve als bester Kompromiss gewertet werden.

Aus einer Standardabweichung im Ergebnis der Zielgröße ergibt sich auch eine Variabilität in den Lösungen. Durch die flachen Attraktoren im Suchraum fällt diese selbst bei kleinen Abweichungen wie 0,04 ct/kWh_{EL} nicht unwesentlich aus. Aus den Experimenten kann diese Variabilität ebenfalls direkt abgelesen werden und ist für die interessanten Parameter in Abbildung 3.13 dargestellt.

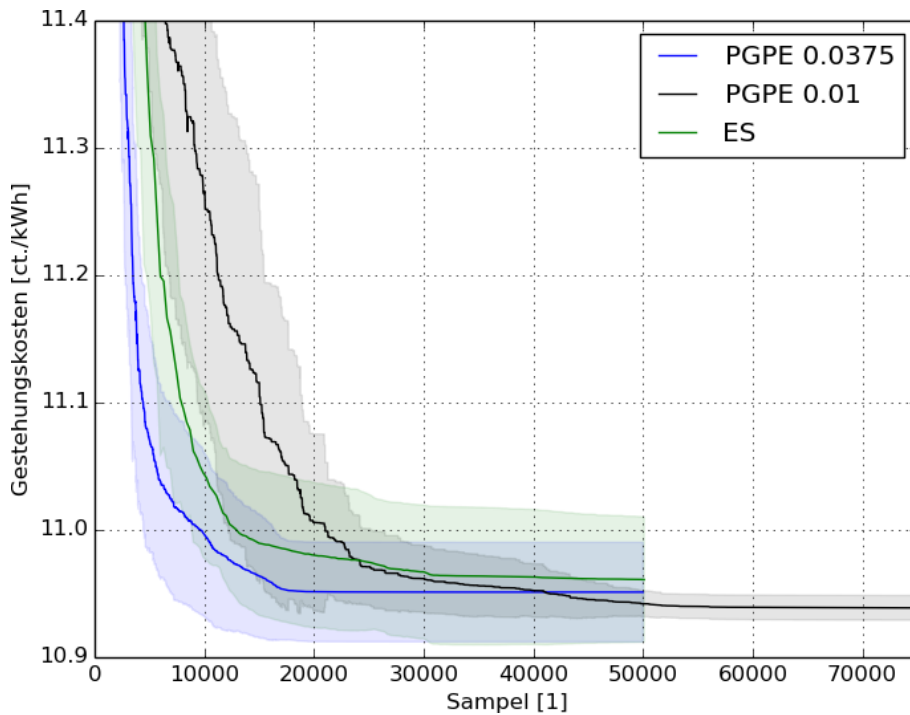


Abbildung 3.12: Vergleich der Optimierungsmethoden und Metaparameter – Detailansicht

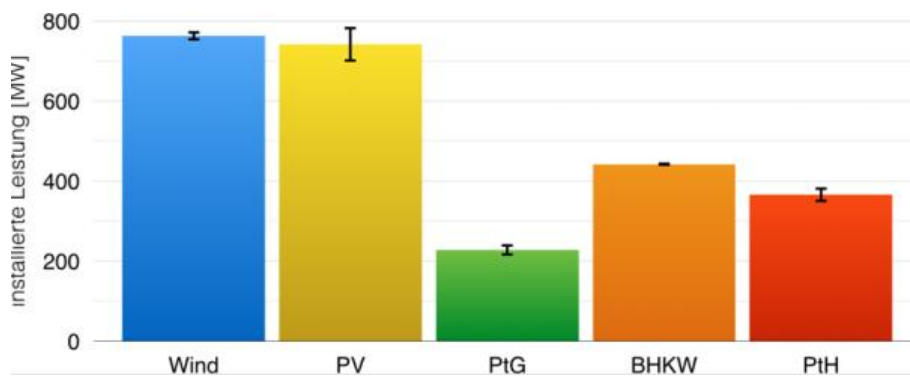


Abbildung 3.13: Die Standardabweichung der installierten Leistungen (in kW_{EL}) über 10 unabhängige Optimierungen (Szenario 2030-100%EE-Kupferplatte)

Besonders für die PV ist die sich ergebende Standardabweichung von $40 MW_{EL}$ bei einer mittleren installierten Leistung von $742 MW_{EL}$ nicht unerheblich und muss bei der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden. Grund hierfür ist der besonders flache Attraktor für die PV, wie auch in Abbildung 3.8 zu sehen: Die PV weist im Vergleich zur Windkraft wenige Volllaststunden auf und die Strommenge, die durch eine Änderung in der PV-Leistung verändert wird, kann durch geringe Änderungen in der Windleistung (mit Anpassungen bei den Speichern) ausgeglichen werden. Die eigentliche Güte der Lösung hängt viel stärker davon ab wie gut die verschiedenen beteiligten Komponenten aufeinander abgestimmt sind als deren genauer Wert der installierten Leistung. Gerade für die PV ergibt sich aus diesen beiden Punkten, dass ein großer Bereich an installierten Leistungen zu sehr ähnlichen Lösungsgüten führen.

4 Szenarien

Im Folgenden werden die in der Simulation betrachteten Szenarien sowie die Basisannahmen für die Simulationen beschrieben. Ziel ist es, mit den Szenarien und den Simulationen den Bedarf an Speicherkapazität und Speicherleistung besonders für PtG beim zukünftigen Ausbau der Erneuerbaren Energien zu bewerten sowie die Spezifikationen für ein Energiesystem mit PtG-Anlagen im Speziellen abzuleiten. Die Szenarien beschreiben insbesondere die Dimensionierung von Anlagengrößen bzw. Ausbauszenarien mit unterschiedlicher Durchdringung der EE mit und ohne PtG als Energiespeicher.

4.1 Kupferplatte, Einzelknoten und Netz

Es werden Simulationen für die autarke Versorgung der Modellregion als Kupferplatte, der jeweiligen Einzelknoten, und der Modellregion mit gleichzeitiger Mehrknotenoptimierung durchgeführt. Im zuletzt genannten Netzfall sind die 17 Knoten durch das Stromnetz miteinander verbunden. Die Abgrenzung der drei verschiedenen Methoden ist in Abbildung 4.1 dargestellt.

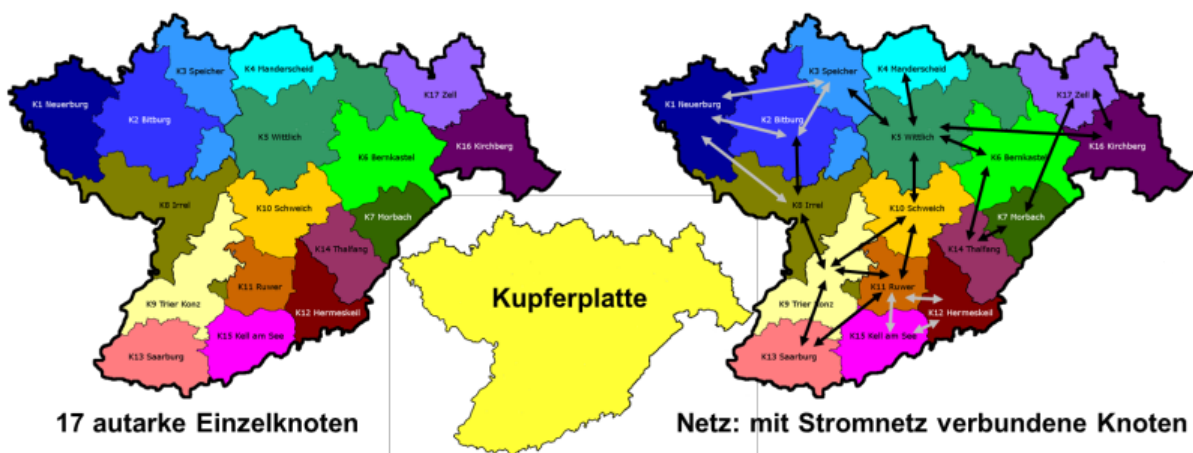


Abbildung 4.1: Abgrenzung Kupferplatte, Einzelknoten und Netz

Weil sich die Ergebnisse vom Netzfall und der Kupferplatte relativ ähnlich sind (siehe Kapitel 7.1), werden viele Sonderszenarien nur für die Kupferplatte durchgeführt. So können mehr Sonderszenarien durchgeführt werden, da die Berechnung mit der Mehrknotenoptimierung einen hohen zeitlichen Umfang in Anspruch nimmt.

Einige Sonderszenarien zur Bewertung der Wärme, der Mobilität, der Direktvermarktung und der Pumpspeicherleistung (siehe Kapitel 4.3.2) werden zusätzlich zur Kupferplatte auch für ausgesuchte Einzelknoten durchgeführt. Dazu werden sechs Knoten bestimmt, die verschiedene Eigenschaften repräsentieren und somit die Bewertung verschiedener Einflüsse auf den Einsatz der EE, sowie Speicher und PtG ermöglichen. In der folgenden Tabelle 4.1 sind diese Kernknoten und ihre Eigenschaften dargestellt.

Tabelle 4.1: Beschreibung der sechs ausgewählten Kernknoten

Knotenname	Beschreibung
Trier	Knoten mit hoher Einwohnerzahl = urbaner Knoten
Neuerburg	Knoten mit Sonderstatus aufgrund von fehlendem Gasnetzanschluss
Morbach	Knoten mit aktuell hoher Windleistung und hohem Wind- und PV-Potenzial
Hermeskeil	Durchschnittsknoten für die Vergleichbarkeit
Saarburg	Knoten mit hohem Wasserkraftanteil
Ruwer	Knoten mit hohem BGA-Potenzial jedoch geringem Wasserkraftanteil

4.2 Festlegung der Basisannahmen

Als Basis für die Szenarien werden folgenden Annahmen getroffen, die z.T. in Kapitel 2.7 und 2.8 dargestellt werden. Diese Annahmen liegen allen Optimierungen zu Grunde, sofern sie nicht im Rahmen der Betrachtung der Sonderszenarien mit anderen Parametern optimiert werden:

- „Grüne Wiese“, d.h. alle nicht in der Leistung festgelegten Komponenten (PV, Wind, Speicher usw.) können beliebige Werte in der installierten Leistung annehmen, welche unterhalb der Potenzialgrenze liegen
- Wasserkraftleistung und Biomassemenge sind fest vorgegeben
- Verstromung des Gases in BHKW
- Einsatz von Schwachwindanlagen
- Berücksichtigung von PV für Süd-, West- und Ost-Ausrichtung
- Pumpspeicherleistung (skaliert mit Hilfe des Deutschlandmittels) fest vorgegeben
- Einsatz von PtH (Nutzung der Stromüberschüsse, nachgelagerte Bedarfsabfrage, Wärmelastkurve bei 70% gekappt)
- Vergütung der Abwärme und PtH-Wärme mit 5 ct/kWh_{TH}, nach Abgleich mit der Wärmebedarfskurve
- Keine Verortung der Erzeugungsanlagen innerhalb der Knoten
- Keine Elektromobilität
- Gasmobilität wird nur in den Gaspreisszenarien betrachtet
- Betrachtung als geschlossenes System: kein Austausch mit dem übergeordneten Netz, d.h. Import und Export von Energie mit Regionen außerhalb der Modellregion ist ausgeschlossen
- Die Versorgung muss zu 100% lastgangkonform aus der Modellregion kommen
- Keine Restriktionen für das Nieder- und Mittelspannungsnetz im Modell
- Die Übertragungskapazitäten des Hochspannungsnetzes sind a priori bekannt und werden im Netzfall bei der Verortung der dezentralen Erzeugungsanlagen berücksichtigt
- Netzstabilität und Systemdienstleistungen sind durch das vorgelagerte Netz gegeben
- Ideales Gasnetz auch im Netzfall (analog zu Kupferplatte)

4.3 Festlegung der Szenarien

4.3.1 Basisszenarien

Als Startjahr wird das Jahr 2015, als Zielwert für eine 100% lastgangkonforme Stromversorgung wird das Jahr 2030 festgelegt. Zur Bestimmung des Einflusses beim Ausbaupfad werden für die Jahre 2015, 2020 und 2030 verschiedene EE-Durchdringungen optimiert und somit die Kostenannahmen für die verschiedenen Jahre berücksichtigt. Die Optimierungen werden für alle Einzelknoten und die Kupferplatte durchgeführt. Aufgrund des Rechenumfangs wird für die Netzsimulationen nur der direkte Pfad für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in der Modellregion von 60% EE im Jahr 2015 über 80% EE im Jahr 2020 bis 100% EE im Jahr 2030 untersucht, siehe Tabelle 4.2.

Tabelle 4.2: Beschreibung der Basisszenarien

Bezeichnungen		Beschreibung
2015-60	2015-60%EE	60% lastgangkonforme Stromdeckung durch EE im Jahr 2015
2015-80	2015-80%EE	80% lastgangkonforme Stromdeckung durch EE im Jahr 2015
2015-100	2015-100%EE	100% lastgangkonforme Stromdeckung durch EE im Jahr 2015
2020-60	2020-60%EE	60% lastgangkonforme Stromdeckung durch EE im Jahr 2020
2020-80	2020-80%EE	80% lastgangkonforme Stromdeckung durch EE im Jahr 2020
2020-100	2020-100%EE	100% lastgangkonforme Stromdeckung durch EE im Jahr 2020
2030-80	2030-80%EE	80% lastgangkonforme Stromdeckung durch EE im Jahr 2030
2030-100	2030-100%EE	100% lastgangkonforme Stromdeckung durch EE im Jahr 2030

4.3.2 Sonderszenarien

Neben den beschriebenen Basisszenarien werden ausgewählte Sonderszenarien aufgestellt und betrachtet, siehe Tabelle 4.3. Diese werden für das Jahr 2030 und 100% EE für die Kernknoten und die Kupferplatte und teilweise im Netzfall optimiert. Die veränderten Parameter werden zunächst erläutert:

Mit der Bezeichnung „NoHeat“ werden die Szenarien beschrieben, bei denen die Wärmevergütung auf 0 ct/kWh_{TH} gesetzt wurde. Somit werden der Einfluss des Einsatzes von PtH und der Vergütung von Abwärme (BHKW und PtG) vermieden.

PtH wird hauptsächlich über Tauchsieder im Haushalt eingesetzt. Es ist daher ein Verbraucher auf Niederspannungsebene. Da die Kapazitäten der Niederspannungsebenen nicht bekannt sind, stellt sich die Frage, ob das Niederspannungsnetz die in PtH-Anlagen aufgenommene Strommenge überhaupt zur Verfügung stellen kann. In einem Sonderszenario wird deswegen die maximale PtH-Leistung auf den maximalen Strombedarf im Knoten begrenzt, da sicher ist das das Niederspannungsnetz diese Strommenge zur Verfügung stellen kann. Somit wird gewährleistet, dass das Niederspannungsnetz nicht überlastet wird. Diese Szenarien werden mit „PtHCap“ gekennzeichnet.

In PtG-Anlagen und BGA wird SNG produziert, welches auch in der Gasmobilität eingesetzt werden kann. In den Sonderszenarien „Mobil“ wird der Einsatz von SNG in der Mobilität mit unterschiedlichen Vergütungen zwischen 8 bis 12 ct/kWh_{HS} berücksichtigt. Die maximal zu verkaufende Gasmenge ist auf den jeweiligen Gasbedarf des Knoten bzw. der Kupferplatte für die Mobilität begrenzt.

Da der Import und der Export von elektrischer Energie mit den Regionen außerhalb der Modellregion ausgeschlossen sind, wird in Sonderszenarien der Einfluss der Vergütung von Stromüberschüssen bewertet. In den Sonderszenarien „Direkt“ wird der Strom für einen Festpreis von 1, 2 bzw. 3 ct/kWh_{EL} vergütet.

Zur Bewertung des Einflusses der vorgegebenen Pumpspeicherleistung wird in einem Sonderszenario die Pumpspeicherkapazität auf 0 kWh_{EL} gesetzt.

Tabelle 4.3: Beschreibung der Sonderszenarien

Bezeichnung	Beschreibung
NoHeat	Keine Wärmevergütung Dieses Szenario wird ebenfalls für den Netzfall optimiert
PtHCap	Maximale PtH-Leistung auf den maximalen Stromverbrauch begrenzt
Mobil8, Mobil10, Mobil12	Verwendung von SNG (aus PtG oder Biogas) in der Mobilität bei einer Vergütung von 8, 10 oder 12 ct/kWh _{HS}
Direkt1, Direkt2, Direkt3	Direktvermarktung der Stromüberschüsse in Nachbargebieten bei einer Vergütung von 1, 2 oder 3 ct/kWh _{EL}
Pump0	Keine Pumpspeicher

4.3.3 Szenario mit Deutschlandmittellannahmen (DMittel)

Zum Vergleich der Ergebnisse der Modellregion mit anderen Studien und zur Einordnung der Ergebnisse im Vergleich zu Gesamtdeutschland werden für die Kupferplatte Szenarien gerechnet, bei denen folgenden Werte auf Deutschlandmittellannahmen (DMittel-Annahme) geändert werden:

Wasserkraft: In der Modellregion liegt der Wasserkraftanteil bei 20%. Da deutschlandweit der Wasserkraftanteil selbst mit weiterem Ausbau nicht über 4% steigen wird, werden für die Kupferplatte Sonderszenarien mit Reduzierung der Wasserkraftleistung auf 4% optimiert. Dies wird für verschiedene Anteile an Erneuerbaren Energien und verschiedene Jahre durchgeführt. Da die Wasserkraft ein sehr kontinuierlicher Energieerzeuger ist, ist ein deutlicher Einfluss auf den Speicherbedarf zu erwarten.

Windkraft: Da aktuell zum überwiegenden Teil Starkwindanlagen betrieben und gebaut werden, wird für die Kupferplatte in Sonderszenarien der Einsatz von Starkwindanlagen statt Schwachwindanlagen untersucht. Dazu werden die Erzeugerlastgänge für jeden Knoten auf Basis von Starkwindanlagen erstellt.

Wärme: Da im Wärmebereich wenig Aussagen über die tatsächliche Integration von Wärmenetzen und Vergütungsrichtlinien getroffen werden können, gibt es im Szenario DMittel keine Wärmevergütung (NoHeat).

Beim Szenario DMittel werden somit folgende drei Annahmen gegenüber den Basisannahmen geändert. Die Ergebnisse sind in Kapitel 12.1 dargestellt.

- Reduzierung der Wasserkraft auf 4%
- Simulation mit Starkwindanlagen statt Schwachwindanlagen
- keine Wärmevergütung (NoHeat)

4.3.4 Sonderszenarien für die Kupferplatte

Für das Jahr 2030 und 100% EE werden für die Kupferplatte zusätzlich folgende Szenarien optimiert, die in Tabelle 4.4 zusammengefasst sind. In den Basisannahmen werden für PtH Tauchsieder eingesetzt. In den Sonderszenarien „Wärmepumpe“ werden stattdessen Wärmepumpen mit einem höheren Wirkungsgrad (Arbeitszahl von 2,5) und deutlich höheren Investitionskosten eingesetzt und für zwei verschiedene Wärmepreise optimiert. Für die Kupferplatte werden zusätzlich zum Sonderszenario ohne Pumpspeicher jeweils ein Sonderszenario mit freier Optimierung der Pumpspeicherkapazität und eines mit 300 MW_{EL} optimiert. Zur Bewertung der Bedeutung von PtG und Speichern allgemein für eine 100% lastgangkonforme Versorgung mit Erneuerbaren Energien werden Szenarien gerechnet, bei denen vorgegeben wird, dass es kein PtG gibt, bzw. dass es überhaupt keine Speicher gibt. Die Szenarien ohne PtG werden auch für die DMittel-Annahmen optimiert. Zum Vergleich der Verstromung von Gas in BHKW mit dem in Gasturbinen wird ein Sonderszenario gerechnet, bei dem Gasturbinen eingesetzt werden. Zur n-1 Sicherheit müssen 4 Gasturbinen mit insgesamt 600 MW_{EL} installiert werden. Dieses Szenario wird auch für die DMittel-Annahmen optimiert. Zusätzlich wird für die DMittel-Annahmen ein Szenario mit Einsatz von GuD-Kraftwerken optimiert. Außerdem werden für die Kapitel 3.6 beschriebenen Bewertungen der Eigenschaften des Suchraums verschiedene PtG und PV-Leistungen berechnet.

Tabelle 4.4: Beschreibung der Sonderszenarien (Kupferplatte)

Bezeichnung	Beschreibung
2030-60	60% lastgangkonforme Stromdeckung durch EE im Jahr 2030
2030-80-NoHeat	2020-80, ohne Wärmevergütung (0 ct/kWh _{TH})
Wärmepumpe5ct, Wärmepumpe10ct	2030-100, Einsatz von Wärmepumpen statt Tauchsiedern bei verschiedenen Wärmevergütungen: 5 ct/kWh _{TH} und 10 ct/kWh _{TH}
Pumpfree	2030-100, mit freier Optimierung der Pumpspeicherkapazität
Pump3GWh	2030-100, Festlegung der Pumpspeicherkapazität auf 3 GWh _{EL}
4%Wasser	Festlegung der Wasserkraftleistung auf 4% des Stromverbrauchs, durchgeführt für 2020-80, 2030-80 und 2030-100
Starkwind	Einsatz von Starkwindanlagen statt Schwachwindanlagen, Erzeugungsprofile für Starkwindanlagen werden hinterlegt, durchgeführt für 2030-100, 2030-80
DMittel	Deutschlandmittelannahmen, Festlegung der Wasserkraftleistung auf 4%, Einsatz von Starkwindanlagen und NoHeat, durchgeführt für 2015-60, 2020-

	80, 2030-100, 2030-80 und einige Sonderszenarien
NoPtG	2030-100, kein PtG, durchgeführt mit Basisannahmen und mit DMittel-Annahmen
NoStore	2030-100, keine Energiespeicher (Pump, Lilon, PtG)
Gasturbine	2030-100, Einsatz von Gasturbinen statt BHKW, Festlegung auf 600 MW _{EL} , durchgeführt mit Basisannahmen und mit DMittel-Annahmen
GuD	2030-100, Einsatz eines GuD-Kraftwerks statt BHKW, Festlegung auf 1.000 MW _{EL} , durchgeführt mit DMittel-Annahmen
PtG0.25x, PtG0.5x, PtG0.75x, PtG1.5x, PtG 2x	2030-100, Festlegung der PtG-Leistung auf 25% bis 200% des CO ₂ -Potenzials
0.0 PV, 0.18 PV, 0.37 PV, 0.55 PV, 0.92 PV, 1.28 PV, 1.47 PV	2030-100, Festlegung der PV-Leistung auf 0% bis 147% des PV-Potenzials

4.3.5 Sonderszenarien für Einzelknoten

Für die Untersuchung von speziellen Einflüssen werden zusätzlich Sonderszenarien für ausgewählte Einzelknoten aufgestellt. Dies sind der Einfluss des Gasnetzanschlusses, der Einfluss des verfügbaren CO₂-Potenzials, der Einfluss der Investitionskosten für die CO₂-Abscheidung aus Rauchgas und der Einfluss der Grenzkosten für den Einsatz des SNG in der Mobilität. Die ausgewählten Einzelknoten haben entsprechende Randbedingungen, um die jeweiligen Fragen beantworten zu können. Diese Sonderszenarien sind in Tabelle 4.5 zusammengefasst. Für das Jahr 2030 und 100% EE werden für den Knoten Ruwer weitere Szenarien mit verschiedenen Gaspreisen mit und ohne Wärmevergütung durchgeführt.

Tabelle 4.5: Beschreibung der Sonderszenarien (Einzelknoten)

Bezeichnung	Beschreibung
NewNeuerburg	Knoten Neuerburg, 2030-100, Anschluss des Knotens an das Gasnetz und somit Speicherung des SNG im Gasnetz und nicht in Gaskugeln
MorbachCO2Pot+	Knoten Morbach, 2030-100, unbegrenztes CO ₂ -Potenzial und somit keine Beschränkung für den Einsatz von PtG
WittlichRGCO ₂ -, MorbachRGCO ₂ -, HermeskeilRGCO ₂ -	2030-100, Investitionskosten für die CO ₂ -Abscheidung aus Rauchgas reduziert aufgrund von Lerneffekten auf knapp 36% bezogen auf die Basisannahmen, durchgeführt für Knoten Wittlich, Morbach und Hermeskeil
Ruwer-Mobil13, ...Ruwer-Mobil21 NoHeat	Knoten Ruwer, 2030-100, Einsatz von SNG (aus PtG oder Biogas) in der Mobilität bei einer Vergütung von 13 bis 21 ct/kWh _{HS} und von 8 bis 21 ct/kWh _{HS} ohne Wärmevergütung

4.3.6 Szenarien zur Bewertung der Kostenannahmen

Als Datenbasis für die Simulation werden verschiedene wirtschaftliche Annahmen getroffen. Zur Bewertung der Kostenannahmen werden verschiedene Szenarien optimiert, in denen die Investitionskosten einiger Technologien wie Wind und PtG erhöht werden, die Investitionskosten anderer Technologien wie Lilon und PV reduziert werden, verschiedenen Vergütun-

gen für die Wärme angenommen oder der Zinssatz für die Berechnung der Abschreibungskosten variiert werden. Diese Szenarien sind in Tabelle 4.6 zusammengefasst.

Tabelle 4.6: Beschreibung der Sonderszenarien (Kosten)

Bezeichnung	Beschreibung
Heat1, ...Heat10	2030-100, verschiedene Wärmevergütungen von 1, 2 bis 10 ct/kWh _{TH}
PtG1200, PtG1500, PtG1800, PtG2500	2030-100, Erhöhung der PtG-Investitionskosten von 1.200 €/kW _{EL} bis 2.500 €/kW _{EL} , 2030-80-DMittel und 2030-100-DMittel
PtG1200 NoHeat	2030-100, PtG-Investitionskosten von 1.200 €/kW _{EL} und NoHeat
Wind1700, Wind1800	2030-100, Erhöhung der Wind-Investitionskosten auf 1.700 €/kW _{EL} und 1.800 €/kW _{EL}
Lilon150 NoHeat	2030-100, Reduzierung der Lilon-Investitionskosten auf 150 €/kW _{EL} mit und ohne Wärmevergütung
PV580 NoHeat	2030-100, Reduzierung der PV-Investitionskosten auf 580 €/kW _{EL} mit und ohne Wärmevergütung
4%rate, 8%rate, 10%rate	2030-100, Veränderung des Zinssatzes auf 4%, 8% und 10%

4.4 Szenarienübersicht

In der folgenden Tabelle 4.7 werden alle Szenarien sortiert nach Netzfall, Kupferplatte und Einzelknoten zusammengefasst.

Tabelle 4.7: Übersicht der Szenarien (Netzsimulation, Kupferplatte und Einzelknoten)

Knoten	Szenarien
Netzfall	2015-60, 2020-80, 2030-100, 2030-100-NoHeat
Kupferplatte	Basisszenarien, alle Sonderszenarien
Neuerburg	Basisszenarien, NoHeat, PtHCap, Mobil8, Mobil10, Mobil12, Direkt1, Direkt2, Direkt3, Pump0, Neuerburg mit Gasnetzanschluss
Morbach	Basisszenarien, NoHeat, PtHCap, Mobil8, Mobil10, Mobil12, Direkt1, Direkt2, Direkt3, Pump0, CO2Pot+, RGCO2-
Hermeskeil	Basisszenarien, NoHeat, PtHCap, Mobil8, Mobil10, Mobil12, Direkt1, Direkt2, Direkt3, Pump0, RGCO2-
Trier-Konz, Saarburg	Basisszenarien, NoHeat, PtHCap, Mobil8, Mobil10, Mobil12, Direkt1, Direkt2, Direkt3, Pump0
Ruwer	Basisszenarien, NoHeat, PtHCap, Mobil8 bis Mobil21, Mobil8NoHeat bis Mobil21NoHeat, Direkt1, Direkt2, Direkt3, Pump0
Wittlich	Basisszenarien, RGCO2-
Bitburg, Speicher, Mander-scheid, Bernkastel, Irrel, Schweich, Thalfang, Kell am See, Kirchberg, Zell	Basisszenarien

5 Bewertung und Einordnung der Modellregion

5.1 Vergleich der Modellregion mit Deutschland

Die Modellregion soll hinsichtlich ausgewählter, relevanter Kenngrößen bewertet werden. Die bereits vorgestellten Daten der Modellregion in Kapitel 2 werden in Relation zur bundesweiten Situation gesetzt. So wird geklärt, in wie weit die Situation im ausgewählten Gebiet der Begebenheit in ganz Deutschland ähnelt und in welchen Aspekten die Modellregion als repräsentatives Gebiet angesehen werden kann. Dafür werden zunächst die statistischen Angaben der Einwohnerzahl, der Bevölkerungsdichte und der Flächennutzung betrachtet. Anschließend wird das energietechnische System detailliert untersucht. Neben den installierten Kraftwerksleistungen, insbesondere der Erneuerbaren Energien, werden die produzierten Energiemengen ermittelt. Dazu kommen Kennzahlen der Energieinfrastruktur, also der vorhandenen elektrischen Höchst- und Hochspannungsleitungen und des Erdgasnetzes.

5.1.1 Bevölkerung, Sozialstruktur und Flächennutzung

Die Einwohnerzahl entspricht mit etwa 457.000 Einwohnern 0,6% der ca. 80,5 Mio. Einwohnern der Bundesrepublik Deutschland. Die Bevölkerungsdichte in der Modellregion ist mit etwa 123 EW/km² nur halb so groß wie im bundesweiten Durchschnitt mit 225 EW/km². Die Altersstruktur in der Modellregion ist im Vergleich zur gesamtdeutschen jedoch ähnlich. Abbildung 5.1 zeigt den prozentualen Anteil der Bevölkerung an den ausgewählten Altersgruppen. Für die Modellregion werden die Daten der 24 Verbandsgemeinden und der verbandsfreien Gemeinden und Städte ermittelt und zusammengefasst [StatBA 2010, StatLARLP 2012].

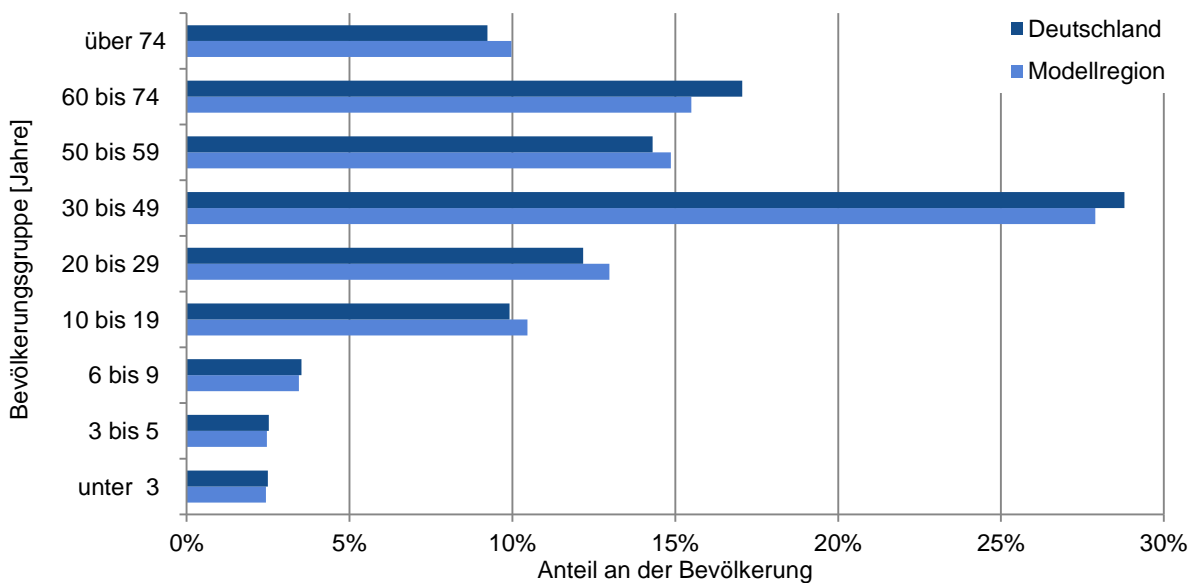


Abbildung 5.1: Altersstruktur in Deutschland und der Modellregion

Die Modellregion erstreckt sich über 3.720 km², das entspricht ca. 1,0% der Fläche der Bundesrepublik Deutschland. Die Betrachtung der Flächennutzung gibt einen Hinweis auf die

allgemeine Beschaffenheit der Region. Eine Schlussfolgerung über die tatsächliche Struktur der Landschaft kann dadurch jedoch nicht gezogen werden. Die Angaben beruhen auf den Daten des Statistischen Bundesamtes und des Statistischen Landesamtes Rheinland-Pfalz. Zur Vereinfachung werden die im Flächennutzungsplan ausgewiesenen Nutzungsarten auf vier Kategorien zusammengefasst. Die Siedlungsfläche umfasst Gebäude- und Freiflächen sowie Betriebsflächen. Die Sonstigen Flächen beinhalten Erholungsflächen, Verkehrsflächen, Wasserflächen und Flächen anderer Nutzung (Friedhof, Unland, Sonderflächen).

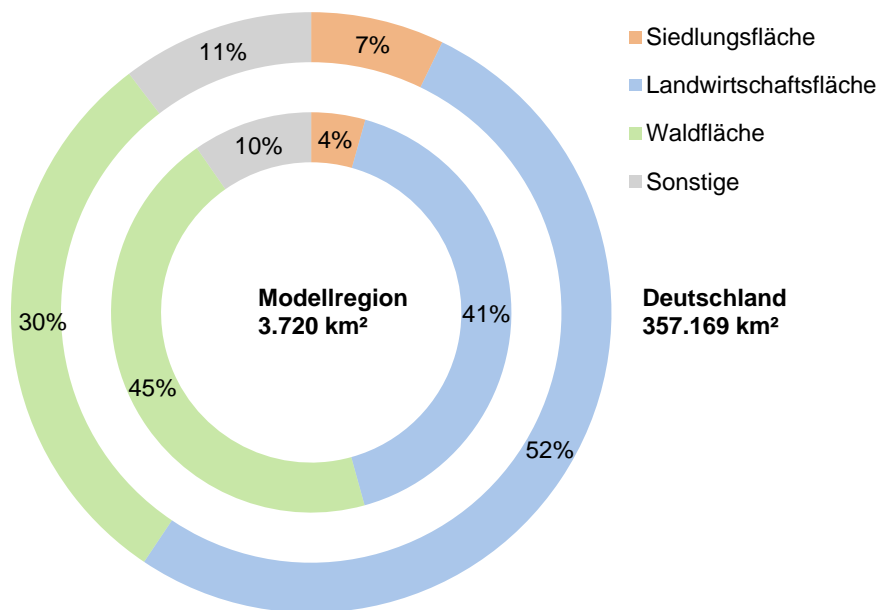


Abbildung 5.2: Flächennutzung in Deutschland und der Modellregion

Der Anteil der Siedlungsfläche ist, wie aus der Betrachtung der Bevölkerungsdichte zu erwarten ist, in der Modellregion geringer. Die Größe der sonstigen Fläche ähnelt dem deutschen Durchschnitt. Dagegen ist das Verhältnis der Wald- und Landwirtschaftsfläche unterschiedlich. Es ist zu erkennen, dass in Deutschland über die Hälfte der Fläche landwirtschaftlich genutzt wird. In der Modellregion ist der Anteil mit 41% geringer. Davon werden ca. 90 km², ungefähr 3% der Fläche der Modellregion, für den Traubenanbau genutzt. Im Vergleich dazu gibt es deutlich mehr Waldfläche in der Modellregion.

Zusammen ergibt sich das Bild einer ländlich geprägten Region mit geringer Bevölkerungsdichte und ausgedehnten Waldgebieten.

5.1.2 Stromproduktion

Die Zusammensetzung des Energiemixes gibt Aufschluss über die Beschaffenheit des Energieerzeugungssystems. Während die Daten für Deutschland von der AG Energiebilanzen e.V. bezogen werden, werden für die Modellregion die bilanziell erzeugten Energien aus den installierten Kraftwerksleistungen über typische Vollaststundenzahlen der einzelnen Energieträger berechnet. Zusätzlich wird der Anteil des importierten Stroms (Modellregion Konventionell) ermittelt. Durch den Bezug auf den Bruttostromverbrauch lassen sich die Werte miteinander vergleichen. Es fällt auf, dass in der Modellregion der EE-Anteil mit ca. 59% weit über

dem deutschen Durchschnitt liegt. Das liegt vor allem an dem großen Anteil, der durch Windenergie und Wasserkraft erzeugt wird. Strom aus PV und Biomasse haben etwa die gleiche Größe, siehe Abbildung 5.3. [AGEB 2014, BNA 2013, StatBA 2014]

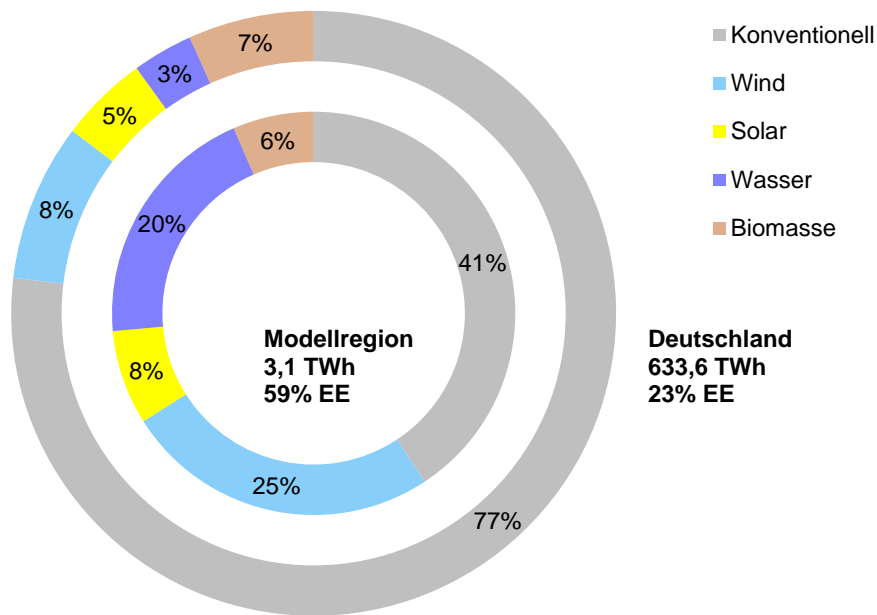


Abbildung 5.3: Anteil der Stromerzeugung am Stromverbrauch im Jahr 2013

5.1.3 Installierte Kraftwerksleistung

Anhand der veröffentlichten Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur aus dem Jahr 2013 werden die Summen der installierten Leistung in Deutschland gebildet. Alle Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen werden zusammengefasst. Die Erneuerbaren Energien sind auf Windenergie, PV, Wasserkraft und Biomasse beschränkt. Dazu wird die installierte Kraftwerksleistung in der gewählten Modellregion ermittelt. Um die genaue Zusammensetzung zu erheben, wird auf die Veröffentlichung der im Jahr 2013 nach dem EEG vergüteten Anlagen der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie e.V., die Energymap, zurückgegriffen.

Es ist zu erkennen, dass es in der Modellregion keine fossilen Kraftwerke zur Stromerzeugung gibt. Besonders auffällig ist der hohe Anteil an installierten Windenergieanlagen in der Modellregion. Der Anteil der Windenergie an der gesamten installierten Leistung ist deutlich höher als der deutsche Durchschnitt. Die jährlichen durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten sind eher gering, es gibt jedoch einige geeignete Windstandorte. Im Nordwesten und im Osten der Modellregion wurden vermehrt Windparks gebaut. Ebenfalls gibt es einen großen Anteil an Laufwasserkraftwerken. Dies liegt vor allem an den sieben Moselstaustufen mit zusammen über 120 MW_{EL} Leistung. Die Photovoltaik und die Biomasse sind etwas weniger ausgebaut, siehe Abbildung 5.4. [AGEB 2014, BNA 2013, StatBA 2014, DGS 2013]

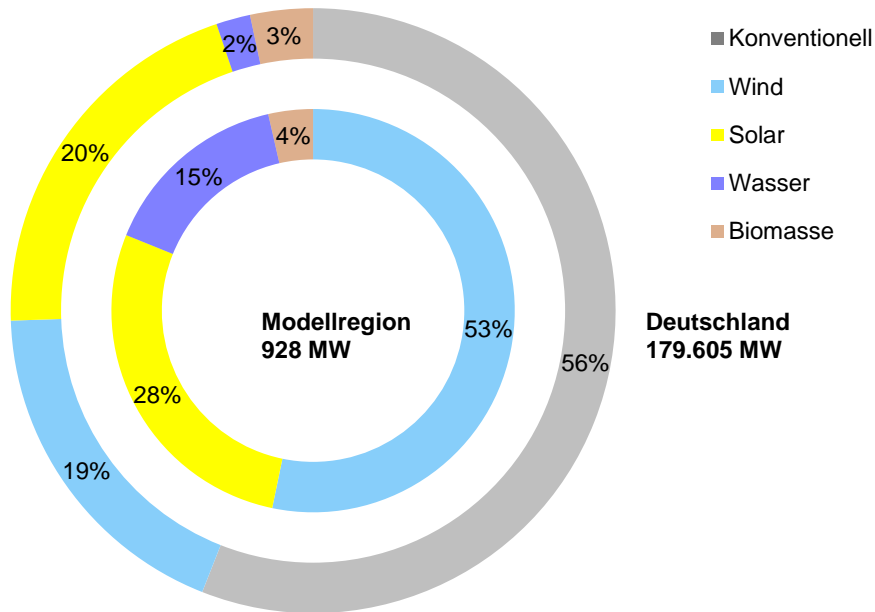


Abbildung 5.4: Anteil der Energieträger an der installierten Leistung im Jahr 2013

5.1.4 Energieinfrastruktur

Zusätzlich zu den Erzeugungskapazitäten werden die Kennwerte der Energieverteilungsinfrastruktur betrachtet. In erster Linie sind das Strom- und das Erdgasnetz von Bedeutung. Für die PtG-Technologie spielt vor allem das vorhandene Erdgasnetz eine zentrale Rolle. Während für die Summen der Kabel- und Rohrlängen für Deutschland auf Zahlen des BDEW zurückgegriffen wird, werden die Zahlen in der Modellregion über die Auswertung von Karten ermittelt [BDEW 2014]. Durch die vorhandenen lagegenauen Geodaten der Energieversorgung können die exakten Längen der Versorgungsstrassen innerhalb der Grenzen der Modellregion berechnet werden. Einzig die Länge des Niederspannungsnetzes kann wegen fehlender Informationen nicht betrachtet werden. Die Ergebnisse werden in Tabelle 5.1 zusammengefasst und der Anteil der Modellregion an den Gesamtmengen in Deutschland berechnet. Es wird deutlich, dass die Energieleitungen in der Modellregion geringer ausgebaut sind, da die Region zwar etwa 1% der deutschen Fläche ausmacht, aber deutlich weniger Anteile am deutschen Netz hat.

Tabelle 5.1: Länge des Strom- und Gasnetzes in Deutschland und der Modellregion

	Deutschland [km]	Modellregion [km]	Anteil der Modellregion bezogen auf Deutschland
Stromnetz gesamt	1.783.209	k.a.	-
Davon Höchst/Hochspannung	111.987	464	0,4%
Davon Mittelspannung	507.210	759	0,1%
Davon Niederspannung	1.164.012	k.a.	-
Gasnetz gesamt	443.000	848	0,2%
Davon Hochdruck	119.000	238	0,2%
Davon Mitteldruck	183.000	328	0,2%
Davon Niederdruck	141.000	281	0,2%

5.1.5 Kohlenstoffdioxid

Der Methanisierungsprozess benötigt neben dem Wasserstoff (H₂) chemisch reines CO₂. Abgesehen von der relativ geringen Konzentration in der Luft gibt es industrielle Quellen mit deutlich höheren Konzentrationen an CO₂. Nur die Sektoren mit erfassten, ortsgebundenen CO₂-Emissionen werden berücksichtigt. Diese machen etwas mehr als die Hälfte der deutschen Treibhausgasemissionen aus. Die Sektoren Verkehr, Haushalte, Landwirtschaft und Sonstige werden nicht berücksichtigt. Der Ausstoß der Energiewirtschaft und der Industrie werden detailliert betrachtet, da sie sich als CO₂-Quelle für PtG eignen.

In Deutschland entfallen über $\frac{3}{4}$ der verzeichneten Emissionsberechtigungen von 450 Mrd. Tonnen CO₂ pro Jahr auf die Energieerzeugung. Das liegt vor allem an dem großen Anteil von Braun- und Steinkohle im Energiemix. Der Großteil entsteht in den Kraftwerken der vier Energieversorgungsunternehmen. Ein weiterer Teil fällt bei den vielen Stadtwerken und der Stromerzeugung von Industriebetrieben an. Die übrigen 21% sind Industrieprozessen zuzuschreiben. Es verteilt sich auf die Stahlherstellung, die Zementherstellung, Raffinerien und Sonstigen Industriesektoren wie Papierherstellung, Glasherstellung, Kokereien und Ziegeleien, siehe Abbildung 5.5. [VIK 2012]

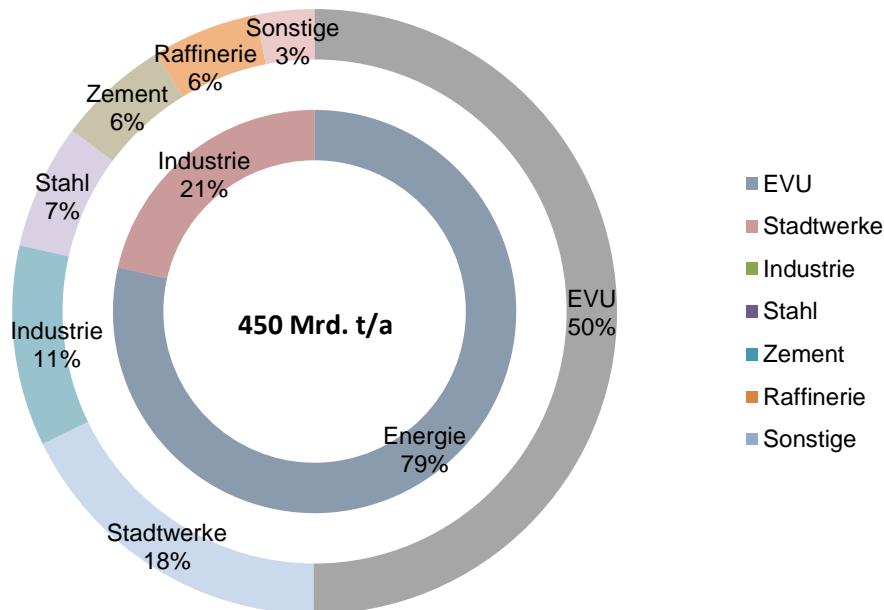


Abbildung 5.5: Anteil der CO₂-Emissionen in Deutschland

Wie bereits in Kapitel 5.1.2 beschrieben, sind in der Modellregion keine fossilen Kraftwerkskapazitäten zur Stromerzeugung vorhanden. Bei der genauen Betrachtung wird ersichtlich, dass sich dort ebenfalls kein einziges Industrieunternehmen der oben beschriebenen CO₂-intensiven Branchen befindet. In der Modellregion gibt es somit keine der genannten CO₂-Quellen [Chemie 2013, BesAR 2013, VDZ 2013]. Darum werden die CO₂-Quellen untersucht, die nicht über Zertifikate gehandelt werden, aber ebenfalls für eine PtG-Anlage interessant erscheinen. Dazu zählen die in Kapitel 2.6.5 beschriebenen Biomasseanlagen, Klärwerke mit Klärgasgewinnung und Brauereien. Die Emissionen der Stromerzeugung durch Biomasse werden unterteilt in Biogas und feste Brennstoffe. Während die Klärwerke (3 kt/a)

und die Bitburger-Brauerei (14 kt/a) nur relativ geringe nutzbare Kohlendioxid-Potenziale bieten, können durch Biogas (109 kt/a) und im hohen Maße durch feste Biomasse (365 kt/a) wesentlich größere Quellen verzeichnet werden. Zusammen ergibt sich eine Summe von 491 kt/a. In Bezug auf den deutschen Ausstoß durch die genannten Hauptverursacher hat die Modellregion keinen Anteil an den verzeichneten jährlichen CO₂-Mengen. Dementsprechend haben Regionen mit einer industriell geprägten Struktur durch zusätzliche Quellen ein höheres CO₂-Potenzial als die Modellregion.

5.1.6 Zusammenfassung, Standortbewertung der Modellregion

Nach dem Vergleich der verschiedenen Kenndaten der Modellregion im Verhältnis zur gesamten Bundesrepublik wird eine Standortbewertung vorgenommen. Die betrachtete Region ist im Vergleich zum deutschen Durchschnitt eine typisch landwirtschaftlich geprägte Gegend mit viel Waldbestand. Die Einwohnerdichte ist etwa nur halb so groß wie im bundesweiten Durchschnitt, die Siedlungsflächen sind kleiner und weniger dicht bewohnt. Die Beurteilung nach den statistischen Daten zeigt, dass die Modellregion als repräsentatives ländliches Gebiet betrachtet werden kann.

Wird das bestehende Energieerzeugungs- und Verteilungssystem betrachtet, fällt auf, dass es einerseits einen geringeren Ausbau der Strom- und Gasleitungen gibt und andererseits sehr viele erneuerbare Erzeugungskapazitäten vorhanden sind. Bereits jetzt wird der überwiegende Teil des benötigten Stroms (ca. 59%) direkt in der Region erzeugt.

Vor allem der Anteil an Energie aus Wasserkraft ist wegen der vielen Laufwasserkraftwerke entlang der Mosel deutlich höher. Um den Einfluss der Wasserkraft einschätzen zu können, wird wie in Kapitel 7.2.3 beschrieben ein angepasstes Wasserkraftszenario gerechnet. Für allgemeingültige Aussagen wird der Anteil aus Laufwasser an der Stromproduktion auf den deutschen Durchschnitt von ca. 4% gesenkt. Die Verfügbarkeit von CO₂ entspricht nicht der deutschen Situation. Es gibt keinen einzigen Verursacher der maßgeblichen Branchen Energieerzeugung und Industrie. Jedoch konnten andere Quellen wie Biomasse aufgefunden werden. Das ausgewählte Gebiet eignet sich gut um den Einsatz der PtG-Technologie in Deutschland zu untersuchen.

5.2 Vergleich der Modellregion mit den Simulationsergebnissen

Anschließend an den Vergleich der Modellregion mit der Situation in Deutschland wird der Ist-Zustand in der Modellregion mit den berechneten Ergebnissen der Simulation verglichen. Es wird gezeigt, an welchen Stellen das Modell der Realität entspricht und die vorhandenen Potenziale genutzt werden. Für diesen Vergleich wird der Ist-Zustand der Daten den Simulationsergebnissen des Szenarios 2015-60%EE gegenüber gestellt. Im Fokus stehen die installierten Leistungen der Erneuerbaren Energien und deren produzierte Energiemengen.

5.2.1 Stromproduktion

Der ermittelte Bruttostromverbrauch der Modellregion liegt bei 3,1 TWh_{EL}/a. Der Anteil an EE an der Stromproduktion liegt im Gebiet schon heute bei 59% bilanziell. Somit ist das Ergebnis der Simulation im Szenario mit 60% EE (lastgangkonform) gut mit dem gegebenen Zustand zu vergleichen. Der Anteil der konventionellen Energieerzeugung ist deswegen sehr ähnlich mit einer Abweichung von nur 5%, siehe Abbildung 5.6. Es ist allerdings zu beachten, dass der Anteil an fossiler Energie im Ist-Zustand in Wirklichkeit einen Stromimport darstellt, da es keine installierten Kapazitäten innerhalb der Region gibt. Das Modell verfügt im Gegensatz dazu über keine externen Verbindungen zum Austausch von Strom. Der Anteil an fossiler Energie entspricht im Modell einem Gasimport, der innerhalb der Modellregion in angenommenen dezentralen Gaskraftwerken verstromt wird. Die Aufteilung der einzelnen betrachteten Energieträger zur Stromproduktion ähnelt sich sehr. In Bezug auf Wasserkraft ist er sogar gleich, da festgelegt wird, dass das Aufbaupotenzial ausgeschöpft ist. In Bezug auf Biomasse ist es unterschiedlich, da als Grundlage des Modells die Potenziale, die sich aus der Landnutzung ergeben, für die Biomasse gewählt werden. Interessant ist, dass die kostenoptimale Lösung für den Ausbau von EE in den Modellergebnissen etwas stärker zu der Erzeugung durch Windkraft anstatt durch PV tendiert. Hierbei liegen die Unterschiede von Simulation zur Realität darin, dass Schwachwindanlagen im Modell eingesetzt werden und dass aktuelle Fördermaßnahmen und politische Werkzeuge wie EEG-Vergütung nicht berücksichtigt sind. Darum ist die Ähnlichkeit der Energieerzeugungsaufteilung besonders interessant. Das bedeutet, dass der bisherige Ausbau dem optimalen Ausbau bereits sehr nahe kommt.

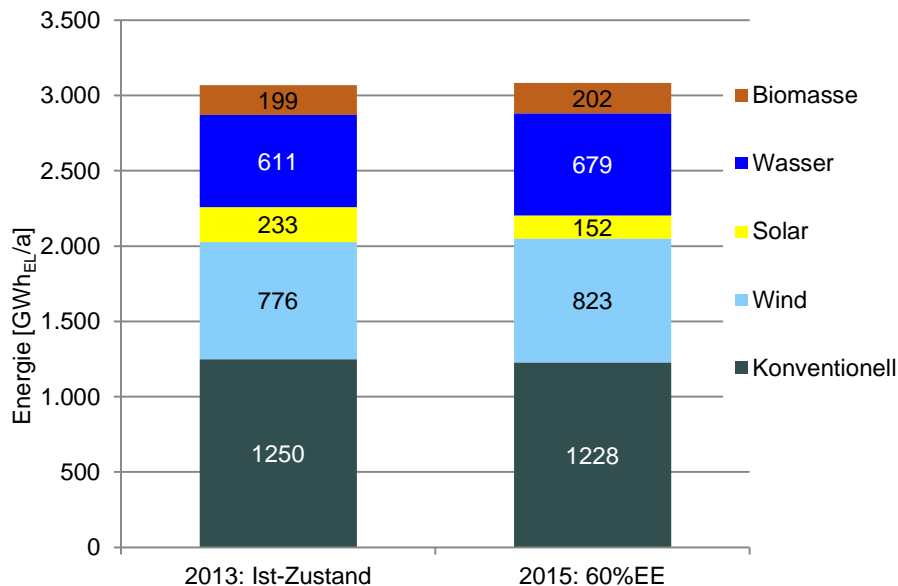


Abbildung 5.6: Erzeugte Energie im Ist-Zustand und im Modell

5.2.2 Installierte Kraftwerksleistung

Die installierten Leistungen des Ist-Zustandes und dem Ausgangspunkt im Modell unterscheiden sich in einigen Punkten. Die Wasserkraft ist gleich, da das natürliche Potenzial be-

reits voll ausgeschöpft ist und nicht weiter ausgebaut werden kann. Die installierte Leistung der Biomasse ist im Modell für alle Szenarien festgesetzt und ändert sich ebenfalls nicht. Die anderen Erneuerbar Energien unterscheiden sich jedoch deutlich. Obwohl im Ist-Zustand mehr Windenergieanlagen installiert sind (494 MW_{EL}), liefern diese weniger Strom. Dies ist, wie bereits beschrieben, auf die Verwendung von Schwachwindanlagen zurückzuführen. Die erreichte durchschnittliche Volllaststundenzahl ist dementsprechend hoch. Aus der Abbildung 5.7 wird deutlich, dass in der Modellregion für die etwa 41% Strom aus nicht Erneuerbaren Energien dezentrale BHKW mit etwa 487 MW_{EL} Leistung benötigt werden.

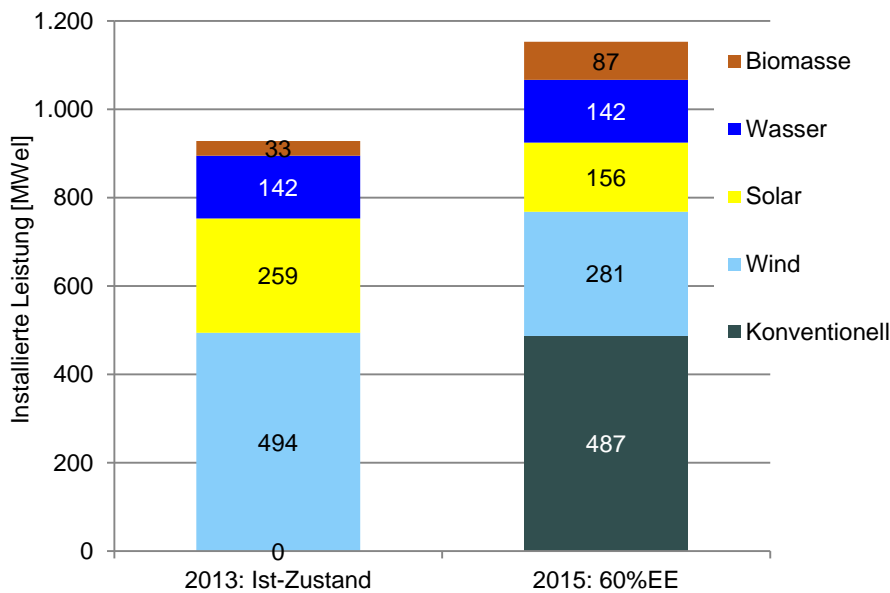


Abbildung 5.7: installierte Leistungen im Ist-Zustand und dem Modell

5.2.3 Kohlenstoffdioxid

Das vorhandene CO₂-Potenzial in der Modellregion wird mit der im Modell verwendeten Menge abgeglichen. Dabei wird zunächst das insgesamt benutzte CO₂-Volumen betrachtet. Ob dieses wirklich für die Produktion von SNG verwendet wird oder ungenutzt ist, bleibt unbeachtet. Die Gegenüberstellung erfolgt lediglich anhand der Szenarien 2020-80%EE-Netz und 2030-100%EE-Netz, da im Szenario 2015-60%EE noch kein PtG installiert wird. Insgesamt beträgt das nutzbare Potenzial 248 Mio.m³ CO₂ im Jahr. Dieses setzt sich zusammen aus 55 Mio.m³ CO₂/a aus Biogas und 193 Mio.m³ CO₂/a aus anderen Quellen wie Restholzverwertung und der Bitburger-Brauerei.

Es ist zu erkennen, dass im Szenario 2020-80%EE-Netz insgesamt nur 3 Mio.m³ CO₂/a des vorhandenen CO₂-Potenzials genutzt werden. Es stammt vollständig aus dem Biogas. Im Szenario 2030-100%EE-Netz werden insgesamt 56 Mio.m³ CO₂/a genutzt. Davon stammen 38 Mio.m³ CO₂/a aus Biogas und 18 Mio.m³ CO₂/a aus den anderen Quellen, siehe Abbildung 5.8.

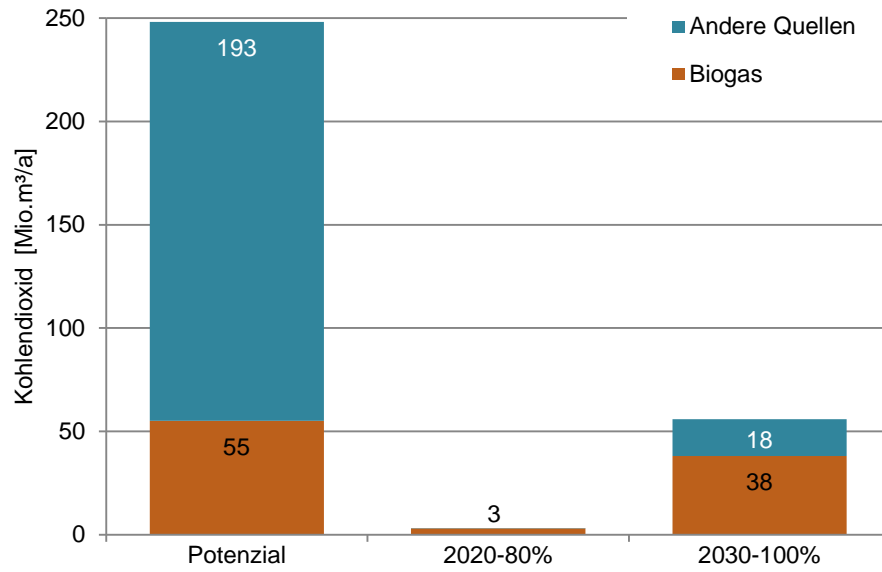


Abbildung 5.8: Potenzial und Verwendung des Kohlenstoffdioxids

6 Ergebnisse der Basisszenarien

Es werden optimale Ausbaupfade aufgezeigt und die Kosten bewertet.

6.1 Ausbaupfad

In diesem Kapitel wird das Ergebnis der Modellierung als Pfad für den Ausbau der EE in der Modellregion dargestellt. Eine lastgangkonforme Deckung durch EE bei den Szenarien von 60% EE im Jahr 2015 über 80% EE im Jahr 2020 bis 100% EE im Jahr 2030 ist gewährleistet. Die installierten Leistungen die dazu gebraucht werden, sind in Abbildung 6.1 dargestellt und in Tabelle 6.1 zusammengefasst. In dieser Betrachtung ist die Modellregion aus 17 Einzelknoten durch das Stromnetz miteinander verbunden (Netzfall).

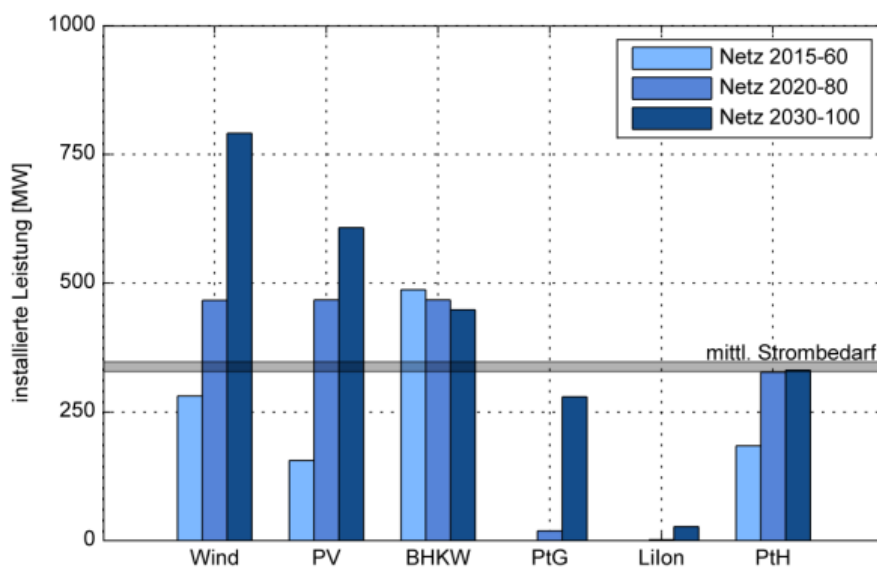


Abbildung 6.1: Installierte Leistungen verschiedener Technologien beim Ausbaupfad für die Netzsimulation der Modellregion

In einem Energieerzeugungssystem mit 100% EE wird der Strombedarf vornehmlich aus Windkraft, Wasserkraft und PV gedeckt. Es fällt auf, dass eine nennenswerte Menge an Speichern erst im Szenario mit 80% EE benötigt wird. Dies gilt sowohl für PtG als auch für Lilon-Batterien. Der geringe Bedarf an Speichern ist in den Gegebenheiten der Region und den getroffenen Annahmen zu finden und wird im Kapitel 7 ausführlich diskutiert. Eine Einflussgröße ist der hohe Wasserkraftanteil der Region siehe Kapitel 7.2.3. Es ist außerdem eine festgelegte Pumpspeicherleistung von 24,8 MW_{EL} berücksichtigt, die jedoch unter den Randbedingungen der Modellregion kaum Einfluss auf die Leistung von PtG und Batterie hat, siehe Kapitel 7.3.7.

Die benötigte PtG-Leistung beträgt im 80% EE-Szenario 19 MW_{EL} und somit 5,6% des mittleren Strombedarfs. Bei 100% EE beträgt die PtG-Leistung 279 MW_{EL} und ist damit fast 15-mal höher.

Tabelle 6.1: Installierte Leistungen verschiedener Technologien beim Ausbaupfad für die Netzsimulation der Modellregion

Szenario	Wind	PV	BHKW	Lilon	PtG	PtH
2015-60%EE	280,95 MW	155,86 MW	487,13 MW	-	-	184,05 MW
2020-80%EE.	466,42 MW	467,27 MW	467,22 MW	2,05 MW	19,33 MW	326,91 MW
2030-100%EE	791,15 MW	607,90 MW	448,43 MW	27,38 MW	279,49 MW	342,01 MW

Power to Heat (PtH) wird auch schon bei 60% EE Anteil stark eingesetzt, da PtH in den Investitionskosten eine sehr günstige Technologie ist. Da das Verhältnis von Investition zum Zugewinn sehr gering ist, werden deswegen auch Überkapazitäten installiert. PtH wird bis zum 80% EE-Szenario deutlich zugebaut. Der Bedarf an PtH steigt für das 100% EE-Szenario nicht weiter an, da mit PtH keine Rückverstromung möglich ist. PtH wird im Kapitel 7.4 ausführlicher diskutiert.

Die installierte Leistung von Lilon-Batterie im Szenario mit 100% EE beträgt mit 27 MW_{EL}, ca. 8% des durchschnittlichen Strombedarfs. Die elektrische Energie, die durch Batterien gespeichert und zur Verfügung gestellt wird ist sehr gering und beträgt lediglich 0,001% des durchschnittlichen Strombedarfs.

Im 100% EE-Szenario sind 791 MW_{EL} Windkraft und 608 MW_{EL} PV installiert. Der Zubau bei Windenergie ist zwischen 80% und 100% EE besonders hoch. Es wird im 100% EE-Szenario 70% mehr installierte Leistung an Windkraft verbaut als im 80% EE-Szenario. Der Zubau bei PV ist zwischen 60% und 80% EE sehr groß und die installierte PV-Leistung wird fast verdreifacht. Es wird im 80% EE-Szenario nur 30% mehr installierte Leistung an PV verbaut als im 100% EE-Szenario. Durch die Möglichkeit die fossilen Erzeugungsanteile flexibel einzusetzen, kann bei einer Versorgung mit 80% EE die EE-Erzeugung saisonal verschoben werden. Es kann somit ein kleiner Anteil an EE im Winter vom System überbrückt werden. Bei einer 100% EE-Versorgung muss allerdings auch im Winter vollständig erneuerbar erzeugt werden, was zu einem Ausbau von WEA führt. Verstärkt wird dies auch durch die Preisreduzierung, die bei PV zwischen 2015 zu 2020 und bei Wind zwischen 2020 und 2030 besonders hoch ist, siehe Abbildung 6.2.

Die installierte Leistung von Wasserkraft beträgt 142 MW_{EL} und die von Bioenergie 87 MW_{EL}. Die installierten Leistungen verändern sich nicht, weil angenommen wird, dass das Potenzial schon im Jahr 2015 erreicht wird.

In Abbildung 6.3 ist zusätzlich zu den installierten Leistungen die Stromproduktion der verschiedenen Technologien für die verschiedenen Jahre dargestellt. Die elektrische Energie, die mittels PtH in Wärme umgesetzt wird steigt zwischen 60% und 100% EE kontinuierlich an, wobei im 80% EE-Szenario mehr Energie in PtH als in PtG-Anlagen umgesetzt wird. Die höhere Volllaststundenzahl bei den PtG-Anlagen ergibt sich dadurch, dass PtG betrieben werden muss um SNG zu produzieren um zu Zeiten besonders geringer EE-Produktion (dunkle Flaute) die Versorgung zu gewährleisten. In der Einsatz-Policy haben PtG-Anlagen

damit Vorrang. Weiterhin werden PtH-Anlagen vor allem im Winter betrieben, wenn Wärmebedarf besteht. In Kapitel 7.3.3 und 7.4.2 werden PtG und PtH genauer betrachtet.

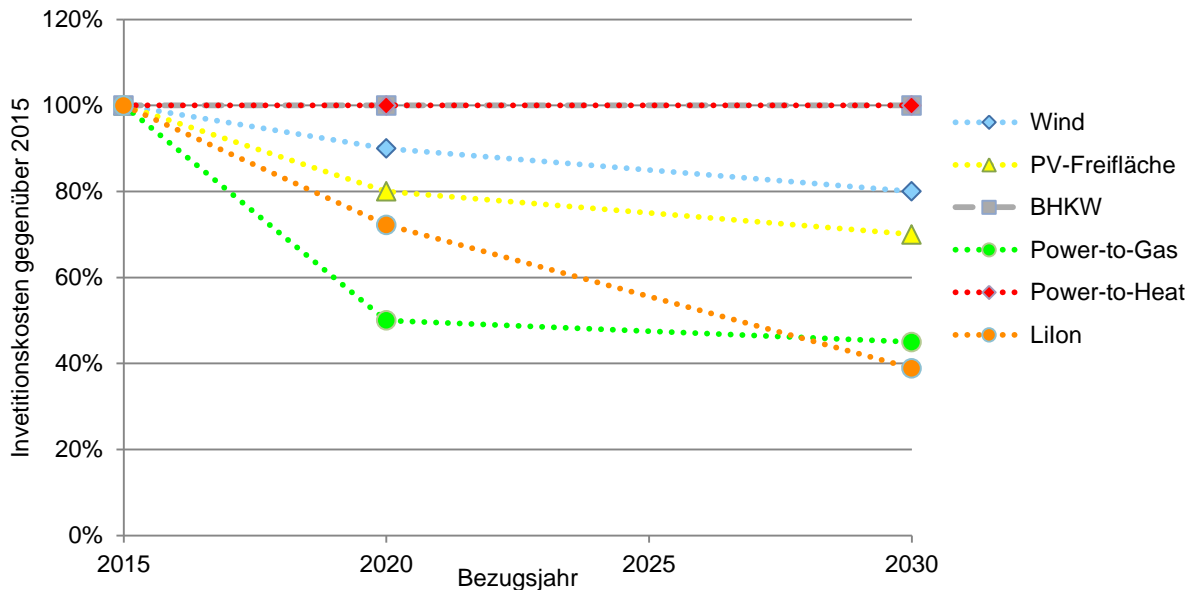


Abbildung 6.2: Verhältnismäßige Änderung der Investitionskostenannahmen

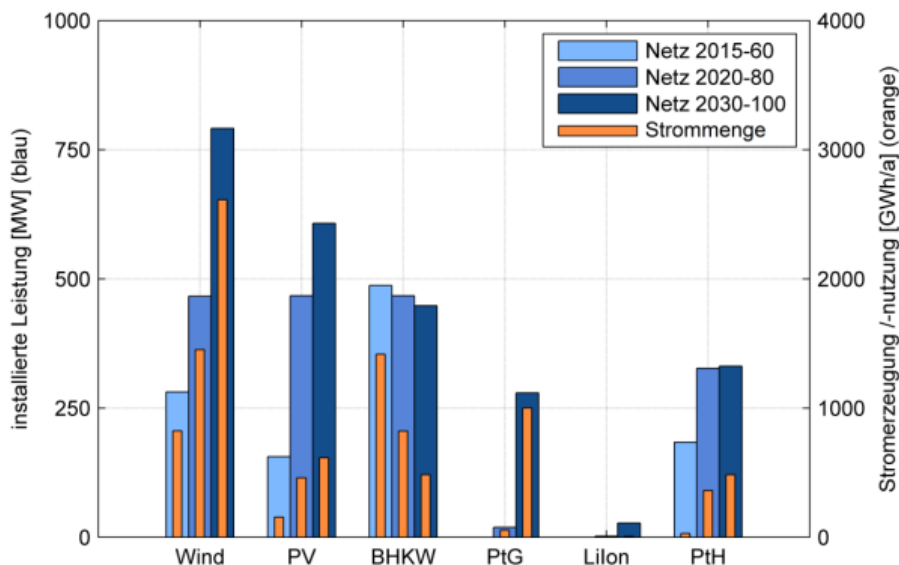


Abbildung 6.3: Installierte Leistungen und Stromerzeugung/-nutzung verschiedener Technologien beim Ausbaupfad für die Netzsimulation der Modellregion

Die installierten Leistungen der BHKW sinken von 2015 bis 2030 geringfügig, denn die installierten Leistungen der BHKW orientieren sich an der maximalen Residuallast. Die durch BHKW produzierte Strommenge nimmt zwischen 60 und 100% EE stetig und stark ab, weil mit steigendem EE-Anteil die Stromversorgung durch BHKW mit konventionellem Gas durch Erneuerbare Energien ersetzt wird. Außerdem verringert sich der Strombedarf mit den betrachteten Bezugsjahren (von 2015 auf 2030 um 5,4%). BHKW werden auch im Szenario mit 100% EE benötigt, jedoch werden sie dann nur mit Biomethan und SNG betrieben.

Für die Deckung des Strombedarfs durch die verschiedenen Technologien beim Ausbaupfad werden die direkt für die Lastdeckung verwendeten Erzeugermengen berücksichtigt. Mit steigendem Anteil an EE steigt auch der Anteil der Windkraft an der Lastgangdeckung von 26,1% über 38,3% auf 50,2% und der Anteil von PV an der Lastgangdeckung von 4,9% über 12,7% auf 13,8%. Der Wasseranteil an der direkten Lastdeckung sinkt leicht von 22 auf 17,7%. Dabei reduziert sich die erzeugte Energiemenge der Wasserkraft nicht, es wird mehr Energie gespeichert. Der Biogasanteil an der die Lastdeckung steigt leicht, von 6,7 auf 8,7%, da trotz unveränderter installierter Leistung mehr Biogas produziert wird.

Die Ergebnisse zeigen, dass im 100% EE-Szenario in der Modellregion trotz des Austausches von Strom über das Stromnetz zusätzlich SNG benötigt und für die Stromversorgung eingesetzt wird. Nur ein Ausgleich über das Stromnetz reicht nicht aus, denn durch die räumliche Nähe der verschiedenen Punkte in der Modellregion ist die Stromproduktion durch Wind und PV überall ähnlich und Windspitzen und -flauten treten im zeitlichen Zusammenhang auf.

Die Strombedarfsdeckung durch Pumpspeicher und Lilon-Batterien steigt mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien geringfügig da mehr Speicher benötigt werden.

Die resultierenden Stromgestehungskosten betragen zwischen 10,15 ct/kWh_{EL} und 11,46 ct/kWh_{EL}, siehe Tabelle 6.2. Durch den hohen Anteil der EE im 100% EE-Szenario und die benötigten systemischen Komponenten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (EE-Erzeuger und Speicher) sind die Kosten hier 1,3 ct/kWh_{EL} höher (13%) als im 80% Szenario. Ähnliche Stromgestehungskosten im 60% und im 80% Szenario entstehen einerseits durch die Lernraten zwischen den Jahren 2015 und 2020 aufgrund der die Investitionskosten deutlich reduziert werden können und andererseits werden auch bei 80% EE-Anteil kaum Speicher benötigt. Ein wesentlicher Einflussfaktor ist auch der gewählte Gaspreis von 5 ct/kWh_{EL} für konventionelles Erdgas. Da heute der Gaspreis deutlich niedriger ist, wären die durch den Einsatz von konventionellem Gas entstehenden Kosten auch niedriger. Bei einem Methanpreis von 3 ct/kWh_{HS} betragen die Stromgestehungskosten 8,04 ct/kWh_{EL} bei 60% EE im Jahr 2015 und 9,13 ct/kWh_{EL} bei 80% EE im Jahr 2020.

Das Thema Vermeidung von Ausfallentschädigungszahlungen wird dadurch, dass in der Simulation die nicht gebrauchten Strommengen gekappt werden und somit in den Stromkosten berücksichtigt sind, berücksichtigt.

Tabelle 6.2: Stromgestehungskosten beim Ausbaupfad für die Netzsimulation der Modellregion

	2015-60%EE	2020-80%EE	2030-100%EE
Kosten in ct/kWh_{EL}	10,15	10,16	11,46

Die gesamten Investitionskosten betragen im 2030-100%EE-Fall knapp 3,1 Mrd. €. Basis sind die in Kapitel 2.8 genannten Kosten je Technologie und die in der Simulation ermittelten installierten Leistungen beim Bau auf der „grünen Wiese“. Die Investitionskosten für Gas-

netz, Wärmenetze und den Stromnetzausbau sind nicht berücksichtigt. Der Anteil der verschiedenen Technologien an den Investitionskosten ist Abbildung 6.4 zu entnehmen. Den größten Anteil an den Investitionskosten hat die Windkraft mit knapp 40%, die jedoch auch den Strombedarf zu über 50% direkt deckt und die Speicher bedient. Die Investitionskosten für PtG-Anlagen betragen ca. 250 Mio. €. Unter zur Hilfenahme einer einfachen Skalierung mit einem Stromverbrauch von 633 TWh_{EL}/a von Deutschland gegenüber dem Stromverbrauch der Modellregion 3 TWh_{EL}/a, beträgt der Investitionsaufwand in Bezug auf Deutschland über 600 Mrd. € für den Neubau aller Anlagen („grüne Wiese“). Dies ist nur eine Überschlagsrechnung, für eine genauere Aussage in Bezug auf Deutschland müssten die genauen Verbrauchs- und Erzeugungsstrukturen berücksichtigt werden.

Bei den Basisszenarien ist die Investitionskostenaufteilung der Technologien analog zu denen bei den Stromgestehungskosten. Bei den Sonderszenarien Mobilität und Wärme ändert sich dies aufgrund der Erlössituation.

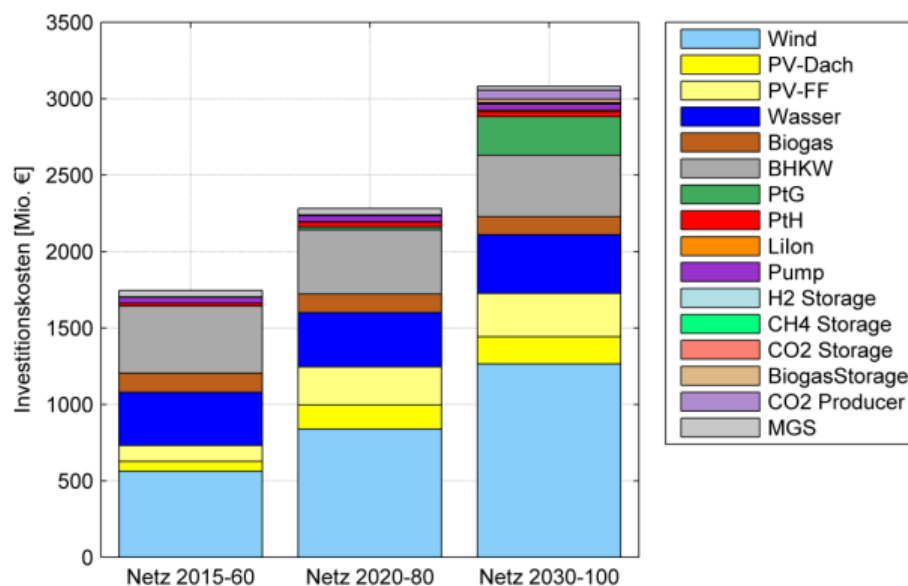


Abbildung 6.4: Investitionskosten für den Ausbaupfad zur Versorgung der Modellregion bei der Netzsimulation

6.2 Sensitivität der EE-Durchdringung und der Kosten

In den Ergebnissen aus Kapitel 6.1 gibt es zwischen den Szenarien zwei große Einflüsse. Einerseits ändern sich die hinterlegten Kosten mit den angenommenen Jahren, andererseits ändert sich der EE-Anteil im Strommix. In diesem Kapitel werden die EE-Durchdringung und die Kostenannahmen durch den Vergleich verschiedener Szenarien bewertet und mit den Ergebnissen aus Kapitel 6.1 verglichen. Die folgenden Auswertungen beziehen sich jedoch nicht wie in Kapitel 6.1 auf die Betrachtung mit Netz, sondern die Kupferplatte. Wie in Kapitel 7.1.1 dargestellt wird, sind sich die Ergebnisse von Netz und Kupferplatte sehr ähnlich, deswegen können viele Betrachtungen auf Basis der Kupferplatte durchgeführt werden. Der Ausbaupfad für die Kupferplatte ist im Anhang (Kapitel 18.2) dargestellt.

6.2.1 EE-Durchdringung im Jahr 2020

Hier wird der Einfluss der unterschiedlichen Kostenannahmen, die sich bei verschiedenen Betrachtungsjahren ergeben, ausgeschlossen und nur die unterschiedliche EE-Durchdringung bewertet, und für das Jahr 2020 die Szenarien für 60, 80 und 100% EE für die Kupferplatte verglichen. Die installierten Leistungen von Wind, Solar, BHKW, PtG, Lilon und PtH für den Ausbaupfad in der Modellregion sind in der Abbildung 6.5 dargestellt.

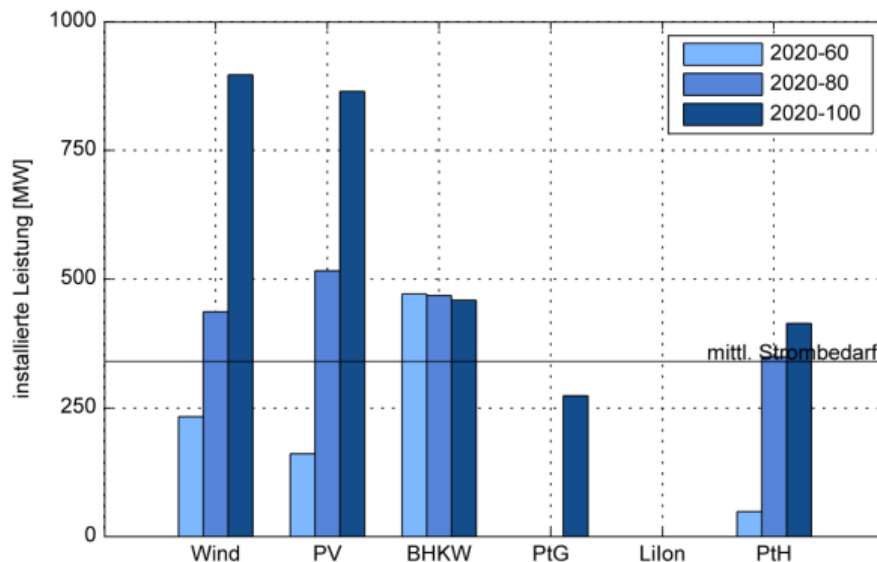


Abbildung 6.5: Installierte Leistungen verschiedener Technologien bei unterschiedlicher EE-Durchdringung für die Kupferplatte

Insgesamt ergeben sich in den Installierten Leistungen von PV und Wind ganz ähnliche Verhältnisse wie in der vorherigen Betrachtung bei dem der Einfluss der Kosten berücksichtigt ist.

Auffällig ist, dass Lilon-Speicher selbst bei 100% EE nicht benötigt werden. PtG-Anlagen werden erst bei 100% EE im größeren Umfang benötigt und nicht bereits bei 80% EE. Dies entspricht dem Ausbaupfad der Kupferplatte, siehe Anhang (Kapitel 18.2). Die installierte PtG-Leistung beträgt bei 100% EE 274 MW_{EL} und somit 80% des mittleren Strombedarfs. PtH wird erst ab 80% in wirklicher Ausprägung relevant und die installierte Leistung steigt nur noch um knapp 19% auf einen Wert von 414 MW_{EL} bei 100% EE.

Im 100% EE-Fall sind 896 MW_{EL} Windkraft und 864 MW_{EL} PV installiert. Der Zubau bei Windenergie ist wie beim Ausbaupfad ebenfalls zwischen 80 und 100% EE besonders groß. Der Zubau bei PV ist zwischen 60 und 80% EE sowie 80 und 100% EE ähnlich hoch.

In Abbildung 6.6 sind zusätzlich zu den installierten Leistungen die Stromerzeugung und -nutzung der verschiedenen Technologien für die verschiedenen EE-Durchdringungen dargestellt. Die Strommengen, die in die PtG-Anlagen gehen, sind im 100% Szenario jedoch fast 80% höher als die, die in PtH-Anlagen eingesetzt werden, sodass bei PtG-Anlagen fast 4.000 Vlh/a erreicht werden, wohingegen PtH-Anlagen nicht mal auf die Hälfte kommen. Auch bei Wind und PV sind große Unterschiede in der Volllaststundenzahl erkennbar. Die

produzierten Strommengen bei 100% EE sind bei Wind mehr als dreimal so hoch wie bei PV, obwohl die installierten Leistungen von Wind und PV ähnlich hoch sind.

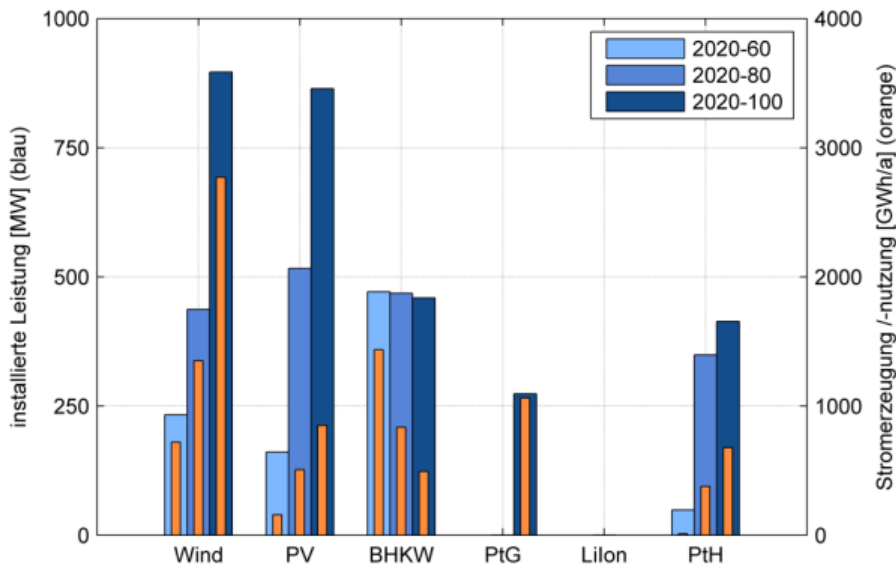


Abbildung 6.6: Installierte Leistungen und Stromerzeugung/-nutzung verschiedener Technologien bei unterschiedlicher EE-Durchdringung für die Kupferplatte

Wie in der Betrachtung in Kapitel 6.1 sinken die installierten Leistungen der BHKW trotz gleichbleibendem Strombedarf. Aufgrund der höheren installierten Leistungen von Wind und PV sinkt die maximal auftretende Stromdifferenz, die durch die BHKW abgedeckt werden muss. Auch die durch BHKW produzierte Strommenge nimmt zwischen 60% und 100% EE stetig und stark ab, weil mit steigendem EE-Anteil die Stromversorgung durch BHKW mit konventionellem Gas durch Erneuerbare Energien ersetzt wird.

In Abbildung 6.7 wird die direkte Deckung des Strombedarfs durch die verschiedenen Technologien dargestellt. Biogas und konventionelles Gas werden in den BHKW verstromt. Der ebenfalls durch die Verstromung in BHKW gewonnene Strom aus SNG ist mit den weiteren Speichern zusammen als Strom aus Speicher erfasst. Die Stromdeckung durch Windenergie und PV steigt. Der Wasseranteil sinkt leicht, da aufgrund der installierten Überkapazitäten der EE-Erzeuger weniger Strom aus Wasserkraft direkt für die Stromnutzung eingesetzt wird und mehr Strom in die Speicher geht. Die Strombedarfsdeckung durch Speicher steigt mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien, allerdings ist dies vor allem auf das in PtG-Anlagen produzierte SNG zurückzuführen.

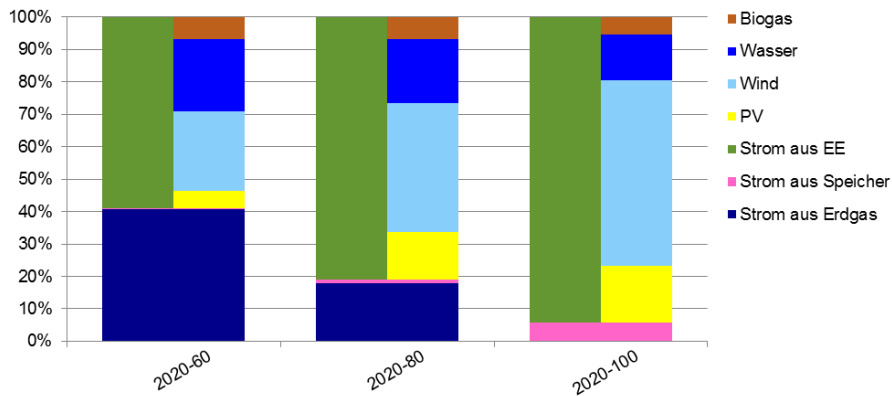


Abbildung 6.7: Deckung des Strombedarfs durch verschiedene Technologien bei unterschiedlicher EE-Durchdringung für die Kupferplatte für das Jahr 2020

Die beim Ausbau der Erneuerbaren Energien resultierenden Stromgestehungskosten sind in Tabelle 6.3 dargestellt. Die Stromgestehungskosten betragen 9,36 ct/kWh_{EL} bei 60% EE, 9,76 ct/kWh_{EL} bei 80% EE und 12,54 ct/kWh_{EL} bei 100% EE.

Weil der Einfluss der Investitionskosten auf die Stromgestehungskosten ausgeschlossen werden kann, ist nur der Einfluss durch den Einsatz anderer, zum Teil teurerer Technologien, in Szenarien mit höheren Anteilen EE zu sehen. Zwischen den Szenarien mit EE-Anteilen von 60 zu 80% steigen die Stromgestehungskosten nur geringfügig. Die Kosten, die durch den Einsatz von mehr EE (hier Wind und PV) entstehen machen im Vergleich zum Einsatz von konventionellem Erdgas also eher einen kleinen Teil in den Gestehungskosten aus. Anders ergibt es sich für das 100% EE-Szenario, wo die Stromgestehungskosten steil um 28% (2,8 ct/kWh_{EL}) ansteigen. Durch den hohen Anteil der EE-Erzeuger im 100% EE-Szenario und besonders den Einsatz von Speichern zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind die Stromgestehungskosten hier deutlich höher.

Tabelle 6.3: Stromgestehungskosten bei unterschiedlicher EE-Durchdringung für die Kupferplatte

	2020-60%EE	2020-80%EE	2020-100%EE
Kosten in ct/kWh_{EL}	9,36	9,76	12,54

6.2.2 EE-Durchdringung im Jahr 2030

Wie in Kapitel 6.2.1 wird die unterschiedliche EE-Durchdringung unter Ausschluss des Kosteneinflusses bewertet, jedoch für das Jahr 2030. Die installierten Leistungen und die erzeugte/verbrauchte Energie von Wind, PV, BHKW, PtG, PtH und Lilon für den Ausbaupfad in der Modellregion sind in der Abbildung 6.8 aufgeführt.

Die Verhältnisse der installierten Leistungen und EE-Erzeuger zueinander als auch der Speicher sind für das Jahr 2030 denen für das Jahr 2020 sehr ähnlich. Allerdings sind die installierten Leistungen im Jahr 2030 deutlich niedriger.

Es werden im 100%-Fall 799 MW_{EL} Windkraft im Jahr 2030 installiert und damit 11% weniger als im Jahr 2020. Auch bei PV werden mit 734 MW_{EL} im Jahr 2030 15% weniger PV instal-

liert als im Jahr 2020. Die PtG-Leistung liegt im Jahr 2030 bei 218 MW_{EL} und ist 20% kleiner als im Jahr 2020. Die installierte Leistung von PtH reduziert sich hingegen nur um 3% und beträgt bei 100% EE 400 MW_{EL}.

Es werden geringere installierte Leistungen benötigt, weil für das Jahr 2030 bessere Wirkungsgrade angenommen sind. Aufgrund der geringen installierten Leistungen als auch der insgesamt geringeren Investitionskosten, sind die Stromgestehungskosten im Jahr 2030 für alle EE-Durchdringungen niedriger als im Jahr 2020. Die Stromgestehungskosten betragen 9,15 ct/kWh_{EL} bei 60% EE, 9,25 ct/kWh_{EL} bei 80% EE und 10,98 ct/kWh_{EL} bei 100% EE, siehe Tabelle 6.4. Dies bestätigt, dass bei einem EE-Anteil von 80% EE die Gestehungskosten erst noch geringfügig ansteigen, wobei die Kosten für eine 100% EE-Versorgung sich steil erhöhen. Wie im Kapitel 6.2.1 beschreiben ist der Grund dafür der hohe systemische Aufwand der für eine 100% EE-Versorgung betrieben werden muss, zum Beispiel durch den vermehrten Einsatz von Speichern.

Es zeigt sich, dass also die Kostenannahmen zu den Untersuchungsjahren einen hohen Einfluss haben. Dies wird im folgenden Kapitel genauer betrachtet. Der systemische Unterschied und die Veränderungen entlang der EE-Durchdringung von 60% EE bis 100% EE sind unabhängig vom Jahr, sowohl in 2020 als auch in 2030 ähnlich.

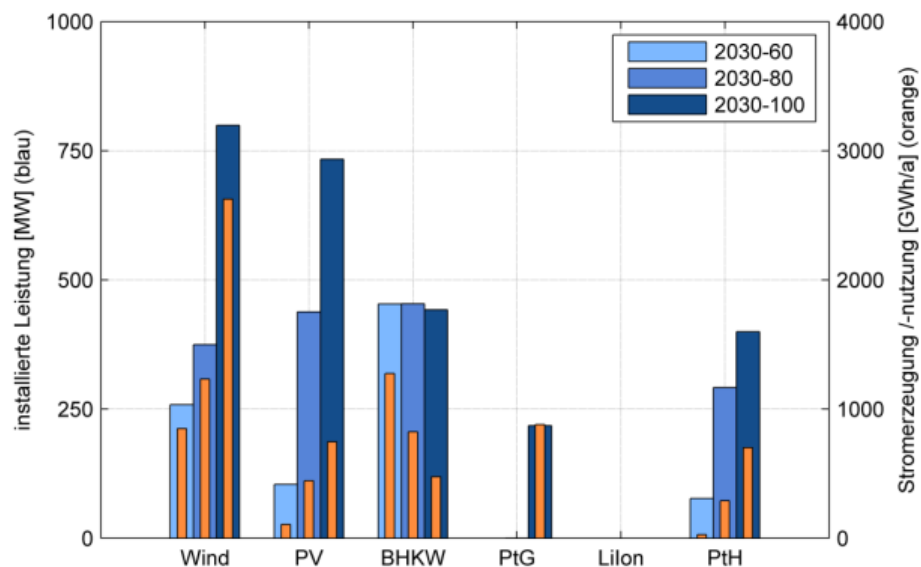


Abbildung 6.8: Installierte Leistungen und Stromerzeugung/-nutzung verschiedener Technologien bei unterschiedlicher EE-Durchdringung für die Kupferplatte

Auch die Stromflüsse und die daraus resultierenden Volllaststundenzahlen verhalten sich beim Vergleich zwischen den Technologien ähnlich, steigen jedoch mit den Jahren leicht. Aufgrund des jahreszeitlichen Ausgleichs werden hohe PV-Leistungen benötigt, die aufgrund der geringeren Volllaststundenzahl annähernd der Höhe der Windleistungen entsprechen.

Tabelle 6.4: Stromgestehungskosten bei unterschiedlicher EE-Durchdringung für die Kupferplatte

	2030-60%EE	2030-80%EE	2030-100%EE
Kosten in ct/kWh_{EL}	9,15	9,25	10,98

6.2.3 Sensitivität Kosten

Im Folgenden wird der Einfluss der Annahmen zu den unterschiedlichen Jahren bewertet. Dies bezieht sich auf Kostenannahmen für Investitionen und Rohstoffe, sowie die Technische Lernkurven in Bezug auf Wirkungsgrade, siehe Kapitel 2.8 sowie Abbildung 6.3. Um den Einfluss der Annahmen zu bewerten werden für das Szenario 100% EE Kupferplatte die Simulationsergebnisse der Jahre 2015, 2020 und 2030 gegenübergestellt. Die installierten Leistungen von Wind, PV, BHKW, PtG, PtH und Lilon für den Ausbaupfad in der Modellregion sind in der Abbildung 6.9 dargestellt und in Tabelle 6.5 zusammengefasst.

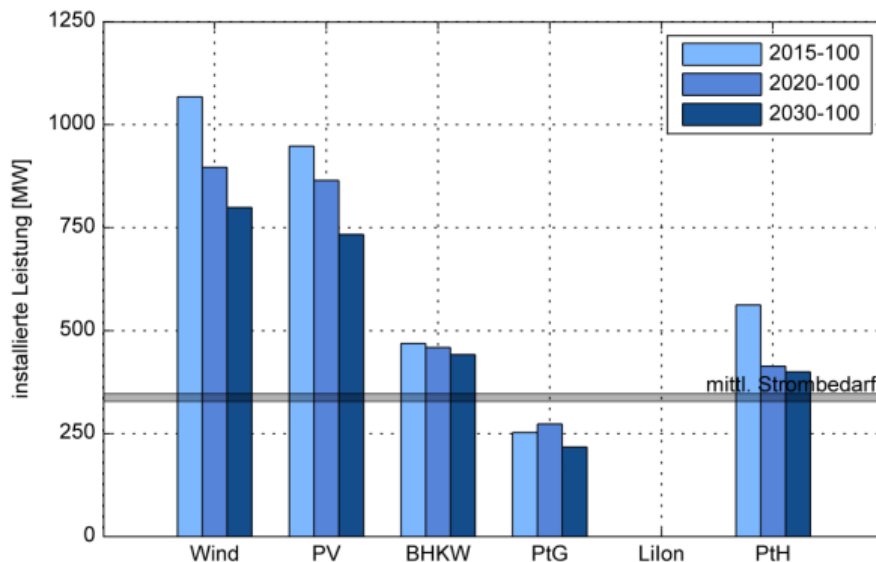


Abbildung 6.9: Installierte Leistungen verschiedener Technologien bei einer 100% EE-Versorgung in verschiedenen Jahren für die Kupferplatte

In allen Basisszenarien mit der Annahme des verlustfreien und unbegrenzten Stromaustausches (Kupferplatte) wird auch bei 100% EE kein Lilon-Speicher benötigt. Gründe hierfür sind in Kapitel 7 beschrieben. Großen Einfluss haben der hohe Anteil Wasserkraft, Kapitel 7.2.3, die Verwendung von Schwachwindanlagen, Kapitel 7.2.1, und die Konkurrenz zum Wärmesektor, Kapitel 7.4.3.

Die installierte PtG-Leistung ist im Jahr 2020 am höchsten und beträgt 274 MW_{EL} und somit 80% des mittleren Strombedarfs. PtG ist im Jahr 2020 im Vergleich zu den anderen Technologien sehr kostengünstig und die angenommen Kostendegression ist zwischen 2015 und 2020 am höchsten und PtG zeigt den größten relativen Kostensprung. Zum Jahr 2030 sinkt die PtG-Leistung um 20%. In Abbildung 6.10 ist zusätzlich zu den installierten Leistungen die Energieerzeugung und -nutzung der verschiedenen Technologien dargestellt. Der Einfluss der geringen Investitionskosten zeigt sich an der Volllaststundenzahl, die im Jahr 2020 im

Vergleich zu den anderen Jahren am niedrigsten ist. Das bedeutet, das PtG so günstig ist, dass mehr Leistung installiert werden kann bei weniger Volllaststunden. Im Jahr 2015 ergibt sich analog dazu die kleinste installierte Leistung bei den höchsten Volllaststunden.

Für eine 100% EE-Versorgung werden mit den Jahren (2015 bis 2030) stetig weniger Leistungen an EE-Erzeugern wie PV und Wind installiert. Dies liegt daran, dass die Wirkungsgrade besser werden und sich die Volllaststunden erhöhen und somit weniger installierte Leistung benötigt wird. So sinkt die Windleistung von 1.067 MW_{EL} im Jahr 2015 auf 799 MW_{EL} im Jahr 2030. Dabei ist die Reduzierung zwischen den Jahren 2015 und 2020 mit 16% höher als zwischen 2020 und 2030 mit 11%. Ebenso sinkt die PV-Leistung von 947 MW_{EL} im Jahr 2015 auf 733 MW_{EL} im Jahr 2030. Dabei ist die Reduzierung im Gegensatz zur Windkraft zwischen den Jahren 2015 und 2020 mit 9% niedriger als zwischen den Jahren 2020 und 2030 mit 15%. Dies liegt an der Preisreduzierung, die bei PV zwischen 2015 und 2020 und bei Wind zwischen 2020 und 2030 besonders hoch ist, sodass im Jahr 2020 relativ viel PV installiert wird.

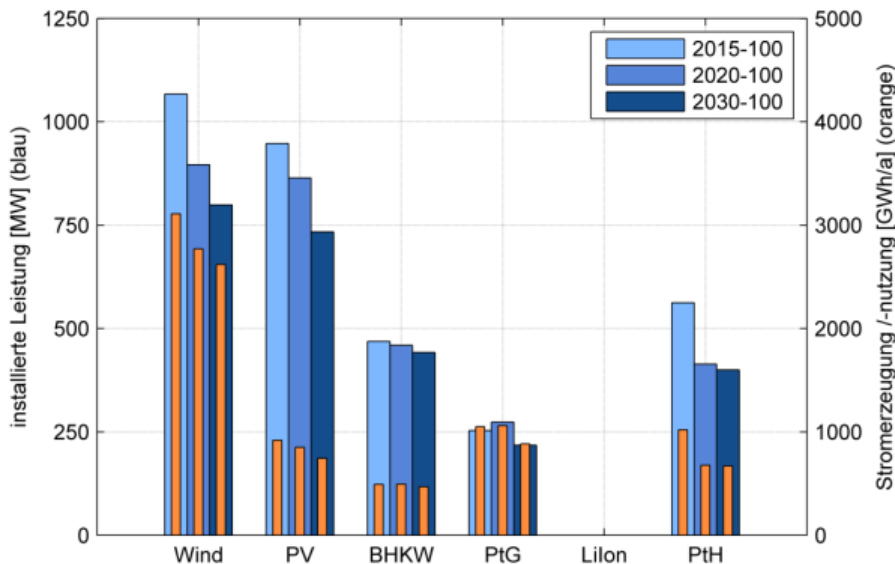


Abbildung 6.10: Installierte Leistungen und Stromerzeugung/-nutzung verschiedener Technologien bei einer 100% EE-Versorgung in verschiedenen Jahren für die Kupferplatte

Tabelle 6.5: Installierte Leistungen verschiedener Technologien beim Ausbaupfad für die Netzsimulation der Modellregion

Installierte Leistung	Wind	PV	BHKW	Lilon	PtG	PtH
2015-100%EE	1.067,32 MW	947,35 MW	468,92 MW	-	252,89 MW	562,45 MW
2020-100%EE	896,33 MW	864,29 MW	459,24 MW	-	273,64 MW	413,91 MW
2030-100%EE	798,90 MW	733,57 MW	442,02 MW	-	217,80 MW	399,72 MW

Die installierte Leistung der BHKW sinkt von 2015 bis 2030 geringfügig, wobei die produzierte Energiemenge fast identisch bleibt. Durch den höheren elektrischen Wirkungsgrad wird

weniger installierte Leistung benötigt und auch der Gaseinsatz ist bei gleichbleibender Stromproduktion niedriger. Deswegen geht der PtG-Bedarf zwischen 2015 und 2030 zurück.

Bei PtH ist auffällig, dass vor allem zwischen 2015 und 2020 ein deutlicher Rückgang der installierten Leistung um 25% zu erkennen ist, wohingegen zwischen 2020 und 2030 die Leistung nur noch um 3% zurückgeht. Bei PtH sind die Investitionskosten ein geringer Einflussfaktor, weil es eine sehr günstige Technologie ist. Da PtH eine besonders günstige Methode ist, um Stromüberschüsse zu verwerten, sind auch Überkapazitäten installiert.

In Abbildung 6.11 wird die direkte Deckung des Strombedarfs durch die verschiedenen Technologien dargestellt. Aus den Grafiken wird deutlich, dass sich die Deckung des Strombedarfs nicht signifikant zwischen den Jahren unterscheidet. Die Stromdeckung durch PV geht von 17,6% auf 16,3% zurück und die durch Wasserkraft steigt von 12,9 auf 14,9% und durch Biogas steigt von 5,0 auf 5,9%. Der Speicheranteil liegt bei 5,3% im Jahr 2015, 5,7% im Jahr 2020 und 5,4% im Jahr 2030 und bleibt annähernd gleich.

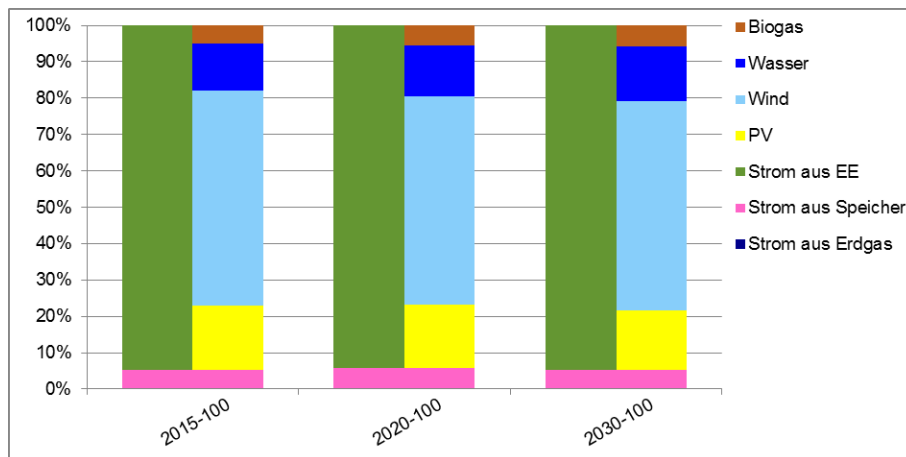


Abbildung 6.11: Deckung des Strombedarfs durch verschiedene Technologien bei einer 100% EE-Versorgung in verschiedenen Jahren für die Kupferplatte

Es bleibt als Fazit festzuhalten, dass sich die Systemkonfiguration durch unterschiedliche Kostenannahmen leicht ändern. In allen Szenarien ist Windkraft der dominanteste EE-Erzeuger, es sind keine Lilon verbaut, die Kombination aus PtG und BHKW als Speicheremethode ist installiert und es wird ein erheblicher Teil an PtH verwendet. Es werden aber mit den Jahren geringere installierte Leistungen benötigt, weil im Jahr 2030 die Wirkungsgrade höher sind. Dadurch und durch die insgesamt geringeren Investitionskosten sinken die Stromgestehungskosten deutlich, siehe Tabelle 6.6. Die Stromgestehungskosten betragen 15,75 ct/kWh_{EL} im Jahr 2015, 12,54 ct/kWh_{EL} im Jahr 2020 und 10,98 ct/kWh_{EL} im Jahr 2030. Die Stromgestehungskosten sinken um 30% zwischen den Jahren 2015 und 2030. Grund sind die angenommenen Kostendegressionen, die voraussetzen, dass die Entwicklungspotenziale für die Technologien in den nächsten Jahren ausgeschöpft werden. Der Einfluss der Kostenannahmen ist signifikant und sollte für die Einordnung der folgenden Auswertungen bedacht werden.

Tabelle 6.6: Stromgestehungskosten bei einer 100% EE-Versorgung in verschiedenen Jahren für die Kupferplatte

	2015-100%EE	2020-100%EE	2030-100%EE
Kosten in ct/kWh_{EL}	15,75	12,54	10,98

7 Detaillierte technologiespezifische Analysen

Im folgenden Kapitel wird gezeigt, wie die unterschiedlichen Systemkomponenten sich untereinander beeinflussen. Als Basis der Betrachtungen dient das Szenario 2030-100%EE-Kupferplatte. Bei Bedarf werden die Ergebnisse für 80% EE 2020 und 60% EE 2015 hinzugezogen. Weiterhin werden technische und wirtschaftliche Sensitivitäten mit den Ergebnissen des Basisszenarios verglichen. In der Arbeit mit dem Modell hat sich gezeigt, dass es neben dem globalen Optimum viele lokale Optima mit unterschiedlichen Systemkonfigurationen gibt. Das bedeutet, dass in einem recht breiten Spektrum die installierten Leistungen an erneuerbaren Energiequellen unterschiedlich verteilt sein können, um fast ähnlich geringe Stromgestehungskosten zu erreichen. Die Ergebnisse sind also nicht die einzige Lösung für ein sinnvolles Energiesystem, zeigen dennoch auf, wie eine gute Konstellation zwischen den Erzeugungs- und Speicherkomponenten in Zukunft erreicht werden kann. Einige Erzeugungs- und Speicherkomponenten sind sehr systemdienlich, andere weniger, wieder andere scheinen nur in Kombination mit bestimmten Technologien sinnvoll einsetzbar zu sein. Diese Zusammenhänge sollen im Folgenden Kapitel aufgezeigt werden. Zunächst wird dargestellt welche Bedeutung die Größe einer Modellregion auf die Stromgestehungskosten und den technischen Aufwand hat.

7.1 Vergleich der Netzsimulation mit den Einzelknoten

Es werden Netzsimulationen für die Modellregion durchgeführt, bei denen das real vor Ort existierende Stromnetz der Modellregion möglichst exakt nachgebildet wird. Dafür werden die Leitungskapazitäten zwischen den 17 Einzelknoten sowie 3 neutralen Knoten (siehe 4.1) im Modell berücksichtigt und die Knoten somit verbunden. Die Potenziale der einzelnen Knoten bleiben bestehen, ein Austausch zwischen den Knoten ist auf der Stromnetzebene oder der Gasnetzebene möglich. Das Gasnetz ist dabei als verlustfrei mit uneingeschränkten Übertragungskapazitäten hinterlegt, analog zum Begriff „Kupferplatte“ in Bezug auf Stromnetze. Dadurch, dass im Netzfall die Potenziale auf die Knoten beschränkt sind und bei der Kupferplatte nicht, gibt es Unterschiede in den Erzeugerleistungen und dadurch dass im Netzfall Strom ausgetauscht werden kann und im Einzelknotenfall nicht, kann eine optimale Verteilung der Erzeugerleistungen vorgenommen werden. Die dadurch zwischen den drei Fällen entstehenden Unterschiede werden in Kapitel 7.1.1 und Kapitel 7.1.2 beschrieben.

7.1.1 Überblick Kupferplatte, Summe Einzelknoten, Netzfall

Im Folgenden wird die Versorgung der Modellregion für das Szenario 2030-100%EE auf Basis verschiedener Ansätze verglichen. Es werden die Kupferplatte, die durch das Stromnetz verbundene Modellregion aus 17+3 Knoten (Netzfall) und die Summe der sich jeweils einzeln versorgenden 17 Knoten betrachtet, siehe Abbildung 7.1 und Abbildung 7.2. Speziell auf den Vergleich zwischen dem Netzfall und dem Einzelknotenfall wird in Kapitel 7.1.2 eingegangen.

Die Windkraft ist ein günstiger Erzeuger. Deswegen ist sie in allen drei Fällen (Kupfer, Einzelknoten, Netzfall) der dominierende EE-Erzeuger. Im Vergleich zum Einzelknotenfall sind

die installierten Erzeugungsleistungen im Netzfall und der Kupferplatte deutlich geringer, weil die vorhandenen Potenziale durch die Verbindung besser ausgenutzt werden können. Außerdem entsteht ein besserer Ausgleich zwischen den Erzeugungszeiten und Speicherkapazitäten, so dass insgesamt weniger Erzeuger gebraucht werden. Bei der Kupferplatte im Vergleich zum Netzfall ist die installierte Windleistung leicht erhöht, weil es keine Restriktionen gibt.

Bei der installierten PV-Leistung ist auffällig, dass im Einzelknotenfall doppelt so viel installiert ist wie bei der Kupferplatte oder im Netzfall. Grund dafür ist die hohe PV-Leistung von Trier im Einzelknotenfall von 906 MW_{EL}, die in Abbildung 7.1 orange hervorgehoben ist. Das PV-Potenzial von Trier muss im Einzelknotenfall komplett ausgeschöpft werden, damit Trier mit 100% EE versorgt werden kann. Zusätzlich benötigt Trier 771 MWh_{EL} Lilon-Speicher. Im Netzfall kann der Bedarf des Knotens Trier durch die Versorgung durch die umliegenden Knoten fast komplett gedeckt werden. Die hohen installierten Leistungen entfallen. Auch der Knoten Morbach benötigt, wenn er sich selbst versorgen müsste, eine hohe Lilon-Kapazität von 161 MW_{EL}. Diese Speicherkapazität wird notwendig, da im Knoten Morbach durch die geringen CO₂-Potenziale der PtG-Ausbau massiv begrenzt ist. Die Anteile, die in der Einzelknotenfallbetrachtung auf Morbach entfallen, sind in Abbildung 7.1 gelb hervorgehoben. So wie es bei Trier der Fall ist, können die Effekte auch für Morbach im Netzfall ausgeglichen werden. Es gibt also Gebiete (Knoten), die sich nur mit einem sehr hohen Aufwand zu 100% mit EE selbstversorgen können. Allerdings ergänzen sich die Potenziale und Besonderheiten der Regionen dermaßen, dass im Netzfall niedrigere Stromgestehungskosten entstehen, siehe Kapitel 6.1.

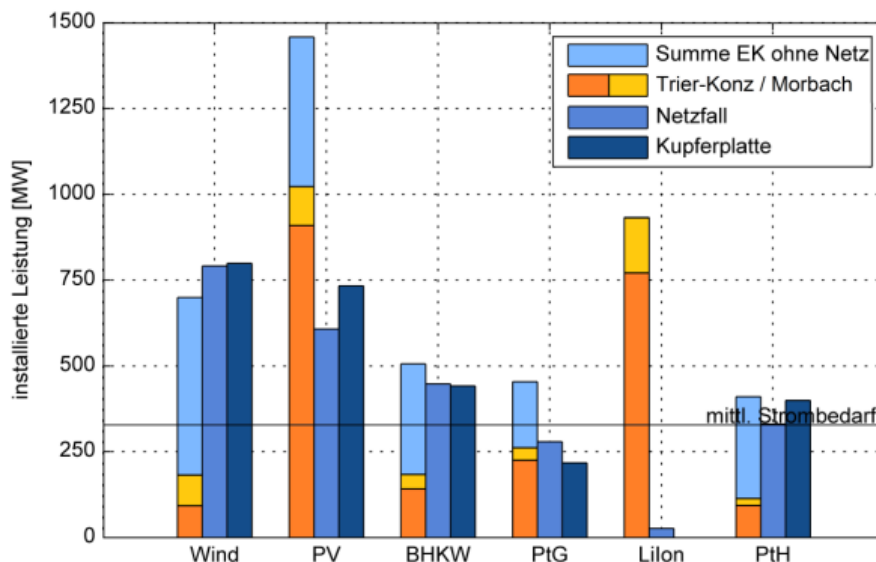


Abbildung 7.1: Installierte Leistungen verschiedener Technologien für die Summe der Einzelknoten, den Netzfall und die Kupferplatte bei 100% EE im Jahr 2030

Beim Vergleich der Simulation der Kupferplatte mit der Simulation des Netzfalles, wird deutlich, dass im Netzfall mehr Speicher (Lilon und PtG) benötigt werden, d.h., dass lokale Eng-

pässe bei der Energieversorgung durch die Restriktionen des Netzes entstehen. Dementsprechend müssen Speicher lokal eingesetzt werden, was dazu führt, dass insgesamt weniger installierte Leistung von Wind und PV benötigt werden. Das setzt eine gute Einsatzplanung und Positionierung der EE-Erzeuger sowie im Betrieb eine gute Prognose voraus. Die Speicherung im Netzfall ist auf die Begrenzung des Stromnetzes bzw. des darüber erfolgenden Stromaustausches zurückzuführen. Als Fazit kann festgehalten werden, dass die Begrenzung des Netzes dazu führt, dass Speicherung verstärkt nötig ist. Allerdings schränkt das vorhandene Netz die Versorgung der Knoten untereinander nicht ein. Auf das Stromnetz, Kapazitäten und den Speichereinfluss wird in Kapitel 10.1 näher eingegangen.

Im Vergleich zum Netzfall wird bei dem Kupferplattenfall mehr Leistung an EE-Erzeugern installiert und Stromüberschüsse produziert und dabei weniger Speicher eingesetzt. Das führt auch dazu, dass die PtH-Leistung bei der Kupferplatte höher ist als im Netzfall, weil PtH die Überschüsse verwertet. Dadurch macht bei der Kupferplatte der Anteil des Wärmemehrerlöses an den Stromgestehungskosten fast 0,45 ct/kWh_{EL} aus.

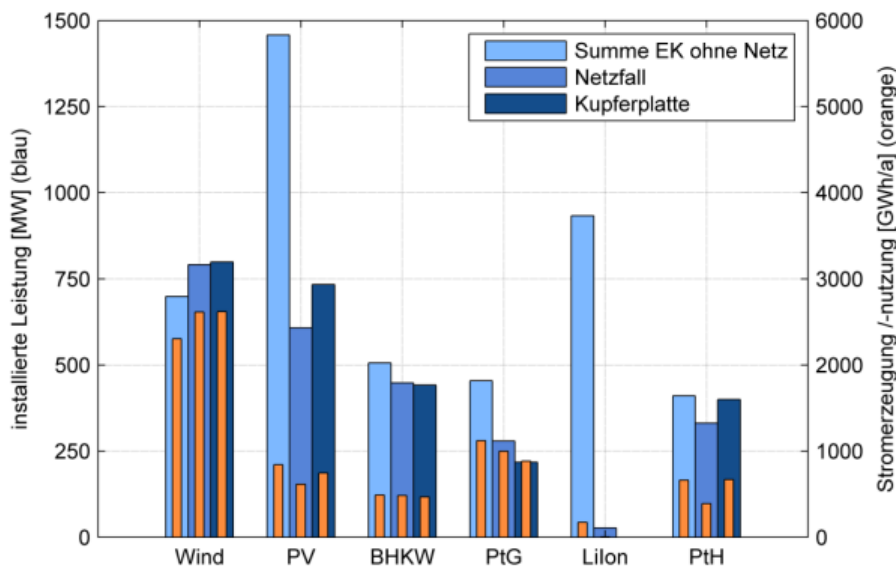


Abbildung 7.2: Installierte Leistungen und Stromproduktion verschiedener Technologien für die Summe der Einzelknoten, den Netzfall und die Kupferplatte 100% EE im Jahr 2030

Der Fall Kupferplatte hat mit knapp 11 ct/kWh_{EL} die niedrigsten Stromgestehungskosten, siehe Tabelle 7.1. Die Stromgestehungskosten sind im Netzfall nur 0,5 ct/kWh_{EL} höher als im Kupferplattenfall. Gegenüber der mit dem Strombedarf gewichteten Mittel der Kosten der Einzelknoten, sind die Stromgestehungskosten im Netzfall allerdings 2,8 ct/kWh_{EL} niedriger. Folglich wird durch das Stromnetz eine deutliche Einsparung der Kosten um 20% erreicht. Bei einem jährlichen Strombedarf der Modellregion im Jahr 2030 von 2.876 GWh_{EL} entspricht dies einer Ersparnis von 13,66 Mio. €/a.

Tabelle 7.1: Stromgestehungskosten für die Summe der Einzelnoten, den Netzfall und die Kupferplatte 100% EE im Jahr 2030

	Mittel Einzelnoten	MR im Netzfall	Kupferplatte
Kosten in ct/kWh_{EL}	14,24	11,46	10,98

Die hohen Stromgestehungskosten im Einzelnotenfall spiegeln sich auch in den Investitionskosten wieder. Diese betragen im Einzelnotenfall knapp 4,1 Mrd. € und damit eine Milliarde mehr als im Netzfall. Auffällig ist, dass für die Windkraft und PV ähnlich hohe Investitionskosten anfallen und sie jeweils 25% der Gesamtinvestitionskosten betragen. Fast 15% der Investitionskosten entfallen auf Lilon-Batterien, obwohl diese nur zu einem geringen Teil der Stromdeckung beitragen. Die Investitionskosten im Kupferplattenfall und im Netzfall sind fast identisch. Die Kosten für den Netzausbau sind jedoch nicht berücksichtigt. Auffällig ist außerdem, dass sowohl im Netzfall als auch im Kupferplattenfall die Investitionskosten für Windkraft höher sind als im Einzelnotenfall. Dafür sind dort wiederum die PV und Batterie-kosten sehr hoch, wofür primär der Knoten Trier verantwortlich ist.

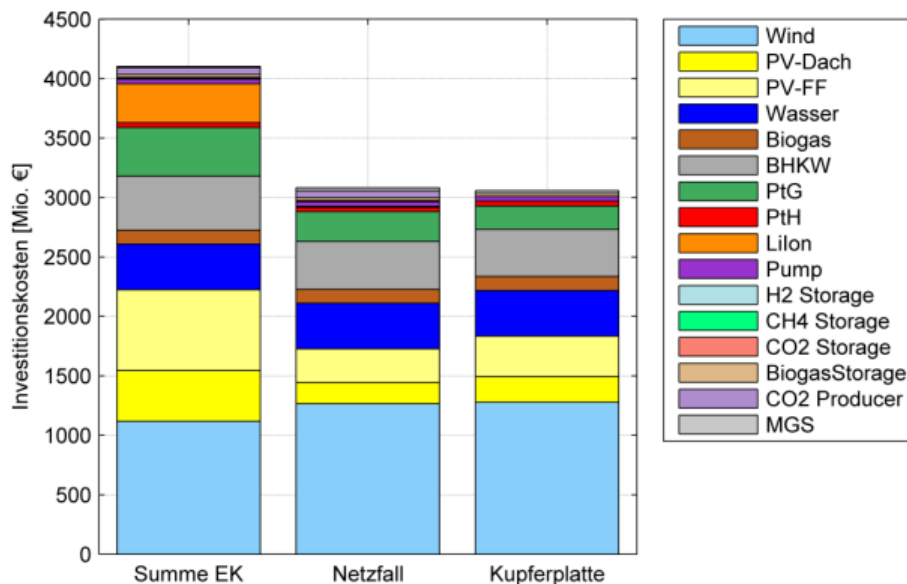


Abbildung 7.3: Investitionskosten für die Summe der Einzelnoten, den Netzfall und die Kupferplatte 100% EE im Jahr 2030

Als Fazit kann festgehalten werden, dass die Ergebnisse in den installierten Leistungen der Netzsimulationen nah an denen der Kupferplattensimulationen liegen. Deswegen reicht es aus, bei speziellen Sensitivitäten (Sonderszenarien) das Kupferplattenszenario zu verwenden. Der Ausbaupfad für die Kupferplatte ist im Anhang (Kapitel 18.2) dargestellt.

Als wichtige Erkenntnisse im Unterschied zum Ausbaupfad zwischen Kupferplattenfall und Netzfall (siehe Kapitel 6.1) bleibt für den Kupferplattenfall festzuhalten:

- PtG wird erst bei 100% EE wirklich notwendig und die Leistung beträgt bei 80% nur 143 kW_{EL}
- Die Volllaststunden von PtG sind etwas höher und liegen bei über 4.000 Vlh/a

- Es werden auch im 100% EE-Szenario keine Lilon-Speicher benötigt
- Die Erzeuger Wind, PV und BHKW und ihre installierten Leistungen verhalten sich zueinander sehr ähnlich

7.1.2 Knotenebene

In diesem Kapitel wird der Unterschied zwischen dem Netzfall und dem Einzelknotenfall aufgelöst betrachtet. Dabei wird der Unterschied in jedem Knoten beschrieben. In den folgenden Abbildung 7.4 bis Abbildung 7.7 wird der Einfluss des Netzes anhand der Differenz der installierten Leistungen von Wind, PV und PtG zwischen dem Netzfall und dem Einzelknotenfall bewertet.

Insgesamt werden in der Modellregion im Netzfall über 80 MW_{EL} mehr Windkraft installiert, siehe Abbildung 7.4. Allerdings gibt es einige Knoten wie Wittlich und Trier, bei denen die Windleistung deutlich reduziert wird und andere Knoten wie Schweich und Saarburg, bei denen die Leistung erhöht wird. Durch die Verbindung der Knoten werden gute Windstandorte bevorzugt und in diesen die installierte Leistung ausgebaut. Dadurch verändert sich die Windpotenzialnutzung und es erhöhen sich die resultierenden Volllaststunden. Trier und Wittlich kommen im Einzelknotenfall an ihre Potenzialgrenzen, im Netzfall wird in keinem Knoten so viel Windkraft installiert, dass die Potenzialgrenzen erreicht werden.

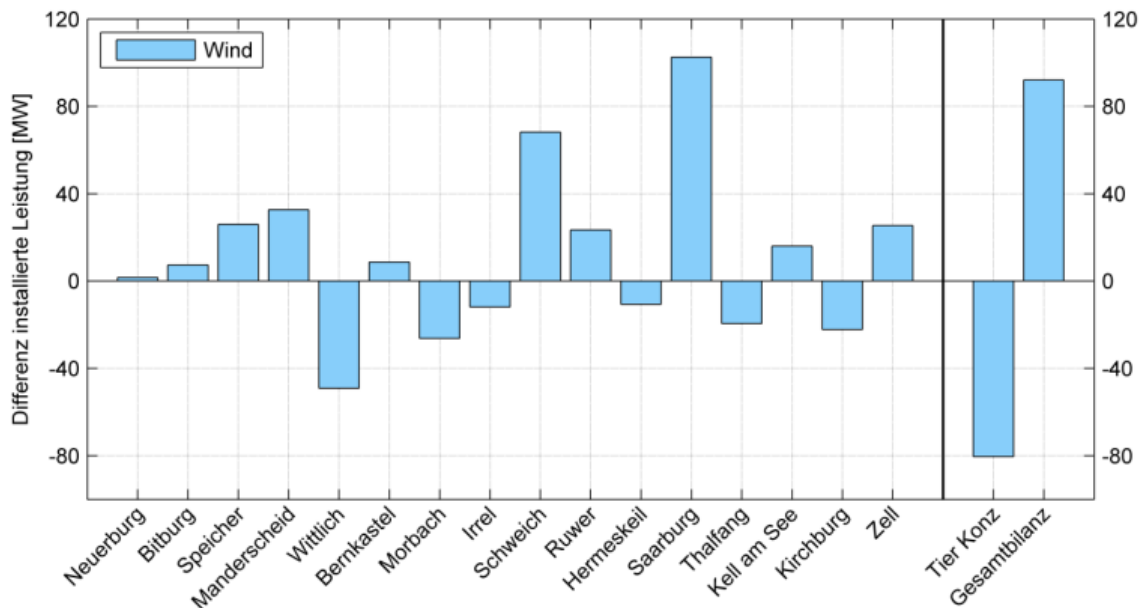


Abbildung 7.4: Differenzen der installierten Leistungen für Wind für alle 17 Knoten zwischen dem Wert der Einzelknotenversorgung und dem Netzfall. Positiv heißt, dass ein Zubau an Windleistung im Netzfall stattfindet

Saarburg ist ein guter Windstandort und liegt in der Nähe zu Trier. Es könnte sich auch ohne viel Windkraft selber versorgen, installiert jedoch im Netzfall sehr hohe Windkraftleistungen, um damit Trier zu versorgen. Obwohl Saarburs Windpotenziallimit nicht erreicht wird, wird die Windkraft nicht noch weiter ausgebaut. Grund dafür sind die Netzbegrenzungen, denn Saarburg liefert bereits einen Teil seines produzierten Stroms über die Leitungen nach Ruwer indirekt nach Trier (siehe Abbildung 10.4). Am Fall Irrel ist ebenfalls erkennbar, dass

das Netz eine Auswirkung hat, weil dort die Windleistung reduziert und Strom über das Netz bezogen wird. D.h., dass der Knoten Irrel ein vergleichsweise schlechter Windstandort ist.

Im Gegensatz zur Windkraft wird die PV-Leistung im Netzfall deutlich reduziert, siehe Abbildung 7.5. Insgesamt werden in der Modellregion im Netzfall über 850 MW_{EL} PV weniger installiert. Hauptverantwortlich dafür ist der Knoten Trier indem allein 770 MW_{EL} weniger benötigt werden. Ansonsten gibt es einige Knoten wie Wittlich und Kirchberg, bei denen die PV-Leistung deutlich reduziert wird und andere Knoten wie Manderscheid und Schweich, bei denen die Leistung erhöht wird. Trotz der Reduzierung der PV-Leistung insgesamt, zeigt sich auch hier, dass es unterschiedlich gute Standorte gibt, und dass bei den guten die PV-Leistung erhöht wird.

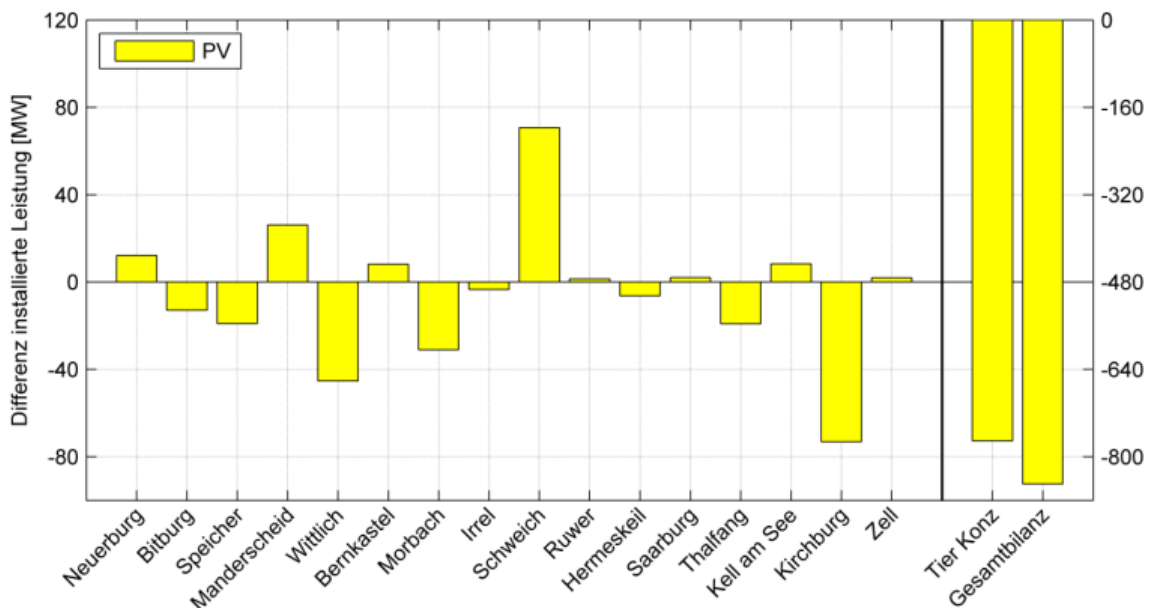


Abbildung 7.5: Differenzen der installierten Leistungen für PV für alle 17 Knoten zwischen dem Wert der Einzelknotenversorgung und dem Netzfall. Positiv heißt, dass ein Zubau an PV-Leistung im Netzfall stattfindet

In Abbildung 7.6 sind Differenzen der installierten PtG-Leistungen für alle 17 Knoten zwischen dem Wert der Einzelknotenversorgung und dem Netzfall dargestellt. Insgesamt werden in der Modellregion im Netzfall fast 180 MW_{EL} PtG weniger installiert. Hauptverantwortlich dafür ist ebenfalls der Knoten Trier indem allein 156 MW_{EL} weniger benötigt werden. Trier hat im Einzelknotenfall viel PtG aufgrund der jahreszeitlichen Ungleichheit. Es ist ganz typisch, dass Städte von der Energiewende auf dem Land profitieren und sich selbst wenig autark machen können. Aufgrund des geringen Windpotenzials fehlt Strom in Winter, der deswegen über BHKW bereitgestellt werden muss. Im Sommer deckt PV den Strombedarf (inkl. Batterie) und speist PtG. Da im Knoten Trier die PtG-Anlagen vorrangig mit PV-Strom betrieben werden und die PV-Leistung deutlich reduziert wird, sinkt auch die PtG-Leistung. Ansonsten gibt es einige Knoten wie Wittlich und Morbach, bei denen die PV-Leistung deutlich reduziert wird und andere Knoten wie Bitburg, Schweich und Saarburg, bei den die Leistung erhöht wird.

Beim Knoten Morbach wird die Leistung reduziert, weil das CO₂-Potenzial gering ist und auf CO₂ aus Rauchgas zurückgegriffen werden muss, welches mit hohen Kosten verbunden ist. In den Netzszenarien sind die CO₂-Quellen nur in den Knoten vorhanden, so wie es laut Potenzialbestimmung verfügbar ist und nicht wie bei der Kupferplatte überall frei verfügbar. Dadurch gibt es in manchen Knoten CO₂- bzw. PtG-Begrenzungen, sobald das Potenziallimit erreicht wird. Es zeigt sich auch hier, dass es unterschiedlich gute Standorte gibt, wobei gute Standorte ein hohes CO₂-Potenzial vorweisen.

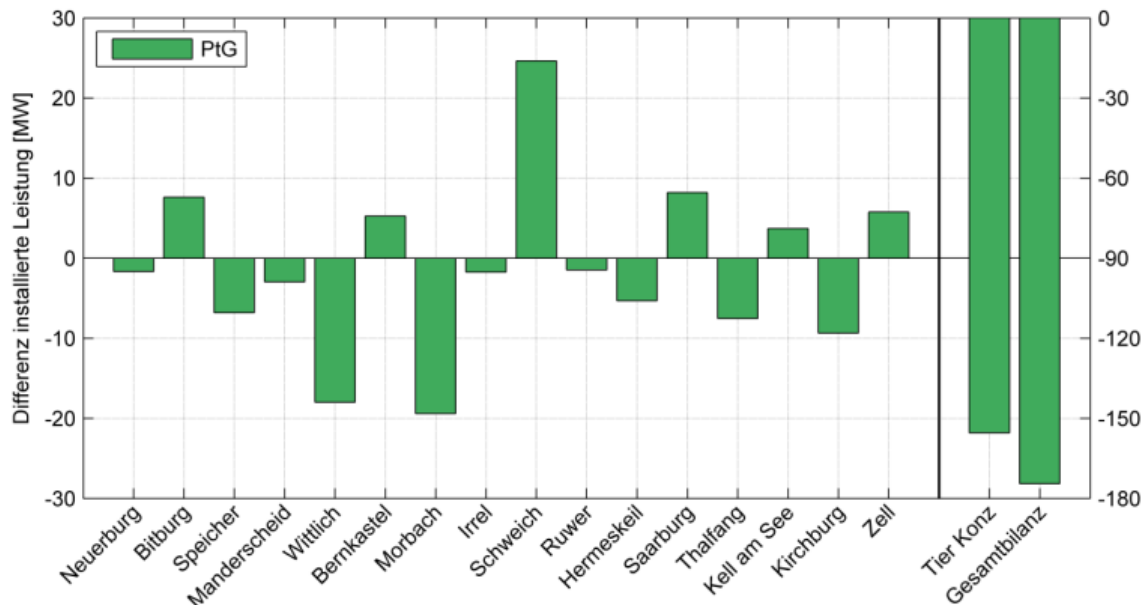


Abbildung 7.6: Differenzen der installierten Leistungen für PtG für alle 17 Knoten zwischen dem Wert der Einzelknotenversorgung und dem Netzfall. Positiv heißt, dass ein Zubau an PtG-Leistung im Netzfall stattfindet

Die Differenzen der installierten Leistungen von Wind, PV und PtG zwischen dem Netzfall und dem Einzelknotenfall sind zusammengefasst in Abbildung 7.7 dargestellt.

Es gibt viele Knoten die insgesamt Wind, PV und PtG zubauen oder Wind, PV und PtG abbauen. Knoten die nur abbauen sind Wittlich, Morbach Thalfang, Kirchberg und natürlich Trier. Dies sind auch die Knoten, die im Netzfall ein Teil ihres Strombedarfs über das Netz und damit aus anderen Knoten beziehen. Folgende Knoten decken ihren Strombedarf zu einem gewissen Anteil aus dem Netz: Bitburg 6%, Wittlich 45%, Morbach 15%, Irrel 14%, Trier 70%, Hermeskeil 17%, Thalfang 62%, Kirchberg 36%.

Knoten die deutlich zubauen sind Manderscheid, Schweich und Saarburg, wobei sich der Zubau bei Saarburg vorrangig auf Wind beschränkt, wo 100 MW_{EL} zugebaut werden. Ein vorrangig windlastiger Ausbau ist auch in Speicher, Ruwer und Zell erkennbar.

Im Einzelknotenfall benötigt Trier 906 MW_{EL} PV und 771 MWh_{EL} Lilon-Speicher. Im Netzfall kann Trier durch die Versorgung durch die umliegenden Knoten in Höhe von 70% des Bedarfs auf die PV-Leistung stark und auf die Lilon-Leistungen komplett verzichten. Diese hohen Leistungen im Einzelknotenfall und die dadurch resultierenden Stromgestehungskosten von 17,2 ct/kWh_{EL} zeigen auf, dass sich ein urbaner Knoten wie Trier nur mit unverhältnis-

mäßig hohen Kosten und installierten Leistungen zu 100% mit EE lastgangkonform versorgen kann. Kostenoptimal ist es, die umliegenden Regionen für die Versorgung mit einzubeziehen. So entstehen insgesamt geringere Stromgestehungskosten und Ausbaubedarfe.

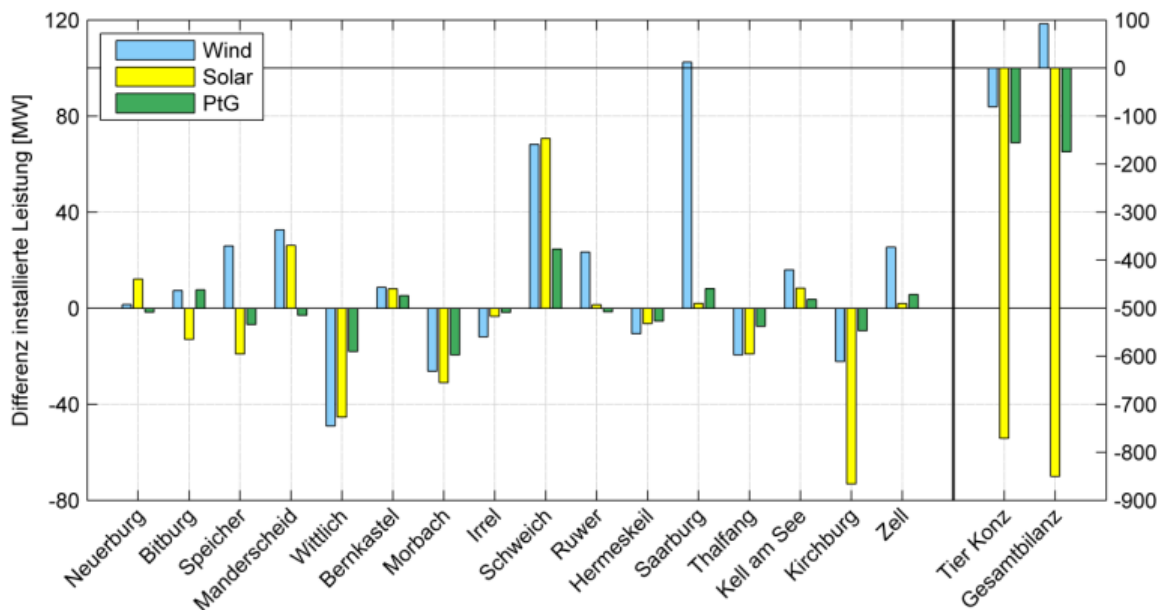


Abbildung 7.7: Differenzen der installierten Leistungen für Wind, PV und PtG für alle 17 Knoten zwischen dem Wert der Einzelknotenversorgung und dem Netzfall für 2030-100%EE. Positiv heißt, dass ein Zubau an Leistung im Netzfall stattfindet

Auch beim Vergleich der installierten Leistungen von Wind, PV und PtG zwischen dem Netzfall und dem Einzelknotenfall bei 2020-80%EE zeigt sich ein ähnliches Bild. Die PV-Leistung wird um 780 MW_{EL} reduziert. Ausschlaggebend dafür ist Trier, da dort bereits im Einzelknotenfall bei 80% im Jahr 2020 das volle Potenzial von 906 MW_{EL} ausgeschöpft wird. Die Tendenz zum Leistungszubau oder -abbau ist im 80%-Fall genau wie im 100%-Fall gegeben, mit dem Unterschied, dass die Leistungen geringer sind. Ausnahmen bildet die hohe PV-Reduzierung. In Wittlich werden statt 40 sogar 80 MW_{EL} abgebaut und in Saarburg ist noch kein wesentlicher Windausbau notwendig. Im Anhang (Kapitel 18.3) ist dies grafisch dargestellt.

7.2 Erzeuger

Die folgenden Betrachtungen werden für den Fall Kupferplatte durchgeführt. Wenn der Netzfall zu Grunde liegt, wird darauf entsprechend hingewiesen. Elektrische Energie wird in Wasserkraftanlagen, Windenergieanlagen, PV-Anlagen und BHKW erzeugt. Hierbei ist die Verbrennung sowohl von Biogas als auch von Erdgas und SNG möglich. Elektrische Energie kann zusätzlich aus den Pumpspeichern und Lilon-Speichern bezogen werden. Die Erzeugung aus PV, Wind und Wasser folgt den Zeitreihen entsprechend der Sonnenbestrahlung, der Windgeschwindigkeit und des Wasserstandes und kann folglich nicht in der zeitlichen Abfolge beeinflusst werden. Auf die Stromproduktion durch Gas hingegen wird dann zurückgegriffen, wenn der Strombedarf durch die EE nicht gedeckt werden kann. Ist die Stromproduktion aus EE größer als der Bedarf, werden die Überschüsse in die Speicher geleitet, in

den PtH-Anlagen in Wärme gewandelt oder abgeregelt. Im Szenario 2030-100%EE-Kupferplatte werden nur 1,6% der erzeugten Energie abgeregelt.

Abbildung 7.8 zeigt den Zeitverlauf der Stromproduktion einer Beispielwoche. Es handelt sich um das Szenario 2030-100%EE-Kupferplatte. Dargestellt sind die Stromproduktion und die Stromverwendung.

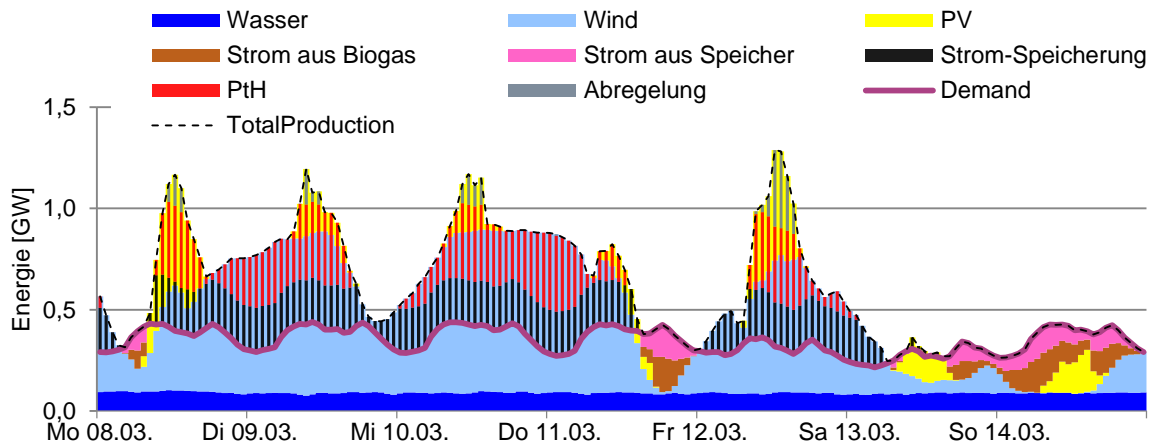


Abbildung 7.8: Zeitverlauf der Stromproduktion einer Beispielwoche (Kupferplatte)

In den folgenden drei Abbildungen wird anhand von Tagesprofilen, die über die Mittelung der Lastgänge über die gesamten 2 Simulationsjahre gebildet werden, die tageszeitabhängige Produktion der EE-Erzeuger bzw. der Bedarf an fossiler Energie oder Speicher für den Ausbaupfad dargestellt (2015-60%EE, 2020-80%EE und 2030-100%EE). Dies kann für einzelne Tage stark unterschiedlich aussehen, abzulesen ist allerdings die Tendenz die im Mittel entsteht.

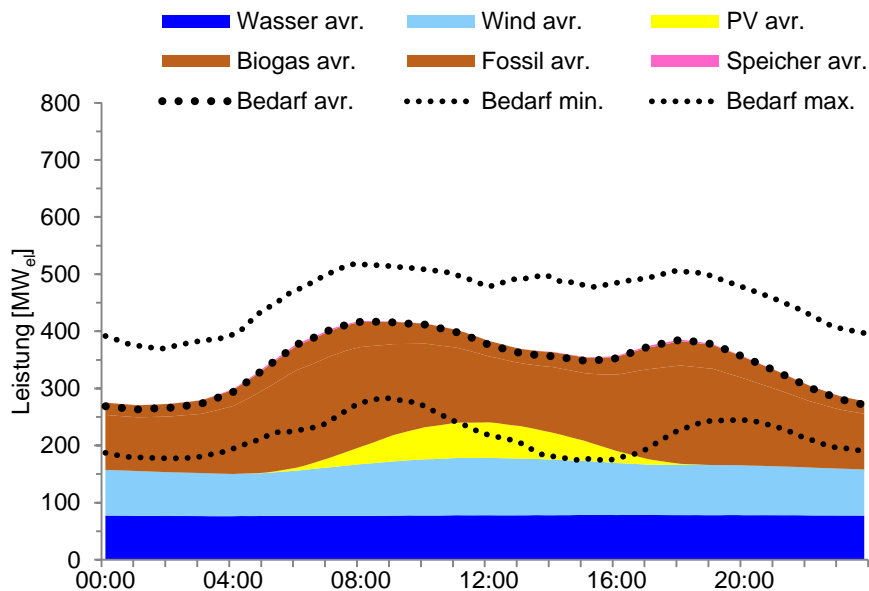


Abbildung 7.9: Tagesprofil im Mittel über die 2 Jahre für das Szenario 2015-60%EE-Kupferplatte

Im Szenario 2015-60%EE werden zur Lastdeckung keine bzw. nur sehr wenige Speicher gebraucht da die regelbaren Erzeuger (BHKW) in der Lage sind das Profil entsprechend des Strombedarfs abzufahren. Im Tagesdurchschnitt liegt die durchschnittliche EE-Erzeugung deutlich unter dem durchschnittlichen Bedarf.

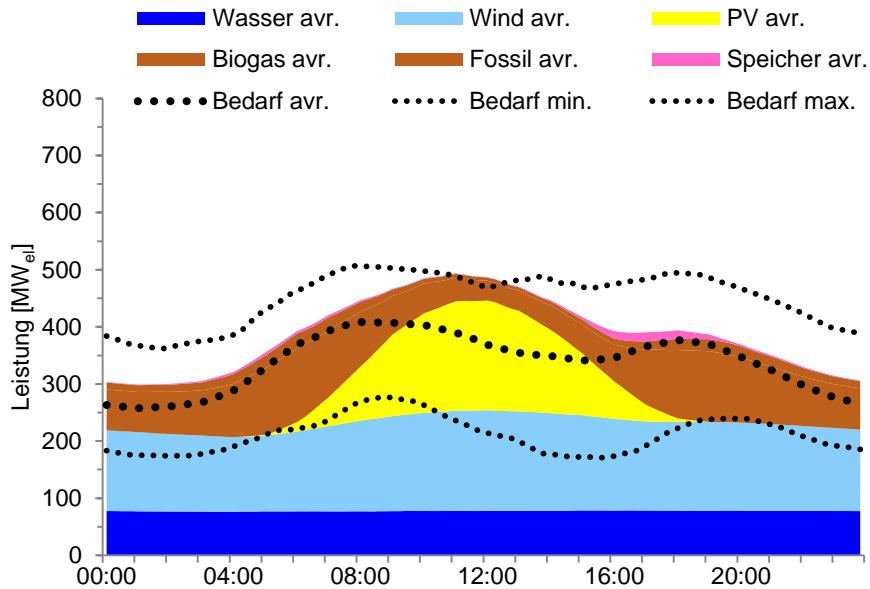


Abbildung 7.10: Tagesprofil im Mittel über die 2 Jahre für das Szenario 2020-80%EE-Kupferplatte

Im Szenario 2020-80%EE kann der Strombedarf gut durch die Erzeugerlandschaft abgedeckt werden. Lastausgleich durch Speicher wird nur sehr wenig gebraucht. Ausspeicherung findet hauptsächlich in den Abendstunden statt. Der höhere Anteil EE-Erzeugern macht sich vor allem im deutlich erkennbaren Mittagspeak von PV bemerkbar.

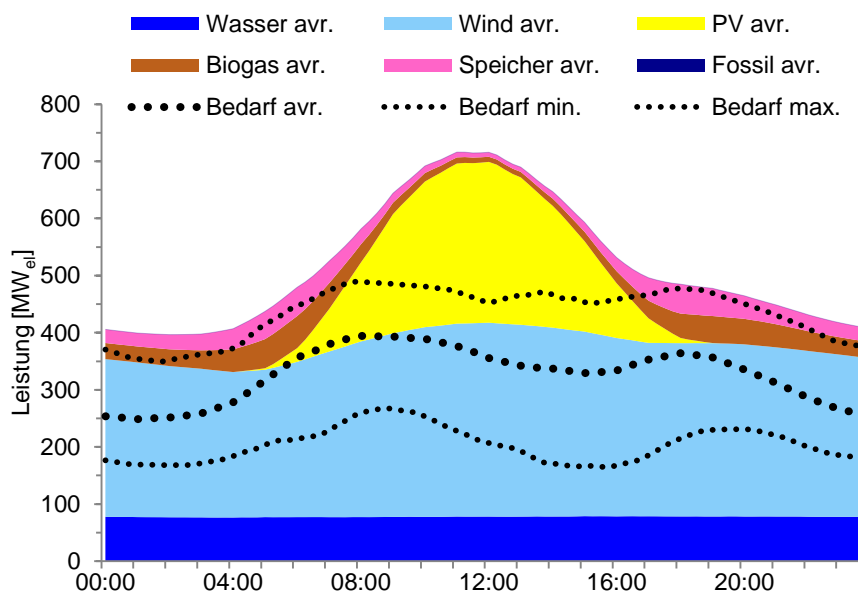


Abbildung 7.11: Tagesprofil im Mittel über die 2 Jahre für das Szenario 2030-100%EE-Kupferplatte

Im Szenario 2030-100%EE kommen deutlich mehr Speicher zum Einsatz, die auch zu allen Tageszeiten ausspeichern, wobei auch hier Morgen- und Abendstunden im Vordergrund

stehen. Gleichzeitig wird im Mittel deutlich mehr Energie produziert als benötigt. Allein durch Wasserkraft und Windkraft kann der mittlere Bedarf bilanziell gedeckt werden. Die meisten Stromüberschüsse gibt es aufgrund des PV-Peaks zur Mittagszeit.

7.2.1 Windenergie

Im 100% EE-Szenario im Netzfall werden 60,8% der Energieerzeugung durch Windkraftanlagen bereitgestellt. Windkraft ist damit der größte Erzeuger. Im 60% EE-Szenario werden noch 39,6% Energieerzeugung durch Windkraftanlagen bereitgestellt. Windkraft hat damit fast den gleichen Anteil wie die fossile Erzeugung.

Windleistungszubau findet stärker zwischen den 80%- und 100%-Szenarien statt, siehe Abbildung 7.12. Der Ausbau an Windkraftanlagen ist vor allem in der systemischen Notwendigkeit zu finden. Die Kosten- und Wirkungsgradkonstellation, die sich aus den Annahmen für zukünftige Investitionen ergibt, hat Einfluss auf die installierte Leistung von Windkraft. Die Konstellation ist derart, dass Windkraft sich in den früheren Jahren (2015) noch stärker durchsetzt. Das ist daran zu erkennen, dass bei gleichbleibenden Anteilen EE die prognostizierte Kostenkonstellation im Jahr 2030 ausgehend von den vorherigen Jahren eher negative Auswirkungen für den Ausbau von Windkraft hat. Obwohl das Zusammenspiel der einzelnen Kostenentwicklungen in Zukunft eher gegen den massiven Ausbau von Windkraft spricht, wird die systemische Notwendigkeit in einer 80% bis 100% EE Energielandschaft den Ausbau forcieren.

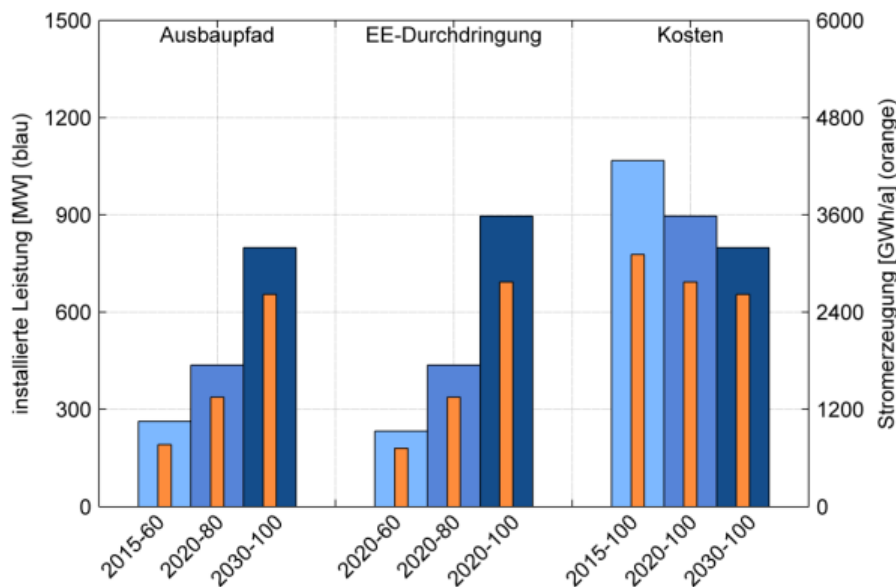


Abbildung 7.12: Vergleich der installierten Leistungen und Stromproduktion für Windkraft für die Kupferplatte für den Ausbaupfad, bei unterschiedlicher EE-Durchdringung und bei einer 100% EE-Versorgung in verschiedenen Jahren

Das Windkraftpotenzial wird im Netzfall bei 100% EE im Jahr 2030 in keinem der Knoten vollständig ausgenutzt, siehe Abbildung 7.13. Der Knoten Schweich kommt mit 94% Ausnutzung des Windkraftpotenzials fast an die Potenzialgrenze. Die Modellregion ist somit in der Lage, ausreichend Flächen für Windkraftanlagen zur 100% EE-Versorgung bereitzustellen.

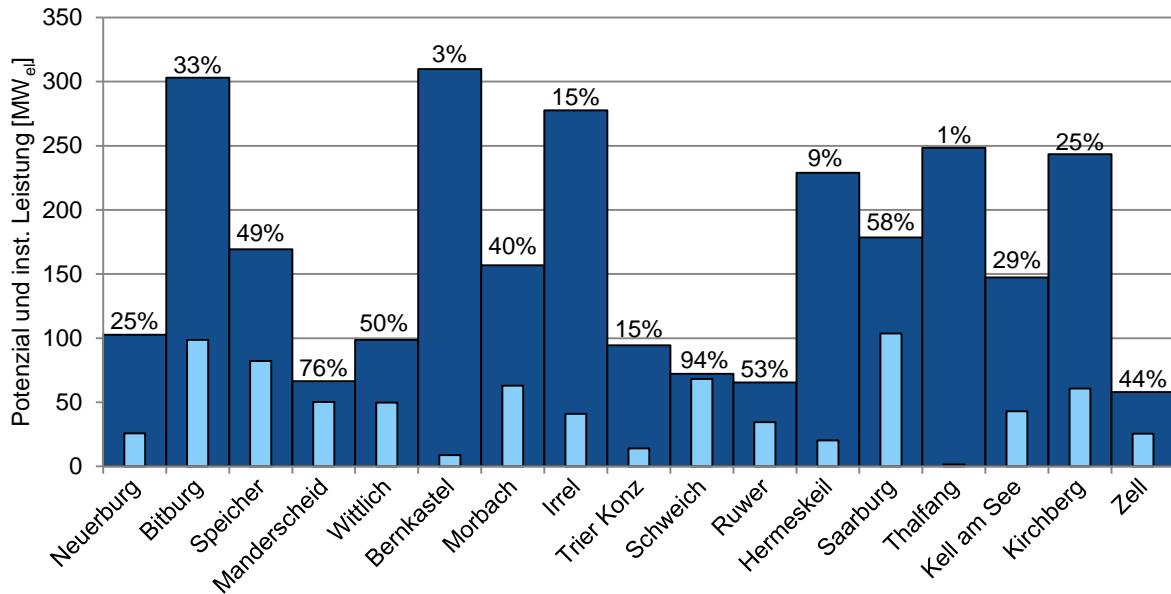


Abbildung 7.13: Potenzial und installierte Leistung der Windenergie für die einzelnen Knoten für das Szenario 2030-100% EE-Netzfall

Im durchschnittlichen Tagesprofil zeigt die Windenergieerzeugung einen regelmäßigen Verlauf. Allerdings ergibt sich besonders in den Sommermonaten (1.April-30.Sep.) eine Häufung des Windaufgebotes zwischen etwa 7:00 Uhr und etwa 16:00 Uhr.

Das bedeutet das PV- und Winderzeugung in den Sommermonaten im Tagesprofil korrelieren. Damit entsteht zu ähnlichen Zeiten ein Stromüberschuss, der durch Speicher, PtH oder Abregelung aufgefangen werden muss. Wobei die vergleichsweise kostengünstige Option PtH einzusetzen zur Sommerzeit stark beschränkt ist.

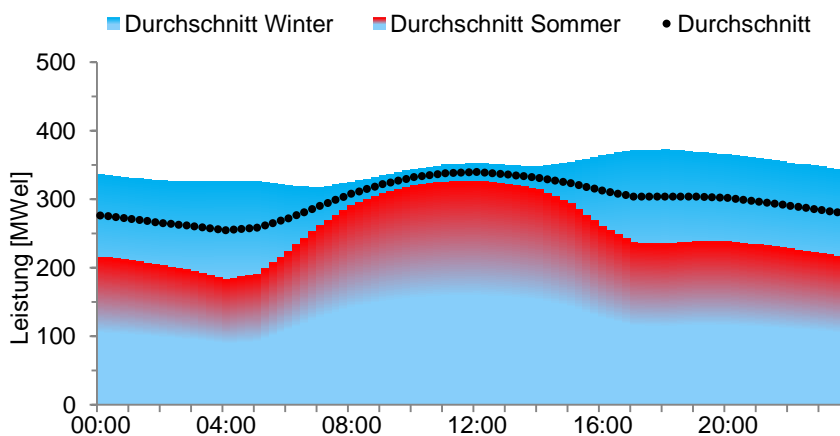


Abbildung.7.14: Jahreszeitlicher Vergleich der Wundeinspeisung – Tagesprofil im Mittel über die 2 Jahre für das Szenario 2030-100%EE-Kupferplatte

Von den 2,6 TWh_{EL}/a produzierter Windenergie im Netzfall bei 100% EE im Jahr 2030 gehen nur 57,5% in den direkten Verbrauch. Der Rest wird in den Speichern verwendet, für PtH genutzt oder abgeregelt. Der Anteil der abgeregelteten Windenergie beträgt 1,8% an der Windgesamterzeugung. Der Anteil der insgesamt abgeregelteten Energie beträgt 1,6% an der Gesamterzeugung. Ein hoher Anteil der Windenergie wird in Wärme umgewandelt 19,8%.

23,4% der erzeugten Energie werden für die Wandlung in Gas mittels PtG verwendet. Die Verwendung in Pumpspeicherkraftwerken bzw. in Batteriespeichern spielt nur eine untergeordnete Rolle. Die Verwendung der produzierten Windenergie ist in Abbildung 7.15 dargestellt.

Im 80% EE-Szenario werden von den 1,4 TWh_{EL}/a nur 0,3% abgeregelt und Überschüsse vor allem für die Wärmeerzeugung verwendet (17,7%). PtG ist im 80% EE-Szenario kaum installiert und spielt wie Batteriespeicher und Pumpspeicher nur eine untergeordnete Rolle in der Verwendung der Windenergie. Trotzdem ist die Abregelung sehr gering, was mit dem höheren Windangebot im Winter und dem dazu passenden Wärmebedarf zusammen hängen könnte.

Weil es im Simulationsmodell keine Wärmespeicher gibt, werden nicht alle Technologien für PtH genutzt, sondern die, die eine zeitliche Korrelation zum Wärmelastprofil haben, wie die Windkraft. Es werden durch die Wärmevergütung deutlich Überkapazitäten bei PtH installiert, da den geringen Installationskosten ein recht guter Erlös gegenübersteht. Da PtH als kostengünstige Systemkomponente einen bedeutenden Anteil an dem optimierten Energiesystem hat, ist auch der Einsatz von Windkraft hoch.

Durch die erzielbaren Wärmeerlöse und den Einsatz von Schwachwindanlagen wird die Installation von Windkraft vom Optimierungsmechanismus bevorzugt. Deswegen wird deutlich weniger PV verbaut als es in anderen Studien bzw. einer dezentralen Erzeugung zu erwarten wäre. Im 60% EE-Szenario werden von den 0,8 TWh_{EL}/a 0,4% abgeregelt, also mehr als in dem 80% EE-Szenario.

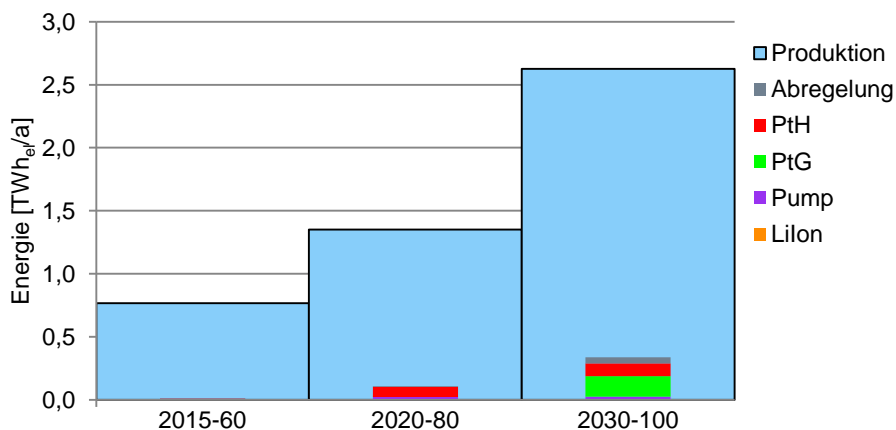


Abbildung 7.15: Verwendung der produzierten Windenergie, Rest ist direkter Verbrauch im Demand (Kupferplatte)

Schwachwind- / Starkwindanlagen

Im Basisszenario 2030-100%EE werden Schwachwindanlagen verwendet. Um den Effekt abzuschätzen wird im Folgenden ein Szenario mit Starkwindanlagen gegenübergestellt. Dieses Szenario gleicht in allen anderen Punkten den Annahmen und Einstellungen des Basisszenarios mit Schwachwindanlagen. Starkwindanlagen haben eine Leistungskurve, die bei höheren Windgeschwindigkeiten zu einer höheren Energieproduktion führt. Im Vergleich

dazu haben Schwachwindanlagen bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten eine höhere Stromproduktion. Die Investitionskosten sind bei Schwachwindanlagen höher. Trotzdem entsteht durch den Einsatz von Schwachwindanlagen eine Reduktion der Stromgestehungskosten um 0,7 ct/kWh_{EL}, siehe Abbildung 7.16.

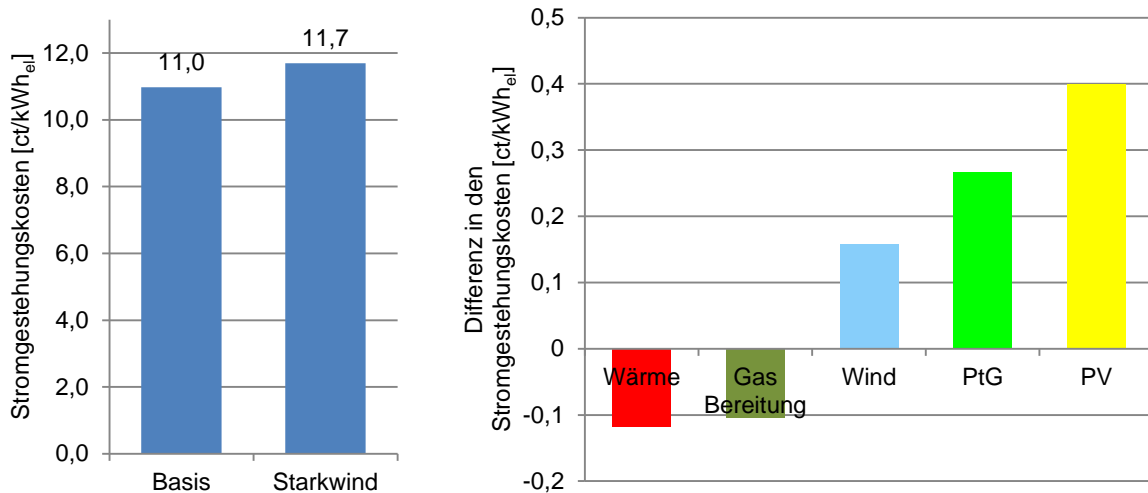


Abbildung 7.16: Vergleich der Stromgestehungskosten und der Zusammensetzung für Schwachwind- und Starkwindanlagen. (Beide Kupferplatte)

Es wird deutlich, dass mit Starkwindanlagen wesentlich mehr Windkraft installiert werden muss, um die gleiche verwertbare Energiemenge zu produzieren, siehe Abbildung 7.17.

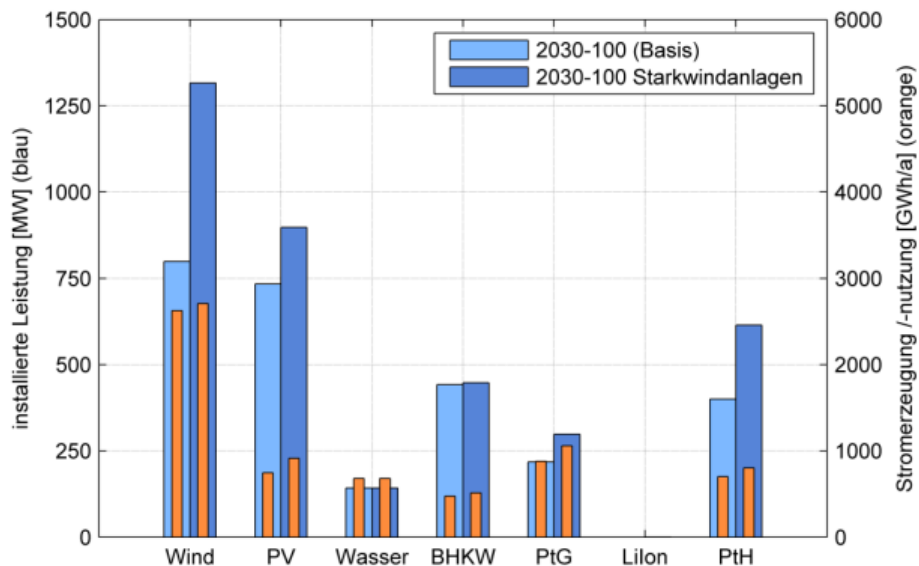


Abbildung 7.17: Vergleich der Szenarien 2030-100%EE Schwachwind- und Starkwind-Anlagen (Beide Kupferplatte)

Etwas mehr als 500 MW_{EL} zusätzlich installierte Windkraftleistung im Starkwindszenario führen jedoch zu nur 0,1 TWh_{EL}/a mehr Stromproduktion. Es werden ebenfalls 160 MW_{EL} mehr PV-Anlagen gebaut. Die vom System benötigte PtG-Leistung steigt von 217 MW_{EL} auf 300 MW. Zusätzlich werden 166 kW_{EL} Lilon-Batteriespeicher gebaut. Weil Schwachwindan-

lagen ein deutlich gleichmäßigeres Erzeugungsprofil haben und ein breiteres Band abdecken, werden weniger ausgleichende Speicher und weniger PV benötigt. Dies führt weiterhin zu den geringeren Stromgestehungskosten.

Kostensensitivität Wind

Zur Überprüfung der Investitionskostenannahmen für die Schwachwindanlagen werden Optimierungen mit verschiedenen Investitionskosten von 1.600 bis 1.800 €/kW_{EL} durchgeführt. Grundlage bildet die Annahme Kupferplatte. Das Ergebnis ist in Abbildung 7.18 dargestellt. Da die für die Basisszenarien gewählten Annahmen eine entsprechende Kostendegression voraussetzen, werden nur höhere Investitionskosten angenommen. Bei Investitionskosten für Schwachwindanlagen von 1.817 €/kW_{EL} wären die resultierenden Stromgestehungskosten aus den Szenarien mit Technologiebezogenen Stark- und Schwachwindanlagen gleich. Da dies einem Energieverlust von ca. 19% entspricht wird der Preis nicht weiter erhöht.

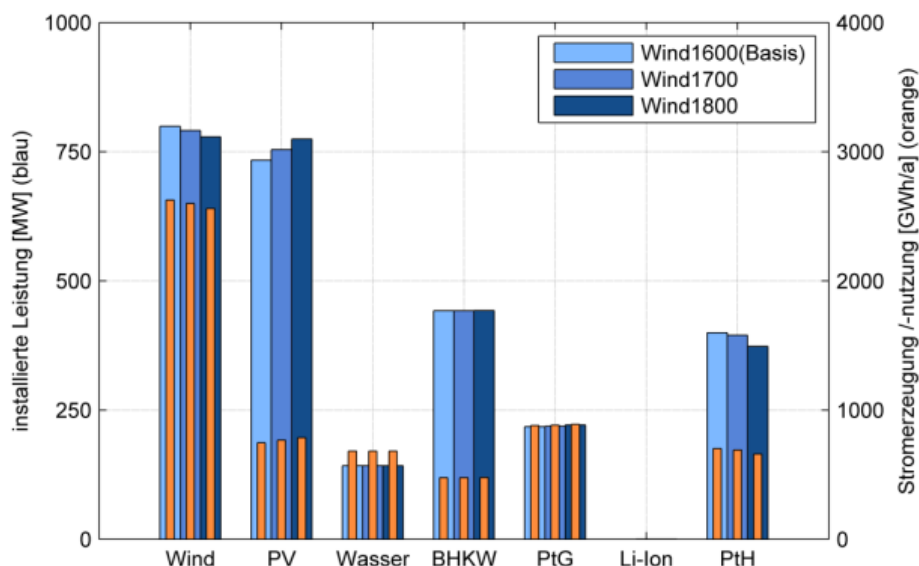


Abbildung 7.18: Vergleich der installierten Leistungen und Stromerzeugung und -nutzung für die Kupferplatte bei einer 100% EE-Versorgung im Jahr 2030 für verschiedene Investitionskosten für Windkraft

Wie zu erwarten, führen steigende Investitionskosten zu geringeren installierten Windleistungen. Allerdings ist diese Reduzierung nur gering, weil Schwachwindanlagen einen hohen systemischen Nutzen haben. Die PV-Leistung steigt und bei der PtG-Leistung ist keine merklich Veränderung zu erkennen. Die reduzierte Windleistung hat jedoch einen Einfluss auf PtH, da zum einen weniger Überschüsse zur Verfügung stehen und diese dann vor allem im Winter fehlen, wenn der Wärmebedarf hoch ist.

Die Stromgestehungskosten steigen von 10,98 über 11,31 auf 11,64 ct/kWh_{EL} in den genannten Investitionkostenszenarien.

7.2.2 Photovoltaik

Im 100% EE-Szenario im Netzfall werden 16,3% der Energieerzeugung durch PV bereitgestellt. Im 60% EE-Szenario werden noch 14,9% Energieerzeugung durch PV-Anlagen bereitgestellt und diese haben damit einen deutlich geringeren Anteil als Wind und fossile Energie mit je fast rund 40%.

Der PV-Zubau findet stärker zwischen den 60%- und 80%-Szenarien statt, als in den Szenarien zwischen 80% und 100% EE, anders als es beim Windzubau der Fall ist. Der Ausbau an PV ist wie bei Windkraftanlagen vor allem in der systemischen Notwendigkeit zu finden, anstatt an besseren Kostenverteilungen in der Zukunft. Dies kann daran liegen, dass bei den neueren Speichertechnologien wie PtG größere Kostendegressionen zu erwarten sind. In Abbildung 7.19 ist der Vergleich der installierten Leistungen und Stromproduktion für PV dargestellt.

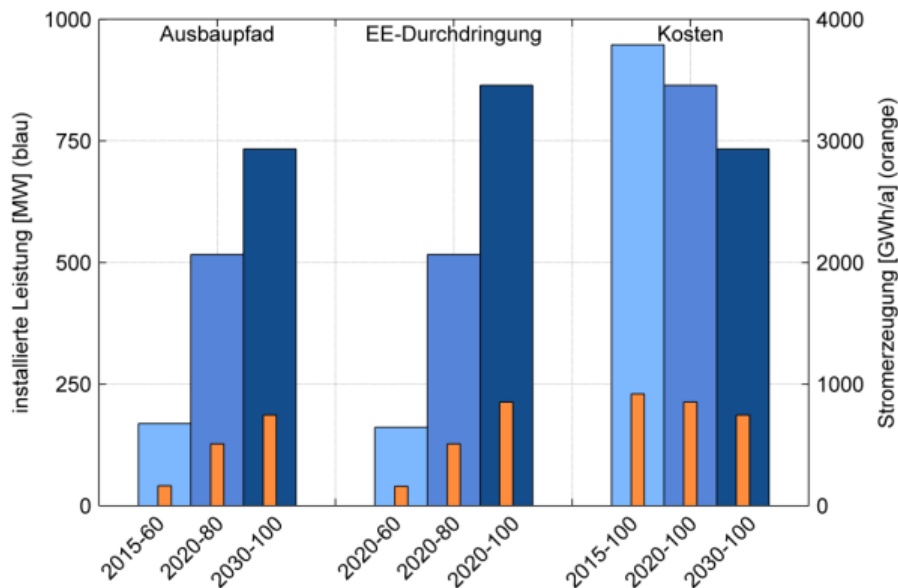


Abbildung 7.19: Vergleich der installierten Leistungen und Stromproduktion für PV für die Kupferplatte für den Ausbaupfad, bei unterschiedlicher EE-Durchdringung und bei einer 100% EE-Versorgung in verschiedenen Jahren

Das Potenzial für den Ausbau von PV-Anlagen wird im Netzfall in keinem Knoten erreicht und liegt bei maximal 26% (Knoten Morbach), siehe Abbildung 7.20. Die Modellregion ist somit in der Lage, ausreichend geeignete Flächen für die benötigten PV-Anlagen zur 100% EE-Versorgung bereit zu stellen.

Im durchschnittlichen Tagesprofil hat PV ein eindeutiges Erzeugungsprofil in Abhängigkeit der Einstrahlung. Die maximale Stromerzeugung erfolgt zwischen 11:00 Uhr 12:00 Uhr mittags. Dabei ist die durchschnittliche Erzeugung in den Sommermonaten (1.April-30.Sep.) etwa doppelt so hoch wie in den Wintermonaten, siehe Abbildung 7.21.

Das resultiert daraus, dass PV-Erzeugung zwar zu Zeiten hohen Bedarfs einspeist, dafür allerdings bei Dunkelheit völlig ausfällt. Ein sehr hoher Anteil an PV hätte auch einen sehr

hohen Bedarf an Ausgleichsmöglichkeiten zur Folge, da die reine Abregelung keinen ausreichenden Ausgleich schaffen könnte.

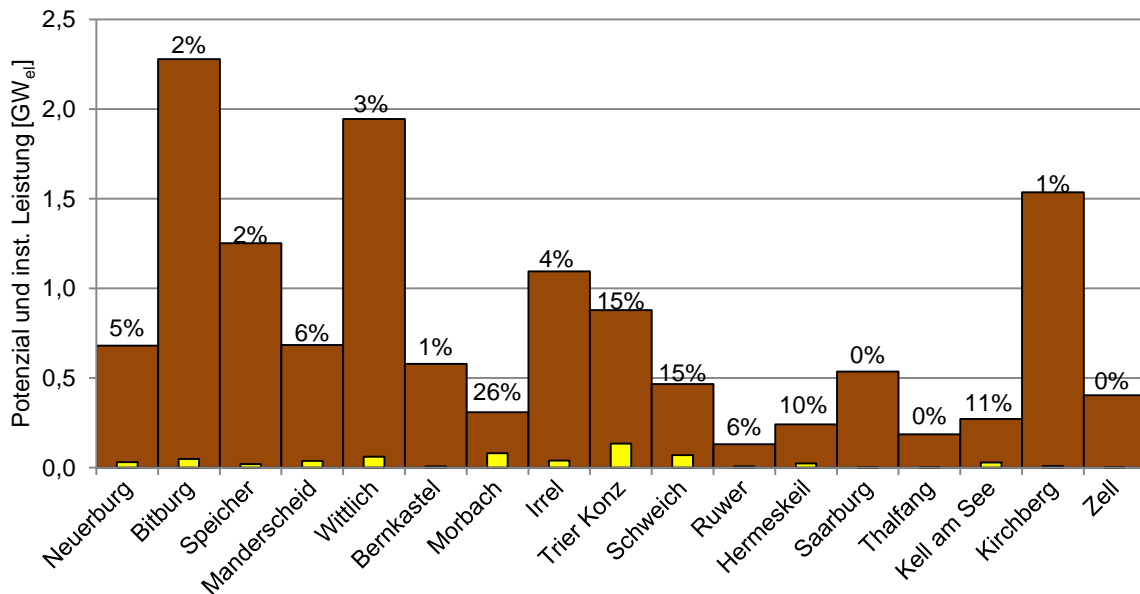


Abbildung 7.20: Potenzial und installierte PV-Leistung für die einzelnen Knoten für das Szenario 2030-100%EE-Netzfall

Von den 0,75 TWh_{EL}/a produzierter Solarenergie gehen im 100% EE-Szenario nur 59,1% in den direkten Verbrauch. Der Rest wird in den Speichern verwendet, für PtH genutzt oder wird abgeregelt. Der Anteil der abgeregelteten Energie beträgt 2,9%. Der Anteil der insgesamt abgeregelteten Energie beträgt 1,6% an der Gesamterzeugung. Ein Teil der Solarenergie (14,0%) wird in Wärme umgewandelt wobei der Anteil zur Herstellung von Wärme im 80% EE-Szenario mit 16,2 Prozent sogar höher ist. Das liegt vornehmlich an den vorherrschenden Speichertechnologien im 80% EE-Szenario.

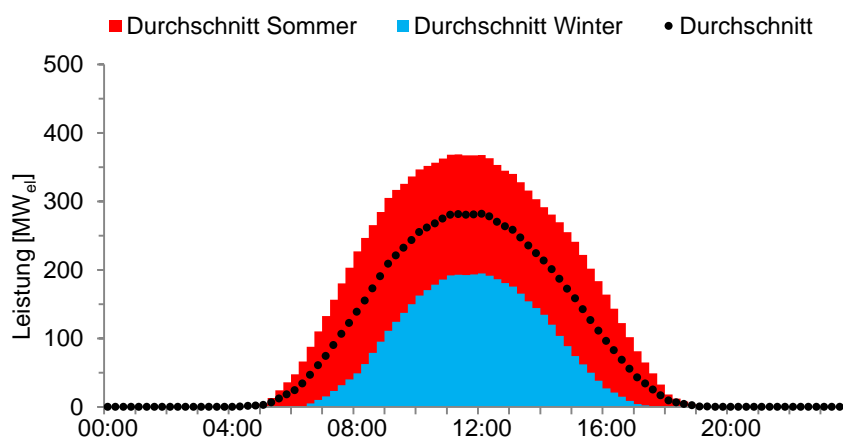


Abbildung 7.21: Jahreszeitlicher Vergleich der PV-Einspeisung – Tagesprofil im Mittel über die 2 Jahre im Szenario 2030-100%EE (Kupferplatte)

21,8% der erzeugten Energie werden für die Wandlung in Gas verwendet. Die Verwendung in Pumpspeicherkraftwerken bzw. in Batteriespeichern spielt nur eine untergeordnete Rolle. Die Verwendung der produzierten PV-Energie ist in Abbildung 7.22 dargestellt.

Im 80% EE-Szenario werden von den 0,51 TWh_{EL}/a nur noch 0,6% abgeregelt und Überschüsse vor allem für die Wärmeerzeugung verwendet (21,5%). PtG ist im 80% EE-Szenario kaum installiert und spielt wie Batteriespeicher und Pumpspeicher nur eine untergeordnete Rolle in der Verwendung. Im 60% EE-Szenario werden von den 0,16 TWh_{EL}/a noch 0,3% abgeregelt, also wie zu erwarten, weniger als im 80% EE-Szenario.

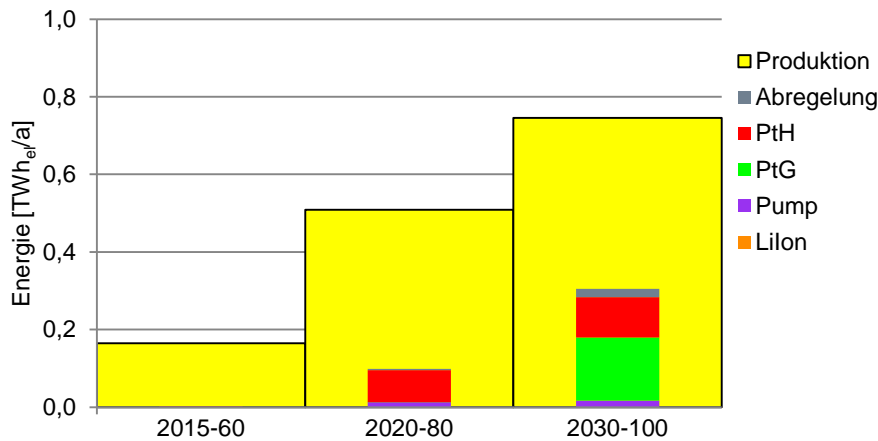


Abbildung 7.22: Verwendung der produzierten PV-Energie für die Kupferplatte, Rest dient direkt zur Deckung des Strombedarfs

PV bei Ost- und Westausrichtung

Grundsätzlich sind auch PV-Anlagen mit Ost-Westausrichtung im Modell vorgesehen. Diese könnten das PV-Erzeugungsprofil zeitlich verschieben und damit soweit „glätten“, dass sich eine bessere Korrelation mit dem Bedarfsprofil ergibt. Allerdings werden PV-Anlagen mit Ost- oder Westausrichtung durch den Optimierungsvorgang nicht oder kaum ausgewählt. Eine Ausnahme bildet zum Beispiel der Knoten Trier in der Einzeloptimierung, der sich durch einen hohen Energiebedarf im Vergleich zum Potenzial für Erneuerbare auszeichnet und somit einen Sonderfall bildet bei dem auch auf eher teure Erzeuger zurückgegriffen wird. In der Netzbetrachtung wird selbst beim 100% EE-Szenario keine Ost- oder Westausrichtung verbaut, obwohl eine Verschiebung der Erzeugungskurve auf den ersten Blick sinnvoll erscheint, siehe Abbildung 7.23.

Das über alle Tage in den zwei Betrachtungsjahren gemittelte Strombedarfsprofil hat ein Maximum kurz nach 08:00 Uhr morgens mit 394 MW. Der maximale Strombedarf der in den zwei Jahren über die Simulationszeit auftritt ist um 07:45 Uhr mit 489 MW. Das Erzeugungsprofil der PV-Anlagen mit Südausrichtung hat die Haupterzeugungszeit um 11:45 Uhr bei einer gemittelten Auslastung von 39% bezogen auf die installierte Leistung (Peak) im Jahresmittel. Zur Tageszeit mit den höchsten Bedarfen ist die Erzeugung durch eine PV-Anlage mit Ostausrichtung deutlich höher (24% um 08:00) als die der Südausrichtung (19% um 08:00 Uhr). Obwohl durch eine Ostausrichtung der PV-Anlagen das PV-Erzeugungsprofil deutlich besser an den Bedarf angepasst ist, werden sie nicht eingesetzt. Grund hierfür sind die höheren Erzeugungskosten. Bei gleichbleibenden Investitionskosten ergeben sich bei der Ost bzw. Westausrichtung nur 881 Vlh/a bzw. 828 Vlh/a gegenüber 1021 Vlh/a bei einer

Südausrichtung. Dementsprechend sind bei gleichen Investitionskosten die Erzeugungskosten je Kilowattstunde elektrisch 16% bzw. 23% höher. Die geringeren Vlh und damit höheren Stromgestehungskosten einer nach Osten ausgerichteten PV-Anlage von 16% gegenüber einer Südausrichtung verhindern den Einsatz der besser zum Verbrauchsprofil passenden Ostausrichtung.

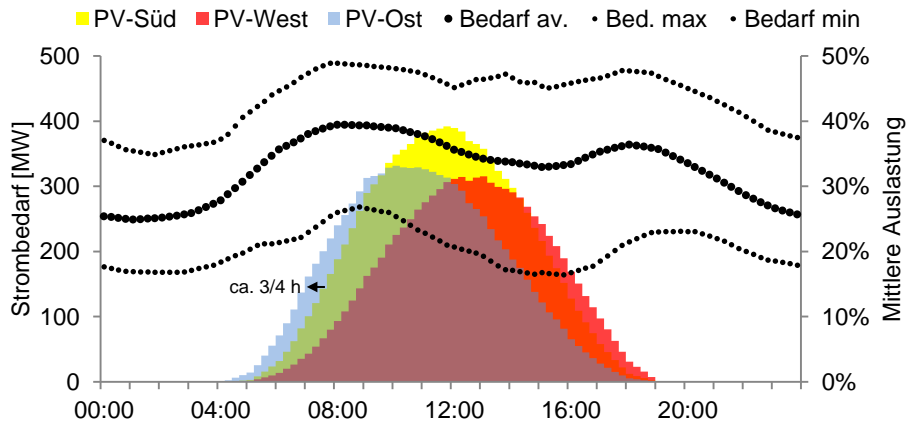


Abbildung 7.23: Stromverbrauchs- und PV Erzeugungsprofile über die zwei Jahre für jede Stunde des Tages gemittelt dargestellt im Tagesverlauf

Die Verwendung von ost- und westausgerichteter PV wurde auch erwartet, da sie in vergleichbaren Untersuchungen durchaus als ausgleichende Komponente von Bedeutung ist. Annahmen bezüglich der PV-Spezifikationen werden in Kapitel 12.3 diskutiert.

Hierbei ist zu beachten, dass die Wahl von nicht südausgerichteter PV sehr sensitiv bezüglich der verwendeten PV-Profile ist.

Kostensensitivität PV und Lilon-Batterie

Zur Überprüfung des Einflusses der Investitionskostenannahmen auf PV, werden Optimierungen mit reduzierten Investitionskosten für PV (580 €) und Lilon (150 €) für die Kupferplatte durchgeführt. Das Ergebnis ist in Abbildung 7.24 dargestellt.

Wie zu erwarten, führen geringere PV-Investitionskosten zu höheren installierten PV-Leistungen und geringen installierten Windleistungen. Es werden 154 MW_{EL} mehr PV installiert und damit die Leistung um 21% erhöht. Dies hat keinen Einfluss auf PtG oder Lilon. Die Stromgestehungskosten reduzieren sich um 0,49 ct/kWh_{EL} auf 10,49 ct/kWh_{EL}.

Deutlich geringere Lilon-Investitionskosten wie im Szenario Lilon150 führen dazu, dass 556 MWh_{EL} Lilon-Batterien installiert werden. Dies geht einher mit leicht höheren installierten PV-Leistungen und geringen installierten Windleistungen. Es lässt sich somit ein Zusammenhang zwischen PV und Batterien erkennen. Die Leistung von PtG und PtH sinkt. Die Stromgestehungskosten reduzieren sich um 0,14 ct/kWh_{EL} auf 10,84 ct/kWh_{EL}. Bezogen auf die deutliche Änderung der EE-Erzeuger- und Speicherzusammensetzung ist die Auswirkung auf die Kosten eher gering.

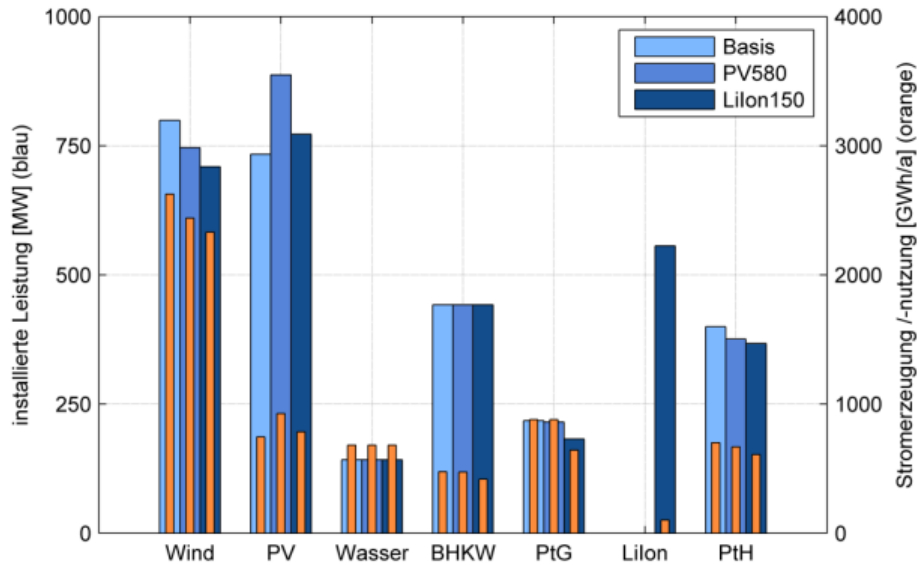


Abbildung 7.24: Vergleich der installierten Leistungen und Stromerzeugung und -nutzung für die Kupferplatte bei einer 100% EE-Versorgung im Jahr 2030 für verschiedene Investitionskosten für PV und Lilon

7.2.3 Wasser

In jedem der drei Basisszenarien werden 1,36 TWh_{EL}/a elektrische Energie in Wasserkraftanlagen erzeugt. Dabei ist die installierte Leistung von Wasserkraftanlagen kein Freiheitsparameter der Optimierung, da davon ausgegangen wird, dass das Potenzial bereits erschöpft ist. Dementsprechend ist das Potenzial in allen Knoten zu 100% erreicht. Im Winter ist die Stromproduktion mit durchschnittlich 86,7 MW_{EL} etwas höher als im Sommer (68,8 MW_{EL}). Dies ist auf die größeren Wassermengen zurückzuführen, die die Flüsse im Winter führen. Das durchschnittliche Einspeiseprofil ist kontinuierlich es gibt also keine eindeutig tageszeitabhängigen typischen Verläufe.

Geringere Leistung Wasserkraft (Wasserkraftszenario)

Bezogen auf den Strombedarf der Region hat Wasserkraft einen Anteil von 20,0%, das liegt deutlich über dem deutschen Durchschnitt von 4%. Da Wasserkraftanlagen kontinuierliche Produktionsprofile haben, ergibt sich dadurch eine Bänderzeugung, wie bei ähnlich trägen, thermischen Stromerzeugern. Um den Einfluss auf den Speicherbedarf abzuschätzen, wird ein Szenario optimiert in dem der Anteil an Wasserkraft den durchschnittlichen Installationszahlen in Deutschland entspricht.

Durch den geringeren Wasserkraftanteil erhöhen sich die Stromgestehungskosten um 1,0 ct/kWh_{EL} von 11,0 ct/kWh_{EL} auf 12,0 ct/kWh_{EL}. Ausschlaggebend für die Kostenerhöhung sind dabei vor allem die Komponenten Windkraft, PV und PtG, durch die die fehlende Energieproduktion ausgeglichen wird. Eingedämpft wird die Kostenerhöhung durch einen höheren Erlös im Wärmeverkauf sowie natürlich die ausbleibenden Kosten für Wasserkraftanlagen, siehe Abbildung 7.25.

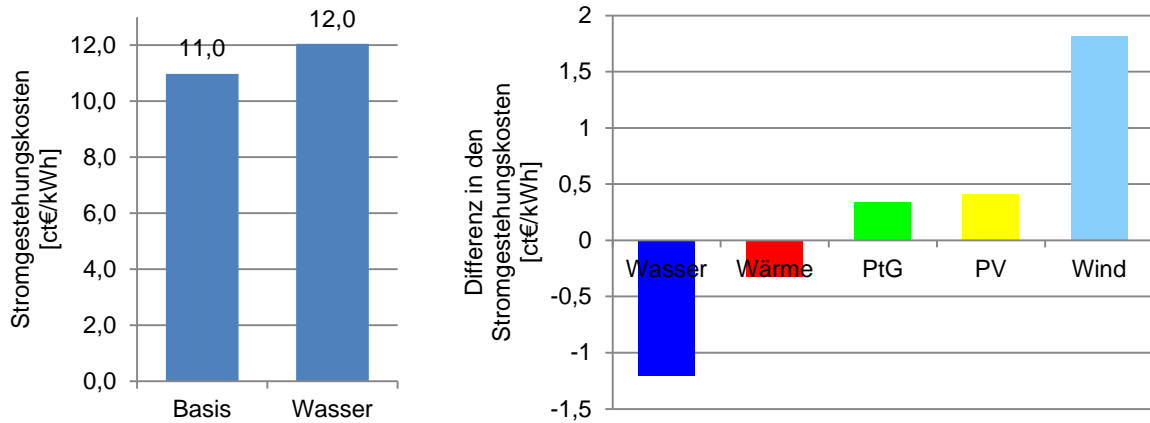


Abbildung 7.25: Vergleich der Stromgestehungskosten und der Zusammensetzung bei hohem und geringeren Anteil Wasserkraft. (beide Kupferplatte)

Die Reduzierung der Wasserkraft führt zu einem Zubau an Wind- und PV-Leistung, um die fehlende Strommenge auszugleichen, siehe Abbildung 7.26.

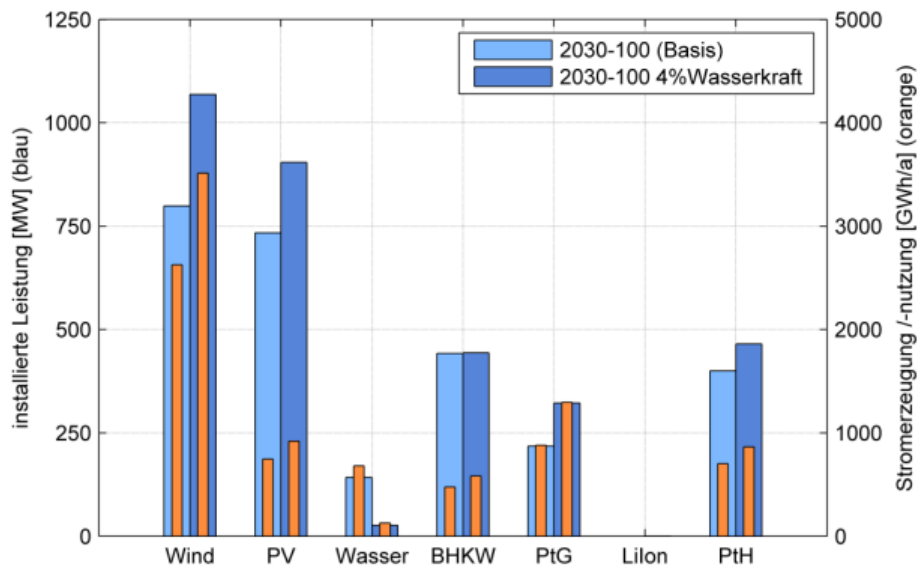


Abbildung 7.26 Vergleich der installierten Leistungen und Stromerzeugung und -nutzung für die Kupferplatte bei einer 100% EE-Versorgung im Jahr 2030 mit hohem und geringeren Anteil Wasserkraft

Gleichzeitig führt die Reduzierung der Wasserkraft auch zu einem erhöhten Regelenergiebedarf, weil die ausgleichende Funktion der Wasserkraft, die sich aufgrund des gleichmäßigen Erzeugungsprofils und der hohen Volllaststunden ergibt, fehlt. Dadurch wird PtG ausgebaut. PtH wird ebenfalls ausgebaut, weil die Erhöhung der Windleistung mit mehr Überschüssen und dem Einsatz von PtH einhergeht. Insgesamt ist der Einfluss der Wasserkraft vor allem aufgrund der Stromgestehungskosten positiv zu bewerten. Allerdings ist die Wasserkraft aufgrund des großen Einfluss der besonderen geografischen Gegebenheiten nicht frei verfügbar und überall ausbaubar.

Eine weitere Erkenntnis lässt sich aus dem Szenario ableiten: Die fehlende Wasserkraft wird zum überwiegenden Teil durch Windkraft ersetzt.

7.3 Speicher

Der Anteil der direkt genutzten elektrischen Energie an der insgesamt erzeugten elektrischen Energie beträgt 63%, der Anteil, der eingespeichert wird beträgt 20%. 15% werden in Wärme gewandelt und 2% abgeregelt (Die Angaben beziehen sich auf das Szenario 2030-100%EE-Kupferplatte).

Insbesondere in den Szenarien für 80% EE und 100% EE werden hohe Leistungen PV und Wind installiert. Zum Ausgleich von Überschüssen und Defiziten werden dabei Speicher benötigt.

Generell haben Energiespeicher in diesem Modell die Aufgabe, Überschüsse aus volatilen erneuerbaren Quellen zu nutzen, zu speichern und bedarfsgerecht wieder bereitzustellen. Ein Speicher nutzt flexibel primäre Energie, speichert diese (ggf. in einer anderen Energieform) und stellt sekundär Energie (ggf. noch einmal in anderer Form) wieder zur Verfügung. Neben dem relevanten Wirkungsgrad der Bereitstellung sekundärer Energie ist die hohe Flexibilität der Energienutzung auf der Primärseite ein wesentliches Kennzeichen eines Speichers.

Im allgemeinen Fall eines Energiesystems, das Quellen im Wesentlichen mit Strom aus erneuerbaren als primärer Energie versorgt wird, und in dem Strom-, Wärme- und Treibstoffbedarf gedeckt werden müssen, sind somit die Speicherpfade Strom-zu-Strom, Strom-zu-Wärme und Strom-zu-Treibstoff zu betrachten. Für den Pfad Strom-zu-Treibstoff haben sich auch die Begriffe „PtG“ und „Power-to-Liquid“ etabliert, für den Pfad Strom-zu-Wärme der Begriff „PtH“.

Im hier hauptsächlich betrachteten Spezialfall der Strom-zu-Strom-Speicher – auch „Stromspeicher“ – wird primärseitig Strom flexibel genutzt und sekundärseitig Strom bedarfsgerecht zur Verfügung gestellt. Als Speichertechnologien werden Batteriespeicher, Pumpspeicher und PtG mit Rückverstromung (BHKW) betrachtet. Ergänzend zu diesen Speichertechnologien wird im Basisszenario auch noch die Komponente PtH integriert, die hier als Lastmanagement-Komponente zu verstehen ist. Wie in Kapitel 3 beschrieben, werden sowohl installierte Leistungen als auch der Betrieb aller Komponenten (in 15 Minuten-Schritten) in der Optimierung für jedes Szenario berechnet.

7.3.1 Allgemeiner Speicherbedarf

Im Ausbaupfad erhöht sich die elektrische Energieerzeugung wesentlich. Im Szenario mit 100% EE werden 4,3 TWh_{EL}/a in den Erzeugungsanlagen (PV, Wind, Wasser, Biogas, BHKW) produziert. Im Vergleich zum 60% EE-Szenario mit nur 3,1 TWh_{EL}/a ist das ca. 40% mehr. Und das obwohl der Energiebedarf in den Annahmen für das Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 2015 leicht sinkt. Dieser Effekt entsteht, da mit Speichern eine zeitliche Verschie-

bung der Energieerzeugung bewirkt wird. Über den Wirkungsgrad der Speicher entsteht der Mehrbedarf, um die Last decken zu können. Dazu kommen Überschüsse die nicht direkt in der Lastdeckung, sondern in der Wärmeerzeugung, verwendet werden. Werden im Jahr 2015 bei 60% Erneuerbaren Anteil nur 17,2 GWh_{EL}/a für PtH verwendet sind es im Jahr 2030 schon 687,7 GWh_{EL}/a. Der Anteil abgeregelter Energie steigt ebenfalls von 4,6 GWh_{EL}/a auf 75,3 GWh_{EL}/a, bleibt dabei grundsätzlich recht gering und macht nur etwa 1,6% an der gesamten Stromproduktion im Jahr 2030 aus.

Abbildung 7.27 zeigt die Erzeugung und Verwendung der produzierten Energie für den Kupferplatten Fall. Im Szenario 100% EE werden nur 58% des produzierten Wind-, Wasser- und PV-Stroms direkt für die Stromversorgung eingesetzt. Die überschüssigen Strommengen fließen in die Speicher oder PtH.

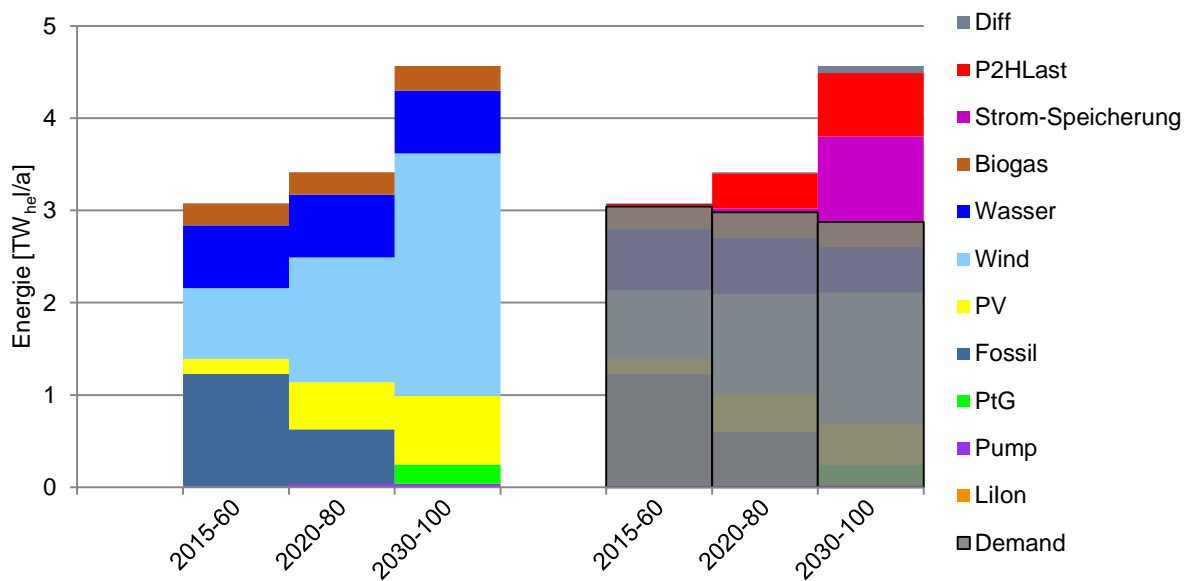


Abbildung 7.27: Erzeugung und Verwendung der produzierten Energie für Kupferplatte

Die zeitliche Verteilung der gemittelten Ein- und Ausspeicherung der Speicher zeigt ein deutliches Tagesprofil im 100% EE-Szenario, siehe Abbildung 7.28. Der Bedarf an Strom aus Speichern ist vor allem in den Morgen- und Abendstunden gegeben. In der Zeit von 5:00 bis 7:00 und 18:00 bis 20:00 liegt die durchschnittliche Ausspeicherung bei etwa 50 MW. Damit ergänzt sich das Profil der Stromauspeicherung dem Profil der Energieerzeugung aus PV-Anlagen, siehe Abbildung 7.11 bzw. Abbildung 7.21.

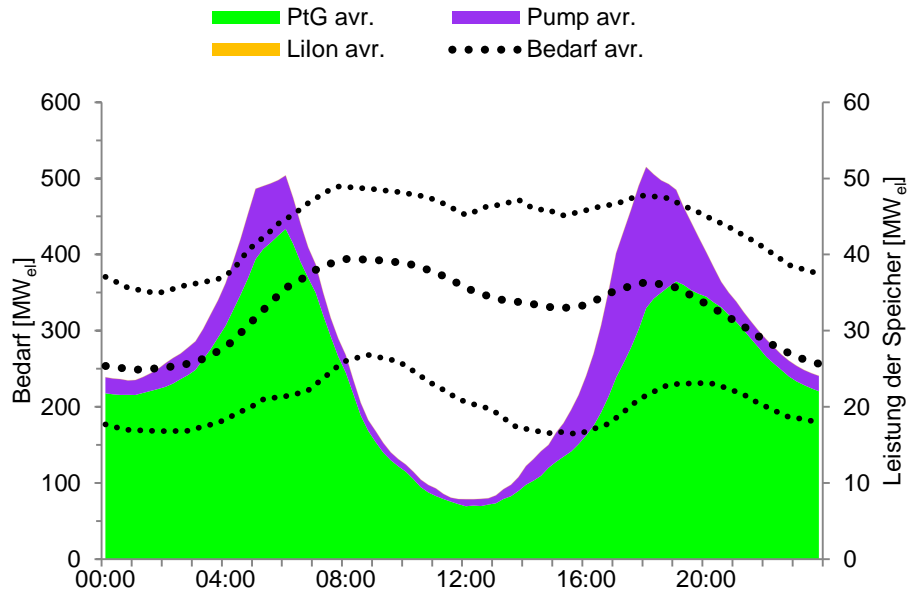


Abbildung 7.28: Jahreszeitlicher Vergleich der Speicherausspeisung – Tagesprofil im Mittel über die 2 Jahre für Szenario 2030-100%EE (Kupferplatte)

7.3.2 Sensitivität ohne Speicher

Um die Bedeutung der Speicher für eine 100% EE-Versorgung unabhängig von der Bedeutung für das Stromnetz zu bewerten, wird eine Optimierung für die Kupferplatte gemacht, bei der die Installation von Speichern ausgeschlossen wird. Es werden in diesem Sonderszenario ohne Speicher 2.132 MW_{EL} Windleistung und 1.696 MW_{EL} PV-Leistung benötigt. Das sind 2,7-mal so viel Wind und 2,3-mal so viel PV wie im Basiszenario mit Speichern, siehe Abbildung 7.29.

Diese hohe Menge installierter Leistung wird trotz der großen Wasserkraftleistung benötigt. Es müssen sehr viel mehr Erzeugungsanlagen installiert werden, um die Spitzenlasten in wind- und sonnenschwachen Zeiten abzudecken. Dadurch werden jedoch zu wind- und sonnenstarken Zeiten sehr hohe Stromüberschüsse produziert. Für die Kupferplatte beträgt die insgesamt abgeregelter Energiemenge nachdem die Speicher, PtG oder PtH bedient wurden 2,5% bezogen auf den mittleren Bedarf. Im Sonderszenario ohne Speicher beträgt die insgesamt abgeregelter Energiemenge 76% bezogen auf den mittleren Bedarf. Die abgeregelter Strommengen im Verlauf über das Jahr können in Abbildung 7.30 verglichen werden. Die Stromüberschüsse werden in PtH-Anlagen verwertet. Die PtH-Leistung ist mit 933 MW_{EL} 2,3-mal so hoch wie im Basisfall und die Strommenge, die verwertet wird ist 6,9-mal so hoch, sodass über 4.900 Vlh/a erreicht werden.

Durch den Mehrbedarf an installierter Leistung und die abgeregelter Strommengen betragen die Stromgestehungskosten im Fall ohne Speicher 19,24 ct/kWh_{EL}. Und das obwohl sich recht hohe Wärmeerlöse in diesem Szenario einstellen. Im Vergleich zu Stromgestehungskosten von 10,98 ct/kWh_{EL} im Basisfall mit Energiespeichern sind die Kosten somit um 75% erhöht. Dies entspricht rund 238 Mio. €/a. D.h., dass Speicher für eine Stromversorgung auf Basis von 100% EE unerlässlich sind, weil sie durch die ausgleichende Funktion den Leis-

tungsbedarf an EE reduzieren. Somit können zum einen die Kosten reduziert und zum anderen die Anzahl der benötigten EE-Anlagen im Fall mit Speicher sicher platziert werden, wohingegen das für den Fall ohne Speicher zu prüfen wäre.

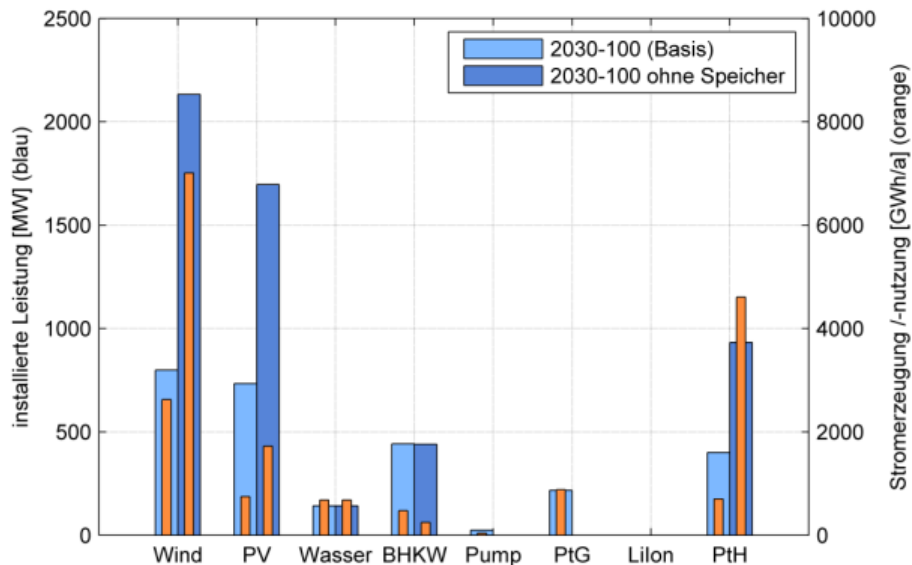


Abbildung 7.29: Vergleich der installierten Leistungen und Stromerzeugung und -nutzung für die Kupferplatte bei einer 100% EE-Versorgung im Jahr 2030 für die Basisannahmen und die Sensitivität ohne Energiespeicher

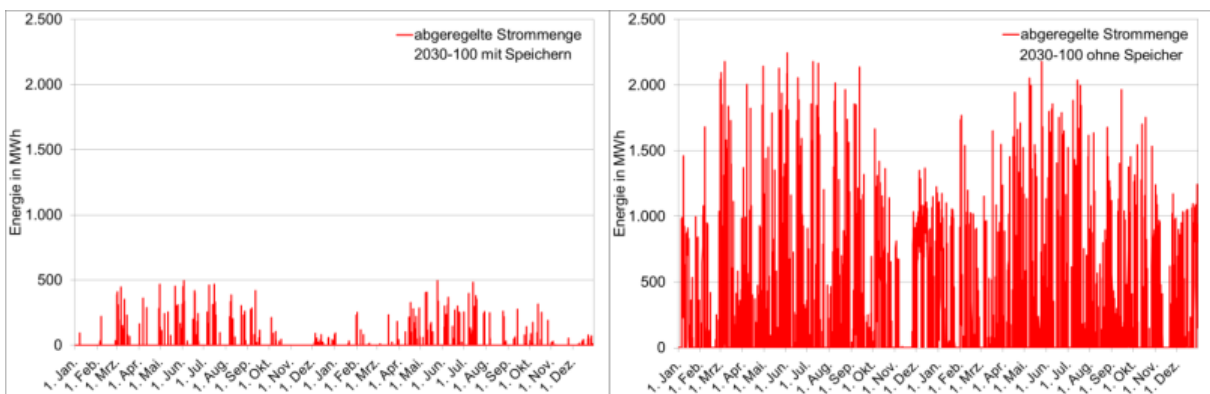


Abbildung 7.30: Lastgang der abgeregelten Energie für die Kupferplatten für 100% EE im Jahr 2030 für die Szenarien mit Speicher und ohne Speicher

7.3.3 Power-to-Gas

Im Szenario 2030-100%EE-Kupfer werden 218 MW_{EL} PtG (Elektrolyseleistung) installiert. Dabei werden 879,9 MWh_{EL}/a Strom aufgenommen, was einer Vollaststundenzahl von 4.040 Vlh/a entspricht. Dadurch werden 518,5 MWh_{EL}/a SNG produziert.

Bei einem EE-Anteil von 80% werden lediglich 143 kW_{EL} PtG benötigt. Bei noch niedrigerem EE Durchdringungsgrad werden keine PtG-Anlagen benötigt, da die BHKW genügend Erdgas zur Verfügung haben und zusammen mit den Pumpspeichern die Zeiten geringer Produktion abdecken. PtG wird als Stromspeicher erst ab einem EE-Anteil von 80% relevant. In Abbildung 7.31 werden die installierten Leistungen und der Stromeinsatz für PtG für die Kup-

ferplatte für den Ausbaupfad, bei unterschiedlicher EE-Durchdringung und bei einer 100% EE-Versorgung in verschiedenen Jahren verglichen.

Die Kostensensitivität zeigt, dass die installierte PtG-Leistung im Jahr 2020 am höchsten ist und 274 MW_{EL} beträgt und somit 80% des mittleren Strombedarfs. PtG ist im Jahr 2020 im Vergleich zu den anderen Technologien sehr kostengünstig und die angenommenen Kosten-degression ist zwischen 2015 und 2020 am höchsten. PtG zeigt dort den größten relativen Kostensprung, siehe Abbildung 6.2. Zum Jahr 2030 sinkt die installierte PtG-Leistung um 20%. Die Kosten sinken zwischen den Jahren 2020 bis 2030 weiter, allerdings ist die angenommene Lernkurve der Investitionskosten weniger steil.

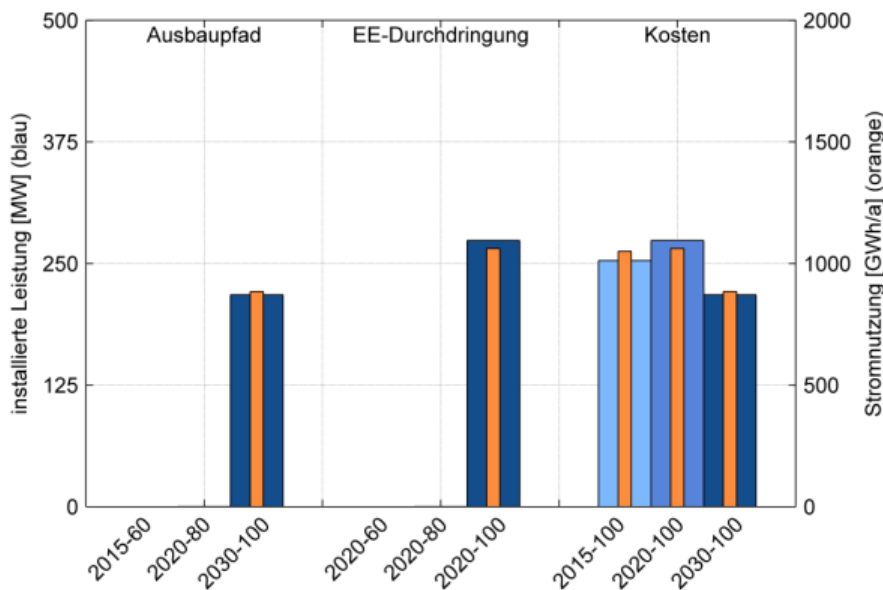


Abbildung 7.31: Vergleich der installierten Leistungen und Stromeinsatz für PtG für die Kupferplatte für den Ausbaupfad, bei unterschiedlicher EE-Durchdringung und bei einer 100% EE-Versorgung in verschiedenen Jahren

Die zeitliche Verteilung der durchschnittlichen Ein- und Ausspeicherung in Abbildung 7.32 zeigt, dass es einen jahreszeitlichen Unterscheid gibt. Besonders im Sommer werden Überschüsse aus den PV-Anlagen verwendet. Zudem wird sichtbar, dass tagsüber die durchschnittliche Elektrolyseleistung deutlich höher ist. Das Maximum liegt in beiden Fällen in den Mittagsstunden. Die Rückverstromung hat zwei Maxima in den Morgen- und den Abendstunden.

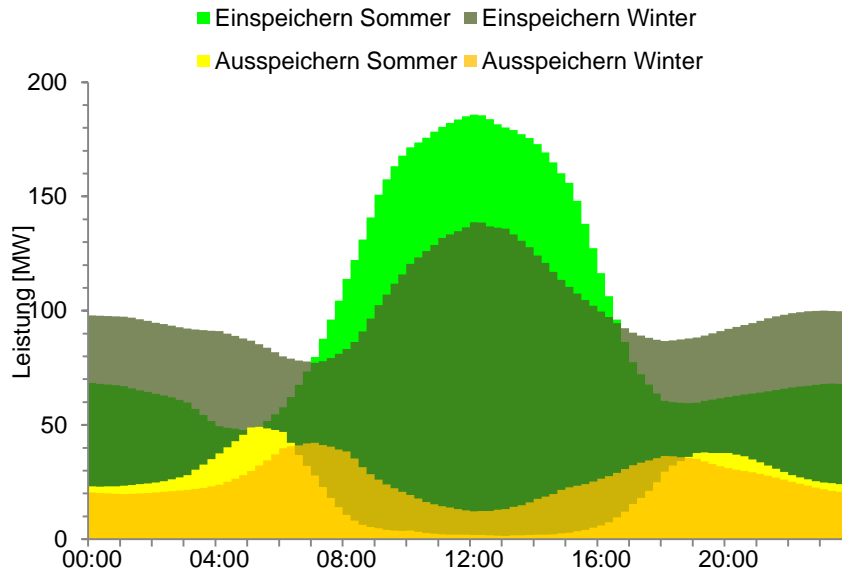


Abbildung 7.32: Verhalten der Speicher in Bezug auf Ein- und Ausspeicherung im gemittelten Tagesprofil aufgeteilt nach Jahreszeiten und für jede Stunde des Tages auf Basis des Kupferplattenszenarios 2030-100%EE

Der durchschnittliche Anteil der Stromüberschüsse, der in PtG genutzt wird setzt sich zum größten Teil aus Windenergie zusammen und steigt im 100% EE-Szenario auf 70%. Der Anteil aus Wasserkraft und PV nimmt ab auf 19% und 9%. Dies zeigt, dass besonders Windüberschüsse in Gas umgewandelt und gespeichert werden.

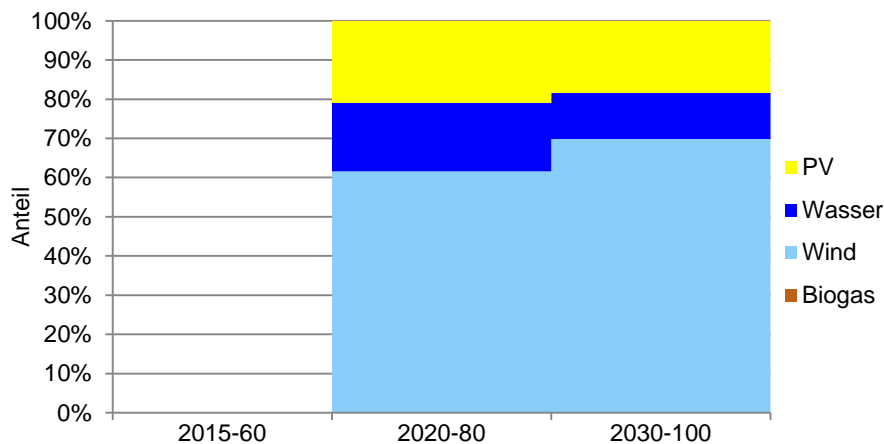


Abbildung 7.33: Verteilung der Erzeugungskomponenten an der in PtG-Anlagen eingespeicherten Energie auf Basis der Kupferplattenszenarien

7.3.4 Wind und PtG und PtH

Die Stromüberschüsse, die, nachdem PtG und andere Speicher bedient wurden, übrig bleiben werden in PtH-Anlagen verwendet. Abbildung 7.34 zeigt, aus welchen EE-Erzeugern die Energiemengen kommen, die in die Speicher, PtG oder PtH gehen. PtG und Pumpspeicher werden vorrangig aus Windkraftüberschüssen gespeist, wobei die Energiemengen, die in die Pumpspeicher gehen deutlich geringer sind. Ein großer Teil der Windkraftüberschüsse geht auch in PtH. PtH speichert hauptsächlich Wind und Wasserkraft ein. Von den Batterien wird

im Gegensatz zu PtG, PtH und Pumpspeichern ein deutlich höherer Anteil an PV-Strom aufgenommen.

Weil im Modell keine Wärmespeicher vorhanden sind, werden nicht alle Technologien für PtH genutzt, sondern nur die, die in der Erzeugung von Überschüssen eine Korrelation zum Wärmebedarfsprofil haben. Dies ist bei der Windkraft so, die Überschüsse vor allem im Winter produziert, wenn der Wärmebedarf hoch ist. Deswegen ist der Einsatz von Wind hoch, außerdem werden durch die Wärmevergütung deutlich Überkapazitäten installiert, da den Kosten ein Erlös gegenübersteht.

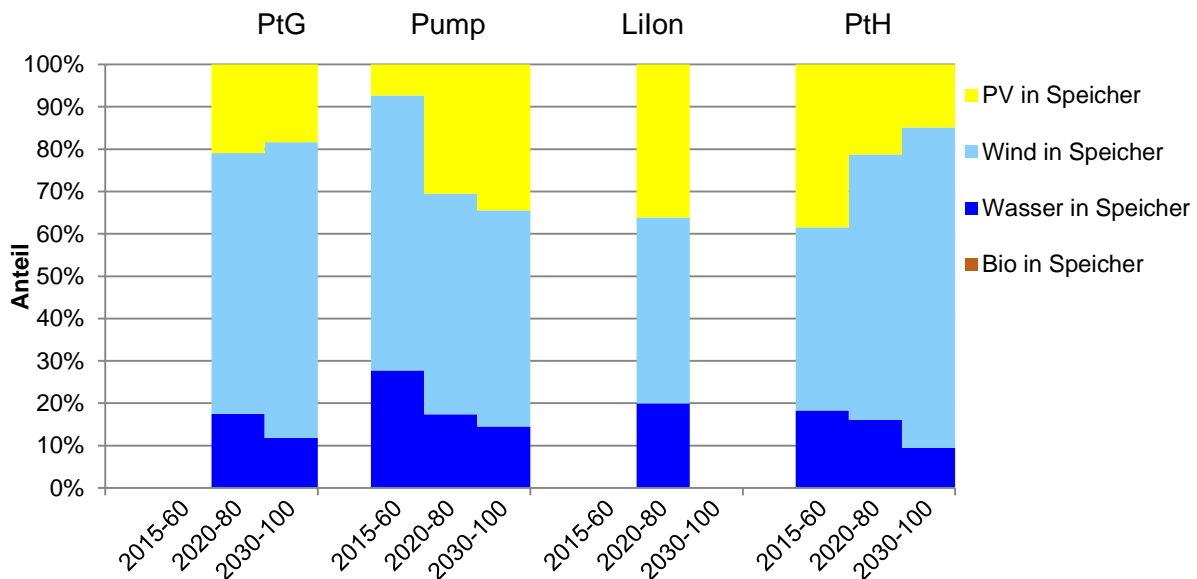


Abbildung 7.34: Verteilung der Erzeugungskomponenten an der in PtG, Pumpspeicher, Lilon oder PtH eingespeicherten Energie für die Kupferplatte

Der Ausbau von Windenergie bevorteilt den Ausbau von PtG, da windreiche Phasen im Gegensatz zur Sonnenscheindauer eher längerer anhalten bzw. pausieren und somit eher zur Langzeitspeicherung benötigt werden. Analog dazu korrelieren PV und Batterie.

Der Einsatz von PtH verlagert die Energieerzeugung in den Winter und begünstigt damit Windanlagen gegenüber PV-Anlagen, da Überschüsse dann über den Wärmeerlös für das Gesamtsystem wertvoller sind. Windkraftherzeugungsprofile korrelieren mit der Wärmelast.

Die Sonderszenarien zum Wärmepreis zeigen einen deutlichen Zusammenhang zwischen der installierten Wind- und PtH-Leistung. Bei den Szenarien werden die Abwärme aus den BHKW und den PtG-Anlagen sowie die Wärme aus PtH-Anlagen mit steigenden Wärmepreisen vergütet. In Abbildung 7.35 sind die installierten Leistungen bei den verschiedenen Szenarien dargestellt. Die installierte PtH-Leistung steigt stetig an und die von PtG sinkt stetig, aber deutlich geringer. Bei den Strommengen, die in PtG und PtH gehen sind die Steigungen noch flacher. Vor allem ab einem Wärmepreis von 5 ct/kWh_{TH} ist deutlich zu erkennen, dass die Wind- und PtH-Leistung parallel zueinander ansteigen. Es lohnt sich, mehr Windenergie zu installieren und Überschüsse zu produzieren, weil diese über die Verwertung in PtH-Anlagen vergütet werden. Durch die höhere Windstromproduktion kann der Strombedarf zu

einem höheren Anteil direkt gedeckt werden und dadurch wird weniger Methan für den BHKW-Betrieb benötigt und die PtG-Leistung sinkt.

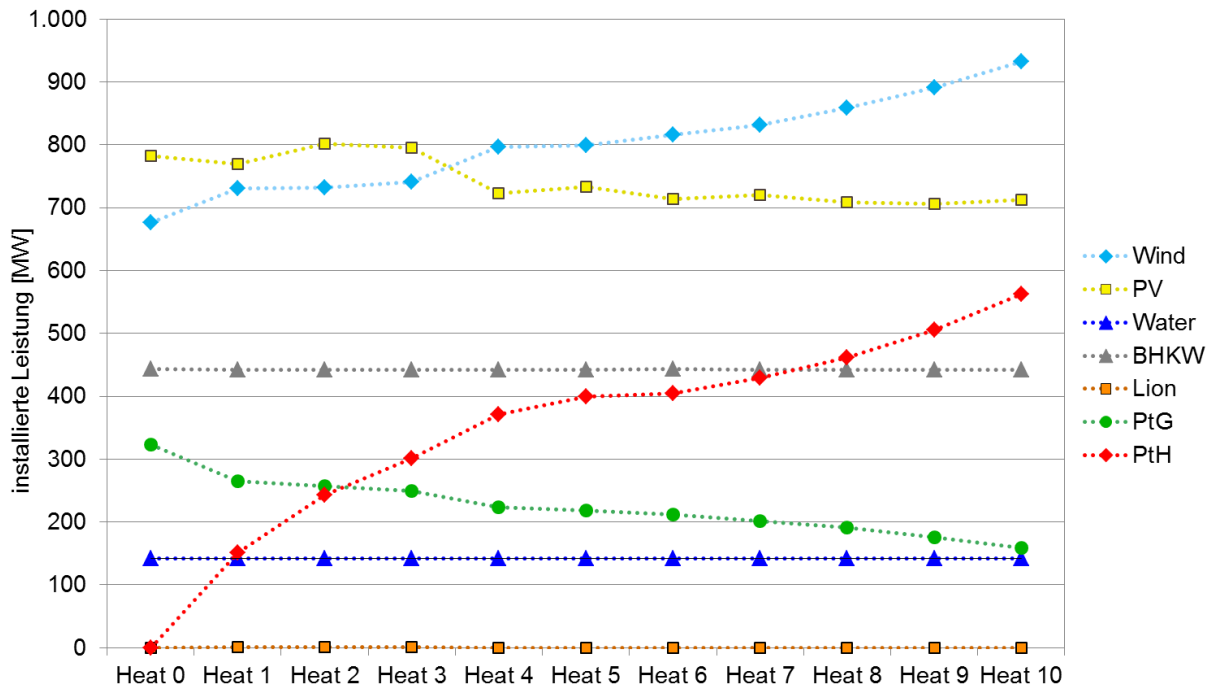


Abbildung 7.35: Vergleich der installierten Leistungen für die Kupferplatte bei einer 100% EE-Versorgung im Jahr 2030 für verschiedene Wärmevergütungen von 0 bis 10 ct/kWh_{th}

Die Sonderszenarien Mobilität zeigen, dass aufgrund des Gasverkaufes die PtG-Leistung und damit die Gasproduktion steigt und dies mit einer Steigerung der Windleistung verbunden ist und damit auch den Zusammenhang zwischen Wind- und PtG-Leistung

7.3.5 Batterie

Insgesamt gibt es in allen Szenarien wenig Batteriebedarf, siehe Abbildung 7.36. Dies zeigt sich auch für die Einzelknoten, bei denen Batterien nur in Morbach und Trier in deutlicher Ausprägung benötigt werden. Zwar sind in den Szenarien Schwachwindanlagen verbaut, die sich besser an das Strombedarfsprofil anpassen und somit weniger Überschüsse erzeugen, aber die Auswertung des Szenarios mit Starkwindanlagen in Kapitel 7.2.1 zeigt auch keinen nennenswerten Bedarf an Batteriespeichern.

Batterien werden für die Kupferplatte nur in 2020 bei 80% EE benötigt. Im Szenario 2030-100% EE werden selbst bei deutlicher Erhöhung der PtG-Investitionskosten keine Batterien eingesetzt. Bei Grenzkosten für die PtG-Investitionskosten von 2.500 €/kW, anstatt der für 2030 angenommenen 900 €/kW, werden allerdings Batterien eingesetzt, siehe Kapitel 8.3.

Im Simulationsmodell sind Lilon-, NaS- und Bleibatterien hinterlegt. Aufgrund der Kostenstruktur und des Einsatzbereiches werden jedoch nur Lilon-Batterien benutzt und keine NaS oder Bleibatterien verwendet. Der Einsatz einer einzigen Batterietechnologie erhöht zudem die Vergleichbarkeit zwischen den Szenarien.

Einen weiteren Einfluss auf den Speicherbedarf hat ebenfalls die Wasserkraft, die in der Modellregion mit 20% einen deutlichen Anteil an der Bedarfsdeckung hat. Außerdem ist eine Pumpspeicherleistung von 24,8 MW_{EL} berücksichtigt, die jedoch unter den Randbedingungen der Modellregion (Schwachwindanlagen, hohe Wasserkraftleistung) keinen Einfluss auf die Leistung von Lilon-Batterien hat, siehe Kapitel 7.3.7.

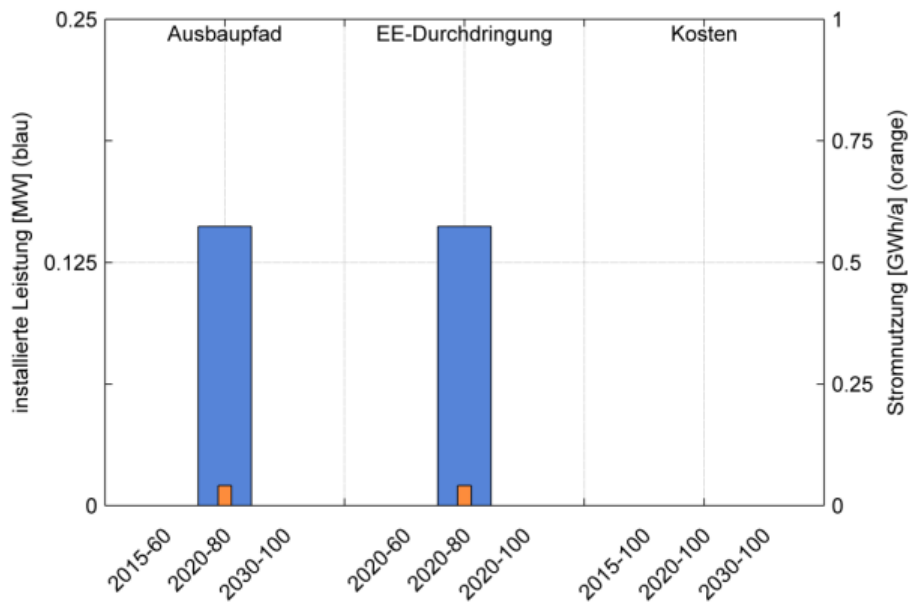


Abbildung 7.36: Vergleich der installierten Leistungen und Stromproduktion für LiIon für die Kupferplatte für den Ausbaupfad, bei unterschiedlicher EE-Durchdringung und bei einer 100% EE-Versorgung in verschiedenen Jahren

Im Sonderszenario für 2030-100%EE für die Kupferplatte ohne Pumpspeicher wird keine Batterie verbaut, obwohl zu erwarten wäre, dass Batterien Pumpspeicher ersetzen könnten, da sie eine ähnliche Funktion als Kurzfristspeicher wahrnehmen wie Pumpspeicher.

Bei der Annahme, dass es keine Leitungsrestriktionen zwischen den Knoten gibt, und alle Knoten verbunden sind, also dem Fall Kupferplatte, ergibt sich kaum oder selten Bedarf an Batteriespeichern. Interessant ist die Sache bei den Einzelknotenbetrachtungen z.B. von Hermeskeil. Dort wird in einigen Szenarien eine geringe Batterieleistung verwendet, obwohl die PtG-Potenzialgrenzen nicht erreicht werden. Außerdem werden Batterien im Netzfall eingesetzt und zwar im Szenario 2030-100%EE. Insgesamt werden 27,3 MWh_{EL} verteilt auf 8 Knoten verbaut (Bitburg, Speicher, Manderscheid (11,7 MWh_{EL}), Morbach, Schweich, Ruwer, Hermeskeil und Thalfang). Ein eindeutiger Zusammenhang zwischen Stromgeber- und Stromnehmerknoten in Bezug auf den Batteriespeichereinsatz ist nicht zu erkennen.

7.3.6 Batterie und PV

Batterien sind Kurzzeitspeicher, die die Strommenge mit hohem Wirkungsgrad speichern können. Sie harmonieren mit Erzeugern, deren Erzeugungsleistungen ein in kurzer Zeit reproduzierbares Profil haben, wie PV. Obwohl Wind und Wasser einen sehr hohen Anteil an der Stromproduktion haben, ist der PV-Anteil bei der Batterieladung mit fast 40% sehr hoch

und zeigt, dass relativ viel PV-Strom in Batterien eingespeichert wird, siehe Kapitel 7.3.4 und Abbildung 7.34.

Bei der Optimierung im Sonderszenario mit deutlich geringeren Lilon-Investitionskosten werden 556 MWh_{EL} Lilon-Batterien installiert, siehe Kapitel 7.2.2. Dies geht einher mit leicht höheren installierten PV-Leistungen und geringeren installierten Windleistungen. Daraus lässt sich ebenfalls ein Zusammenhang zwischen PV und Batterien ableiten.

7.3.7 Pumpspeicher

Im Modell wird angenommen, dass in der Modellregion in jedem Betrachtungsjahr insgesamt eine Pumpspeicherleistung von 24,8 MW_{EL} installiert ist. Abbildung 7.37 zeigt, aus welchen EE-Erzeugern die Strommengen kommen, die in die Pumpspeicher gehen. Pumpspeicher werden im Jahr 2030 bei 100% EE zu 50% aus Windkraftüberschüssen gespeist und zu knapp 35% aus PV-Überschüssen. Der PV-Anteil bei der Pumpspeicherladung ist verhältnismäßig hoch.

Im Szenario 60% EE 2015 sind vor allem Wasser und Windüberschüsse vorhanden, welche beide zu 90% an der eingespeicherten Energie beitragen.

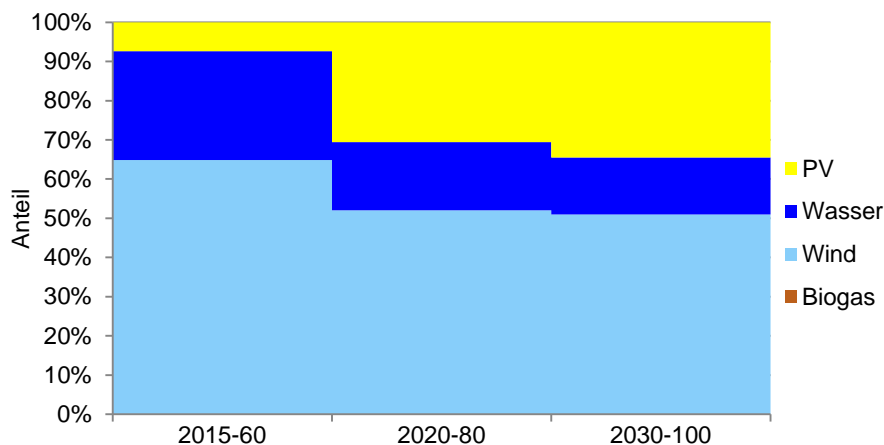


Abbildung 7.37: Verteilung der Erzeugungskomponenten an der in Pumpspeichern eingespeicherten Energie auf Basis der Kupferplattenszenarien

Die zeitliche Verteilung der durchschnittlichen Ein- und Ausspeicherung in Abbildung 7.38 zeigt, dass es einen jahreszeitlichen Unterschied gibt. Die Pumpspeicherkapazität wird im Sommer stärker in Anspruch genommen. Außerdem ist eine zeitliche Verteilung der Ein- und Ausspeicherung im durchschnittlichen Tagesprofil deutlich erkennbar. Es gibt vor allem in den Morgen- und Abendstunden eine Ausspeicherung aus den Pumpspeichern und in der Zeit von 7:00 bis 16:00 Uhr eine Einspeisung, wobei die höchsten Leistungen zu den Mittagstunden passend zum Profil der Energieerzeugung aus PV-Anlagen erreicht werden.

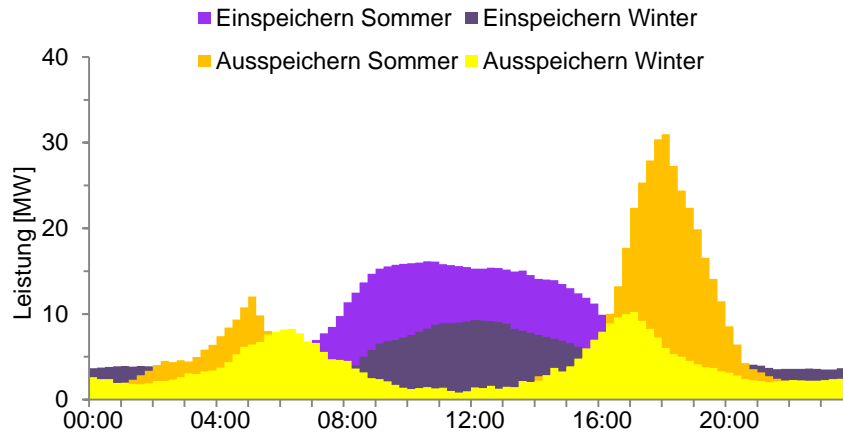


Abbildung 7.38: Mittlere Ein- und Ausspeicherung der Pumpspeicher im Tagesverlauf aufgeteilt nach Jahreszeiten für das Szenario 2030-100%EE-Kupferplatte

Pumpspeichersonderszenarien

Zur Bewertung des Einflusses der im Modell vorgegebenen Pumpspeicherleistung wird in speziellen Szenarien die Pumpspeicherleistung für die Kupferplatte 2030-100%EE variiert. Im Basisszenario sind 24,8 MW_{EL} installiert. Neben dem Sonderszenario ohne Pumpspeicher werden jeweils ein Sonderszenario mit freier Optimierung der Pumpspeicherleistung und eines mit vorgegebenen 300 MW_{EL} optimiert.

In Abbildung 7.39 sind die installierten Leistungen und die Stromerzeugung bzw. -nutzung der verschiedenen Technologien für die verschiedenen Pumpspeichersonderszenarien dargestellt. Bei der freien Optimierung werden 233 MW_{EL} gebaut. Bei hohen Pumpspeicherleistungen werden deutlich weniger Windkraft und mehr PV-Anlagen installiert. Außerdem sinken die installierte PtG-Leistung und die Volllaststundenzahl der BHKW. Aber selbst bei 300 MW_{EL} oder dem Optimum werden noch PtG-Anlagen benötigt. Das bedeutet, dass selbst bei einer hohen Pumpspeicherkapazität weitere regelbare Speicher benötigt werden. Das erneuerbare Gas kann von BGA oder PtG-Anlagen bereitgestellt werden. Auffällig ist, dass selbst im Szenario ohne Pumpspeicher keine Batterien benötigt werden und dann PtG als einziger Speicher eingesetzt wird.

Die Pumpspeicherszenarien für die Kupferplatte zeigen, dass der Strompreis selbst bei einer freien Optimierung des Pumpspeichers im Vergleich zum in den Basisannahmen gewählten bundesdeutschen Schnitt nur um 0,1 ct/kWh_{EL} reduziert wird, siehe Tabelle 7.2.

Tabelle 7.2: Stromgestehungskosten bei der Kupferplatte bei einer 100% EE-Versorgung im Jahr 2030 für verschieden Pumpspeicherleistungen

	Pump-0	Pump-Basis	Pump-optimiert	Pump-300
Kosten in ct/kWh _{EL}	11,05	10,98	10,88	10,95

Das Sonderszenario ohne Pumpspeicher für die Kupferplatte zeigt, dass die Pumpspeicherleistung unter den Randbedingungen der Modellregion keinen Einfluss auf die Leistung von Lilon-Batterien, jedoch einen geringen Einfluss auf die installierte Leistung von PtG hat.

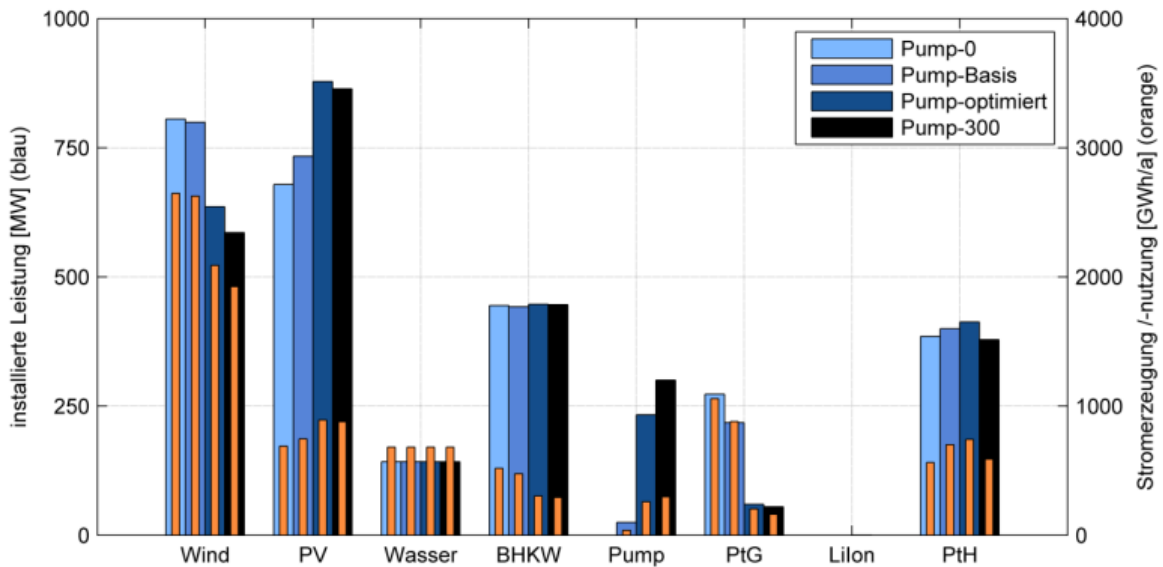


Abbildung 7.39: Vergleich der installierten Leistungen und Stromerzeugung und -nutzung für die Kupferplatte bei einer 100% EE-Versorgung im Jahr 2030 für verschieden Pumpspeicherleistungen

7.4 Wärme

7.4.1 Deckung des Wärmebedarfs

Durch die Abwärme der BHKW, der PtG-Anlagen und durch die Stromüberschussnutzung mit PtH kann ein Teil des Wärmebedarfs in der Modellregion gedeckt werden. Es wird davon ausgegangen, dass der Wärmebedarf nicht vollständig über die Abwärmern und PtH aus dem Stromsektor gedeckt werden muss. Gleichzeitig kann aber nicht über den zugänglichen Wärmebedarf der Region hinaus Wärme verkauft werden kann. Der Wärmedeckungsgrad über den Stromsektor sinkt dabei von knapp 38% im Szenario 2015-60%EE auf 32% im Szenario 2030-100%EE. Grund hierfür ist die höhere Auslastung der PtH-Anlagen wenn sie nicht in Konkurrenz zu anderen Speichertechnologien stehen.

Abbildung 7.40 zeigt die Erzeugung und Verwendung der erzeugten Wärme für den Ausbaupfad der Kupferplatte, aufgeteilt nach Erzeugungsherkunft. Die Wärme wird in 2015-60%EE fast ausschließlich durch die BHKW bereitgestellt. Mit sinkendem Anteil von konventioneller Energieerzeugung sinkt auch die verfügbare BHKW-Abwärme, sodass in 2030-100%EE mehr Wärme in PtH-Anlagen produziert wird. PtG-Anlagen steuern erst im Szenario 2030-100%EE zur Wärmeerzeugung bei und der Anteil an der gesamten Wärmeerzeugung liegt aufgrund des geringen thermischen Wirkungsgrades bei unter 10%.

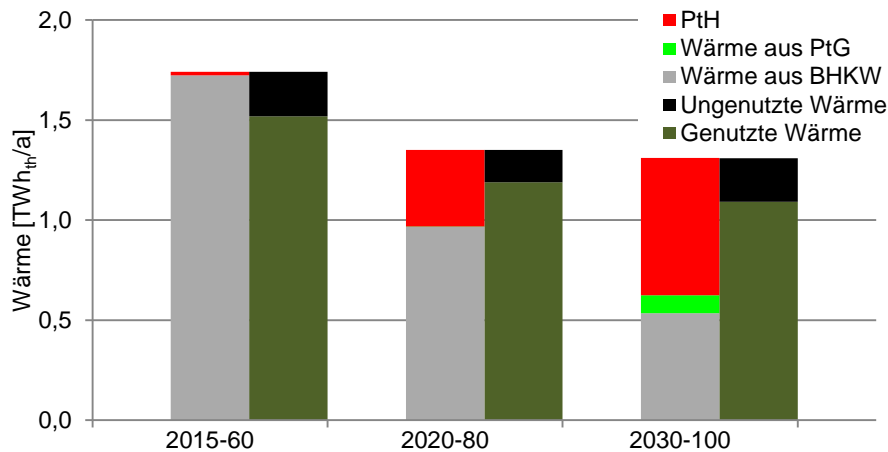


Abbildung 7.40: Erzeugung und Verwendung der erzeugten Wärme für die Kupferplatte, aufgeteilt nach Erzeugungsherkunft

In allen Szenarien wird Wärme produziert, die ungenutzt bleibt, weil der Erzeugung nicht immer ein Bedarf gegenübersteht. Dies ist vor allem im Sommer der Fall. In den folgenden Abbildungen werden der Jahreslastgang der Wärme für die Kupferplatte im Jahr 2030-100%EE und die Wärmeerzeuger dargestellt. Der Wärmebedarf ist bei 70% gekappt, weil aufgrund von fehlenden Wärmenetzen keine 100% Deckung möglich sein wird. Schon im Basisfall mit 5 ct/kWh_{TH} Wärmevergütung gibt es im Sommer deutlich Wärmeerzeugungsspitzen, die größer als der Bedarf sind, siehe Abbildung 7.41. Bei einer Wärmevergütung von 10 ct/kWh_{TH} steigt vor allem die PtH-Wärmeerzeugung, siehe Abbildung 7.42. In den Wintermonaten kann der Wärmebedarf nicht annähernd gedeckt werden. Dann wird PtH durch Wind gespeist.

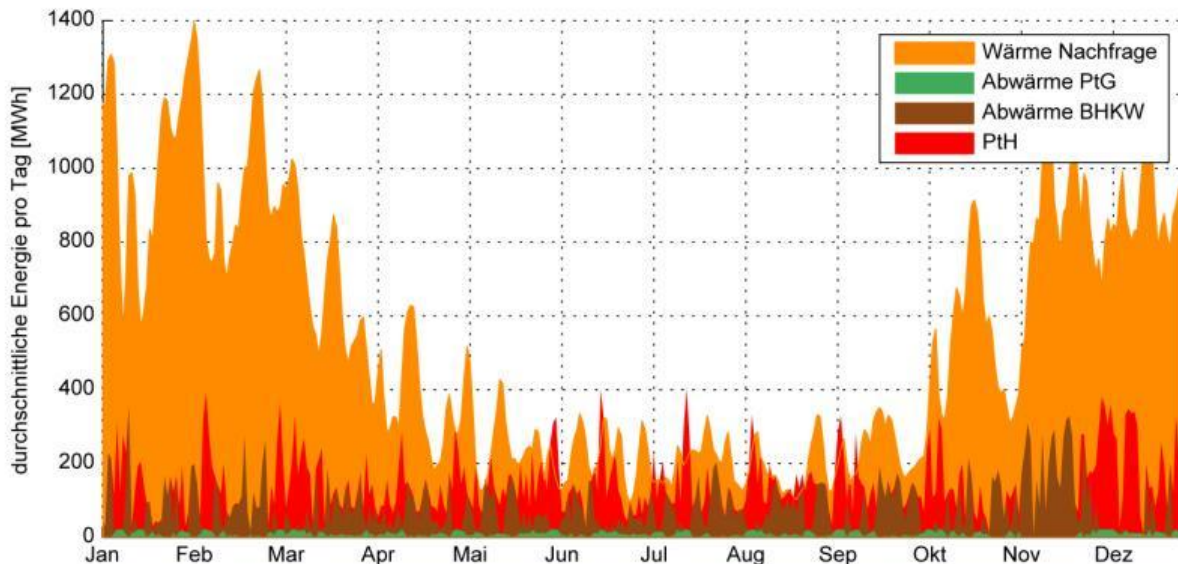


Abbildung 7.41: Jahreslastgang im Szenario 2030-100%EE-Kupfer bei einer Wärmevergütung von 5 ct/kWh_{th}

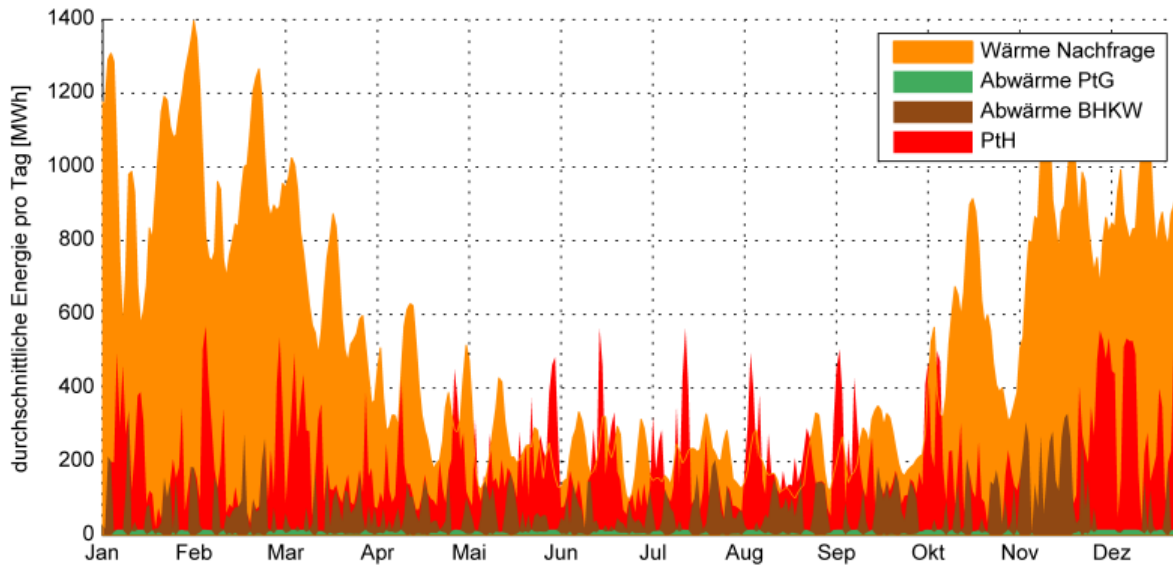


Abbildung 7.42: Jahreslastgang im Szenario 2030-100%EE-Kupfer bei einer Wärmevergütung von 10 ct/kWh_{th}

Insgesamt ist keine eindeutige Jahreszeitliche Zuordnung der Wärmeerzeugung zu erkennen. Auffällig ist, dass auch in den Sommermonaten hohe PtH-Wärmemengen erzeugt werden, was zeigt, dass im Sommer PV für die Speisung der PtH-Anlagen verantwortlich ist. Eine genauere Betrachtung der Wärmeerzeugung und Nutzung in zwei Juliwochen zeigt Abbildung 7.43.

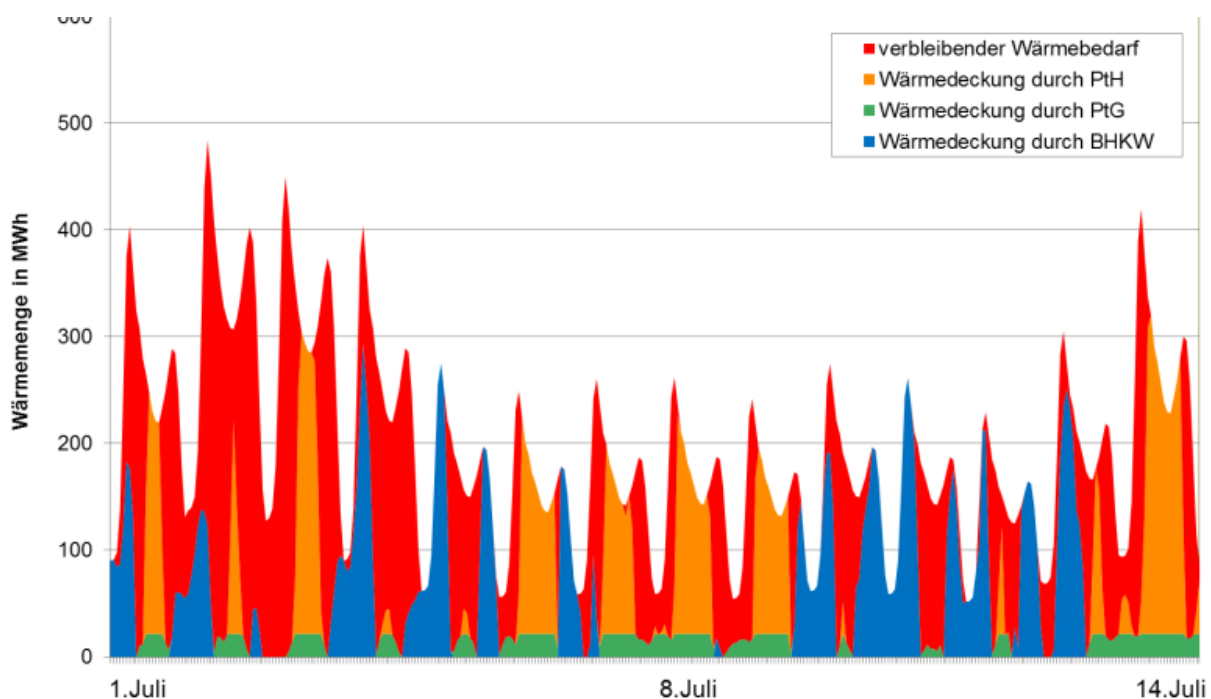


Abbildung 7.43: Auszug aus dem Wärmelastgang im Szenario 2030-100%EE-Kupfer bei einer Wärmevergütung von 5 ct/kWh_{th}

7.4.2 Power to Heat, Pfade

In Abbildung 7.44 werden die installierten Leistungen und der Stromeinsatz für PtH für die Kupferplatte für den Ausbaupfad, bei unterschiedlicher EE-Durchdringung und bei einer 100% EE-Versorgung in verschiedenen Jahren verglichen. PtH wird schon bei 60% EE stark eingesetzt und wird bis zum 80% EE-Szenario deutlich zugebaut, da PtH besonders in den Investitionskosten eine sehr günstige Technologie ist. Das zeigt auch der Kostenpfad. Da die PtH-Kosten bereits im Jahr 2015 niedrig sind und bis 2030 nicht mehr sinken, während sich gleichzeitig die Kosten der anderen Technologien deutlich reduzieren, sinkt die installierte Leistung von PtH von 2015 zu 2030.

Die installierte Leistung von PtH steigt vom 80% EE zum 100% EE-Szenario nicht mehr so stark, aber die Volllaststundenzahl nimmt deutlich zu, sowohl im Jahr 2030 als auch im Jahr 2020. Die elektrische Energie, die mittels PtH in Wärme umgesetzt wird steigt zwischen 60% und 100% EE kontinuierlich an.

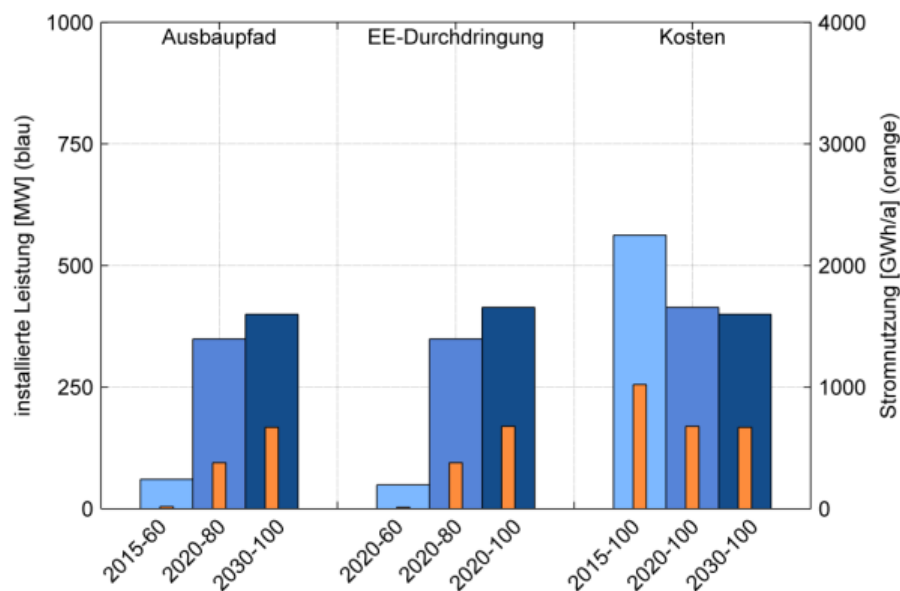


Abbildung 7.44: Vergleich der installierten Leistungen und Stromproduktion für PtH für die Kupferplatte für den Ausbaupfad, bei unterschiedlicher EE-Durchdringung und bei einer 100% EE-Versorgung in verschiedenen Jahren

Die zeitliche Verteilung der durchschnittlichen PtH-Leistung in Abbildung 7.32 zeigt, dass es einen jahreszeitlichen Unterschied gibt. Besonders im Sommer werden Überschüsse aus den PV-Anlagen in PtH-Anlagen verwendet und vor allem zwischen 8 und 16 Uhr Wärme erzeugt. Die PtH-Leistung ist zur Spitzenzeit höher als im Winter. Die Wärme kann jedoch nicht vollständig genutzt werden. Im Winter liegt das Maximum zwar auch in den Mittagsstunden, allerdings ist es weniger deutlich ausgeprägt und über den ganzen Tag werden Überschüsse in den PtH-Anlagen verwendet. Im Winter speisen vor allem Windüberschüsse die PtH-Anlagen.

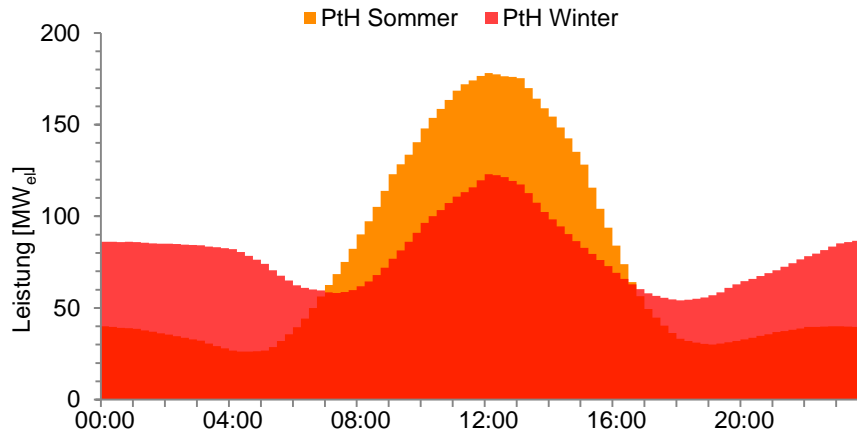


Abbildung 7.45: Jahreszeitlicher Vergleich der PtH-Leistung – Tagesprofil im Mittel über die 2 Jahre für das Szenario 2030-100%EE (Kupferplatte)

Die Herkunft des verwendeten Stroms für die Herstellung von Wärme mittels PtH ist in Abbildung 7.46 dargestellt. Über 70% der Überschüsse sind von Windanlagen. Auffällig ist, dass der Anteil von PV für PtH bei 2015-60 mit fast 40% am größten ist und im Szenario 2030-100%EE nicht mal mehr 20% der Strommenge für die PtH-Anlagen aus PV-Anlagen kommt, und das trotz der deutlichen Mittagsspitzen im Sommer.

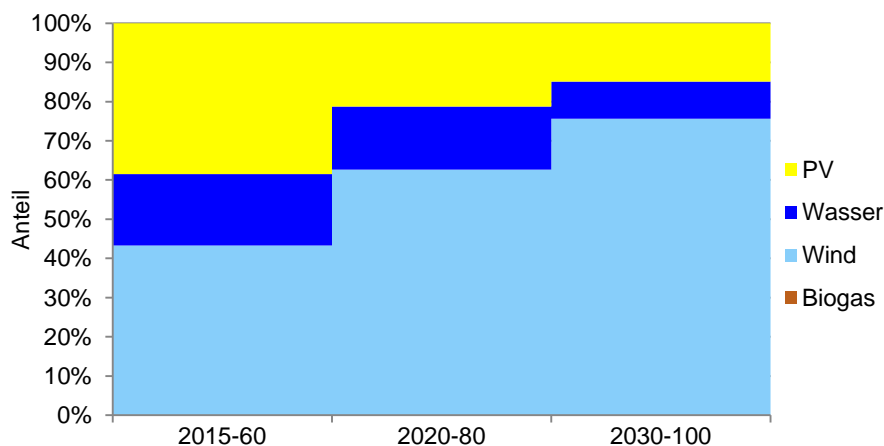


Abbildung 7.46: Herkunft des verwendeten Stroms für die Herstellung von Wärme mittels PtH

7.4.3 Sonderszenarien Wärmevergütung

In Sonderszenarien werden für das Szenario 2030-100%EE verschiedene Vergütungen für die Wärme von 1 bis 10 ct/kWh_{TH} optimiert. Die installierten Leistungen sind in Abbildung 7.35 dargestellt. Die Sonderszenarien zum Wärmepreis zeigen einen deutlichen Zusammenhang zwischen der installierten Wind- und PtH-Leistung. Die installierte PtH-Leistung steigt stetig an. Vor allem ab einem Wärmepreis von 5 ct/kWh_{TH} steigt die PtH-Leistung gleichmäßig an.

Den Vergleich der Deckung des Wärmebedarfs im Szenario mit 1, 5 und 10 ct/kWh_{TH} zeigt Abbildung 7.47. Aufgrund der hohen BHKW-Leistung fallen selbst bei einer Vergütung von 1 ct zu Spitzenzeiten über 400 MWh_{TH} Wärme an. Die PtH-Leistung liegt nur bei 152 MW_{EL} und es werden 2.000 Vlh/a erreicht. Dahingegen liegt die PtH-Leistung im Szenario bei einer

Vergütung von 10 ct/kWh_{TH} bei 560 MW_{EL} und es werden sogar fast 2.200 Vlh/a erreicht, weil es durch die Überkapazitäten der Windleistung ein deutlich höheres Stromangebot gibt. Das bedeutet, dass sich mit steigender Wärmevergütung systematische Veränderungen ergeben, um gezielt Überschüsse zu erzeugen. Dies hat einen deutlichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten.

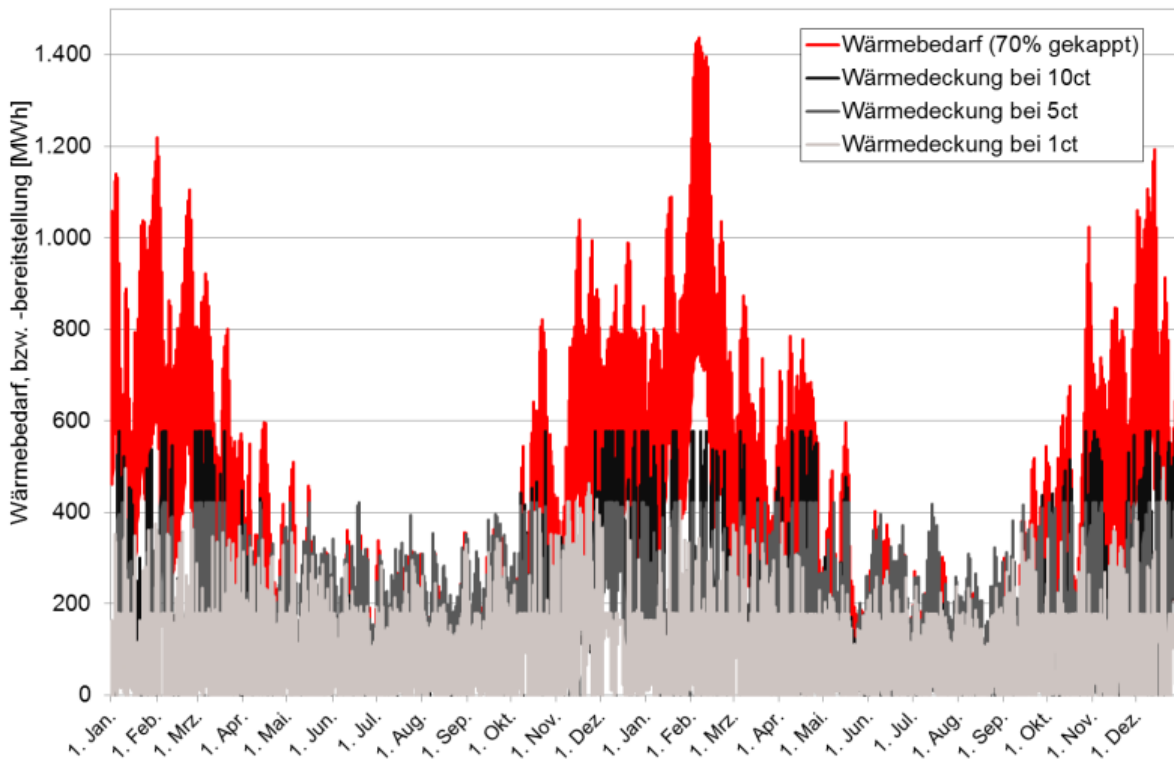


Abbildung 7.47: Deckung des Wärmebedarfs im Szenario 2030-100%EE-Kupfer bei einer Wärmevergütung von 1, 5 und 10 ct/kWh_{th}

Abbildung 7.48 zeigt die Entwicklung der Stromgestehungskosten bei verschiedenen Wärmepreisen. Die orangenen Balken zeigen die Stromgestehungskosten unter Basisannahmen mit dem Einsatz von Tauchsiedern. Die roten Balken zeigen die Stromgestehungskosten beim Einsatz von Wärmepumpen, wie er in Kapitel 7.4.4 beschrieben wird. Die Stromgestehungskosten sinken von 12,48 ct/kWh_{EL} im Fall ohne Wärmevergütung auf 8,81 ct/kWh_{EL} im Fall einer Wärmevergütung von 10 ct/kWh_{TH}. Somit ist die Nutzung der Abwärme aus Verstromungsanlagen oder PtG und der Einsatz von PtH für die Gestaltung einer zukünftigen kostengünstigen Stromversorgung aus Basis 100% EE wichtig und einzuplanen. Zusätzlich kann somit ein Beitrag zu Wärmeerzeugung durch erneuerbare Energiequellen geleistet werden. Die Kosten für Wärmenetze sind dabei zu berücksichtigen.

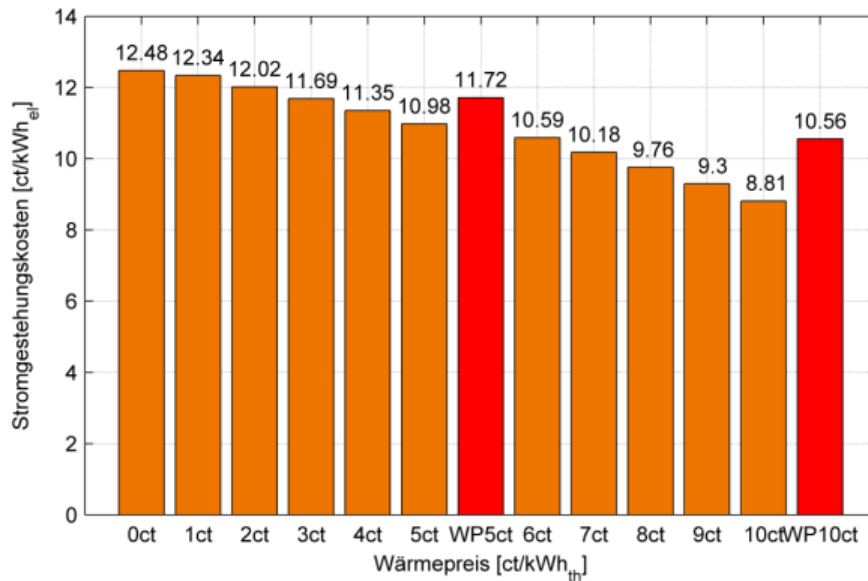


Abbildung 7.48: Entwicklung der Stromgestehungskosten für 2030-100%EE für die Kupferplatte bei verschiedenen Wärmepreisen (WP=Wärmepumpe)

7.4.4 Sonderszenario Wärmepumpe

In den Basisannahmen werden für PtH Tauchsieder eingesetzt, in diesen Sonderszenarien werden stattdessen Wärmepumpen mit einem Wirkungsgrad von 2,5 und dafür deutlich höheren Investitionskosten eingesetzt und für zwei verschiedene Wärmepreise optimiert. Die installierten Leistungen und die Stromerzeugung bzw. -nutzung sind in Abbildung 7.49 dargestellt.

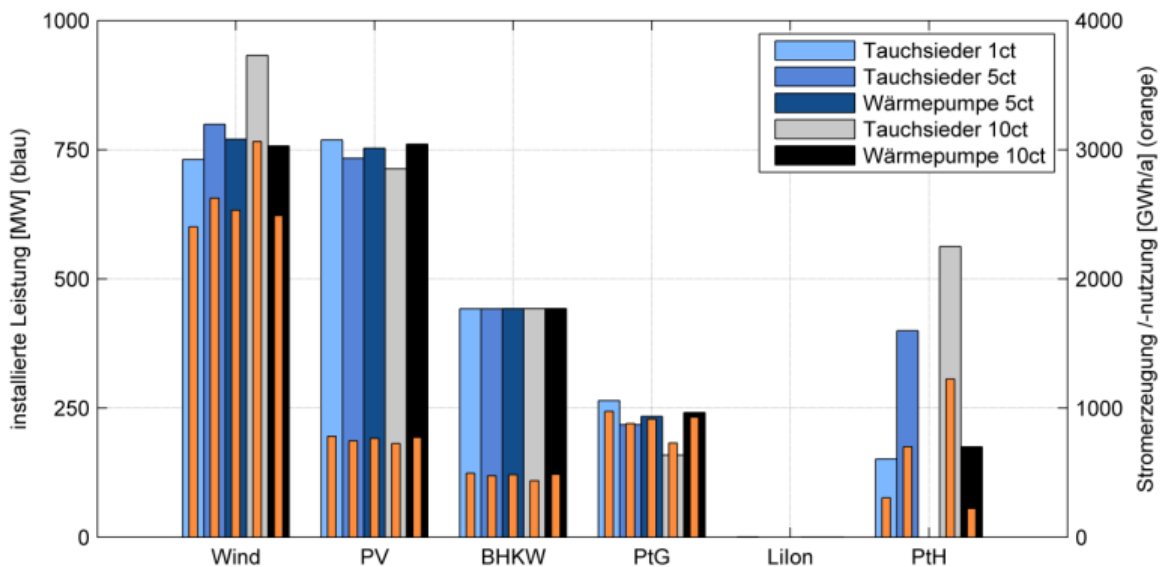


Abbildung 7.49: Installierte Leistungen und Stromerzeugung/-nutzung verschiedener Technologien im Szenario 2030-100%EE-Kupfer beim Einsatz von Tauchsiedern im Vergleich zu Wärmepumpen

Im Szenario mit Wärmepumpe und einer Wärmevergütung von 5 ct/kWh_{TH}, wie es den Basisannahmen entspricht, werden keine Wärmepumpen, also kein PtH eingesetzt. Das bedeu-

tet, dass der Einfluss der Investitionskosten größer ist als der bessere Wirkungsgrad im Vergleich mit den Tauchsiedern und die Wärmevergütung nicht ausreicht, die Mehrkosten zu amortisieren. Es werden nur Wärmeerlöse über die Abwärmevergütung generiert. Dadurch sind die Stromgestehungskosten mit 11,7 ct/kWh_{EL} etwas niedriger als im Szenario ohne Wärmevergütung, jedoch 0,74 ct/kWh_{EL} teurer als beim Einsatz von Tauchsiedern. Bei einer Wärmevergütung von 10 ct/kWh_{EL} werden Wärmepumpen eingesetzt. Allerdings beträgt die installierte Leistung nur 86 MW_{EL} und nicht 560 MW_{EL} wie im Fall mit Tauchsiedern. Das bedeutet, dass PtH mit Wärmepumpen aufgrund der hohen Investitionskosten nur wenig eingesetzt werden. Dabei bleibt zu beachten, dass es sich um eine Optimierung aus Stromversorgungssicht handelt und auf Stromgestehungskosten optimiert wird, wie sich der Einsatz von Wärmepumpen im Einzelfall rechnet ist nicht betrachtet. Die Stromgestehungskosten sind 1,75 ct/kWh_{EL} höher als beim Einsatz von Tauchsiedern. Für einen zukünftigen erfolgreichen Einsatz von PtH sind somit die Wahl der Technik und die resultierenden Kosten genau zu prüfen.

7.5 Verstromung des Gases

In den Simulationen werden Biomethan und SNG, sowie konventionelles Erdgas bei 60 und 80% EE, in BHKW verstromt.

Im Folgenden wird für die Kupferplatte für den 100% EE-Fall für das Jahr 2030 der Einsatz von BHKW mit dem von 150 MW_{EL} Gasturbinen verglichen, wobei für die n-1 Sicherheit eine Turbine mehr installiert werden muss und somit die installierte Leistung bei 600 MW_{EL} liegt. Durch den etwas höheren elektrischen Wirkungsgrad der Gasturbine von 43% gegenüber dem des BHKW von 40% kann die Leistung von Wind und PV reduziert werden und es wird weniger Gas benötigt, wodurch die PtG-Leistung minimal reduziert wird. Die Stromgestehungskosten reduzieren sich deutlich von knapp 11 auf knapp 10 ct/kWh_{EL}.

Bei einem jährlichen Strombedarf von 2.876 GWh_{EL}, entspricht dies einer Ersparnis von 28,97 Mio. €/a, die in den Netzausbau investiert werden kann, um die durch den Einsatz von zentralen Gasturbinen benötigten Stromnetzleistungen und Gasnetzkapazitäten bereitzustellen.

Zu berücksichtigen ist, dass laut Basisannahmen die Wärme aus der Gasturbine, die den Wärmebedarf übersteigt, vergütet wird, jedoch ein Wärmenetz nicht eingepreist ist. Wenn die Vergütung für die BHKW-Abwärme komplett wegfällt, erhöht sich der Strompreis um 0,77 ct/kWh_{EL}. Der Einfluss der Wärmevergütung kann bei den DMittel-Annahmen ausgeschlossen werden.

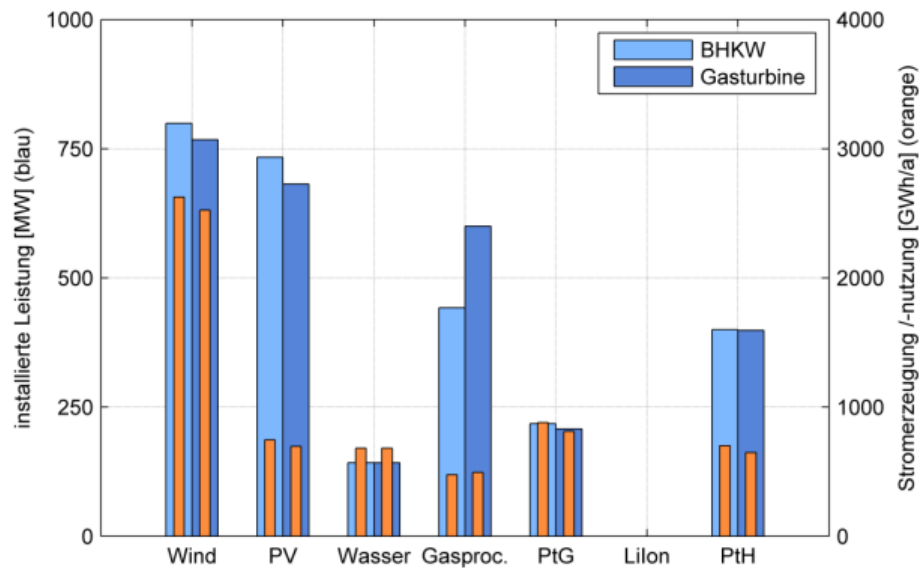


Abbildung 7.50: Vergleich der installierten Leistungen und Stromerzeugung und -nutzung für die Kupferplatte bei einer 100% EE-Versorgung im Jahr 2030 beim Einsatz von Gasturbinen im Vergleich zu BHKW

Deutschlandmittelannahmen (DMittel)

Im Folgenden wird für das Szenario 2030-100%EE-Kupfer unter Verwendung der DMittel-Annahmen der Einsatz von BHKW mit dem von 150 MW_{EL} Gasturbinen verglichen. Für die DMittel-Annahmen wurde die Verwendung von PtH ausgeschlossen, der Wasserkraftanteil an die bundesweiten Ausbauziele angepasst und Stark- statt Schwachwindanlagen eingesetzt, siehe auch Kapitel 12.1. Wie auch bei den Basisannahmen kann bei den DMittel-Annahmen durch den etwas höheren elektrischen Wirkungsgrad der Gasturbine die Leistung von Wind und PV reduziert werden und es wird weniger Gas benötigt. Es wird etwas weniger Strom in PtG-Anlagen zu Gas umgewandelt. Allerdings wird die PtG-Leistung aufgrund des Einsatzes von Starkwindanlagen mit ihren geringeren Volllaststunden als bei den Schwachwindanlagen leicht erhöht. Die Stromgestehungskosten reduzieren sich durch die Nutzung von Gasturbinen an der Stelle von BHKW deutlich von 15,0 ct/kWh_{EL} auf knapp 13,9 ct/kWh_{EL}, siehe Tabelle 7.3.

Bei einem jährlichen Bedarf von 2.876 GWh_{EL}, entspricht dies einer Ersparnis von 33,93 Mio. €/a, die in den Netzausbau investiert werden kann, um die durch den Einsatz von zentralen Gasturbinen benötigten Stromnetzleistungen und Gasnetzkapazitäten bereitzustellen.

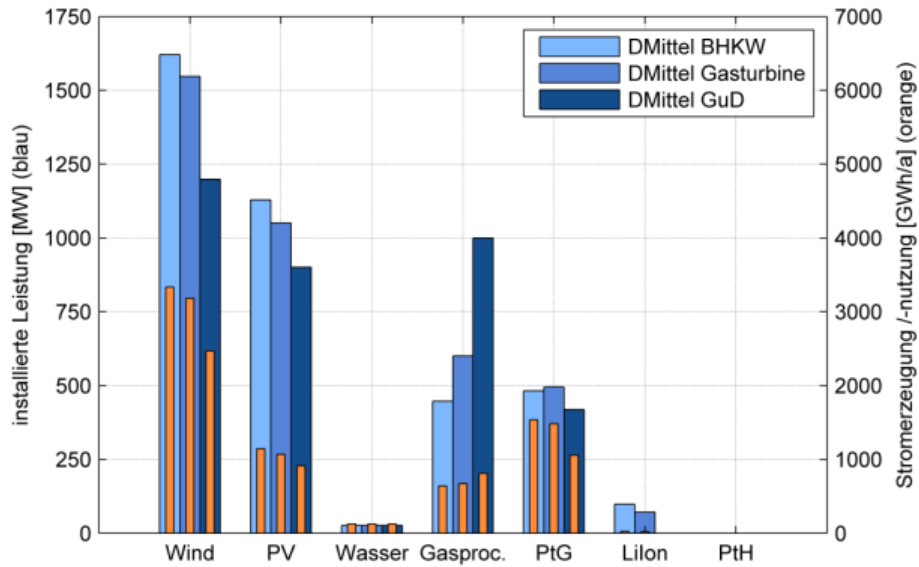


Abbildung 7.51: Vergleich der installierten Leistungen und Stromerzeugung und -nutzung für die Kupferplatte bei einer 100% EE-Versorgung im Jahr 2030 bei DMittel-Annahmen beim Einsatz von Gasturbinen oder GuD-Kraftwerken im Vergleich zu BHKW

Zusätzlich wird der Einsatz von BHKW mit dem Einsatz von 500 MW_{EL} GuD-Kraftwerken verglichen, wobei für die n-1 Sicherheit ein GuD-Kraftwerke mehr installiert werden muss und somit die installierte Leistung bei 1.000 MW_{EL} liegt. Durch den deutlich höheren elektrischen Wirkungsgrad des GuD-Kraftwerks von 62% gegenüber dem des BHKW von 40% (und auch der Gasturbine von 43%) kann die installierte Leistung von Wind und PV deutlich reduziert werden und es wird weniger Gas benötigt, wodurch ebenfalls die installierte PtG-Leistung reduziert wird. Die Stromgestehungskosten reduzieren sich deutlich von 15,0 ct/kWh_{EL} auf 13,2 ct/kWh_{EL} und damit um 1,8 ct/kWh_{EL} bzw. nochmal um 0,7 ct gegenüber der Gasturbine.

Bei einem jährlichen Bedarf von 2.876 GWh_{EL}, entspricht dies einer Ersparnis von 54,06 Mio. €/a, die in den Netzausbau investiert werden kann um die durch den Einsatz von zentralen GuD-Kraftwerken benötigten Stromnetzleistungen und Gasnetzkapazitäten bereitzustellen.

Gegenüber den Basisannahmen mit dem Einsatz von BHKW fallen jedoch bei dem GuD-Szenario mit DMittel-Annahmen jedes Jahr 62,69 Mio. € mehr Kosten an. Diese können im Basisszenario in den Ausbau des Wärmenetzes investiert werden. Sofern die Abwärme aus der Gasturbine oder dem GuD-Kraftwerk genutzt werden sollen, müssen zusätzliche Kosten für den Ausbau des Wärmenetzes berücksichtigt werden.

Tabelle 7.3: Stromgestehungskosten in den Szenarien 2030-100%EE-Kupfer für verschieden Verbrennungsanlagen bei den Basisannahmen und den DMittel-Annahmen

	Basisannahmen		DMittel-Annahmen		
	BHKW	Gasturbine	BHKW	Gasturbine	GuD-Kraftwerk
Kosten in ct/kWh_{EL}	10,98	9,97	15,04	13,86	13,16

Grundsätzlich führt der Einsatz von Gasturbinen oder GuD-Kraftwerken also zu erheblich günstigeren Stromgestehungskosten, wobei der Mehrbedarf an Netzausbau bei zentraler Strom- und Wärmeerzeugung dabei nicht eingepreist ist. Diese Sonderszenarien im Netzfall durchzuspielen könnte als weiterführende Untersuchung Aufschluss dazu geben.

7.5.1 Rolle von Biogas

Der Nutzung von Biomasse wird im Rahmen des Projektes und der Simulation über den Einsatz in und von BGAs berücksichtigt. Im Gegensatz zu Biomassekraftwerken, die einen kontinuierlichen Betrieb und somit eine kontinuierlich Stromproduktion erfordern, wird das Biogas als regelbarer Energieträger eingesetzt. Das Biogas dient somit nicht nur als CO₂-Quelle sondern auch der Flexibilisierung der Stromerzeugung.

Im Simulationsmodell wird die Stromerzeugung aus Biogas anders gehandhabt, als dies zurzeit in der Praxis geschieht, siehe Abbildung 3.5. Das erzeugte Rohbiogas wird nicht direkt verstromt, sondern zwischengespeichert. Dies erlaubt entweder das Biogas über PtG zu reinem Methan oder über eine Gasaufbereitungsanlage in getrennte Biomethan- und CO₂-Ströme zu überführen. Biomethan wird im Erdgasspeicher gespeichert. Damit wird erreicht, dass Biogas als regelbare Energie Verwendung findet und nicht eine weitere nicht regelbare EE-Erzeugung darstellt.

Regelbare Energie ist in einem System, das sehr hohe EE-Durchdringungen aufweist, enorm wertvoll. Eine direkte Verstromung dieses wertvollen Energieträgers macht daher wirtschaftlich keinen Sinn. Zudem stellt Biogas eine CO₂-Quelle für den PtG-Prozess dar. Bei einer direkten Verstromung des Biogases wäre das CO₂ für diesen Prozess verloren.

Die folgende Abbildung zeigt, dass Biogas ausgleichend agiert und dann eingesetzt wird, wenn die Stromproduktion aus Wind und PV gering ist. So wird es im Sommer zwischen 8:00 und 16:00 Uhr so gut wie gar nicht eingesetzt und sowohl im Sommer als auch im Winter hauptsächlich frühmorgens und in den Nachtstunden benötigt.

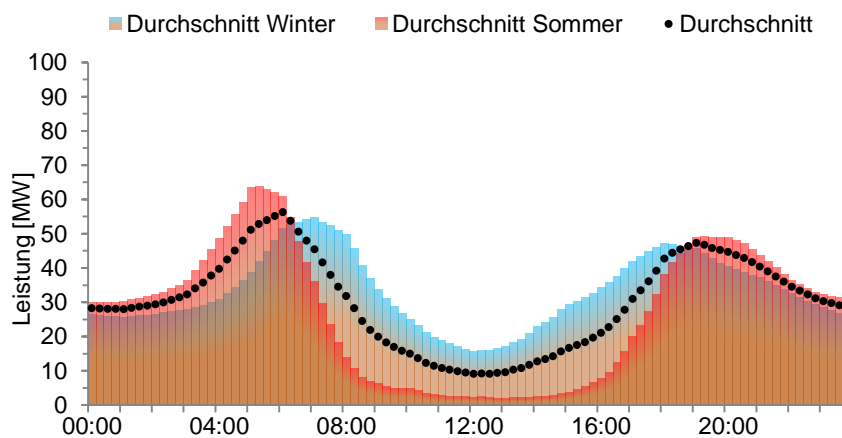


Abbildung 7.52: Jahreszeitlicher Vergleich der Stromeinspeisung aus Biogas mittels BHKW – Tagesprofil im Mittel über die 2 Jahre für Szenario 2030-100%EE (Kupferplatte)

8 Power-to-Gas

In den folgenden Untersuchungen wird der Einsatz von PtG als Energiespeicher und die Realisierung in simulierten Energiesystemen mit sehr hohen EE-Anteilen im Stromsektor gezeigt. Es werden verschiedene Einflüsse auf das Gesamtsystem sowie auf die installierte PtG-Leistung anhand von Szenarien analysiert. Dies sind das prinzipielle Vorhandensein von PtG als Speicher, der Einfluss der PtG-Investitionskosten und des Wirkungsgrades, die Verfügbarkeit und der Preis von CO₂ sowie der Mobilitätssektor als zusätzlicher SNG-Abnehmer. Abschließend wird das Betriebsverhalten, insbesondere die Dynamik und das Teillastverhalten, genauer betrachtet.

8.1 Zusammenfassung bisheriger Ergebnisse

Zunächst werden die Erkenntnisse zum Einsatz von PtG im Rahmen der bereits untersuchten Szenarien zusammengefasst. Die wichtigsten Unterschiede in den aufgestellten Szenarien sind zum einen der Anteil an EE am Stromverbrauch (80% und 100%) und der Einbezug des Stromnetzes (Kupfer, Einzelknoten, Netz).

Im Szenario 2030-100%EE-Kupfer werden 218 MW_{EL} Elektrolyseleistung installiert. Dabei werden 880 GWh_{EL}/a Strom aufgenommen, was einer Volllaststundenzahl von 4040 Vlh/a entspricht. Bei einem EE-Anteil von 80% (2020-80%-Kupfer) werden in der Modellregion lediglich 0,14 MW_{EL} installiert. Es wird deutlich, dass PtG erst ab einem Erneuerbaren Anteil von 80% von Bedeutung ist, siehe Kapitel 6. Bei einem geringen EE-Anteil können die BHKW (Erdgas und Biogas) und Pumpspeicher die Zeiten geringer Produktion aus Wind und PV ausgleichen. Einen großen Einfluss auf die PtG-Leistung hat ebenfalls die Wasserkraft, die im Basisszenario einen Anteil von 22% hat. Werden die 17 Knoten der Modellregion mit dem Netz simuliert, ändern sich das Gesamtsystem und damit einhergehend die installierten PtG-Leistungen. Die installierte PtG-Leistung beträgt bei 80% EE (2020-80%EE-Netz) 19 MW_{EL} und bei (2030-100%EE-Netz) 100% EE 279 MW_{EL}. Sie ist somit um 61 MW_{EL} größer als im Szenario 2030-100%EE-Kupfer. Bei einer Stromaufnahme von 1.002 GWh_{EL}/a liegt die Volllaststundenzahl bei 3.585 Vlh/a. Tabelle 8.1 fasst die Ergebnisse der Simulationen zu PtG in den drei betrachteten Szenarien zusammen.

Der hohe Stromeinsatz bei den PtG-Anlagen ergibt sich dadurch, dass PtG-Anlagen betrieben werden müssen um SNG zu produzieren, um zu Zeiten besonders geringer EE-Produktion (dunkle Flaute) die Versorgung zu gewährleisten. Es ergeben sich hohe Volllaststundenzahlen bei den PtG-Anlagen, weil der Kompromiss zwischen Überkapazitäten in den Erzeugern und PtG-Kapazität so weit zu den Überkapazitäten verschoben ist. Das bedeutet, dass sich im kostenoptimalen Fall die hohen Volllaststundenzahlen für PtG ergeben und nicht eine Lösung mit mehr installierter PtG-Leistung bei geringeren Volllaststundenzahlen.

Tabelle 8.1: Zusammenfassung der Ergebnisse zu PtG in den Szenarien 2030-100%EE

Szenario	Installierte Leistung PtG	Energie	Vlh/a
2030-100%EE-Kupfer	217,8 MW _{EL}	879,9 GWh _{EL} /a	4.040
2030-100%EE-Einzelknoten	454,0 MW _{EL}	1.127,0 GWh _{EL} /a	2.482
2030-100%EE-Netz	279,4 MW _{EL}	1.001,6 GWh _{EL} /a	3.585

Der Anteil der Stromüberschüsse, der in PtG genutzt wird, setzt sich zum größten Teil aus Windenergie zusammen und beträgt im Szenario 2030-100%EE-Kupfer über 70%, siehe Abbildung 7.34. Die Anteile aus Wasserkraft und PV betragen 19% und 9%. Dies zeigt, dass besonders Windüberschüsse in SNG umgewandelt und gespeichert werden.

In der folgenden Abbildung 8.1 ist die installierte Leistung PtG in jedem Knoten für 2030-100%EE-Netz dargestellt. Die Balkenhöhe gibt die absolute Leistung wieder und die Farbsättigung setzt sie in Bezug zum mittleren Strombedarf jedes Knotens. Das heißt, dass 100% dem mittleren Strombedarf eines Knotens entsprechen. Dieses Verhältnis variiert stark zwischen den Knoten. In den Knoten Bitburg, Schweich und Kell am See liegt die Elektrolyseleistung deutlich über dem mittleren Strombedarf. In den meisten Knoten liegt sie unterhalb. Ein direkter Zusammenhang zwischen absoluter installierter Leistung und dem Strombedarf ist nicht zu erkennen.

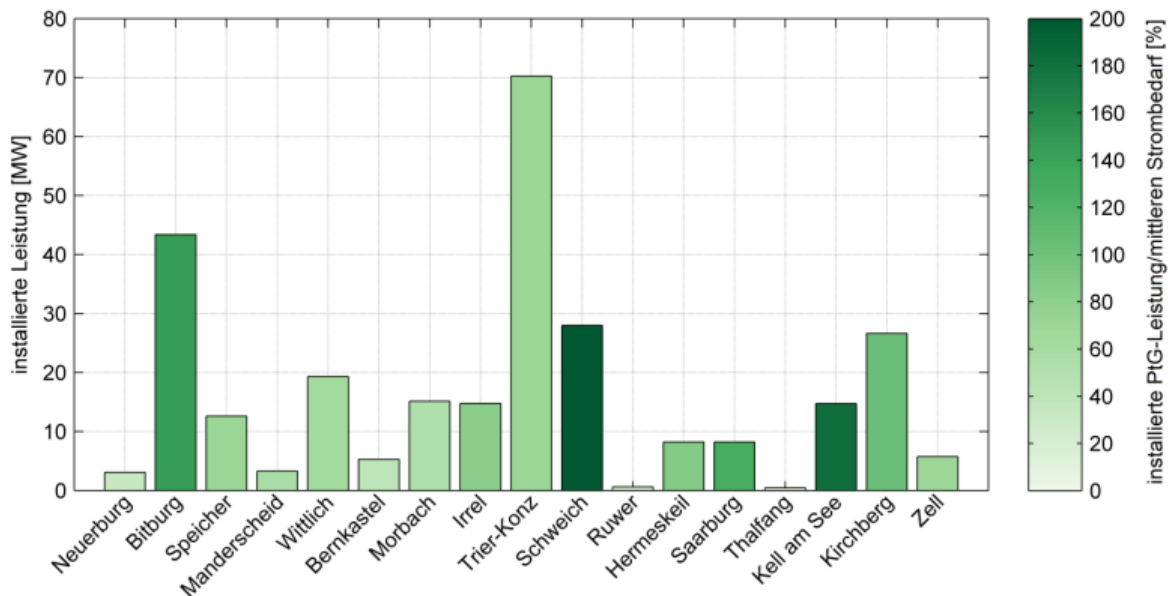


Abbildung 8.1: Installierte Leistung von PtG in den Knoten im Szenario 2030-100%EE-Netz

Im Gegensatz zum Szenario 2030-100%EE-Einzelknoten ist die PtG-Leistung im oben gezeigten Netzfall gleichmäßiger zwischen den Knoten verteilt und es reduziert sich die gesamte PtG-Leistung in der Modellregion im Netzfall um 180 MW, wobei Trier den größten Beitrag leistet, siehe 7.1.2. Im Anhang 18.4 ist in Abbildung 18.4 die PtG-Leistung für die Einzelknoten dargestellt. Trier hat dabei mit 226 MW_{EL} PtG im Vergleich zu den anderen Knoten eindeutig die größte Leistung. Im Verhältnis zum mittleren Strombedarf ist dies beinahe doppelt so viel.

Es wird deutlich, dass je kleiner der Bilanzkreis ist, desto mehr installierte Leistung von PtG wird benötigt, siehe Kapitel 7.1. Deswegen ist die Leistung beim Einzelknotenfall mit 17 kleinen Bilanzkreisen am größten und im Kupferplattenfall mit einem großen Bilanzkreis am geringsten.

8.2 100% EE ohne PtG

Im Folgenden werden Szenarien mit einer 100% EE-Stromversorgung ohne PtG simuliert, um den Einfluss von PtG als Energiespeicher auf das Gesamtsystem zu untersuchen. Zum einen soll gezeigt werden, wie sich die Zusammensetzung der EE-Erzeuger und zum anderen die Stromgestehungskosten verändern. Die bisherigen Ergebnisse haben gezeigt, dass PtG in den Szenarien mit 100% EE stets die vorherrschende Speichertechnologie ist. Es wird erwartet, dass der systemische Einfluss durch den Wegfall von PtG groß ist und die Stromgestehungskosten steigen.

Zunächst wird das Basisszenario 2030-100%EE-Kupfer dem Szenario mit den gleichen Randbedingungen ohne PtG (NoPtG) gegenübergestellt. Aus dem direkten Vergleich in Abbildung 8.2 lassen sich mehrere Veränderungen zeigen und erklären. Zunächst ändern sich die installierten Leistungen der EE-Erzeuger. Die Windenergie nimmt von 799 MW_{EL} auf 722 MW_{EL} ab während die PV-Leistung von 734 MW_{EL} auf 1.003 MW_{EL} zunimmt. Die installierte Leistung an BHKW bleibt mit 442 MW_{EL} zwar gleich hoch, die Volllaststundenzahl nimmt jedoch stark ab. Dies liegt daran, dass die Versorgung der Lastspitzen in der dunklen Flaute weiterhin gewährleistet werden muss und deswegen hohe Leistungen installiert werden müssen. Da aber nur Biomethan zur Verstromung zur Verfügung steht, wird nur etwa halb so viel Energie im BHKW erzeugt.

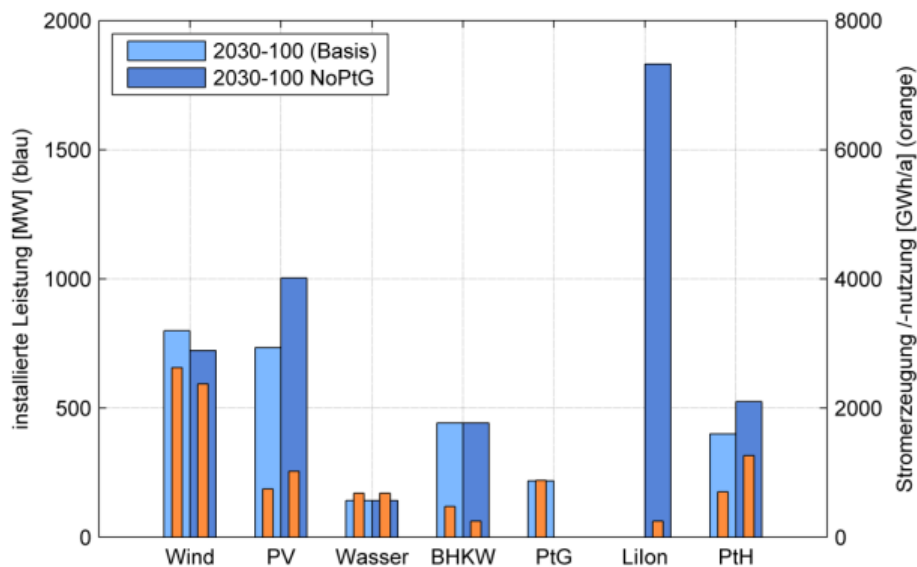


Abbildung 8.2: Installierte Leistung, Stromerzeugung und -nutzung im Szenario 2030-100%EE-Kupfer mit (Basis) und ohne PtG (NoPtG)

Neben der vorgegeben Pumpspeicherleistung von 248 MWh_{EL} werden in der Modellregion 1.831 MWh_{EL} Lilon-Batterien installiert. Die aufgenommene Energie von Lilon ist mit 295 GWh_{EL} im Vergleich zu den 880 GWh_{EL} PtG jedoch geringer. Die intuitive Erwartung wäre, dass die vorhandenen Pumpspeicher stärker ausgelastet werden. Dementgegen nimmt die Auslastung der Pumpspeicher ohne PtG ab, da die Pumpspeicher in Konkurrenz zu Batterien einen ähnlichen Systemdienst gewährleisten. Die Batterien haben aber einen besseren Wirkungsgrad. Insgesamt sinken die eingespeicherte Energie von 927 GWh_{EL} auf 311 GWh_{EL} und die ausgespeicherte Energie von 565 GWh_{EL} auf 262 GWh_{EL}. Dafür nehmen die installierte Leistung und ebenfalls die verwendete Energie in PtH von 688 GWh_{EL} auf 1.262 GWh_{EL} zu. Es werden Stromüberschüsse direkt in Wärme gewandelt anstatt sie durch PtG zu speichern.

Die Stromgestehungskosten steigen bei den beiden betrachteten Szenarien um 10% von 11,0 ct/kWh_{EL} auf 12,1 ct/kWh_{EL}. Als größter Kostenfaktor kann die hohe installierte Leistung an Lilon-Batterien ausgemacht werden. Durch den gleichbleibend hohen Anteil an Strom aus Wasserkraft in der Modellregion ist der Speicherbedarf insgesamt relativ niedrig.

In einem weiteren Vergleich wird das Szenario 2030-100%EE-DMittel dem Szenario 2030-100%EE-DMittel aus Kapitel 4.3.3 gegenübergestellt, in welchem keine Nutzung von PtH zugelassen ist. Somit kann der Einfluss des hohen Anteils an Strom aus Wasserkraft und der Verwendung von PtH herausgestellt werden. Es können die gleichen, oben beschriebenen, systemischen Veränderungen wie im Szenario ohne PtG beobachtet werden. Abbildung 8.3 stellt die installierten Leistungen, die Stromerzeugung aus EE sowie die Stromverwendung dar.

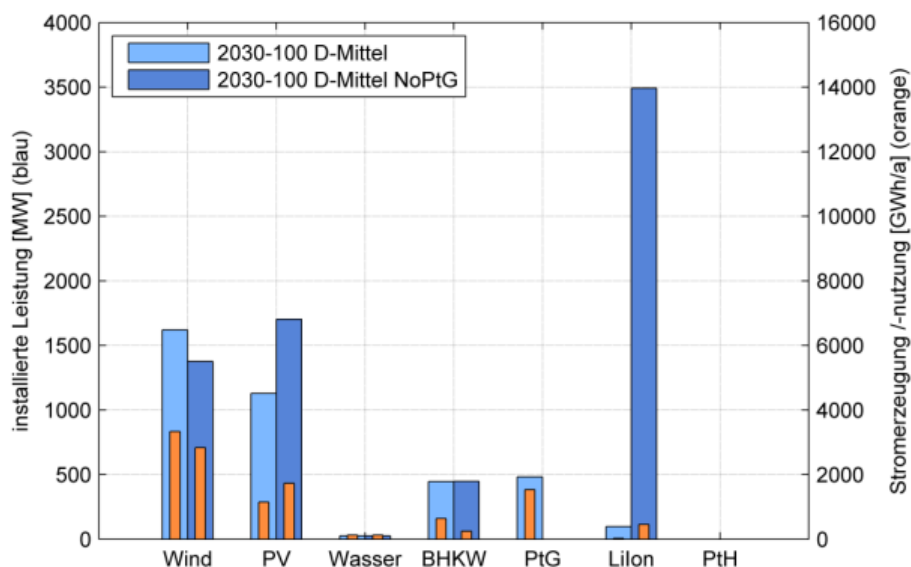


Abbildung 8.3: Installierte Leistung, Stromerzeugung und -nutzung im Szenario 2030-100%EE-Kupfer mit (DMittel) und ohne PtG (NoPtG)

Ohne PtG wird in der Modellregion eine Lilon-Batterien-Kapazität von 3,5 GWh_{EL} installiert. Dies ist fast doppelt so viel wie im oben gezeigten Basisszenario ohne PtG. Diese sehr gro-

ße Speicherkapazität schlägt sich wie erwartet in höheren Stromgestehungskosten wieder. Sie steigen von 15,0 ct/kWh_{EL} um 2 ct/kWh_{EL} auf 17,0 ct/kWh_{EL}.

Es wird deutlich, dass PtG als Energiespeicher in den betrachteten Szenarien der Modellregion einen großen Einfluss auf die Verteilung der Stromerzeuger und der anderen Speichertechnologien hat. Die Kosten für das Gesamtsystem ohne PtG nehmen merklich zu. Tabelle 8.2 fasst die Stromgestehungskosten der betrachteten Szenarien zusammen.

Tabelle 8.2: Zusammenfassung der Stromgestehungskosten in den Szenarien ohne PtG

Szenario	Mit PtG	NoPtG
2030-100%EE-Kupfer (Basis)	11,0 ct/kWh _{EL}	12,1 ct/kWh _{EL}
2030-100%EE-DMittel	15,0 ct/kWh _{EL}	17,0 ct/kWh _{EL}

8.3 Sensitivität PtG-Investitionskosten

Es gibt verschiedene Kostensensitivitäten, die in Bezug auf PtG von Interesse sind. Zunächst wird die bereits in Kapitel 3.6 angesprochene Entwicklung der Stromgestehungskosten bewertet, wenn zur optimal installierten PtG-Leistung abweichende Werte vorgegeben werden. Bei der installierten Leistung von PtG ist die Sensitivität zu den resultierenden Stromgestehungskosten kleiner als bei PV. So macht die Verdopplung der installierten PtG-Leistung weniger als 0,5 ct/kWh_{EL} aus.

Es ist zu beobachten, dass die Stromgestehungskosten bei höheren PtG-Kapazitäten als im optimalen Fall nur langsam, bei zu niedrigen Kapazitäten jedoch recht schnell zunehmen. Es gibt eine systemisch optimale Menge an PtG, um bei möglichst geringen Kosten ausreichend gespeicherte und regelbare Energie zur Verfügung zu stellen. Wenn diese Menge nicht erreicht wird, muss die fehlende Leistung durch Überkapazitäten in den EE-Erzeugern und/oder den teureren Lilon-Batteriespeichern kompensiert werden. Dies führt erwartungsgemäß zu einer Zunahme der Kosten. Wird über das Optimum hinaus mehr PtG installiert, steigen die Stromgestehungskosten durch die PtG-Investitionskosten ebenfalls. Dieser Effekt ist im Vergleich zu den zusätzlichen EE-Erzeugungsleistungen jedoch weniger schwerwiegend. Das heißt, dass das Gesamtsystem günstiger ist, wenn mehr PtG-Leistung installiert ist als wenn zu wenig installiert ist. Abbildung 8.4 zeigt den Zusammenhang zwischen der Abweichung von der optimal installierten PtG-Leistung zu den Stromgestehungskosten.

Der Einfluss von PtG auf das simulierte Energiesystem und die Stromgestehungskosten wird zudem deutlich, wenn veränderte PtG-Investitionskosten zugrunde gelegt werden. Die gleichzeitige Betrachtung der installierten Leistung und der Stromgestehungskosten über den Investitionskosten in Abbildung 8.15 verdeutlicht dies. Mit steigenden Investitionen nimmt die installierte Leistung ab, da jedoch andere Komponenten die Energie und die Leistung bereitstellen müssen, nehmen die Stromgestehungskosten zu.

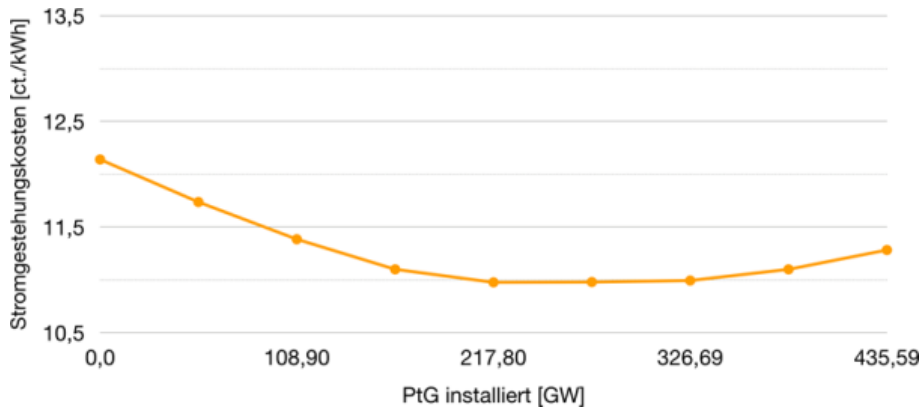


Abbildung 8.4: Stromgestehungskosten bei Abweichungen zur optimal installierten PtG-Leistung

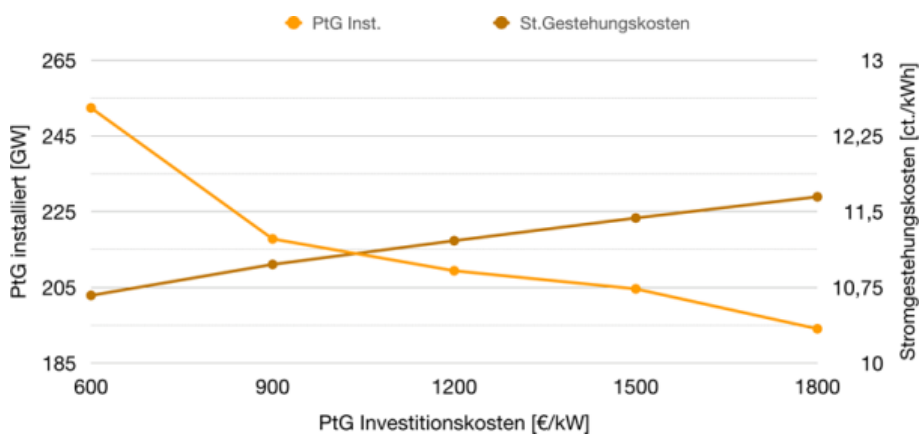


Abbildung 8.5: Optimal installierte PtG-Leistung und Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von den PtG-Investitionskosten

Die Auswirkung auf das Energiesystem mit veränderten PtG-Investitionskosten im Vergleich zum Basisszenario 2030-100%EE findet sich in Abbildung 8.6. Bei doppelt so hohen Investitionskosten (1.800 €/kW_{EL}) reduziert sich die installierte Leistung um 11%, die Stromnutzung in PtG-Anlagen und damit die SNG-Produktion bleibt jedoch fast gleich. Erst bei 2.500 €/kW_{EL} ist es günstiger Lilon-Batterien anstelle von PtG im System zu haben. Davor wird eine sinkende PtG-Leistung durch Überkapazitäten aus Windenergie kompensiert. Überschüsse gehen demzufolge vermehrt in PtH.

Werden die zusammengefassten Stromgestehungskosten aus Abbildung 8.17 hinzugezogen, ist ein Anstieg um etwa 0,2 ct/kWh_{EL} bei Erhöhung der Investitionskosten um jeweils 300 €/kW_{EL} erkennbar. Werden die Investitionskosten auf 2.500 €/kW_{EL} erhöht und damit der Einsatz von Batterien günstiger, steigen die Stromgestehungskosten um etwas mehr als 1 ct/kWh_{EL} im Vergleich zum Basisszenario. Dies ist zudem der Punkt, an dem Lilon-Batterien eingesetzt werden (716 MWh_{EL}). Zusätzlich sinkt die PtG-Leistung auf 92 MW_{EL} und wird damit um 58% reduziert. Aber selbst bei diesem Preis ist noch PtG im System vorhanden.

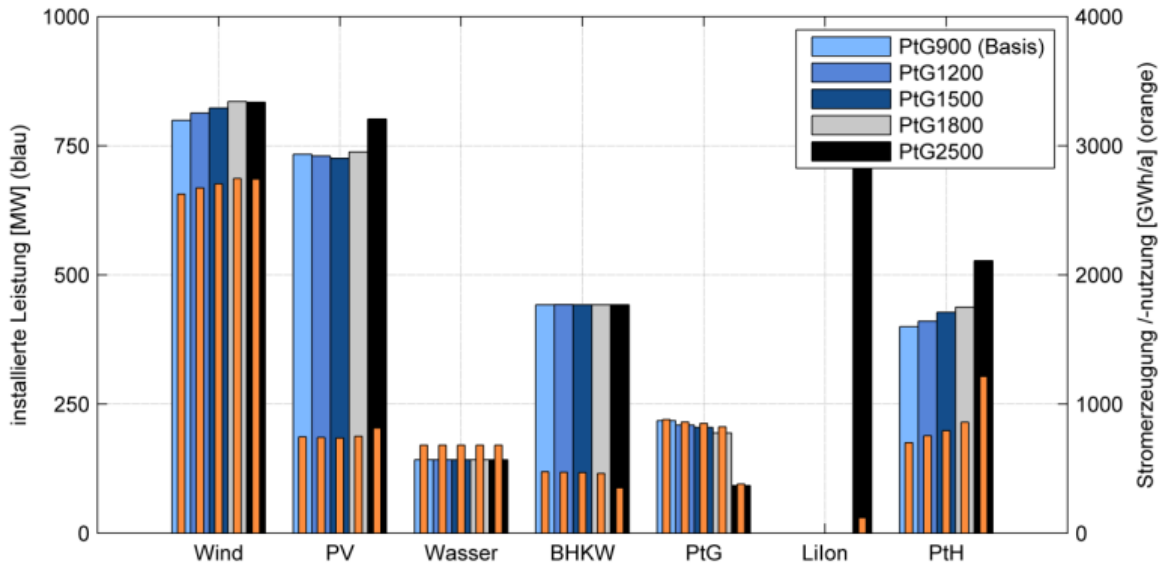


Abbildung 8.6: Installierte Leistung, Stromerzeugung und -nutzung im Szenario 2030-100%EE-Kupfer bei verschiedenen PtG-Investitionskosten

Die Auswirkungen der veränderten PtG-Investitionskosten von 900 €/kW_{EL} bis 1.800 €/kW_{EL} werden ebenfalls für das Szenario 2030-100%EE-DMittel durchgeführt. Wie in den anderen Beispielen bereits gesehen ist eine Reduzierung der installierten PtG-Leistung die Folge, siehe Abbildung 8.7. Die Leistung wird um 84 MW_{EL} und damit 17% reduziert bei entsprechender Erhöhung der Lilon-Speicherkapazität. Die Stromgestehungskosten erhöhen sich bei doppelten Investitionskosten um 1,5 ct/kWh_{EL}.

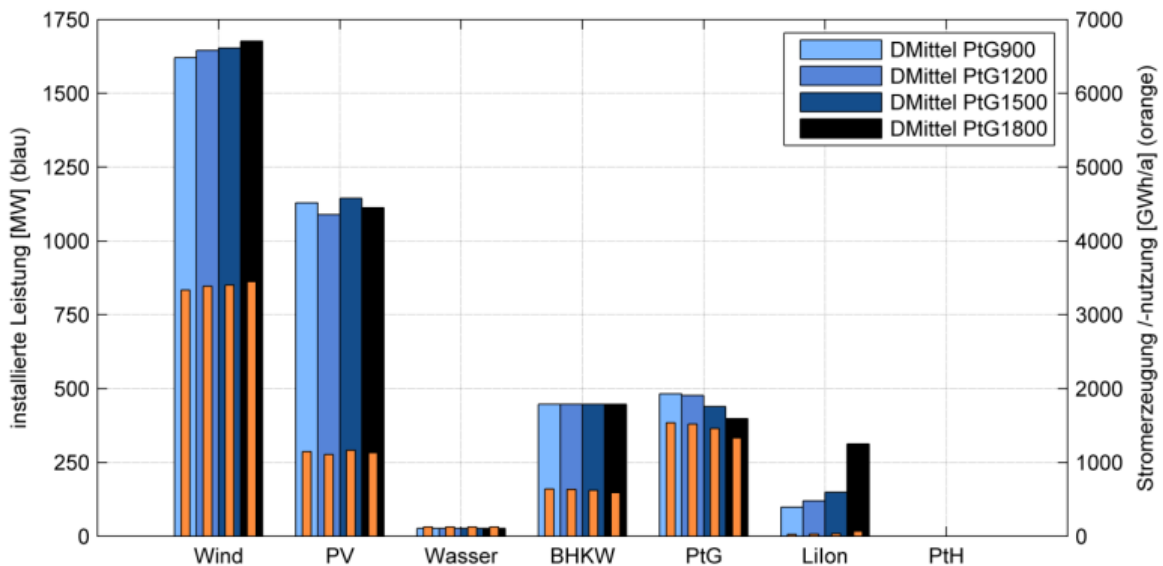


Abbildung 8.7: Installierte Leistung, Stromerzeugung und -nutzung im Szenario 2030-100%EE-DMittel für die Kupferplatte bei verschiedenen PtG-Investitionskosten

Werden für die DMittel-Annahmen im 2020-80%EE-Fall die Investitionskosten von PtG von 900 bis auf 1.800 €/kW erhöht, ist ebenfalls eine deutliche Reduzierung der installierten PtG-Leistung die Folge, siehe Abbildung 8.8. Die Leistung wird um 40 MW_{EL} und damit 19% re-

duziert. Lilon-Batterien finden noch keine bedeutende Verwendung. Die Stromgestehungskosten erhöhen sich bei doppelten PtG-Investitionskosten um 0,6 ct/kWh.

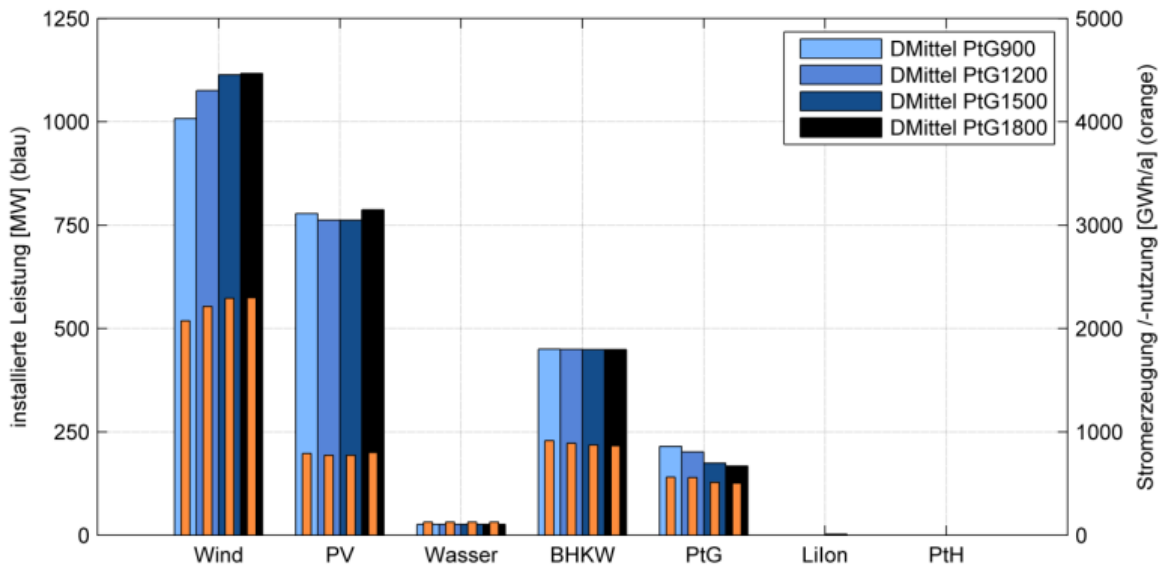


Abbildung 8.8: Installierte Leistung, Stromerzeugung und –nutzung im Szenario 2030-80%EE-DMittel (Kupferplatte) bei verschiedenen PtG-Investitionskosten

In folgender Abbildung sind die Stromgestehungskosten für die oben beschriebenen Szenarien mit veränderten PtG-Investitionskosten gegenübergestellt. Der Einfluss ist unter den Annahmen der Modellregion (2030-100%EE-Basis) insgesamt kleiner als bei DMittel-Annahmen (2030-100%EE-DMittel).

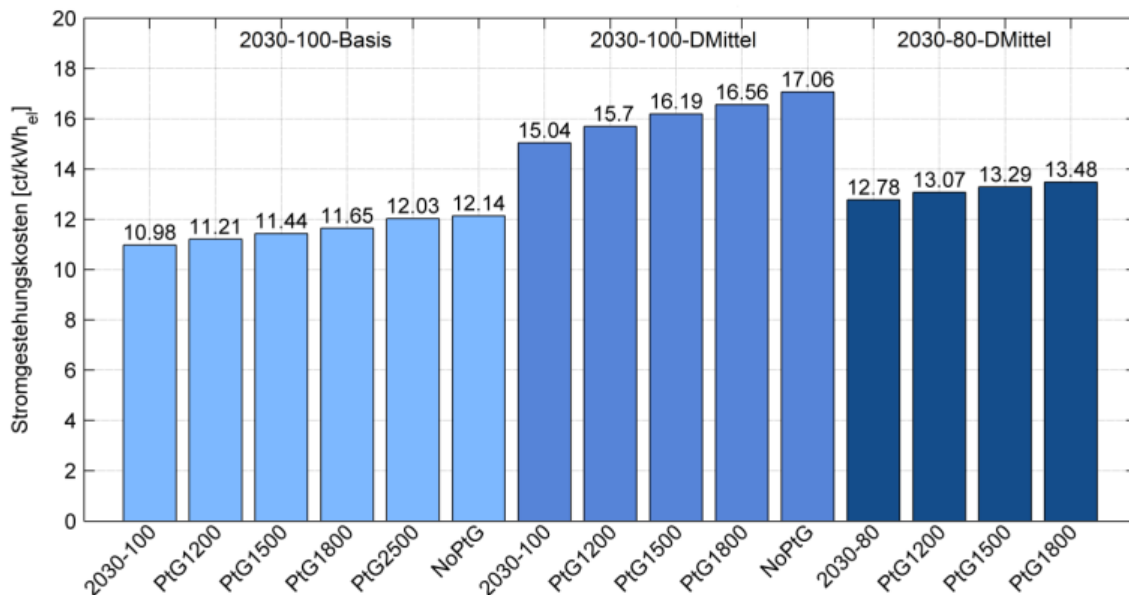


Abbildung 8.9: Stromgestehungskosten bei verschiedenen PtG-Investitionskosten in den Szenarien 2030-100%EE-Basis, 2030-100%EE-DMittel und 2030-80%EE-DMittel für die Kupferplatte

8.4 Sensitivität PtG-Wirkungsgrad

Das vorherige Kapitel hat gezeigt, dass die PtG-Investitionskosten einen entscheidenden Einfluss auf die Größe der installierten Leistung und damit auch auf die Stromgestehungskosten haben. Eine weitere Sensitivität ist in diesem Zusammenhang der PtG-Wirkungsgrad. Der Gesamtwirkungsgrad, bestehend aus Elektrolyse- und Methanisierungswirkungsgrad, von elektrischer Energie zu SNG (bezogen auf den unteren Heizwert) beträgt im Modell 60%. Es soll also ermittelt werden, welchen Wert ein veränderter Wirkungsgrad hat. Dafür werden Simulationen mit einem PtG-Wirkungsgrad zwischen 25% und 100% in 5%-Schritten durchgeführt. Um die Auswirkungen auf das System vergleichbar zu machen, werden jeweils die PtG-Investitionskosten angepasst bis sich die Stromgestehungskosten gleichen. Hierdurch werden die maximalen Investitionskosten ermittelt, die bei gleichen Stromgestehungskosten im System dem veränderten Gesamtwirkungsgrad entsprechen. Die Analyse wird im Szenario 2030-100%EE-DMittel (4% Wasserkraft, keine Wärme, Starkwindanlagen) für die Kupferplatte durchgeführt.

Die Ergebnisse in Abbildung 8.10 zeigen, dass es einen klaren Zusammenhang zwischen dem PtG-Wirkungsgrad und den maximalen Investitionskosten gibt. Es ist zu erkennen dass z.B. ein Gesamtwirkungsgrad von 80% nur bei Investitionskosten von etwas mehr als 1.500 €/kW_{EL} umgesetzt werden kann, wenn die Stromgestehungskosten nicht steigen sollen. Ein Gesamtwirkungsgrad von nur 40% hingegen entspricht maximalen Investitionskosten von etwa 500 €/kW. Der maximale Wirkungsgrad von Strom und Wärme liegt nach einer internen Betrachtung des ZSW bei 80%. Bei dem bis 2017 laufenden EU-Projekt HELMETH sollen Wirkungsgrade von 85% demonstriert werden [Trimis 2014].

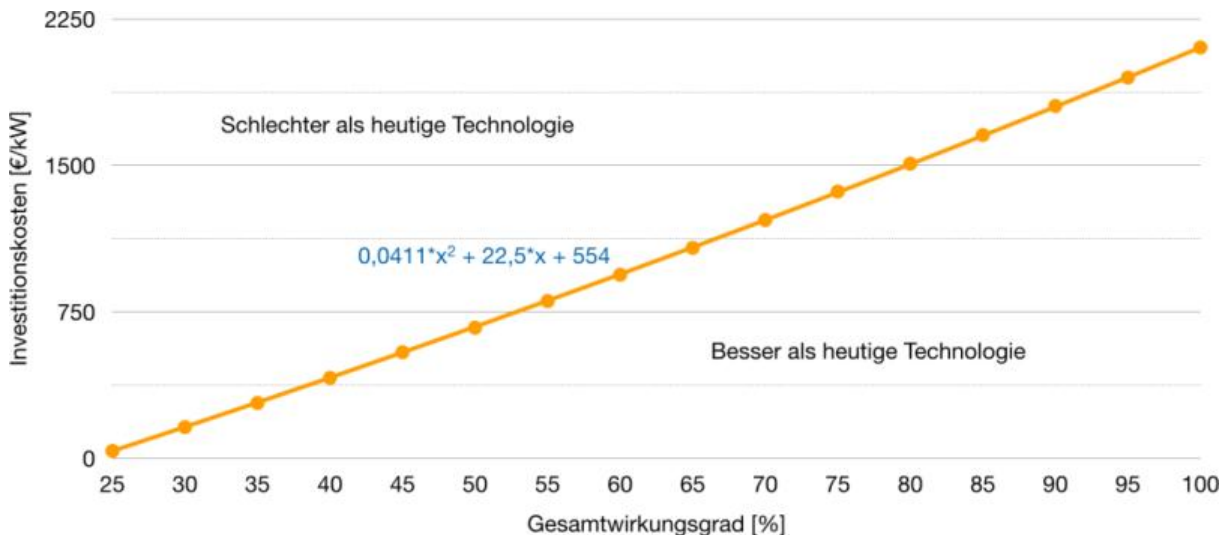


Abbildung 8.10: Zusammenhang von PtG-Wirkungsgrad und PtG-Investitionskosten bei gleichbleibenden Stromgestehungskosten

Interessant ist zudem, dass PtG mit einem Wirkungsgrad von 25% im System keinen Wert besitzt. Die mit diesem Wirkungsgrad verbundenen Speicherverluste und dafür notwendigen höheren Überkapazitäten in den Erzeugern führen selbst bei minimalen PtG-Investitionskosten zu keiner Absenkung der Stromgestehungskosten.

Unter der derzeitigen technologischen Entwicklung in den Bereichen Elektrolyse und Methanisierung wäre eine Erhöhung des Gesamtwirkungsgrades über das hier angenommene Maß hinaus möglich. Die Steigerung des Wirkungsgrades sollte jedoch nicht zu übermäßig höheren Investitionskosten führen.

8.5 Sensitivität PtG bei 80% EE und 4% Wasserkraft

Im Folgenden wird der Einfluss der Wasserkraft auf den Einsatz von PtG bei niedrigerem Anteil EE am Stromverbrauch untersucht. Es werden die beiden Szenarien 2020-80%EE und 2030-80%EE mit einem Anteil von 4% Strom aus Wasserkraft untersucht und jeweils den Basiszenarien gegenübergestellt. Der Einfluss auf die installierten Leistungen der Stromerzeuger, der Speicher und die Stromnutzung ist in Abbildung 8.11 dargestellt.

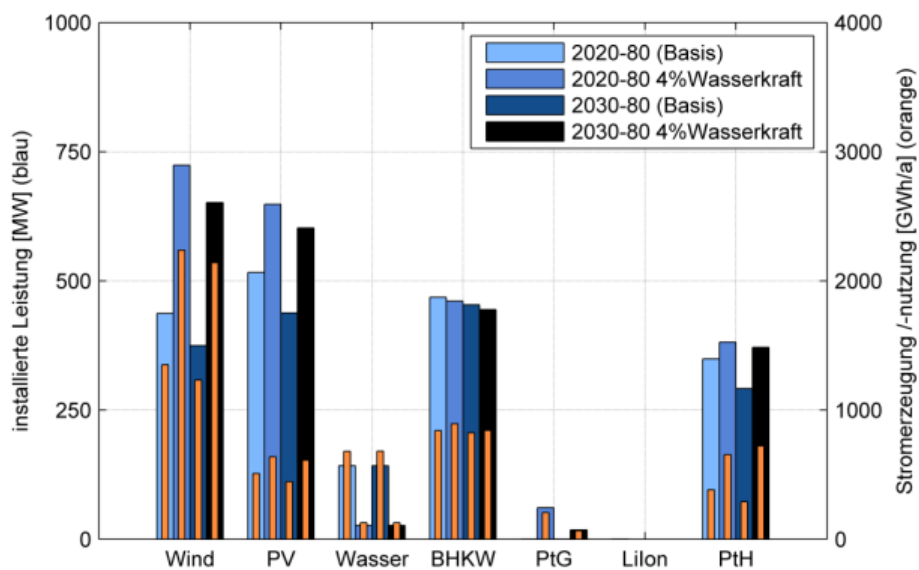


Abbildung 8.11: Installierten Leistung, Stromerzeugung und -nutzung in den Szenarien 2020-80%EE und 2030-80%EE mit Basisannahmen und bei 4% Wasserkraft für die Kupferplatte

Die Verringerung der Versorgung durch Wasserkraft führt dazu, dass PtG auch schon bei 80% EE benötigt wird, sowohl im Jahr 2020 mit 61 MW_{EL} als auch im Jahr 2030 mit 18 MW_{EL}. Außerdem steigen die installierten Leistungen von Wind und PV deutlich an. Dies spiegelt sich auch in den erhöhten Stromgestehungskosten wieder, die in Tabelle 8.3 zusammengefasst sind. Im Jahr 2020 steigen die Stromgestehungskosten um 1,1 ct/kWh_{EL} (12%) und im Jahr 2030 um 0,5 ct/kWh_{EL} (5%).

Tabelle 8.3: Stromgestehungskosten in den Szenarien 2020-80%EE und 2030-80%EE mit Basisannahmen und bei 4% Wasserkraft für die Kupferplatte

	2020-80%EE- (Basis)	2020-80%EE- 4%Wasser	2030-80%EE- (Basis)	2030-80%EE- 4%Wasser
Kosten in ct/kWh_{EL}	9,76	10,90	9,25	9,72

Bei den Basisannahmen mit 20% Strom aus Wasserkraft besteht in beiden Basisszenarien mit 80% EE noch kein Bedarf an PtG. Wird der Anteil der Wasserkraft auf den Durchschnitt in Deutschland reduziert, werden deutlich mehr EE-Erzeuger sowie Speicher benötigt. Dies führt, wie bereits erläutert auch zu höheren Stromgestehungskosten.

8.6 CO₂-Quellen

Für den Betrieb der Methanisierung werden CO₂-Quellen benötigt. Somit lässt sich das PtG-Potenzial eines Knotens auf Basis der vorhandenen CO₂-Quellen ermitteln. Bei Fehlen dieser Quellen wird in der Simulation auch der Ausbau von PtG begrenzt.

Abbildung 8.12 stellt die Anteile der installierten Leistung PtG am vorhandenen Potenzial im Szenario 2030-100%EE-Netz dar. Es ist zu sehen, dass das PtG-Potenzial in keinem Knoten ausgeschöpft wird, d.h. dass es keine Begrenzung oder Verschiebung der PtG-Leistungen in andere Knoten aufgrund des CO₂-Potenzials gibt. Die höchste Ausnutzung ist mit 40% im Knoten Kell am See vorhanden. Vor allem Knoten, die geringe Potenziale haben, erreichen eine hohe Ausschöpfung.

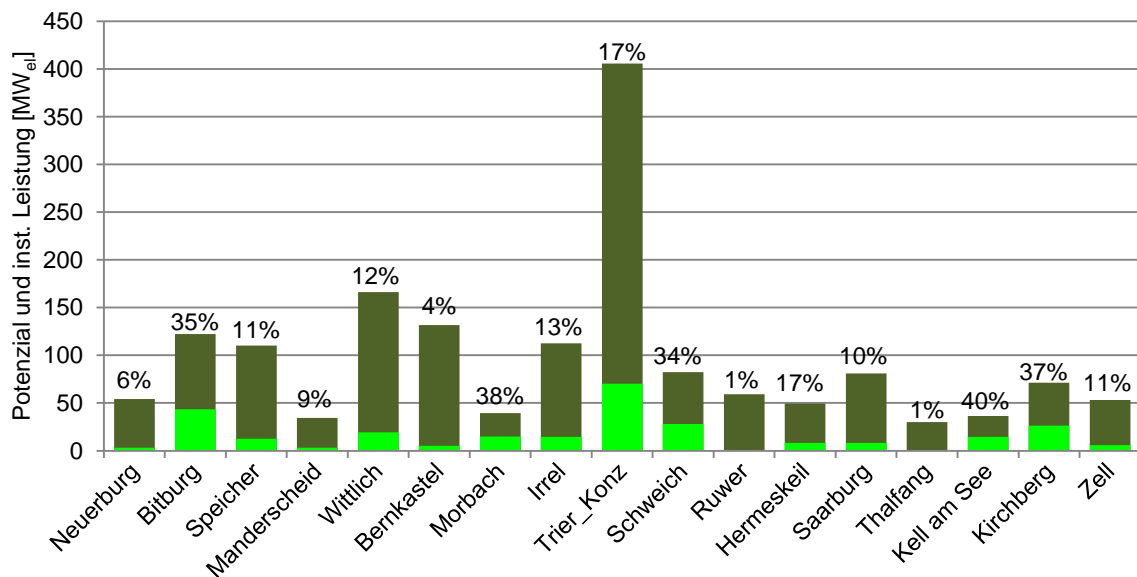


Abbildung 8.12: PtG-Potenzial und inst. Leistung in den Knoten im Szenario 2030-100%EE-Netz

Im Modell kommt das CO₂ aus Rohbiogas und Rauchgas. Da die CO₂-Menge auf den in Kapitel 2.6.5 ermittelten Biogas- und Rauchgaspotenzialen basieren, verteilt sich die Zusammensetzung in den einzelnen Knoten unterschiedlich. Das CO₂ aus Biogas ist dabei mit geringeren Kosten belegt und wird deswegen stets bevorzugt. Wenn die Menge erschöpft ist oder zu bestimmten Zeiten nicht verfügbar ist, wird das CO₂ aus Rauchgas verwendet. Abbildung 8.13 und Abbildung 8.14 zeigen jeweils die insgesamt erzeugte Menge SNG und die Zusammensetzung der CO₂-Quelle in den Knoten für die Szenarien 2030-100%EE im Netzfall und im Einzelknotenfall.

Der linke, grüne Balken stellt die erzeugte SNG-Menge dar. Der rechte Balken zeigt die Menge des zur SNG-Erzeugung verwendeten CO₂ aus Rauchgas und aus Biogas. Insgesamt benötigen im Netzfall nur 7 Knoten CO₂ aus Rauchgas in größeren Mengen und 3 Knoten in sehr kleinen Mengen. Die anderen Knoten können den CO₂-Bedarf komplett aus Biogas decken. Das Rohbiogas aus den BGA kann direkt in den PtG-Anlagen verwendet werden. Somit wird zum einen das benötigte CO₂ bereitgestellt und zum anderen Biomethan hergestellt. Bei der ausschließlichen CO₂-Gewinnung aus Rauchgas, ergeben sich zwei Nachteile, zum einen muss das CO₂ aus Rauchgas energie- und kostenintensiv aufbereitet werden und zum anderen muss das Rohbiogas aus der BGA in entsprechenden Gasaufbereitungsanlagen aufbereitet werden um es ins Gasnetz einspeisen zu können. Deswegen wird die Verwendung von CO₂ aus Biogas der aus Rauchgas stets vorgezogen. Bei der idealen Biogasverteilung im Kupferplattenfall wird kein CO₂ aus Rauchgas benötigt.

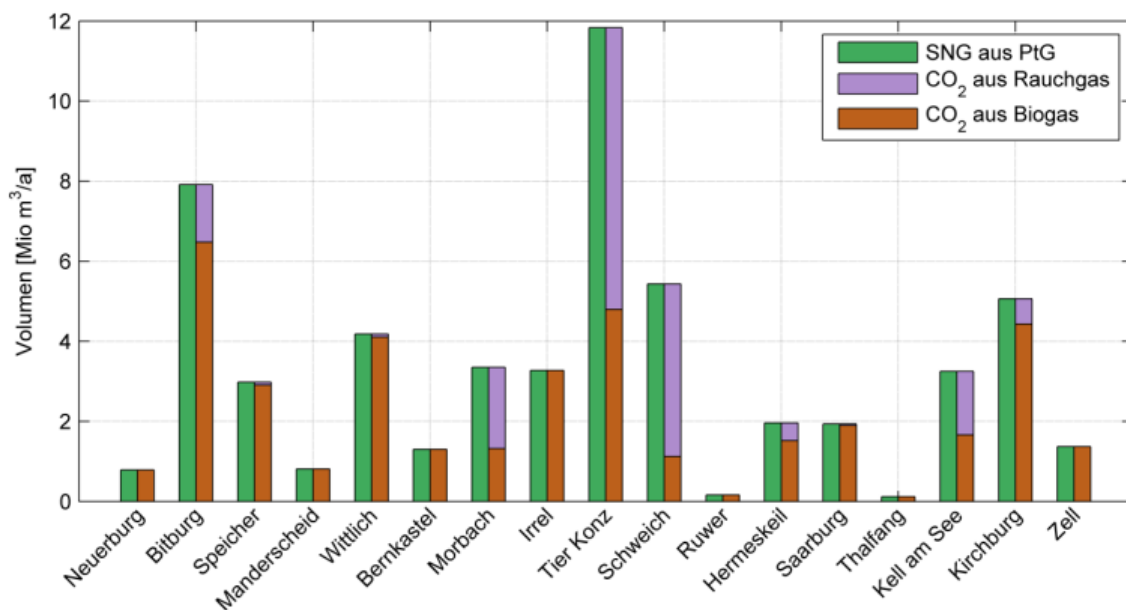


Abbildung 8.13: SNG-Mengen und CO₂-Quellen in den Knoten im Szenario 2030-100%EE-Netz

Bei Betrachtung der SNG- und CO₂-Mengen im Einzelknotenfall im Vergleich zum Netzfall fällt auf, dass sich die Verteilung und die Zusammensetzung in den Knoten ändern. Die insgesamt gestiegene PtG-Leistung führt dazu, dass mehr CO₂ aus Rauchgas für die SNG-Produktion benötigt wird. Allerdings verändert sich die CO₂-Nutzung innerhalb der Knoten unterschiedlich. So brauchen die Knoten Speicher und Wittlich deutlich mehr CO₂ aus Rauchgas. Der Knoten Schweich hingegen benötigt aufgrund der niedrigeren PtG-Leistung im Einzelknotenfall kein CO₂ aus Rauchgas mehr. Es wird also deutlich, dass die zusätzliche Nutzung von CO₂ aus Rauchgas und die damit verbundenen zusätzlichen Kosten kein Grund sind, den PtG-Ausbau zu reduzieren.

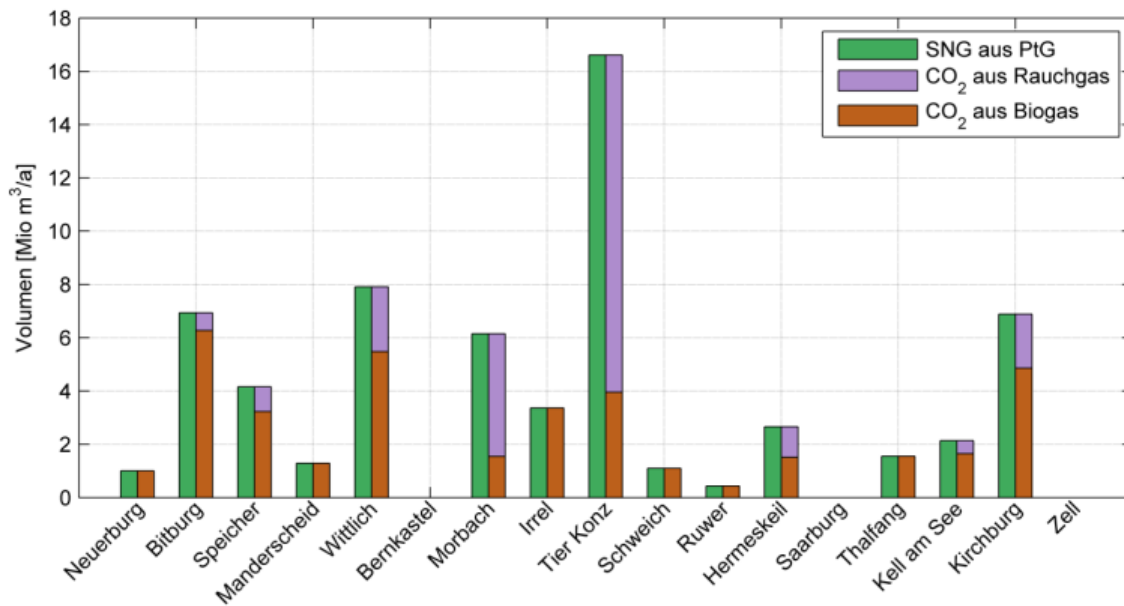


Abbildung 8.14: SNG-Mengen und CO₂-Quellen in den Knoten im Szenario 2030-100%EE-Einzelknoten

Außerdem fällt bei Trier auf, dass im Netzfall die Volllaststundenzahl deutlich höher ist. Es wird bei knapp ein Drittel der installierten Leistung immer noch über zwei Drittel der Gasmenge produziert. Im Netzfall kommen bei Trier über 4 Mio. m³/a aus Biogas, im Einzelknotenfall ist es weniger. D.h., dass im Einzelknotenfall die Ausnutzung des Biogases in der PtG-Anlage besser ist.

Sensitivität CO₂-Kosten aus Rauchgas

Da das Vorhandensein einer CO₂-Quelle entscheidend für den Ausbau von PtG ist, wird der Einfluss der Kosten für CO₂ aus Rauchgas auf den Einsatz im Rahmen von Sensitivitäten bewertet. Die Abscheidung von CO₂ aus Rauchgas wird aktuell noch nicht eingesetzt und die angenommenen Kosten sind entsprechend hoch. Da im Gegensatz zu den Kosten für BGA hohe Einsparpotenziale in den nächsten Jahren möglich sind, wird der Preis einmal auf Null gesetzt und einmal auf ein Drittel reduziert. Diese beiden Sensitivitäten werden für das Szenario 2030-100%EE für die Einzelknoten Morbach, Wittlich und Hermeskeil durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 8.15 und Abbildung 8.16 dargestellt.

Es ist ersichtlich, dass die Kosten des CO₂ aus Rauchgas keinen signifikanten systemischen Einfluss in den betrachteten Knoten haben und sich die installierten Erzeuger- und Speicherleistung kaum ändern. Im Knoten Hermeskeil verändert sich das Verhältnis von PV zu Wind und die installierte PtH-Leistung leicht. Die PtG-Leistung nimmt lediglich (im Rahmen des Optimierungsrauschens) geringfügig ab. Im Knoten Wittlich gibt es eine leichte Verringerung der PV-Leistung und eine minimale Erhöhung der PtG-Leistung und der PtH-Leistung. Der Einfluss der Kosten für CO₂ aus Rauchgas auf die Zusammensetzung des Energiesystems ist insgesamt sehr gering.

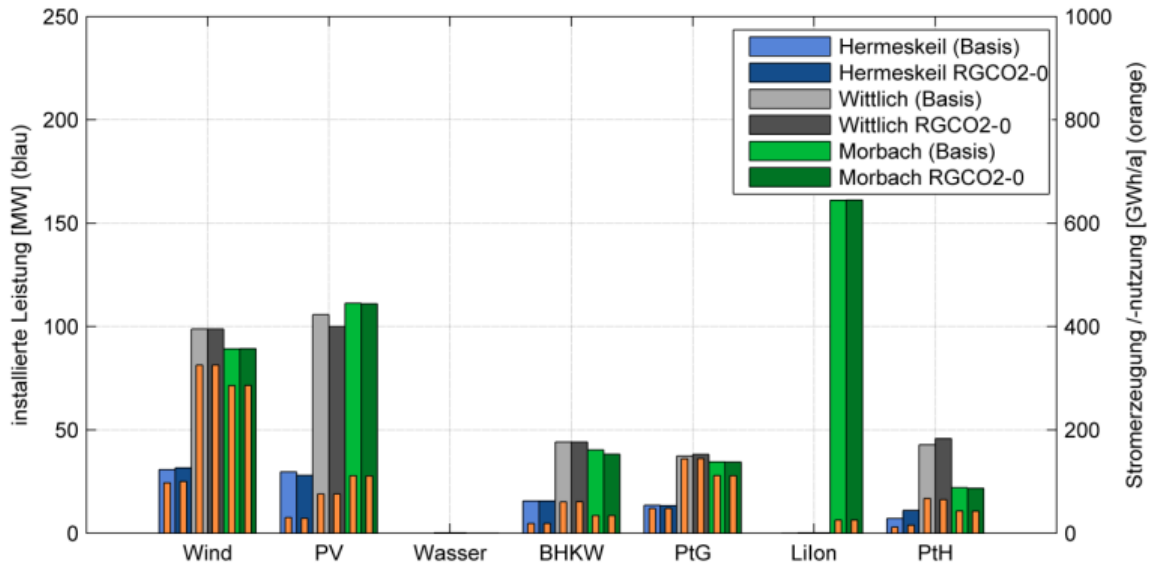


Abbildung 8.15: Installierte Leistung, Stromerzeugung und -nutzung für die Einzelknoten Hermeskeil, Wittlich und Morbach im Szenario 2030-100%EE mit (Basis) und ohne Kosten für CO₂ aus Rauchgas (RGC02-0)

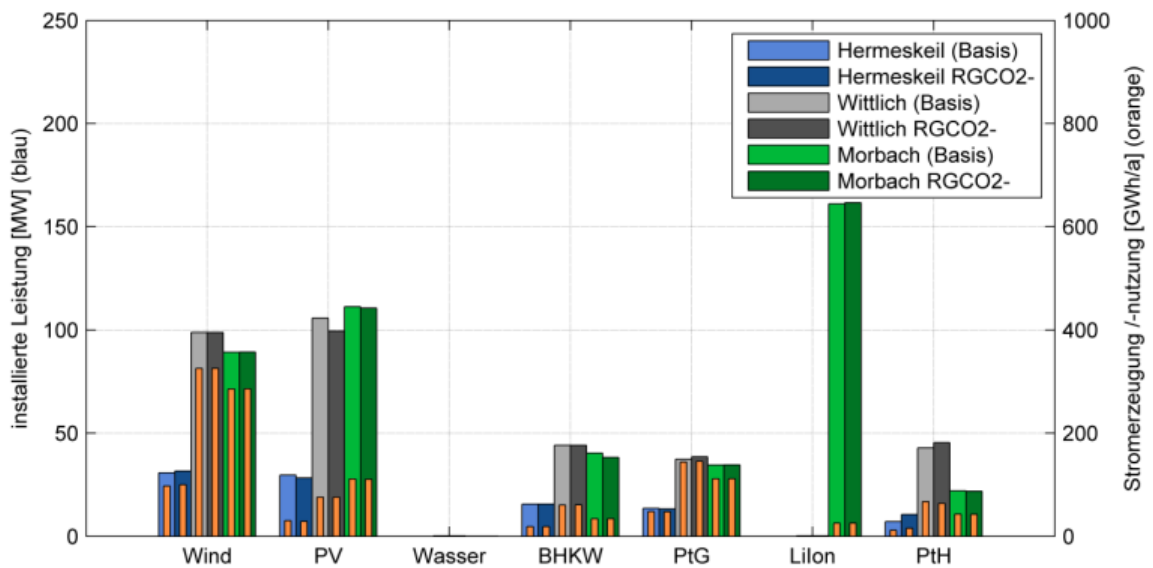


Abbildung 8.16: Installierte Leistung, Stromerzeugung und -nutzung für die Einzelknoten Hermeskeil, Wittlich und Morbach im Szenario 2030-100%EE mit (Basis) und bei reduzierten Kosten für CO₂ aus Rauchgas (RGC02-)

Die Reduzierung der Kosten für CO₂ aus Rauchgas auf ein Drittel des im Basisszenarios angenommenen Wertes zeigt das gleiche Bild wie die Berechnung ohne Kosten.

Der Einfluss auf die Stromgestehungskosten durch den Wegfall bzw. die Reduzierung der Kosten für CO₂ aus Rauchgas ist im Vergleich zum systemischen Einfluss deutlich sichtbar. Abbildung 8.17 stellt die Stromgestehungskosten des Basisszenarios den oben betrachteten drei Knoten gegenüber. Im Knoten Morbach, wo das CO₂-Potenzial begrenzt ist und die Potenzialgrenze erreicht wird, würde die kostenlose CO₂-Quelle zu einer Reduzierung der Stromgestehungskosten von 0,26 ct/kWh_{EL} führen. Bei Hermeskeil beträgt die Ersparnis

0,21 ct/kWh_{EL} und bei Wittlich ist sie mit 0,31 ct/kWh_{EL} am höchsten. In Summe werden jedoch selbst bei kostenloser CO₂-Quelle die Stromgestehungskosten um maximal 2,4% reduziert. Bei den auf ein Drittel reduzierten Kosten für CO₂ aus Rauchgas ist die Kostenersparnis wesentlich geringer.

Sowohl der minimale systemische Einfluss als auch der relativ geringe Einfluss auf die Stromgestehungskosten zeigen, dass unter den gegebenen Bedingungen nicht die Kosten für das CO₂ aus Rauchgas sondern das insgesamt vorhandene CO₂-Potenzial ausschlaggebend ist für den Einsatz von PtG als Energiespeicher.

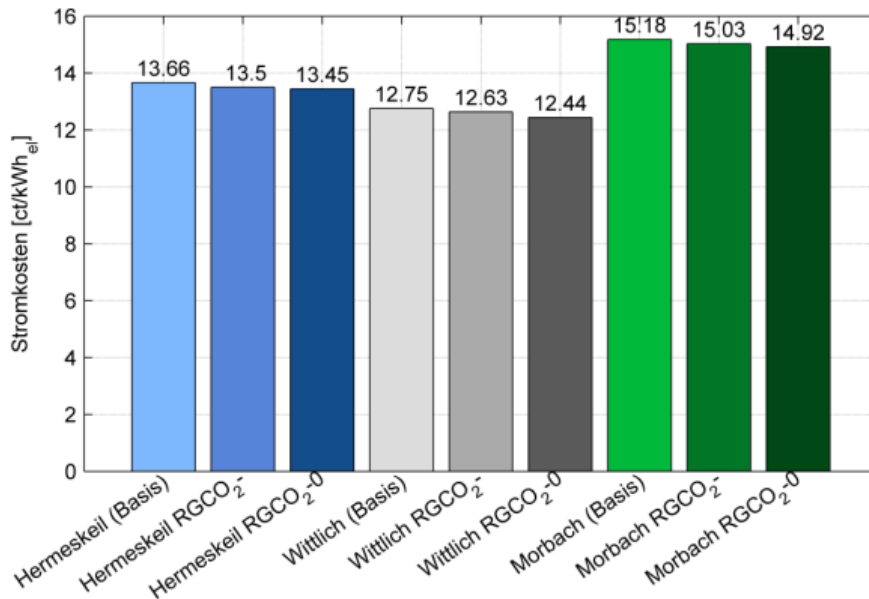


Abbildung 8.17: Stromgestehungskosten für die Einzelknoten Hermeskeil, Wittlich und Morbach im Szenario 2030-100%EE mit (Basis), mit reduzierten (RGCO₂-) und ohne (RGCO₂-0) Kosten für CO₂ aus Rauchgas

8.7 Mobilität

Das erzeugte SNG wird in den Basisszenarien der Simulation ausschließlich zur Rückverstromung genutzt. Ein Vertriebsweg, um den Gegenwert an eventuell überschüssigem SNG und Biomethan (EEGas) einzubeziehen, wird in Sonderszenarien untersucht. Am Ende der Simulation bleibt etwas weniger als 1% des produzierten EEGas im Speicher zurück und wird nicht verwendet. Ungenutztes EEGas wird nicht verbraucht und hat somit einen sehr geringen (negativen) Einfluss auf den Stromgestehungspreis. In den Sonderszenarien Mobilität wird das nicht verwendete EEGas einbezogen. In diesen Szenarien wird angenommen, dass das EEGas Anwendung in der Mobilität finden wird und dabei mit 0 ct/kWh_{HS} bis 21 ct/kWh_{HS} vergütet wird. Die folgenden Auswertungen beziehen sich auf die Einzelknotenbewertung für den Knoten Ruwer und sind entsprechend des CO₂-Potenzials und des Erzeugungspotenzials beschränkt.

Bis zu einem Vergütungspreis von 8 ct/kWh_{HS} ändert sich die EEGas-Produktion für die Mobilität nicht, siehe Abbildung 8.18. Die für die Mobilität zur Verfügung stehende EEGas-Menge liegt bei einer Gasvergütung von 0 ct/kWh_{HS} und 8 ct/kWh_{HS} unter 5 MWh_{HS}/a und

kann als systemisch bedingter Rest gewertet werden. Bei einer Vergütung von 10 ct/kWh_{HS} nimmt die EEGas-Menge auf 1,5 GWh_{HS}/a bei einer Stromerzeugung aus EE von 53,5 GWh_{EL}/a zu. Steigt die Gasvergütung weiter an, nehmen die SNG-Menge und die Stromerzeugung stark zu. Bei einer Vergütung von 15 ct/kWh_{HS} ist die maximale EEGas-Menge für die Mobilität mit 115 GWh_{HS}/a auf Grund der Potenzialgrenze erreicht. Das Energiesystem stellt sich auf die Herstellung von SNG ein und es wird über den Strombedarf hinaus Energie in EE produziert. Ab einer Vergütung von 10 ct/kWh_{HS} für EEGas wird systemisch Einfluss genommen.

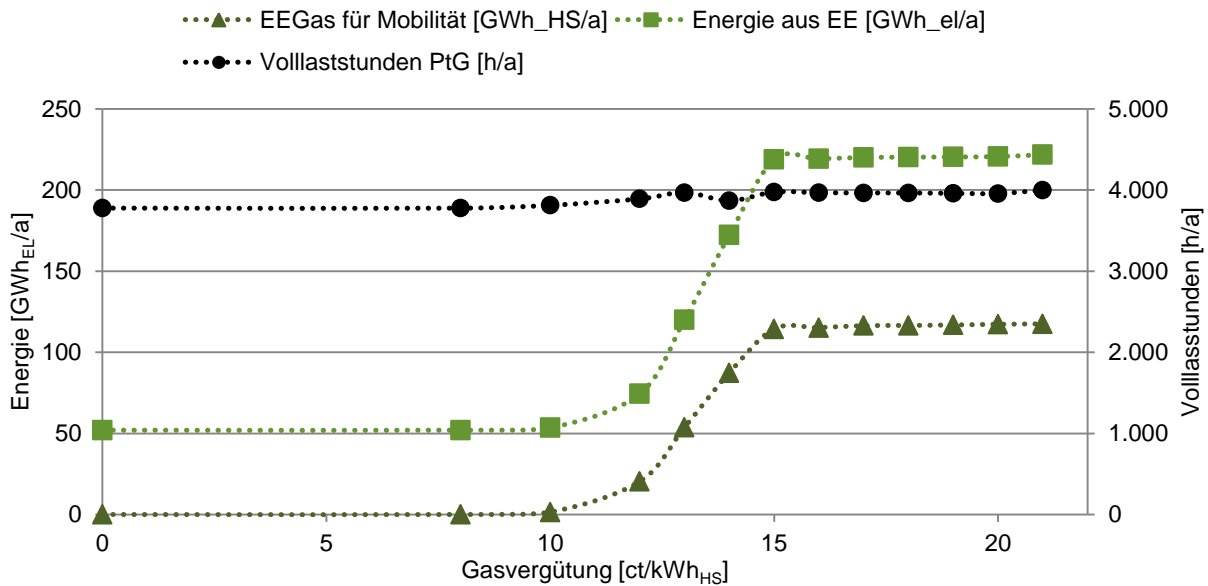


Abbildung 8.18: Stromproduktion aus EE, EEGas für die Mobilität und PtG-Vlh/a bei unterschiedlicher Gasvergütung im Szenario 2030-100%EE im Einzelknoten Ruwer

Bei weiterer Erhöhung der Gasvergütung über 15 ct/kWh_{HS} ändert sich in den produzierten EEGas-Mengen nur wenig (117 GWh_{HS}/a bei 21 ct/kWh_{HS}), da der maximale Gasbedarf im Mobilitätssektor erreicht ist. Die installierte PtG-Leistung steigt von 2,1 MW_{EL} bei 0 ct/kWh_{HS} über 2,4 MW_{EL} bei 10 ct/kWh_{HS} auf 42,7 MW_{EL} bei 15 ct/kWh_{HS}, also auf das 11-fache, an.

Um die zusätzliche Menge an SNG produzieren zu können werden zusätzliche Energieerzeuger gebraucht. Die Stromproduktion steigt vom Basisszenario ohne zusätzliche Gasvergütung von 52,0 GWh_{HS}/a (bei 0 ct/kWh_{HS}) über 53,5 GWh_{HS}/a (bei 10 ct/kWh_{HS}) auf 218,9 GWh_{HS}/a (bei 15 ct/kWh_{HS}) an.

Die Volllaststunden der PtG-Anlagen ändern sich nur unwesentlich. Sie steigen von 3.777 Vlh/a auf 3.975 Vlh/a bei einer Gasvergütung von 15 ct/kWh_{HS} an. Dies ist die in diesem Knoten maximal zu erzielende Volllaststundenzahl für PtG. Es werden innerhalb der Simulation Überschüsse nur aus EE verwendet. Auf diese Weise sind die Volllaststunden von PtG entsprechend der klimatischen Gegebenheiten eingeschränkt.

In Abbildung 8.19 sind die installierten Leistungen in Abhängigkeit der Gasvergütung dargestellt. Bis zu einer Vergütung von 10 ct/kWh_{HS} findet keine Erhöhung der installierten Leis-

tungen statt. Danach steigen die Leistungen von Wind und PV kontinuierlich, bis bei einer Vergütung von 15 ct/kWh_{HS} nahezu das Maximum erreicht ist.

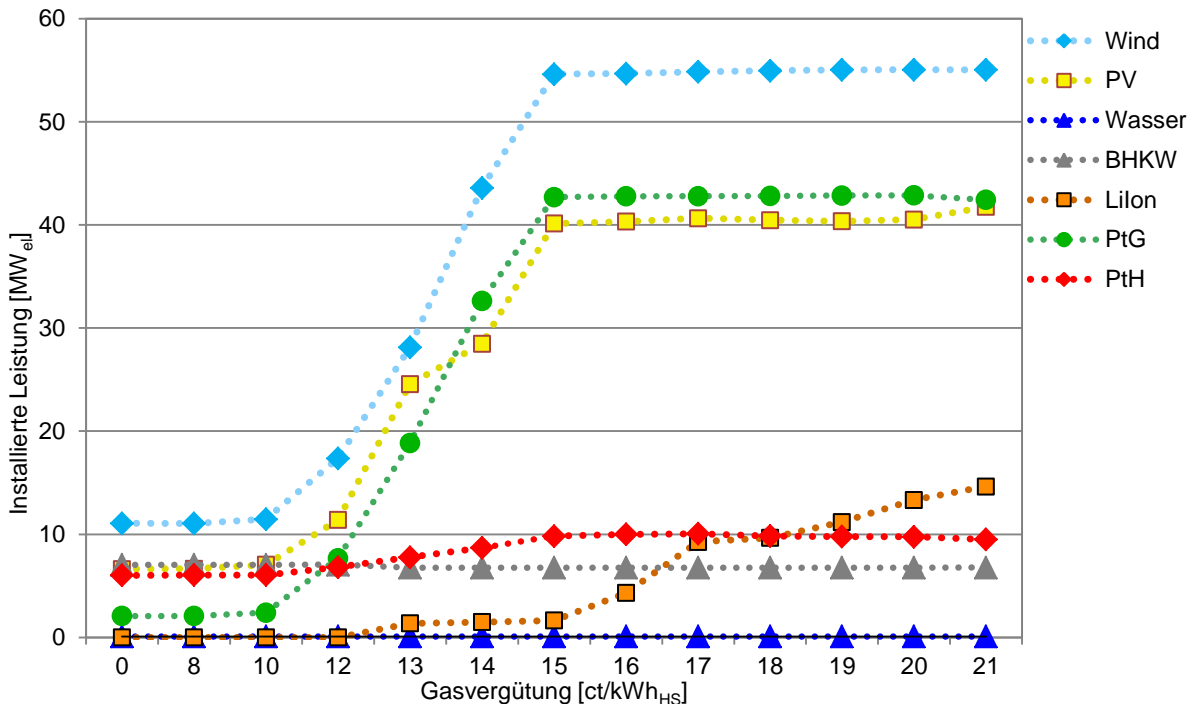


Abbildung 8.19: Installierte Leistungen in Abhängigkeit der Gasvergütung für das Szenario 2030-100%EE im Einzelknoten Ruwer

Bei einer entsprechend hohen Vergütung wird der Großteil des Biomethans und SNG für den Verkauf hergestellt. Dabei wird weniger EEGas zum Ausgleich fluktuierender Erneuerbarer verwendet, siehe Abbildung 8.20. Schon bei einer Vergütung von 13 ct/kWh_{HS} steht im Vergleich zum Basisszenario nur noch 46% für die Stromerzeugung benötigte Menge zur Verfügung. Gleichzeitig steigt der Anteil an durch EE produzierter Energie erheblich und verringert den Bedarf an benötigter Speicherkapazität.

Elektrische Energie, die in den Basisszenarien durch PtG bereitgestellt wird, wird ab einem Vergütungspreis von 13 ct/kWh_{HS} durch Batteriespeicher kompensiert. Die teure Technologie, die nur selten in den unterschiedlichen Szenarien Anwendung findet, hat an diesem Punkt wieder an Nutzen gewonnen. Da für Batterien die Speicherkapazität im Vergleich zu PtG begrenzt ist, (die Kapazität entspricht bei Batterien hier Ladeleistung aber PtG kann auf das Erdgasnetz zurückgreifen) sind diese kostenintensiv. Batteriespeicher werden somit nicht in dem Maße verbaut, dass der Anteil an abgeregelten Energiemengen ähnlich zu den Basisszenarien gering bleibt, siehe Abbildung 8.20. Die Abregelung, die im Basisszenario 0,7 GWh_{EL}/a beträgt, erhöht sich im Szenario mit 15 ct/kWh_{HS} auf 4,4 GWh_{EL}/a.

Es entstehen keine Veränderungen in der Aufteilung der Energieformen, die von den PtG-Anlagen in SNG umgewandelt wird, da der Ausbau von Wind- und PV-Anlagen gleichmäßig mit der Erhöhung der Gasvergütung vorangeht.

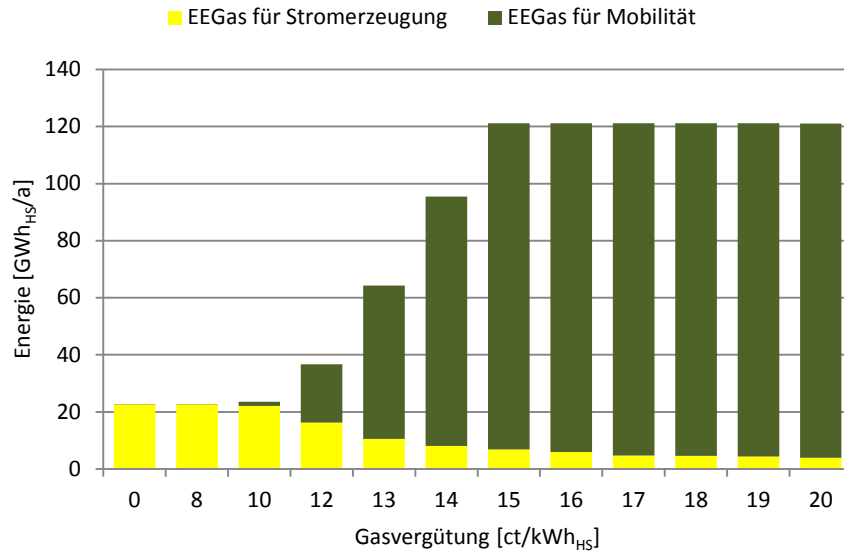


Abbildung 8.20: Verwendung des erzeugten SNG in Abhängigkeit der Gasvergütung im Szenario 2030-100%EE im Einzelknoten Ruwer

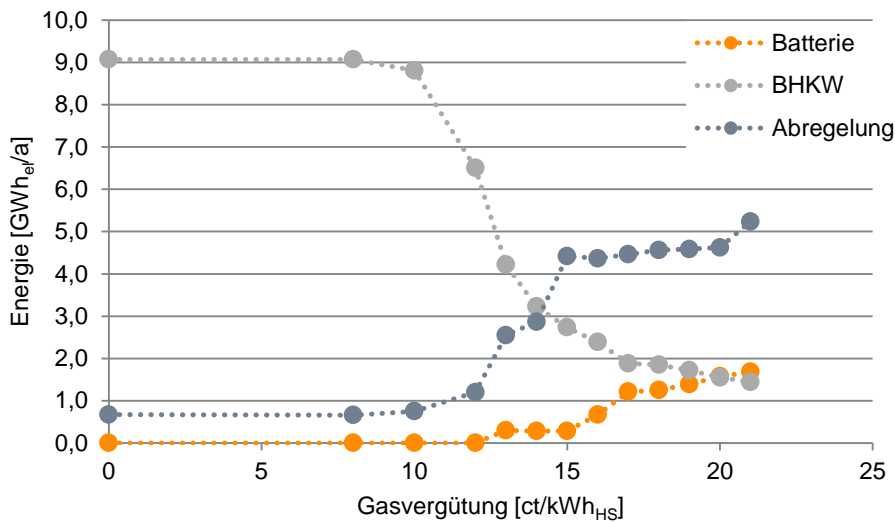


Abbildung 8.21: In Batterien gespeicherte, abgeregelt und im BHKW erzeugte Energiemengen in Abhängigkeit der Gasvergütung im Szenario 2030-100%EE im Einzelknoten Ruwer

Resultierende Stromgestehungskosten

Durch die hohen Einnahmen in den Sonderszenarien Mobilität durch den Verkauf von SNG resultieren niedrigere Stromgestehungskosten, siehe Abbildung 8.22. Die Stromgestehungskosten sinken von 12,93 ct/kWh_{EL} im Basisszenario für den Einzelknoten Ruwer (2030-100%) auf 8,25 ct/kWh_{EL}, wenn das EEGas mit 15 ct/kWh_{H2} vergütet würde.

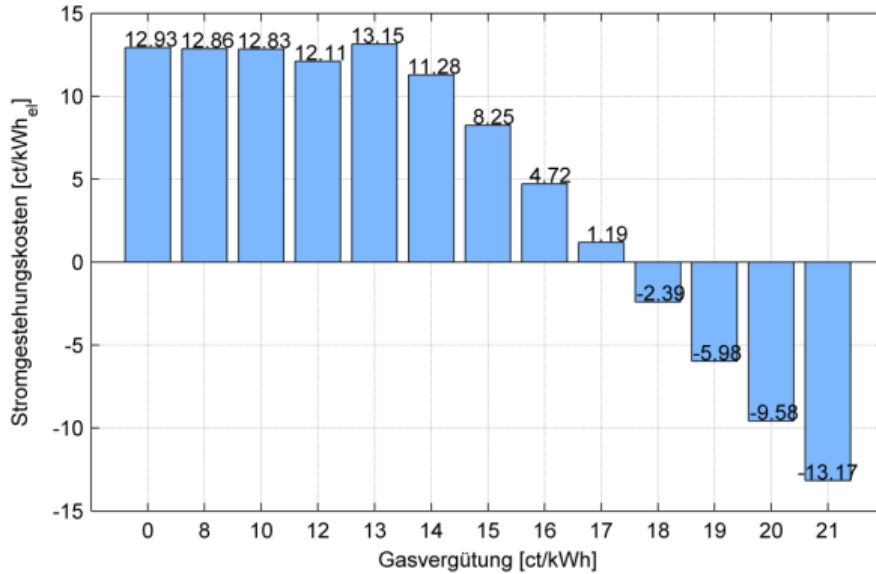


Abbildung 8.22: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Gasvergütung im Szenario 2030-100%EE im Einzelknoten Ruwer

Zusammenhang von Mobilität und PtH

Mit der Erhöhung der PtG-Erzeugung entsteht auch mehr nutzbare Abwärme, sie steigt von ca. 0,8 GWh_{TH}/a auf über 17 GWh_{TH}/a. Allerdings nimmt gleichzeitig die Menge der Abwärme aus BHKW ab, da auch die Rückverstromung des SNG abnimmt (von 10,2 GWh_{TH}/a auf 1,6 GWh_{TH}/a). Die Gasvergütung hat hingegen nur einen geringen Einfluss auf PtH, siehe Abbildung 8.23. Wärmeenerzeugung aus PtH nimmt beim Erreichen der PtG-Potenzialgrenze sogar leicht zu, da es mehr Überschüsse aus den EE gibt.

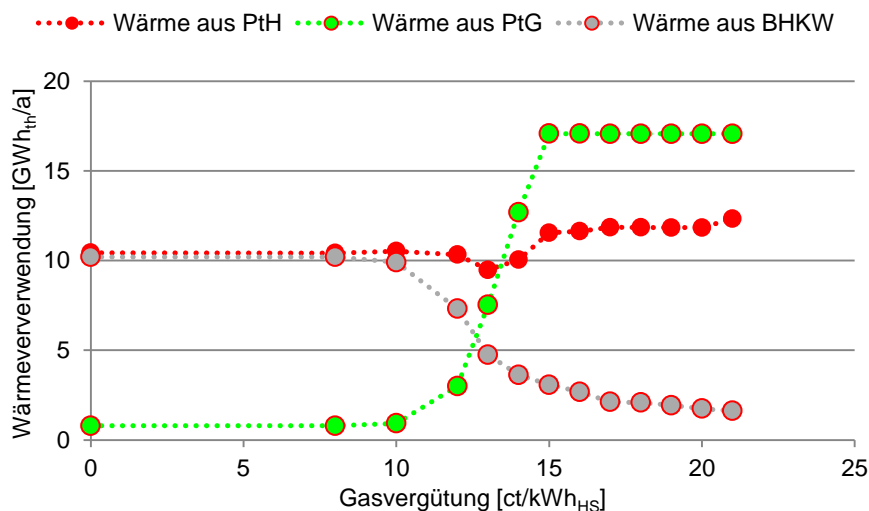


Abbildung 8.23: Produzierte Wärmemengen entsprechend der Erzeugungsart in Abhängigkeit der Gasvergütung im Einzelknoten Ruwer

Wird in der Optimierung kein PtH zugelassen, sind die Gasmengen für den Verkauf in die Mobilität kleiner, Abbildung 8.24. Bei einer Gasvergütung von 14 ct/kWh_{HS} werden nur 66 GWh_{HS}/a EEGas verkauft, 75% von der Gasmenge, die im Szenario verkauft wird, wenn

Wärmeverkauf über PtH möglich ist. Dies ist damit zu erklären, dass beide Technologien die Installation von Überkapazitäten fördern und somit durch PtH auch mehr PtG betrieben wird. In diesem Fall werden die Synergien von PtH und PtG deutlich. Bei einer Gasvergütung von 15 ct/kWh_{HS} unterscheiden sich die Gasmengen kaum, ob mit oder ohne Wärmeverkauf. Wie auch die vorherigen Betrachtungen gezeigt haben, wird ab dieser Vergütung das Maximum an installierten Leistungen erreicht und im System hat sich eine Änderung vollzogen. Das EEGas hat so einen hohen Wert, so dass auch ohne Unterstützung durch PtH nahezu maximale Gasmengen produziert werden.

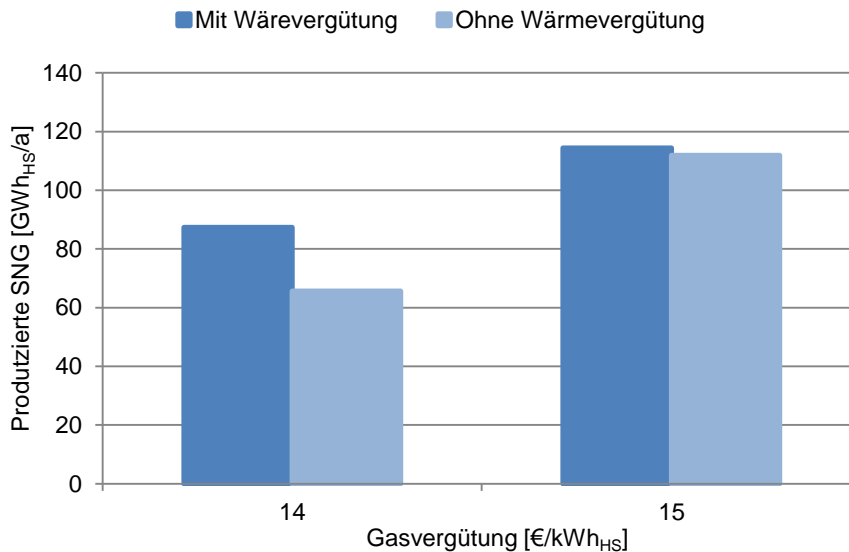


Abbildung 8.24: Produzierte EEGas-Mengen bei einer Gasvergütung von 14 ct/kWh_{HS} bzw. 15 ct/kWh_{HS} mit Wärmevergütung von 5 ct/kWh_{th} und ohne Wärmevergütung für den Einzelknoten Ruwer

Ergebnis für die Gesamtregion

Die Zusammenhänge zwischen Gasvergütung und produzierten Gasmengen sind nicht nur für den Einzelknoten Ruwer festzustellen, sondern für die Gesamtregion verhält sich das System ähnlich. Ab einem Gaspreis von 10 ct/kWh_{HS} werden Anteile des EEGas in die Mobilität verkauft, 100 GWh_{HS}/a bei 918 GWh_{HS}/a Gesamtproduktion für die Kupferplatte, siehe Abbildung 8.25. Das sind 16% des erzeugten Gases, in Ruwer sind es 6%. Bei einer Gasvergütung von 12 ct/kWh_{HS} werden schon 60% (555 GWh_{HS}/a) für den Verkauf aufgewendet, ähnlich wie im Einzelknoten Ruwer mit 56%. Allerdings kann die gesamte Modellregion auf größere Biogasvorkommen zurückgreifen und sich insgesamt besser ausgleichen sowie auf einen Wasserkraftanteil im Energiemix zurückgreifen, sodass bei einer Vergütung von 18 ct/kWh_{HS} die gesamte EEGas-Produktion verkauft wird und nicht mehr für die Rückverstromung zur Verfügung steht. Die Volllaststunden von PtG liegen auch bei der Gesamtregion bei etwa 3.950 Vlh/a.

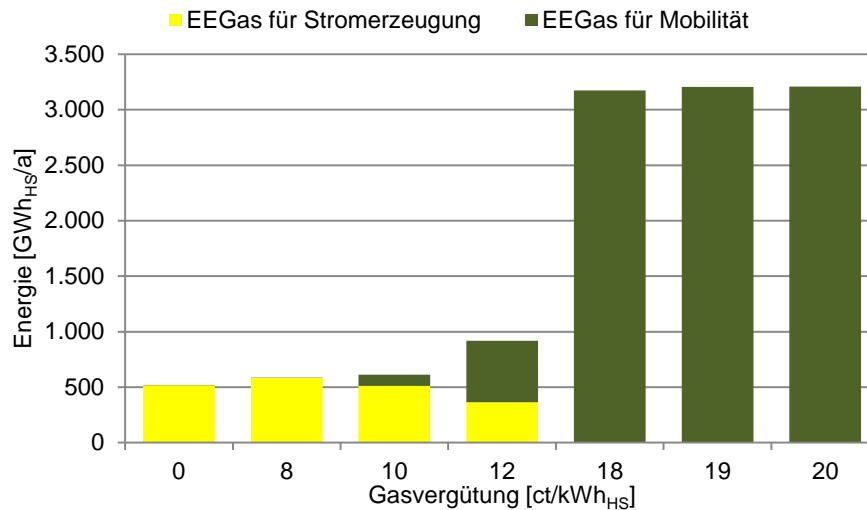


Abbildung 8.25: Verwendung des erzeugten SNG in Abhängigkeit der Gasvergütung im Szenario 2030-100%EE-Kupfer

8.8 Dynamik und Teillastverhalten

Analyse des Teillastverhaltens der PtG-Anlagenparks an verschiedenen Einzelknoten

Beispielhaft werden im Folgenden die Daten der PtG-Einsatzzeitreihen für die Einzelknoten Trier und Ruwer im Netzfall 2030-100%EE eingehend analysiert.

Die

Abbildung 8.26 und Abbildung 8.27 zeigen Tages- und Jahresgang der PtG-Leistung für die beiden Knoten. Die normierte Leistungsaufnahme des PtG-Anlagenparks im jeweiligen Knoten ist auf einer Grauskala von 0 (PtG aus) bis 1 (PtG auf Volllast) dargestellt.

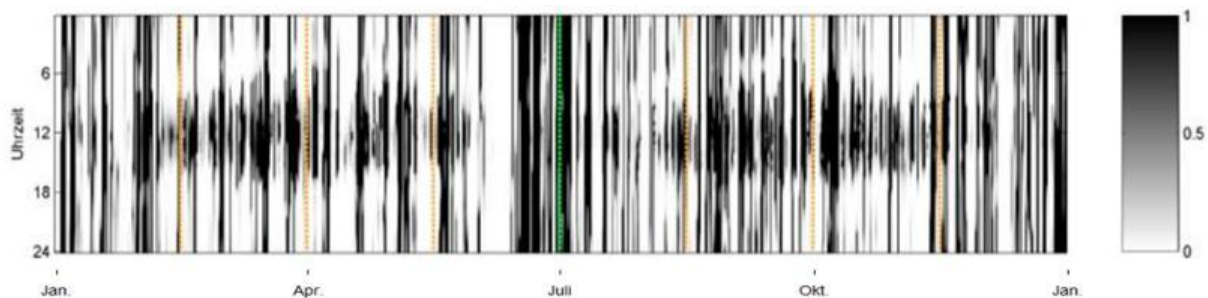


Abbildung 8.26: Tages- und Jahresgang PtG im Knoten Trier

Im Knoten Trier liegt die installierte PtG-Anlagenleistung bei über 30% der maximalen negativen Residuallast (d.h. der Differenz aus elektrischer Last und Einspeisung). Die mittleren Volllaststunden des Anlagenparks sind relativ gering und liegen nur bei etwa 3.000 Vlh/a. Teillasteinsatz kommt häufig vor (mehr als 2.000 der gesamten knapp 5.000 Benutzungsstunden).

Im Knoten Ruwer ist die installierte Anlagenleistung gering im Vergleich zur maximalen negativen Residuallast (ca. 2%). Die Volllaststunden liegen bei fast 5.000 Vlh/a und sind im

Vergleich mit anderen Knoten sehr hoch; Teillasteinsatz kommt kaum vor. Der größere Anteil dunkler Bereiche (entsprechend hoher Leistungsaufnahme der PtG-Anlagen) in Abbildung 8.26 im Vergleich mit Abbildung 8.27 lässt die höheren Volllaststunden im Einzelknoten Ruwer deutlich erkennen.

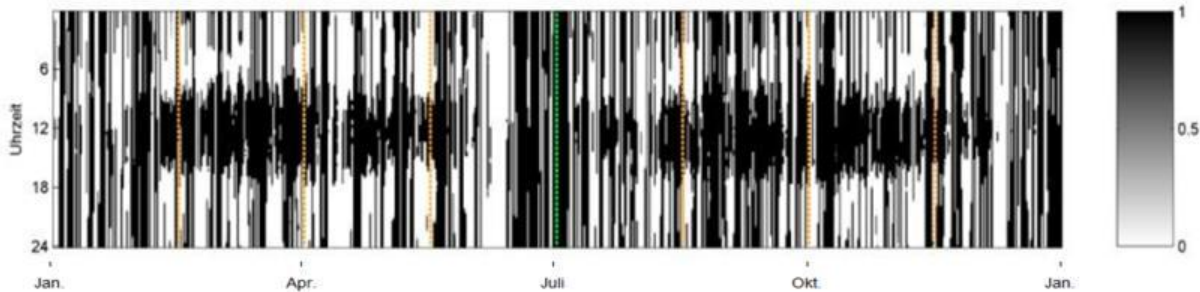


Abbildung 8.27: Tages- und Jahresgang PtG im Knoten Ruwer

Bezüglich der Teillastanteile gibt es deutliche Unterschiede zwischen den Einzelknoten. Eine Erklärung dazu ergibt sich aus dem Vergleich der Dauerlinien der negativen Residuallast und der PtG-Einsatzzeitreihen: Abbildung 8.28 zeigt exemplarisch beide Datensätze für die Einzelknoten Trier, Ruwer und Hermeskeil.

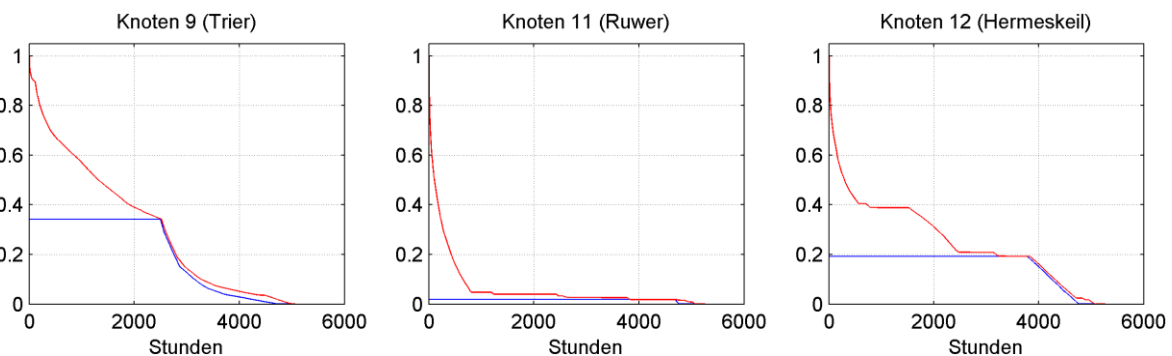


Abbildung 8.28: Dauerlinie PtG-Einsatz (blau) und negative Residuallast (rot) im Szenario 2030-100%EE-Netz für die Knoten Trier, Ruwer und Hermeskeil

Die Dauerlinien der negativen Residuallast (rot) in Abbildung 8.28 zeigen zunächst, dass in den betrachteten Knoten in einem Zeitraum von über 4.000 h pro Jahr Stromüberschüsse auftreten. Dies ist im gewählten Szenario mit 100% EE generell in allen Einzelknoten der Fall. Der konkrete Verlauf der Dauerlinien der negativen Residuallast unterscheidet sich relativ stark von Knoten zu Knoten. Abbildung 8.29 zeigt, dass der Zeitraum des Teillasteinsatzes mit steigender installierter PtG-Leistung zunimmt.

Bei kleinen installierten Leistungen – d.h. in der Regel kleinen Anlagen – ist im Prinzip kaum Teillast notwendig. Bei höheren installierten Leistungen steigt der Teillastbedarf. Bei höheren installierten Leistungen werden häufig mehrere PtG-Anlagen am Standort vorhanden sein, sodass immer ein Teil der Anlagen abgeschaltet werden kann, um Teillastanforderungen zu erfüllen. Das bedeutet generell, dass einzelne Anlagen nur geringe Teillast-Anforderungen erfüllen müssen. Einige Anlagen – bei höherer installierter Leistung – müssen jedoch mit geringeren Volllaststunden auskommen, und längere Stillstandszeiten sind zu tolerieren. Dies ist jedoch kein vorwiegend technisches Problem.

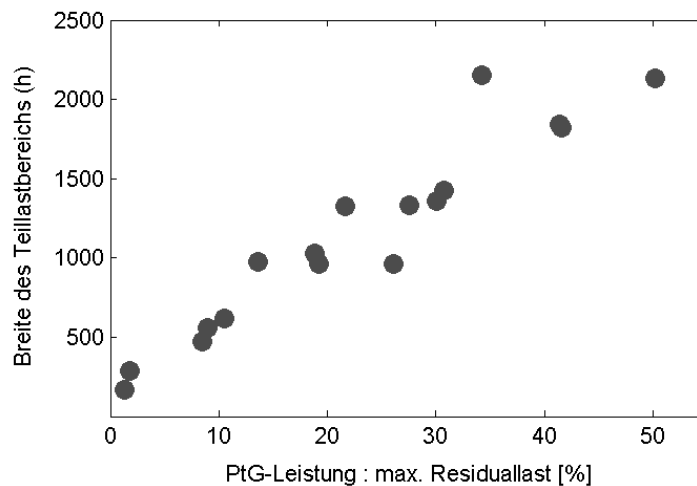


Abbildung 8.29: Auswertung für die 17 Knoten: jährliche Teillast-Einsatzdauer in Stunden vs. Verhältnis aus installierter PtG-Leistung und max. negativer Residuallast

Um einen tieferen Einblick in die Dynamik des Anlagenbetriebs zu bekommen, muss eine statistische Auswertung unter Berücksichtigung einer variierenden minimalen Teillastfähigkeit durchgeführt werden. Alle Analysen werden im Folgenden zunächst auf der Ebene des Anlagenparks durchgeführt. Abschließend wird noch versucht, Aussagen für einzelne Anlagen abzuleiten, siehe Abschnitt „Technische Bedeutung des Teillasteinsatzes für einzelne Anlagen“.

Zunächst wird die Anzahl der Starts des gesamten Anlagenparks betrachtet. Abbildung 8.30 und Abbildung 8.31 zeigen die Anzahl der Starts für die Einzelknoten 9 (Trier) und 11 (Ruwer) in Abhängigkeit von der minimalen Teillast des Anlagenparks in Stufen von 0% (genaugenommen 0,1%), 10%, 20% bis 100%. Pro Jahr gibt es etwa 200 und 300 Starts.

In Ruwer (Abbildung 8.31) gibt es (im Zusammenhang mit der geringen installierten PtG-Leistung, s.o.) praktisch keinen Teillasteinsatz. Somit hängen die ermittelten Startzahlen auch praktisch nicht von der Teillastfähigkeit des Anlagenparks bzw. der im Knoten Ruwer installierten PtG-Anlagen ab.

Bezogen auf die Auswertung für eine Teillastfähigkeit von 10% zeigt sich, dass ca. 10% der Anlagenstarts auf Laufzeiten von max. 1 Stunde entfallen, sowohl in Trier als auch in Ruwer. Andererseits läuft der Anlagenpark im Knoten Trier bei knapp 40% der Anlagenstarts für jeweils mehr als 8 Stunden, im Knoten Ruwer bei etwa 45% der Anlagenstarts. In Trier wird der Anlagenpark 5 mal im Jahr für mehr als 3 Tage gestartet, in Ruwer 10-mal im Jahr (die Volllaststunden in Trier sind mit etwa 3.000 Vlh/a niedrig; in Ruwer dagegen sind sie mit fast 5.000 Vlh/a sehr hoch).

An den meisten Knoten steigen die gesamten Start/Stop-Zahlen mit zunehmender Teillastfähigkeit leicht an, d.h. die Einschaltzeiträume verlängern sich mit sinkender Teillastgrenze nicht nur, sondern es kommen auch neue Einschaltzeiträume hinzu, in denen PtG mit niedriger Leistung läuft. Das wird auch in Abbildung 8.31 sichtbar beim Übergang

von 10% unterer Teillastgrenze zu 0% unterer Teillastgrenze: An den ersten 3 blauen Balken (Startzeiten für Zeiträume bis zu 1 h) lässt sich ablesen, dass die Startzahlen für diese kurzen Zeiträume zunehmen; die gesamte Zunahme ist aber sogar stärker für längere Zeiträume, d.h. zu Zeiten, in denen PtG vorher für längere Zeit keine Leistung aufgenommen hat, wird jetzt auch gleich für längere Zeit kontinuierlich Leistung abgerufen. Zu beachten ist jedoch, dass dies auf sehr niedrigem Leistungsniveau (unter 10% Teillast) passiert.

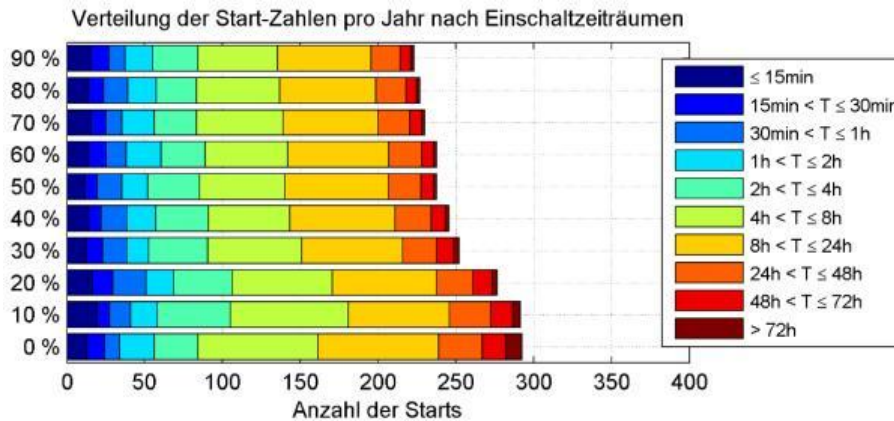


Abbildung 8.30: Verteilung der Start-Zahlen in Abhängigkeit von der minimalen Teillastfähigkeit für den Knoten Trier

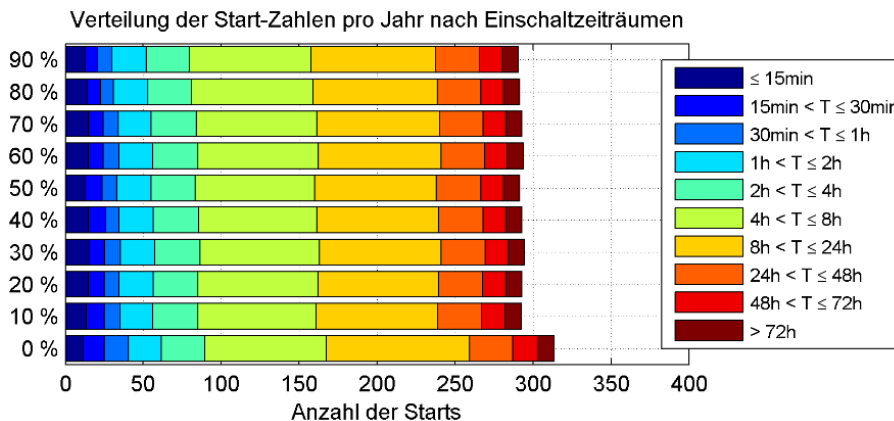


Abbildung 8.31: Verteilung der Start-Zahlen in Abhängigkeit von der minimalen Teillastfähigkeit für den Knoten Ruwer

An wenigen Knoten ist allerdings auch ein anderes Verhalten zu beobachten; exemplarisch etwa am Knoten 3 (Speicher): Mit zunehmender Teillastfähigkeit sinken die Start-Zahlen hier bis etwa 40% minimaler Teillastfähigkeit, siehe Abbildung 8.32.

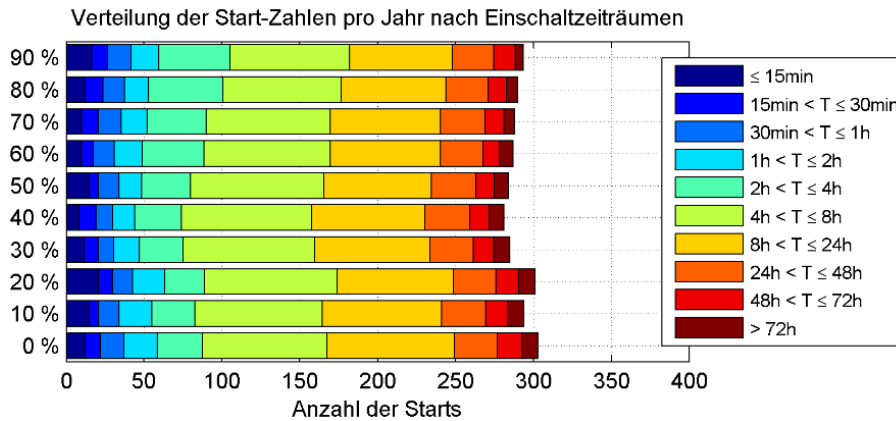


Abbildung 8.32: Verteilung der Start-Zahlen in Abhängigkeit von der minimalen Teillastfähigkeit für den Knoten Speicher

Im Folgenden wird die Verteilung der Benutzungsstunden nach Ein- und Ausschaltzeiträumen zunächst exemplarisch am Einzelknoten 9 (Trier) dargestellt. Abbildung 8.33 zeigt die Zunahme der Benutzungsstunden mit sinkender Teillastgrenze, entsprechend der Form der Dauerlinie des PtG-Anlagenparks (Abbildung 8.34). Genaugenommen zeigt der unterste Balken („0%“) die Benutzungsstunden bei einer minimalen Teillastgrenze von 0,1%.

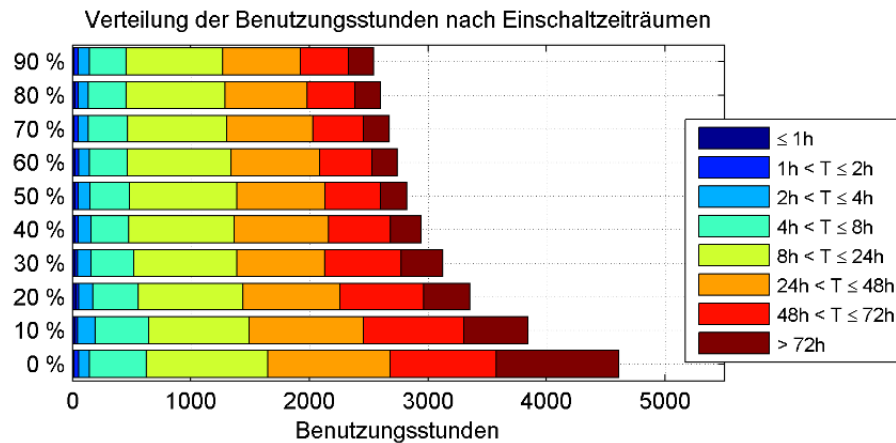


Abbildung 8.33: Verteilung der Benutzungsstunden für den Knoten Trier

Die Zunahme der Benutzungsstunden mit sinkender Teillastgrenze ist zwar signifikant; für die Volllaststunden spielt die Teillastfähigkeit jedoch keine große Rolle, wie in der folgenden Abbildung 8.34 gezeigt wird.

Interessant ist, dass mit sinkender Teillastgrenze der (bereits geringe) Anteil der kurzen Einschaltzeiträume (< 4 h) weiter sinkt: Abbildung 8.35 zeigt, dass die Volllaststunden bei einer unteren Teillastgrenze von z.B. 30% gut 5% unter den Volllaststunden bei 0% Teillastgrenze liegen; bei einer Teillastgrenze von 50% ca. 10% unter den Volllaststunden bei 0% Teillastgrenze. Die Schlussfolgerung ist: Die Volllaststundenzahl und damit die produzierte Gasmenge sinkt nur um wenige Prozent, falls der PtG-Anlagenpark an einem Einzelknoten nicht unter 30% Teillast betrieben wird.

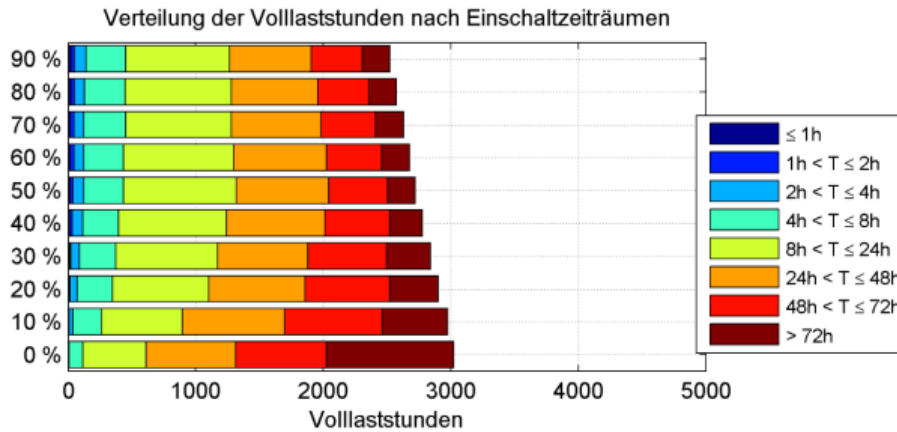


Abbildung 8.34: Verteilung der Volllaststunden für den Knoten 9 (Trier)

Dazu ist noch anzumerken, dass hier das Ergebnis – d.h. die Einsatzzeitreihen von PtG – einer Simulation diskutiert wird, in der alle Komponenten kontinuierlich und nicht diskret abgebildet wurden. Teillasteinsatz unterliegt somit im Modell keinerlei Restriktionen, insbesondere wird auch keine (Teil-)Lastabhängigkeit der spezifischen Betriebskosten abgebildet. Die Aussage, die aus der relativ geringen Abhängigkeit der Volllaststunden von der Teillastgrenze entnommen werden kann, ist folgende: Stammt der Deckungsbeitrag zum Betrieb der PtG-Anlagen weitgehend aus dem Verkauf von Erneuerbarem Gas, dann besteht keine besondere Notwendigkeit, zwingend in sehr geringen Teillastbereichen zu fahren.

Aufschlussreich ist weiterhin die Darstellung der Verteilung der Nichtbenutzungsstunden, während der PtG keine Leistung aufnimmt. Die Abbildung 8.35 zeigt am Beispiel des Einzelknotens 9 (Trier), dass mit sinkender Teillastgrenze die langen Ausschaltzeiträume stark abnehmen. Bei 50% unterer Teillastgrenze haben die mehr als 3-tägigen Stillstände um 20% abgenommen; bei 30% unterer Teillastgrenze um 40%; und bei 10% unterer Teillastfähigkeit um 70% gegenüber der Situation ohne Teillastfähigkeit.

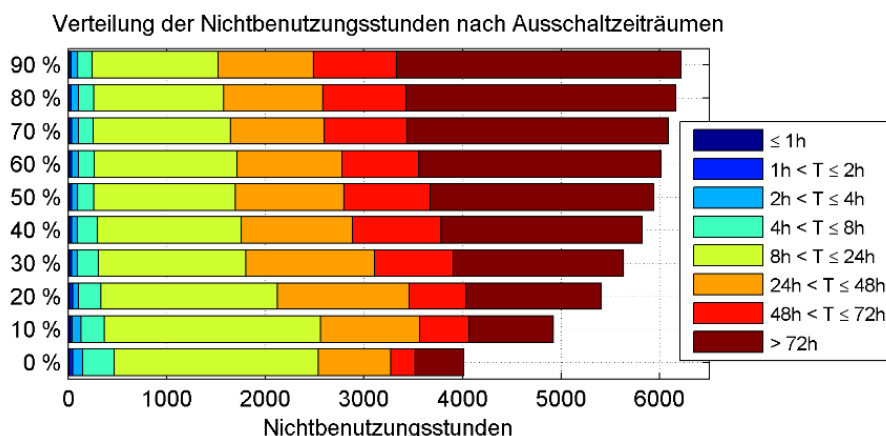


Abbildung 8.35: Verteilung der Nichtbenutzungsstunden für den Knoten Trier

Am Einzelknoten Ruwer sind die PtG-Volllaststunden wesentlich höher. Der Vollständigkeit halber zeigt Abbildung 8.36 noch die Verteilung der Nichtbenutzungsstunden am Einzelknoten Ruwer in Abhängigkeit von der unteren Teillastgrenze der dort installierten Anlage.

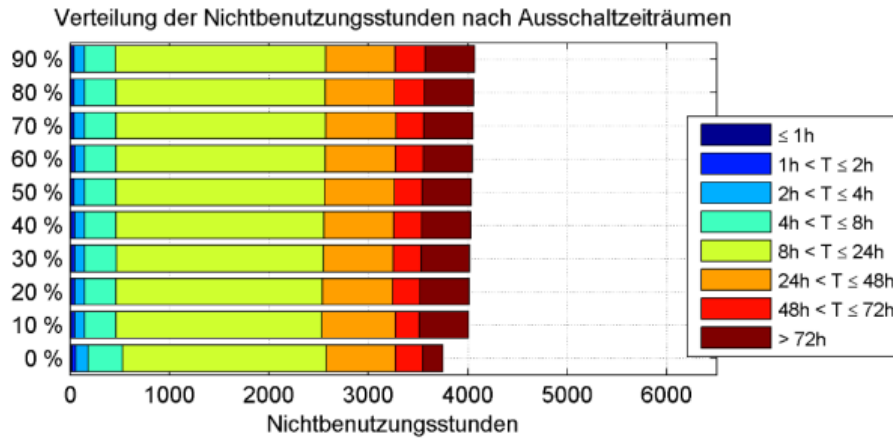


Abbildung 8.36: Verteilung der Nichtbenutzungsstunden für den Knoten Ruwer

Technische Bedeutung des Teillasteinsatzes für einzelne Anlagen

Es stellt sich die Frage: Lassen sich aus der hier dargestellten Analyse des Teillasteinsatzes des PtG-Anlagenparks Rückschlüsse auf die technischen Anforderungen an einzelne PtG-Anlagen ziehen?

Aufgrund des modularen Aufbaus der PtG-Anlagen bzw. der Zusammensetzung des Anlagenparks aus einzelnen Anlagen bedeutet höherer Teillastanteil zunächst, dass die Anlagenlaufzeit über die kumulierte Kapazität variiert, wenn dafür möglichst wenig Teillast gefahren wird. Ein Teil der Anlagen bzw. Module erreicht somit hohe Volllaststunden, ein Teil der Anlagen bzw. Module geringere Volllaststunden. Es wäre auch eine andere Betriebsweise möglich, bei der alle Anlagen gleichmäßig laufen entsprechend des benötigten Teillastverhaltens.

Technisch sind bei geringen Volllaststunden unterschiedliche Strategien möglich: Besteht die Möglichkeit, wie z.B. bei Integration von PtG mit einer Rohbiogas/BHKW-Anlage, die Elektrolyse in Betriebspausen warmzuhalten, dann reduziert sich die produzierte Gasmenge pro genutzter kWh_{EL} Strom kaum gegenüber einem Betrieb mit hohen Volllaststunden, d.h., dass die Stillstandszeiten den Wirkungsgrad nicht negativ beeinflussen. Besteht diese Möglichkeit nicht, verringert sich die produzierte Gasmenge mit zunehmenden Stillstandszeiten. An einem konkreten Standort ist der Aufwand der Warmhaltung ggü. einer geringeren produzierten Gasmenge abzuwägen.

Die Methanisierung wird zunächst gegenüber der sehr flexibel regelbaren Elektrolyse, die im warmen Zustand innerhalb von Sekunden von Null auf Volllast bzw. umgekehrt regeln kann, durch einen H₂-Zwischenspeicher entkoppelt. Die optimale Größe des H₂-Zwischenspeichers hängt vom Lastgang der Elektrolyse und den volumenabhängigen Kosten des H₂-Speichers ab. Generell ist eine Auslegung des H₂-Zwischenspeichers auf ca. 1 Stunde Volllastbetrieb der Methanisierung denkbar. Die tatsächlich überbrückbare Zeitdauer lässt sich durch Teillastbetrieb der Methanisierung (70% bis ca. 50% Teillast) verlängern. [Angaben von Etogas]

Treten häufiger auch längere Stillstandszeiten auf, in denen die Methanisierung heruntergefahren werden muss, dann ist ggf. eine Rückführung von B-Gas (d.h. von Gas, das im Zu-

sammenhang mit An- und Abfahrvorgängen auftritt und nicht ins Netz eingespeist werden kann, weil es die Qualitätsanforderungen nicht einhält) in einen Biogasspeicher sinnvoll. In einen solchen Speicher zurückgeführte Gasmengen mit höherer Wasserstoffkonzentration können zu einem späteren Zeitpunkt methanisiert werden und erhöhen dann zeitweise das Verhältnis aus EEGas-Ausgangsleistung und aus Elektrolyse/H₂-Zwischenspeicher zugeführter thermischer Leistung. Damit können auftretende Gasverluste aus An- und Abfahrvorgängen der Methanisierung weitgehend vermieden werden.

Intermittierender Betrieb hat generell sicher einen Einfluss auf die Lebensdauer der PtG-Anlagen, beispielsweise im Zusammenhang mit der Korrosion durch KOH an den Elektrolyse-Stacks, durch mechanische Belastung der Stacks bei Temperaturwechseln, durch mechanische Belastung am H₂-Druckspeicher bei Druckwechseln, durch mechanische Belastungen am Methanisierungsreaktor bei Temperaturwechseln. Quantitativ ist dieser Einfluss aber schwer zu beziffern.

8.9 Verbesserungs- und Entwicklungspotenziale der PtG-Technologie

Aus den Simulationsergebnissen und Kenntnissen über die Funktionsweise können notwendige Anforderungen und mögliche Entwicklungspotenziale der PtG-Technologie abgeleitet werden. Dies betrifft spezielle Baugruppen oder Bauteile, geforderte Betriebszustände sowie wirtschaftliche Gesichtspunkte.

Die technischen Spezifikationen umfassen die Art des Anlagenkonzeptes (vgl. Kapitel 11.4), Anforderungen an die Materialbeschaffenheit (z.B. maximale Temperaturfestigkeiten, Haltbarkeit bei Temperaturwechseln, Lebensdauer der Katalysatoren), die Auslegung und Dimensionierung von Teilkomponenten und Nebenverbrauchern (z.B. Speichergrößen für H₂ und SNG, CO₂- und SNG-Gasaufbereitungsanlage) und ein effizientes Wärmemanagement (Abwärmenutzung der Methanisierung, Konditionierung des Elektrolyseurs). Zur Verbesserung der Betriebsstrategie gehören die notwendigen maximalen Ansprechzeiten, die Größe der Lastgradienten beim An- und Abfahren, sowie die Menge der Energieüberschüsse, die die PtG-Anlage aufnehmen können muss.

Bei der Elektrolyse geht es um die Steuerung und die Fähigkeit der Stromaufnahme aus Überschüssen sowie die Leistungsfähigkeit der Anbindung an das elektrische Netz. Zudem stehen mit der alkalischen Elektrolyse, der PEM-Elektrolyse und der noch im Entwicklungsstadium befindenden Hochtemperatur-Elektrolyse mehrere Technologien mit jeweils spezifischen Vor- und Nachteilen zur Verfügung. Neben der geforderten Flexibilität und Umsetzungsrate sind die Investitionskosten von großer Bedeutung.

Bei der Methanisierung liegen die Schwerpunkte in der Entwicklung geeigneter Anlagenkonzepte und Materialien. Die benötigten Eduktgase (CO₂ und H₂) sollen mit wenig Energieaufwand und der Vermeidung von Verlusten in verwertbares SNG gewandelt werden. Die Produktqualität, in diesem Falle ein möglichst hoher Anteil von CH₄ mit geringen Verunreinigungen

gen, ist entscheidend für die geforderte Einspeisefähigkeit in das bestehende Erdgasnetz. Zusätzlich muss die Aufnahmefähigkeit des Erdgasnetzes am Einspeisepunkt berücksichtigt werden. Dies beinhaltet neben der bereits genannten Gasbeschaffenheit die maximale Gasmenge, die sich nach dem jahreszeitlichen Verbrauch richtet.

Die Betrachtung der verschiedenen Sensitivitäten zeigt, dass die PtG-Technologie bei hohen Anteilen EE einen wichtigen systemischen Nutzen aufweist. Die Fähigkeit zur Kurz- bis Langzeitspeicherung von Energieüberschüssen ist bei vorwiegend fluktuierenden Energieerzeugern wie Wind und PV notwendig, um die häufige Abregelung der benötigten Überkapazitäten an Erzeugern zu verhindern. Somit spielt PtG auch bei deutlich höheren Investitionskosten eine entscheidende Rolle, um eine 100% erneuerbare Stromversorgung möglichst kostengünstig umzusetzen.

9 Wirtschaftsbezug

9.1 Stromgestehungskosten

Die Zielfunktion für die Optimierung des Gesamtsystems sind die minimalen Stromgestehungskosten. Bei der Optimierung für die Kupferplatte entstehen Stromgestehungskosten von 11,0 ct/kWh_{EL} für das Szenario 2030-100%EE. Das Ergebnis variiert entsprechend der Kosten- und Modellannahmen. Mit den Kostenannahmen für 2015 ergeben sich im 60%-Fall Stromgestehungskosten von 9,8 ct/kWh_{EL}. Im Vergleich zur Kupferplatte mit 11,0 ct/kWh_{EL} bei 100% EE sind bei der Netzsimulation einige zusätzliche Speicher und weitere Gasnetzanschlüsse nötig wodurch höhere Stromgestehungskosten von 11,5 ct/kWh_{EL} entstehen. In Abbildung 9.1 sind die Stromgestehungskosten im Ausbaupfad für den Netzfall und die Kupferplatte gegenübergestellt.

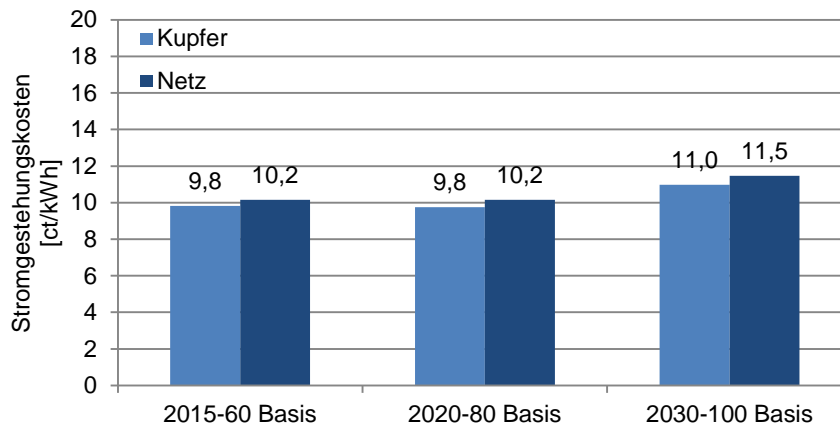


Abbildung 9.1: Stromgestehungskosten im Ausbaupfad

Für die Jahre 2015, 2020 und 2030 sind unterschiedliche Annahmen in Bezug auf Investitionskosten der verschiedenen Technologien, Brennstoffkosten und Wirkungsgrade getroffen worden. Im 100% EE-Szenario mit den pessimistischen Kostenannahmen und Wirkungsgraden (im Jahr 2015) ergeben sich Stromgestehungskosten von 15,8 ct/kWh_{EL} im Vergleich zu 11,0 ct/kWh_{EL} in der optimistischen Kostenannahmen-Konstellation (im Jahr 2030), siehe Kapitel 6.2.3, Tabelle 6.6.

Es gibt Sonderszenarien auf Basis der Einstellung für das Szenario 100% EE 2030 Kupferplatte, die die Einflüsse der Erlöse bei einer Vergütung des überschüssigen Erneuerbaren Methans (aus PtG oder BGA) in der Mobilität bei einer Vergütung von entweder 8, 10 oder 12 ct/kWh_{HS} oder bei Direktvermarktung des überschüssigen Stromes in Nachbargebieten bei einer Vergütung von entweder 1, 2 oder 3 ct/kWh_{EL} bestimmen. Der Einfluss auf die Stromgestehungskosten ist dabei recht gering und variiert zwischen 10,7 ct/kWh_{EL} und 11,0 ct/kWh_{EL}.

Für weitere Sensitivitäten, die für das Gesamtergebnis als besonders einflussreich identifiziert wurden, ergeben sich unterschiedliche Stromgestehungskosten wie folgt, siehe Abbildung 9.2.

- Beim Einsatz von Starkwindanlagen statt Schwachwindanlagen erhöhen sich die Kosten um 0,7 ct/kWh_{EL}.
- Bei Reduzierung des Anteils der Wasserkraftleistung von 20% Energie aus Wasserkraft auf 4% ergeben sich Mehrkosten von 1,1 ct/kWh_{EL}.
- Wenn keine Wärmevergütung möglich ist ergeben sich 12,8 ct/kWh_{EL}, was Mehrkosten von 1,8 ct/kWh_{EL} entspricht.

Werden alle drei Annahmen (Starkwind, Wasser und Wärme) gleichzeitig angewendet ergeben sich 15,0 ct/kWh_{EL} Stromgestehungskosten, was Mehrkosten von 4 ct/kWh_{EL} entspricht. Dieses Szenario wird in der Grafik DMittel-Annahmen genannt. Ist es dem System zusätzlich nicht möglich PtG zu verwenden, so ergeben sich sogar 17,1 ct/kWh_{EL}.

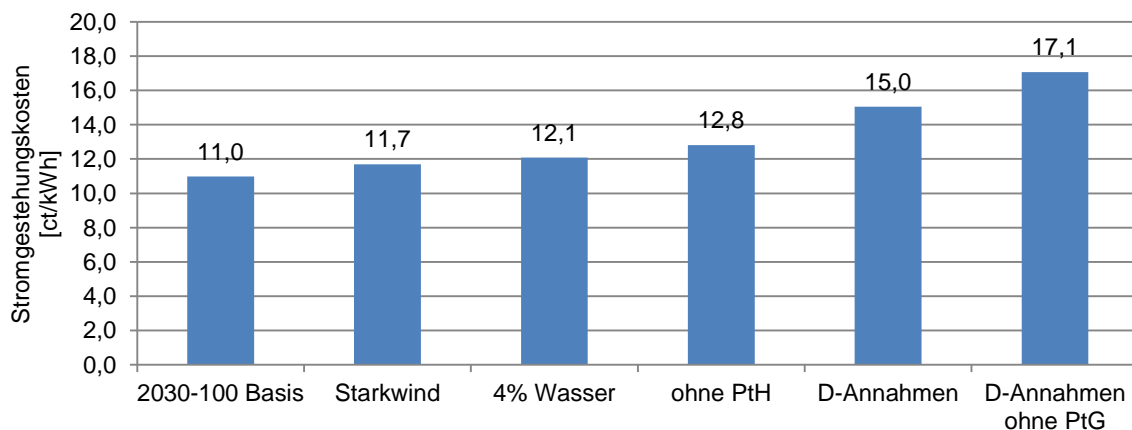


Abbildung 9.2: Stromgestehungskosten bei unterschiedlichen Szenarien

Insgesamt kann davon ausgegangen werden, dass Stromgestehungskosten für die Modellregion zwischen 11 ct/kWh_{EL} und 15 ct/kWh_{EL} möglich sind. Allerdings könnte sich das für andere Teile Deutschlands oder bei einer abweichenden zukünftigen Entwicklung auch auf über 15 ct/kWh_{EL} erhöhen, insbesondere vor dem Hintergrund unterschiedlicher Versorgungsaufgaben zu anderen Regionen.

9.1.1 Zusammensetzung der Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten setzen sich im Einzelnen aus den Kosten der verschiedenen Technologien zusammen, siehe Abbildung 9.3. Im Folgenden werden die Kosten für das Szenario 2030-100%EE für die ganze Modellregion (Kupferpatte) diskutiert. Im 100% EE-Fall entstehen keine Kosten für Erdgas oder andere fossile Brennstoffe, lediglich das Biogassubstrat macht noch einen kleinen Teil der gesamten Stromgestehungskosten aus. Es verbleiben Kosten für Abschreibung und Kosten für Wartung und Instandhaltung der Anlagen. Hauptkostenposition sind die Kosten für die Windkraft mit 5,4 ct/kWh_{EL} der gesamten Stromgestehungskosten von 11,0 ct/kWh_{EL}, was mit der hohen installierten Windkraftleistung einhergeht siehe Kapitel 6. Kosten für Wasserkraft mit einem Anteil von 1,5 ct/kWh_{EL}, von PV mit 1,8 ct/kWh_{EL} und BHKW mit 1,6 ct/kWh_{EL} sind die nächstgrößeren Kostenpositionen. Die Kosten für Speicher sind insgesamt recht gering. Batterien mit 0 ct/kWh_{EL} die in Kapazität festgelegten Pumpspeicher mit 0,1 ct/kWh_{EL} und PtG mit 0,7 ct/kWh_{EL} sind zusammen nur

0,8 ct/kWh_{EL} von 11 ct/kWh_{EL}, wobei auch ein Teil der Kosten für die BHKW, wegen der Rückverstromung dazugezählt werden können. Die Investitionskosten für PtH sind sehr gering und die Kosten machen einen Anteil in den gesamten Stromgestehungskosten von unter 0,1 ct/kWh_{EL} aus. Dafür kann über den Verkauf von Wärme aus PtH, BHKW und PtG ein Erlös von 1,9 ct/kWh_{EL} erzielt werden. In Abbildung 9.3 sind die Kosten für PtH und Wärme-erlös bereits zusammengefasst.

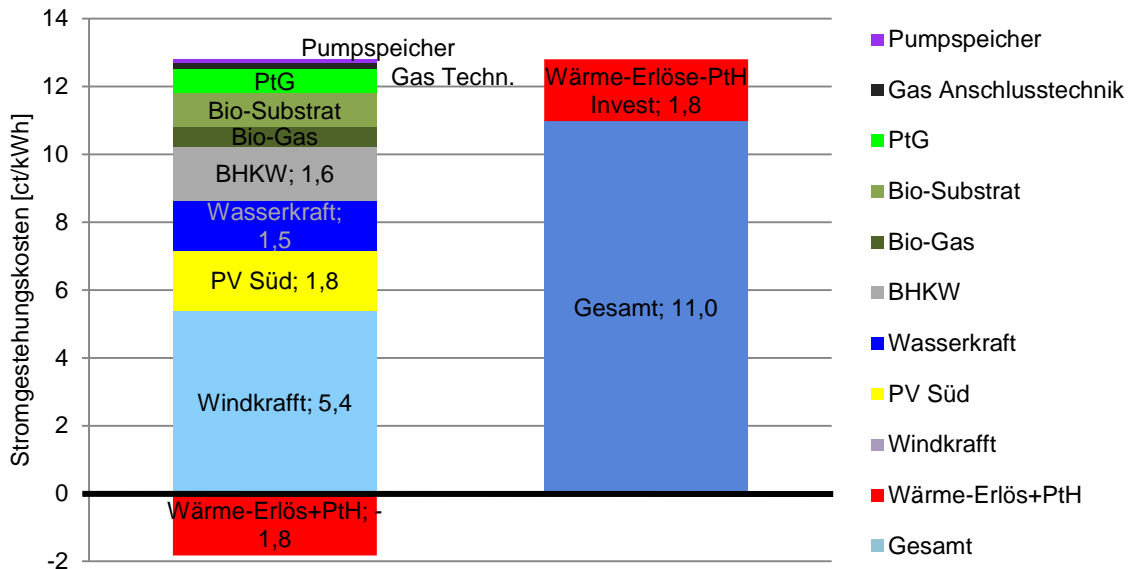


Abbildung 9.3: Aufteilung der Stromgestehungskosten im Szenario 2030-100%EE

9.2 Gasgestehungskosten

Die Gasgestehungskosten sind kein direktes Ergebnis der Optimierung des Gesamtsystems. Zunächst hat das SNG in dem geschlossenen volkswirtschaftlichen Stromsystem keinen direkten Kostenwert, das SNG ist Teil der resultierenden Stromgestehungskosten, die bei 11 ct/kWh_{EL} liegen. Alle Investitionskosten und Betriebskosten sind bei dieser Betrachtung schon integriert.

Besser lässt sich der Wert von SNG bestimmen das über dem Bedarf des Stromsystems liegt. Wie im Kapitel 8.6 bereits beschrieben, wird in Abhängigkeit des Gaspreises der zum Beispiel in der Mobilität erzielt werden kann mehr SNG für den Gasmarkt hergestellt. Dafür ergibt sich der Wert für das SNG in Abhängigkeit des Strompreises und so mit dem Überschuss an EE. Sollen kleine Mengen SNG hergestellt werden, dann reichen dafür die Stromüberschüsse aus, die bei der Stromversorgung mit hohen EE-Anteilen entstehen. Steigt jedoch der SNG-Bedarf, dann reichen die Überschüsse nicht mehr und es müssen zusätzlich EE-Erzeuger installiert werden. Dadurch steigen die Investitionskosten für das Gesamtsystem. Wenn die zusätzlichen Investitionskosten nicht über den Strompreis ausgeglichen werden, dann steigen die Gasgestehungskosten. Für die Herstellung von 100 GWh_{HS}/a SNG über dem Bedarf des Stromsystems zur Rückverstromung hinaus ergäben sich in der Modellregion mit einem Strombedarf (in 2030) von 2.875 GWh_{EL}/a Grenzkosten für das Gas von

10 ct/kWh_{HS} (Grundlage ist das Szenario 2030-100%EE-Kupfer mit hinterlegten Gaspreisen). Mit andern Worten, um genau so viel SNG herzustellen, das es energetisch 3,5% des elektrischen Bedarfs der Bilanzregion entspricht, müssten Gasgestehungskosten von 10 ct/kWh_{HS} aufgewendet werden um einen mindestens kostendeckenden Betrieb zu gewährleisten. Bei einem höheren Verhältnis zwischen SNG-Überschuss und Strombedarf ergeben sich entsprechend höhere marginale Kosten für das SNG. In der Modellregion Ruwer, die auch für die Betrachtung der Mobilitätsszenarien in Kapitel 8.6 herangezogen wird, gibt es einen vergleichsweise geringen Strombedarf bei recht hohem Mobilitätsaufkommen. Um eine zusätzliche SNG-Menge entsprechend 62,7% des Strombedarfs der Region zu erzeugen, würden marginale Gaskosten von 12 ct/kWh_{HS} entstehen, siehe Abbildung 9.4. Bei einem Verhältnis von 4,7% würden Grenzkosten für das SNG von nur 10 ct/kWh_{HS} ausreichen.

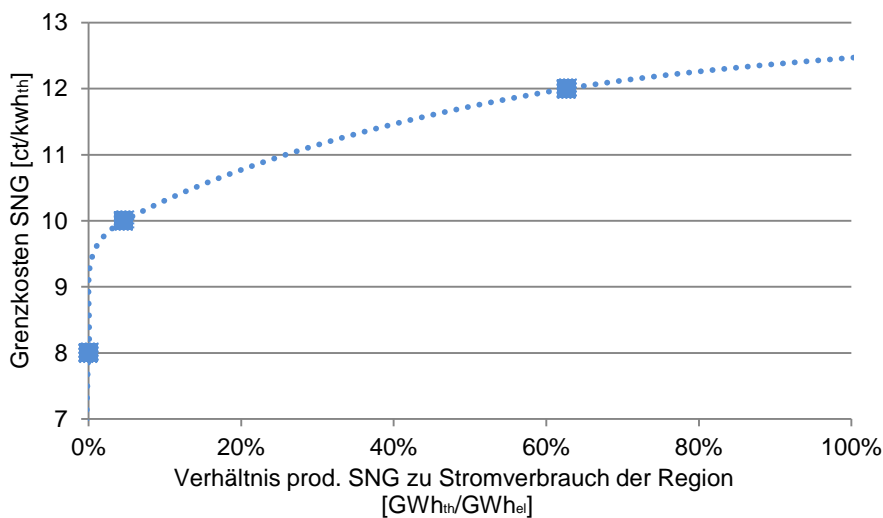


Abbildung 9.4: Grenzkosten von SNG für die Menge an SNG die in Ruwer hergestellt wird, bezogen auf den Strombedarf des Gebietes bei 100% EE

9.2.1 Marginale Gasgestehungskosten in Abhängigkeit von EE-Anteil und Gasmenge

Die wie oben durch die Variation der produzierten Gasmenge für einzelne Systemvarianten ermittelten Grenzkosten für (z.B. im Mobilitätssektor einsetzbares) SNG werden im Folgenden durch eine alternative, unabhängige Berechnungsmethode überprüft.

Diese Methode liefert weitere Einblicke in das Thema „Was kostet SNG aus PtG-Anlagen?“, insbesondere hinsichtlich der Abhängigkeit vom Anteil volatiler Erzeugung im System. Dazu wird unabhängig ein „kleineres“ Energiesystem simuliert, wobei ansonsten die gleichen Inputgrößen wie in der „großen“ Simulation für das Szenario 2030-100%EE verwendet werden. Genaugenommen werden zwei Systeme simuliert; die marginalen SNG-Gestehungskosten ergeben sich aus der Betrachtung zweier Systeme:

- „System 0“: Ziel der Optimierung ist die Minimierung der Gesamtkosten des Systems unter der Randbedingung der stundenscharfen Deckung des Strom- und Energiebedarfs

- „System 1“: Als zusätzliche Randbedingung wird die Erzeugung einer zusätzlichen Energieeinheit SNG gefordert

Um die zusätzliche Randbedingung erfüllen zu können, werden in System 1 ggü. System 0 im Wesentlichen zusätzliche Kapazitäten in der Erzeugung (PV, Wind) und Umwandlung von Strom zu Gas (PtG) aufgebaut. Die systemischen marginalen Gestehungskosten einer kWh_{HS} SNG ergeben sich direkt aus den Differenzkosten von System 1 und System 0, wenn in System 1 genau eine zusätzliche kWh_{HS} SNG produziert wird.

Das simulierte „kleine“ Energiesystem bildet die folgenden Komponenten ab: PV (Freifläche), Wind Onshore, Strom- und Wärmebedarf (Lastgänge), BHKW, Wärmepumpe, Heizstab (PtH), Heizkessel, PtG. Dabei werden ökonomische und technische Parameter für EE-Quellen und Wandlungstechnologien aus der „großen“ Simulation verwendet. Ziel der Optimierung des linearen Modells ist die Minimierung der Systemkosten bei stundenscharfer Deckung des Strom- und Wärmebedarfs und Einhaltung eines vorgegebenen Anteils der EE-Quellen an der Deckung des Strom- und Wärmebedarfs.

Im Vergleich zur großen Simulation ergibt sich für den Fall bei 100% EE-Stromversorgung dabei ein sehr ähnlicher Verlauf der marginalen Gasgestehungskosten, siehe Abbildung 9.5.

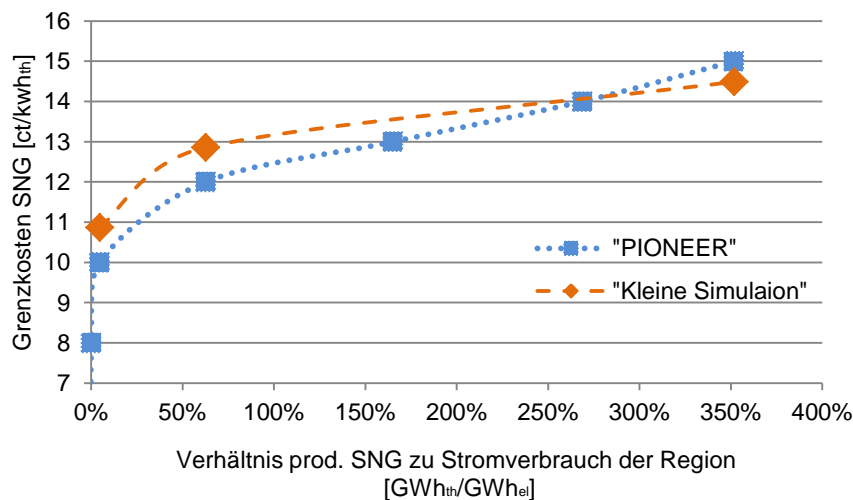


Abbildung 9.5: Vergleich der Simulationen anhand Grenzkosten für SNG

Das Ergebnis für die marginalen SNG-Gestehungskosten ist in Abbildung 9.6 exemplarisch für den Einzelknoten Ruwer dargestellt. Gezeigt sind drei verschiedene Fälle: Im ersten Fall (durchgezogene Linie) werden – bezogen auf 1.000 kWh_{EL} jährlichen Strombedarf – insgesamt pro Jahr 45 kWh_{TH} SNG zusätzlich (z.B. für den Einsatz im Mobilitätssektor) produziert. Dargestellt sind die Kosten der letzten zusätzlich produzierten kWh_{HS} SNG mit EE-Strom.

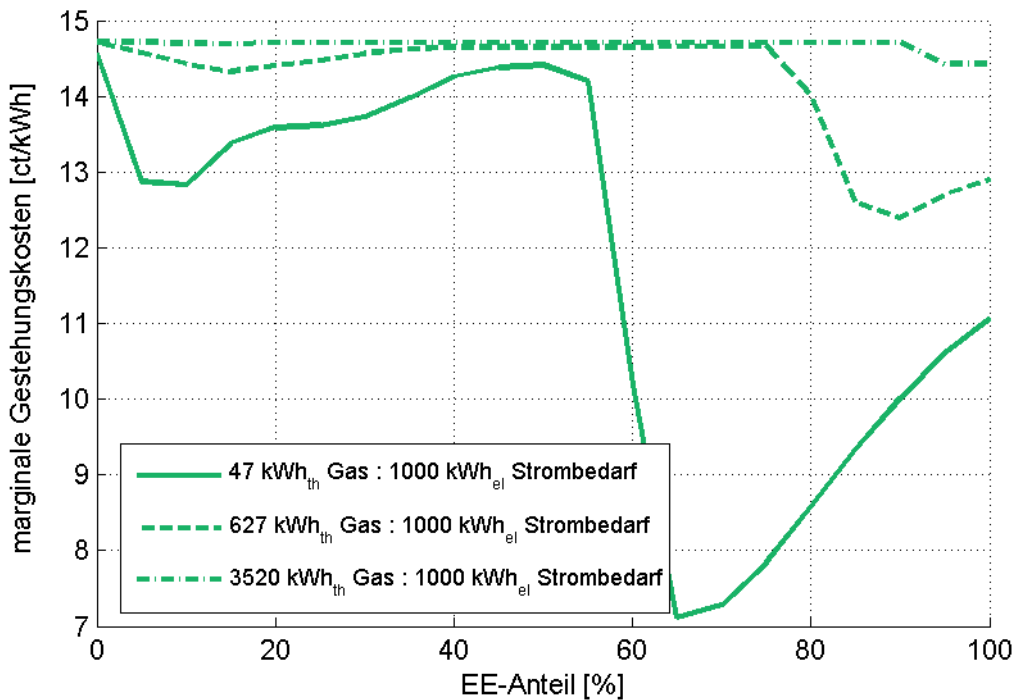


Abbildung 9.6: Marginale Gestehungskosten in Abhängigkeit vom Anteil volatiler Erzeugung und von der zusätzlich produzierten SNG-Menge

Zu beachten ist noch, dass in der hier durchgeführten Simulation die Volllaststunden von PtG auf 4.000 h begrenzt wurden. Damit wird verhindert, dass in diesem Modell das zusätzlich produzierte SNG aus dem untersten Bereich der Winddauerlinie mit sehr hohen Volllaststunden stammt; damit wären im Bereich niedrigerer EE-Anteile noch geringere Gestehungskosten möglich.

Wird zunächst die durchgezogene Linie in Abbildung 9.6 betrachtet, dann sind bei 0% EE-Anteil die marginalen Gasgestehungskosten für eine direkt an eine Windturbine gekoppelte PtG-Anlage dargestellt. (In der Modellierung ist ausgeschlossen, dass PtG nicht-Erneuerbaren Strom nutzen kann, indem EE-Erzeugungsanlagen und PtG an einen separaten Erneuerbaren Stromknoten angeschlossen sind.) Mit steigendem EE-Anteil sinken die SNG-Grenzkosten zunächst; dann steigen sie bis ca. 50% EE-Anteil wieder leicht an, was mit der zunehmenden Abregelung von Windeinspeisespitzen und damit leicht steigenden Erzeugungskosten für Windstrom erklärt werden kann. Ab ca. 55% EE-Anteil fallen dann die marginalen Gestehungskosten für SNG stark und erreichen bei ca. 65% EE-Anteil ihr Minimum, das ca. die Hälfte unterhalb der Gestehungskosten für Direktkopplung Wind-PtG (entsprechend dem 0% EE-Situation) liegt.

Der Anstieg der SNG-Grenzkosten ab 65% EE ist damit zu erklären, dass ab diesem Punkt modellintern PtG-Kapazität zugebaut wird, um SNG für die Backup-Gaskraftwerke zu erzeugen. Diese PtG-Kapazität tritt nun in Konkurrenz (um Stromüberschüsse) mit den PtG-Kapazitäten, die für den Bedarf an Erneuerbarem Gas in der Mobilität produzieren. Aus der Randbedingung des EE-Anteils im Strom- und Wärmesektor ergibt sich, dass Stromüberschüsse zunächst zur Deckung des Gasbedarfs der Backup-Kraftwerke genutzt

werden, bevor die zusätzlichen PtG-Kapazitäten, die in den Mobilitätssektor liefern, sie nutzen können. Die SNG-Grenzkosten bei 100% EE-Anteil im Strom- und Wärme-System liegen damit wieder höher als im Minimum bei 65% EE-Anteil Strom+Wärme, aber immer noch um ca. 25% niedriger als im 0% EE-Fall der Direktkopplung Wind+PtG.

Die beiden anderen Fälle in Abbildung 9.6 (gestrichelt und strich-gepunktete Linien) zeigen die marginalen Gestehungskosten der letzten kWh_{HS} Gas bei höheren produzierten Mengen SNG. Konkret stellt die mittlere Linie (gestrichelt) die Grenzkosten für den Fall dar, dass insgesamt 627 kWh_{TH} SNG pro 1.000 kWh_{EL} Strombedarf produziert werden. Bei 60% Wirkungsgrad Strom-zu-Gas im PtG-Prozess wird damit angenommen, dass die vom PtG-Anlagenpark genutzte Strommenge fast genauso groß ist wie der zeitlich vorgegebene Strombedarf von Haushalten, Gewerbe und Industrie.

Die obere Linie (strich-gepunktet) zeigt den Extremfall, dass die produzierte Gasmenge um ein Vielfaches größer ist als die bedarfsgetrieben genutzte Strommenge im System; dieser Fall demonstriert hier im Wesentlichen, dass die Grenzkosten dann denen der Direktkopplung Wind + PtG entsprechen. In diesem Fall kann PtG den Vorteil der flexiblen Nutzung von Strom, der normalerweise eine Dienstleistung für den Stromsektor darstellt, nicht mehr ausspielen. Praktisch hat dieser Fall aber eher keine Relevanz.

Festzuhalten bleibt, dass die marginalen Gestehungskosten von SNG im Energiesystem in der Regel deutlich unterhalb der Kosten liegen, die bei Direktkopplung von PtG etwa an einen Windpark erreicht werden. Der Grund dafür liegt in der besseren Integration volatiler Energie ins System, die durch PtG ermöglicht wird, und die im Gesamtsystem kostensenkend wirkt.

10 Wirkungen in Strom- und Gasnetz

10.1 Stromnetz

Die bisherigen Simulationsrechnungen im Projekt basieren auf einem vereinfachten Netzmodell der 110-kV-Gruppe in der Modellregion. Für dieses vereinfachte 110-kV-Netzmodell werden die HS/MS-Umspannanlagen in der Modellregion zu 17 Knoten zusammengefasst. Das 110-kV-Netz wird entsprechend der 17 Knoten abstrahiert, sodass in Rahmen der Simulationsrechnungen für den Netzfall die Übertragungsfähigkeit des 110-kV-Netzes zwischen den Knoten Berücksichtigung findet.

In den bisherigen Betrachtungen ist nicht berücksichtigt, dass es unter dem 110-kV-Netz ein reales Mittel- und Niederspannungsnetz gibt, an dem ein Großteil der angenommenen dezentralen erneuerbaren Erzeugungskapazitäten angeschlossen sind. Weiter hat bisher der reale Aufbau des 110-kV-Netzes mit seiner genauen Topologie wie z.B. Einfach- und Doppelleitungen sowie die daraus resultierende n-1-Sicherheit des 110-kV-Netzes keine Berücksichtigung in den Ergebnissen gefunden.

Basis der bisherigen Optimierung der Anordnung der dezentralen Erzeugungs- und Speicheranlagen sind die Potenziale in den einzelnen Knoten sowie die 110-kV-Übertragungskapazitäten zwischen den Knoten, um einen optimalen lastgangkonformen Einsatz von Erzeugungs- und Speicheranlagen zu realisieren. Die bisherigen Simulationsergebnisse haben gezeigt, dass die Netzverbindungen in Bezug auf die Stromgestehungskosten eine entlastende Wirkung haben. Gleiches gilt für den Einsatz der Speicher.

In den folgenden Kapiteln werden nun konkrete Netzberechnungen des 110-kV-Netzes in Folge der Simulationsergebnisse gemacht sowie der dadurch konkret bestehende 110-kV-Ausbaubedarf ermittelt und der Nutzen der Speicher dargestellt.

10.1.1 Übersicht

Für die Knotenfestlegung wird die Aufteilung hinsichtlich des 110-kV-Netzes geprüft und die Knoten anhand der Verbandsgemeinden so ausgewählt, dass sich in jedem entstehenden Knoten ein entsprechendes Umspannwerk befindet. Der Stromaustausch zwischen den Knoten ist auf die aktuelle Situation des Stromnetzes beschränkt. Es können nur Knoten miteinander interagieren, die miteinander verbunden sind und nur so viel Energie austauschen, wie es das aktuelle 110-kV-Netz zulässt. Die Karte in Abbildung 10.1 zeigt, welche Knoten grundsätzlich miteinander durch das Stromnetz verbunden sind und Strom austauschen können.

Im Rahmen der Netzsimulation soll das real vor Ort existierende Stromnetz der Modellregion möglichst exakt nachgebildet werden. Dafür werden zusätzlich zu den 17 Knoten drei weitere neutrale Knoten hinzugefügt. Neutral heißt in diesem Kontext, dass sie im Gegensatz zu den 17 regulären Knoten weder Lastgänge noch Stromerzeuger oder Speicher besitzen und al-

lein für den Lastfluss von Relevanz sind. Manche Knoten tauschen Strom nur über Neutralknoten aus.

Somit ist das Netz gut abgebildet, zu berücksichtigen bleibt jedoch, dass sich das real vor Ort existierende Stromnetz nicht an Verbandsgemeindengrenzen orientiert und schon der Zusammenschluss von Verbandsgemeinden und Umspannanlagen zu den Knoten eine Verzehrung bedeutet.

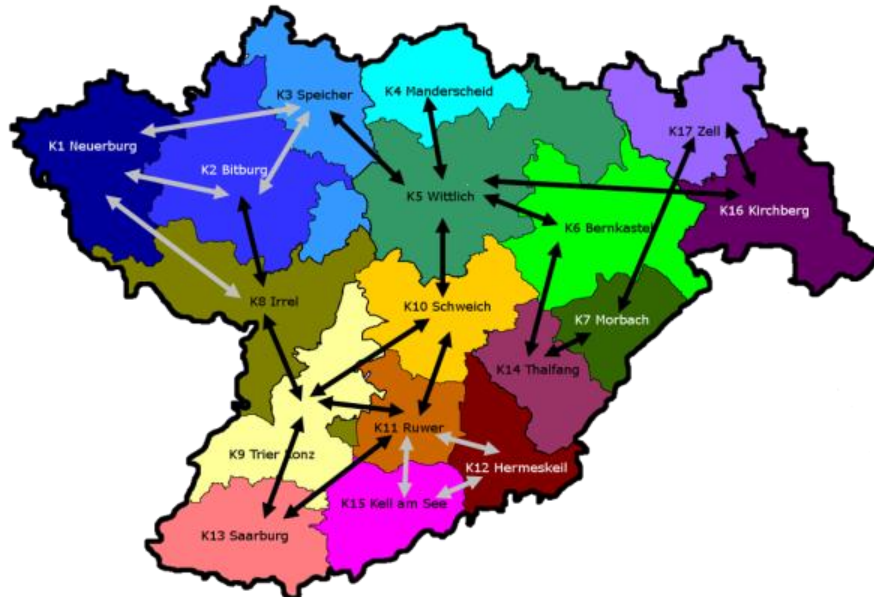


Abbildung 10.1: Übersicht und Verbindungen der Knoten in der Modellregion

Bei den Netzsimulationen können die Knoten Strom miteinander austauschen und somit die EE-Potenziale der einzelnen Knoten besser ausnutzen. In den folgenden Abbildungen werden die Stromabgabe und -aufnahme der Einzelknoten über das Stromnetz für 2015-60%EE, 2020-80%EE und 2030-100%EE und somit der Bedarf des Austausches über das Netz entlang des Ausbaupfades als Ergebnis der Simulationen gezeigt.

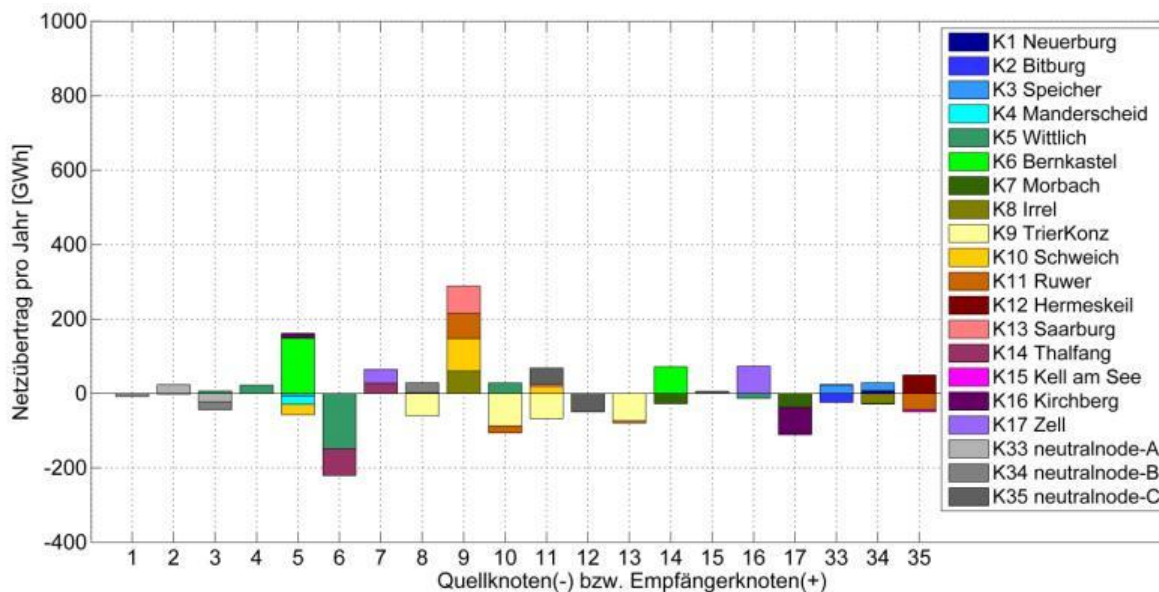


Abbildung 10.2: Stromabgabe und -aufnahme der Einzelknoten über das Stromnetz in den Knoten für 2015-60%EE

Schon im Fall 2015-60%EE wird Strom zwischen den Knoten ausgetauscht, jedoch in geringem Ausmaß. Empfänger sind vor allem die Städte Wittlich und Trier, die ein relativ geringes EE-Potenzial bezogen auf den Strombedarf besitzen. Der größte Stromerzeuger ist Bernkastel, der vor allem Wittlich versorgt. Trier wird aus mehreren Knoten versorgt.

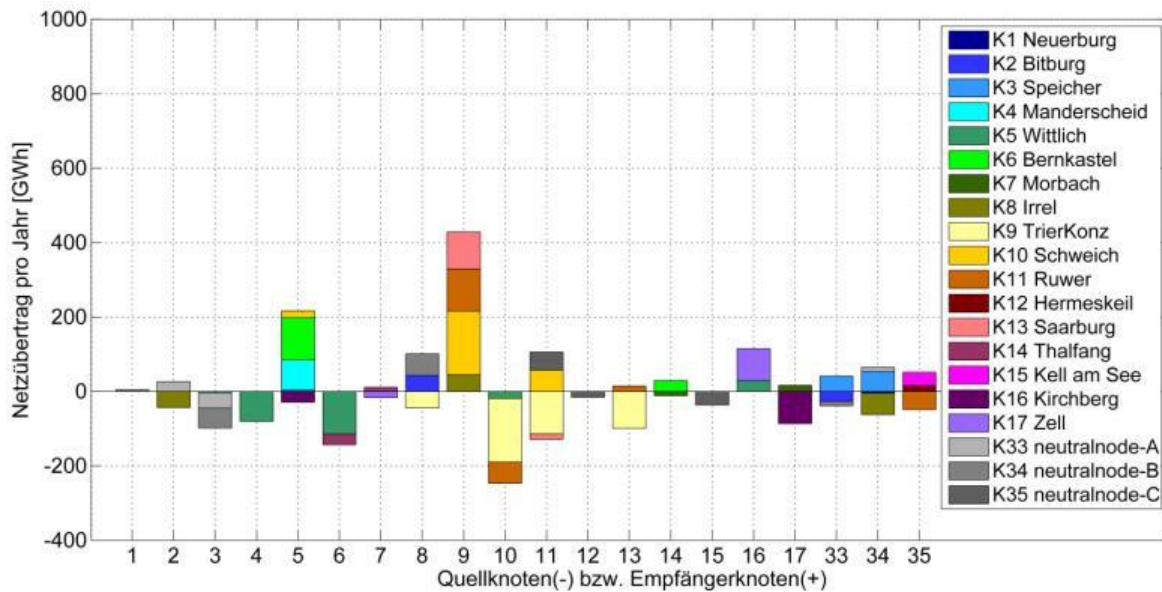


Abbildung 10.3: Stromabgabe und -aufnahme der Einzelknoten über das Stromnetz in den Knoten für 2020-80%EE

Im Fall 2020-80%EE setzt sich dieser Trend fort. Die Strommengen, die in die Knoten Trier und Wittlich gehen, steigen. Auffällig ist, dass Bernkastel weniger Strom abgibt, dafür weitere Knoten zu großen Erzeugern werden. Am deutlichsten ist dies beim Knoten Schweich, der u.a. Trier versorgt.

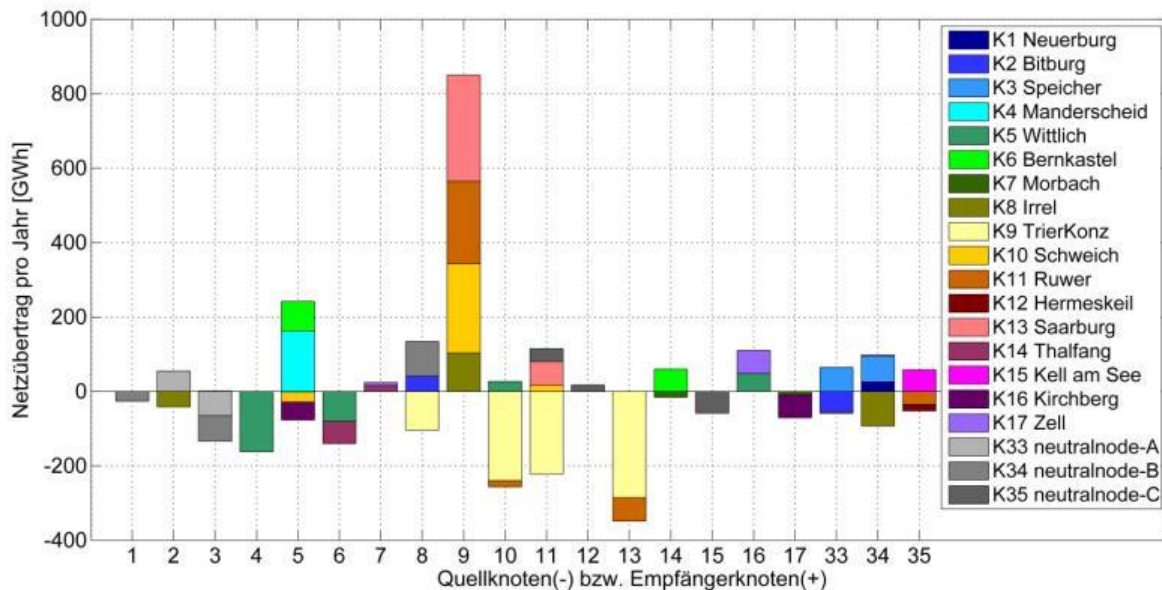


Abbildung 10.4: Stromabgabe und -aufnahme der Einzelknoten über das Stromnetz in den Knoten für 2030-100%EE

Im Szenario 2030-100%EE hat sich die Strommenge, die über das Netz ausgetauscht wird deutlich erhöht. Trier bezieht über 800 GWh_{EL}/a Strom aus den Nachbarknoten und damit 71% des Bedarfs. Dadurch müssen die Knoten Schweich, Ruwer und Saarburg große Strommengen erzeugen, um Trier zu versorgen. Weil Trier nur geringe EE-Potenziale hat und im Einzelknotenfall PV bis zur Potenzialgrenze ausbauen muss, sind die Stromgestehungskosten mit 17,2 ct/kWh_{EL} sehr hoch und können durch die Reduzierung der EE-Erzeuger und den Bezug aus anderen Knoten im Netzfall auf 11,5 ct/kWh_{EL} (Stromgestehungskosten für die gesamte Modellregion) reduziert werden. Der Einfluss des Netzes auf die Einzelknoten ist in Kapitel 7.1.2 dargestellt.

Saarburg produziert so viel Überschüsse, dass Trier bis zum Kapazitätsmaximum versorgt wird und liefert zusätzlich über Ruwer Strom an Trier. Ruwer und Schweich sind Durchleitknoten. In der Karte in Abbildung 10.5 sind die Stromflüsse dargestellt. Die roten Knoten wie Trier und Wittlich beziehen Strom und die blauen Knoten versorgen andere Knoten. Es wird deutlich, dass der Strom in die Ballungsgebiete fließt. Entsprechende Leitungskapazitäten in diese Richtungen sind grundsätzlich vorhanden. Die Prüfung der Leitungskapazitäten und möglicher Begrenzungen und des Ausbaubedarfs wird in den folgenden Kapiteln dargestellt.

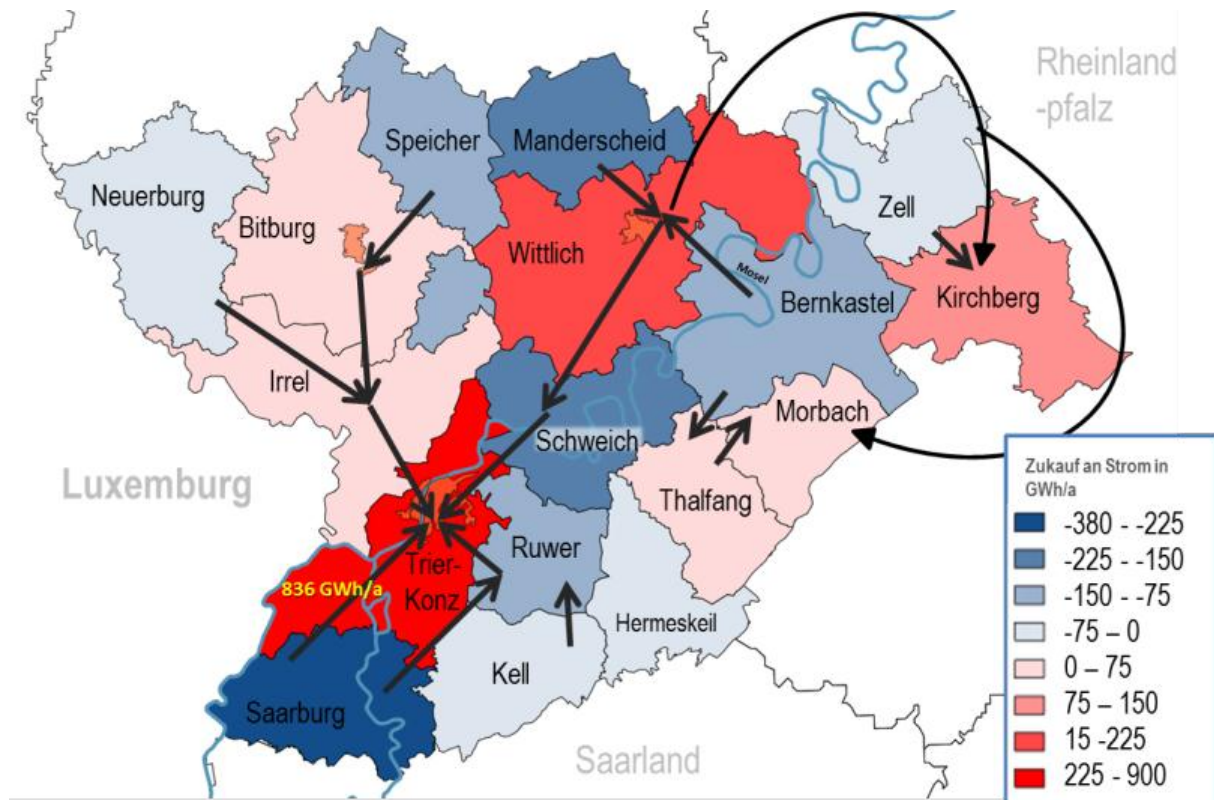


Abbildung 10.5: Stromflüsse im Szenario 2030-100%EE-Netz

Aus den simulierten Netzfällen lassen sich grundsätzlich vier verschiedene Typen von Knoten (energiewirtschaftlich zusammengefassten Gebieten) ableiten:

- Verbraucher: Gebiete mit einem hohen Strombedarf und geringen oder ungünstigen EE-Potenzialen
- Erzeuger: Gebiete mit einem vergleichsweise geringen Strombedarf gegenüber ihren EE-Potenzialen
- Durchleiter: Gebiete die zwischen einem Verbraucher und Erzeuger liegen, ihren eigenen Bedarf allerdings eigenständig Decken
- Verbraucher & Erzeuger-Knoten: Dies sind Gebiete deren EE-Potenzial einseitig verteilt ist. Ein beispielsweise ein Gebiet deren Potenzial für WEA sehr hoch ist und entsprechend genutzt wird braucht zu Flaute-Zeiten Ausgleichsenergie. Es stellt in windreichen Zeiten aber auch viel Energie für Gebiete mit einem andern Erzeugungsprofil zur Verfügung.

10.1.2 Auswirkung auf das 110-kV-Netz

Mit Hilfe einer Lastflussberechnung am realen 110-kV-Netz lässt sich der Netzausbau auf Basis der Ergebnisse der Simulationsrechnungen aus Kapitel 6.1 bewerten. Dabei wird die Frage beantwortet, wie hoch die erwartete reale Belastung des 110-kV-Netzes auf Basis der Simulationsergebnisse ist. Um dieses festzustellen, werden Lastflussberechnungen mit den Knotenprofilen, die die Simulationsrechnung als Ergebnis liefert, durchgeführt. Die Berechnungen werden für jede Viertelstunde der simulierten zwei Jahre durchgeführt. Die in diesem

Zeitraum auftretende Spitzenleistung an den jeweiligen Betriebsmitteln bestimmt den notwendigen Ausbaubedarf im 110-kV-Netz.

Ziel des Projektes ist die autarke, lastgangkonforme Versorgung der Modellregion mit erneuerbaren Energien mit Hilfe von Speichern. Dennoch wird als Randbedingung festgelegt, dass die benötigten Systemdienstleistungen (Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung) aus dem vorgelagerten Netz zur Verfügung gestellt werden. Die Verifizierung der Simulationsergebnisse mittels der Lastflussrechnung trifft somit die Aussage, ob und inwieweit die Übertragungskapazitäten im 110-kV-Netz ausreichen, um den Austausch zwischen den Knoten, wie in der Simulationen angenommen, zu gewährleisten. Welchen Einfluss der hohe Anteil an Erneuerbaren Energien auf die Systemstabilität in Form der ausreichenden Bereitstellung von Kurzschlussleistung, Blindleistung sowie Spannungshaltung hat und sich durch die Simulationsergebnisse ein stabiler Netzzustand einstellt, ist nicht Teil dieser Untersuchung.

Die folgenden Ergebnisse der Lastflussberechnung zeigen den Ausbaubedarf der auf dem Ergebnis der Simulationsrechnung beruht. Weiterführend gehen keine weiteren netzplanerischen Überlegungen hinsichtlich der notwendigen Auslegung des 110-kV-Netzes ein. Etwai-ge Überlegungen bezüglich einer Sicherheitsreserve für andere Wetterlagen außerhalb der simulierten zwei Kalenderjahre, die eine höhere Erzeugungsspitze möglich machen können, werden nicht angestellt.

Die anstehenden Netzberechnungen werden mit Hilfe des Netzberechnungsprogramms Integral durchgeführt. Dabei werden insgesamt vier Szenarien berechnet. Die Tabelle 10.1 zeigt einen Überblick über die vier Szenarien, deren notwendiger 110-kV-Netzausbau anhand des realen 110-kV-Netzes analysiert wird und wie diese sich zusammensetzen. Um die Netzberechnungen durchzuführen, werden bei den Szenarien ohne Speicher die ermittelten Profile der dezentralen Erzeugung sowie ermittelten Knotenbelastungen je Knoten zu einer residualen Last oder Rückspeisung je Knoten zusammengesetzt. Mit dieser residualen Last-/Rückspeisegröße werden dann die Berechnungen im Integral durchgeführt. Bei den Szenarien mit Speicher wird zusätzlich der Speichereinsatz in den Knotenprofilen berücksichtigt und die zu übertragende Leistung entsprechend des Speichereinsatzes im Knoten korrigiert. Beide Szenarien werden sowohl für 80% EE als auch für 100% EE berechnet.

Tabelle 10.1: Übersicht der berechneten Szenarien

	Erzeugung	Last	Speicher
Szenario 80% EE ohne Speicher	X	X	-
Szenario 80% EE mit Speicher	X	X	X
Szenario 100% EE ohne Speicher	X	X	-
Szenario 100% EE mit Speicher	X	X	X

Die Lastflussberechnung basiert auf den Knotenprofilen der Simulationsergebnisse. Diese repräsentieren den Lastgang an der HS/MS-Umspannebene der Modellregion. Für den Fall,

dass ein Knoten mehrere HS/MS-Umspannanlagen umfasst, werden diese gemeinschaftlich, d.h. gepoolt, betrachtet. Dies ist notwendig, da die Ergebnisse der Simulationsrechnung nicht fein granularer vorliegen. Als Ergebnis liefert die Lastflussberechnung die Auslastung der Leitungen sowie der Transformatoren über die simulierten zwei Kalenderjahre in einer viertelstündlichen Auflösung.

Die Zielsetzung der Netzberechnung ist, für die 110-kV-Gruppe der Modellregion den sich für die Simulationsergebnisse ergebenden, konkreten Netzausbau zu identifizieren. Aus den Ergebnissen der Lastflussrechnung leitet sich für die einzelnen Szenarien der Simulationsrechnung der 110-kV-Ausbaubedarf ab. Zunächst wird der Ausbaubedarf für die Szenarien ohne Speicher bewertet. Dieses Ergebnis beschreibt den maximalen notwendigen 110-kV-Netzausbau für die in der Simulationsrechnung vorgesehene Leistung an dezentralen erneuerbaren Energien. Die nach den Ergebnissen der Lastflussrechnung notwendigen Netzausbaumaßnahmen werden hinsichtlich ihrer Kosten nach den Kostenannahmen aus [CONSENTEC 2006] bewertet.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Lastflussberechnung dargestellt sowie die Ergebnisse hinsichtlich ihres daraus resultierenden Netzausbaus analysiert. Dieses wird zunächst für das 80% EE- sowie das Szenario 100% EE ohne Speicher dargestellt.

10.1.2.1 Szenario 80% EE ohne Speicher

In Abbildung 10.6 wird der Netzausbaubedarf für das Szenario 80% EE ohne Speicher anhand eines schematischen Netzmodells gezeigt. Die für diesen Fall nach dem Ergebnis der Lastflussrechnung auszubauenden Leitungen sind rot markiert. Weiter zeigen die rotumkreisten Knoten diejenigen an, bei denen die Umspannanlage von der Hoch- auf die Mittelspannung ausgebaut werden muss. Dieses ist für die Knoten 2 (Bitburg), 10 (Schweich) und 15 (Kell) notwendig. Die roten Markierungen zeigen die Umspannanlagen, an denen die Verbindung zwischen dem vorgelagerten Höchstspannungsnetzes und dem 110-kV-Netzes ausgebaut werden muss.

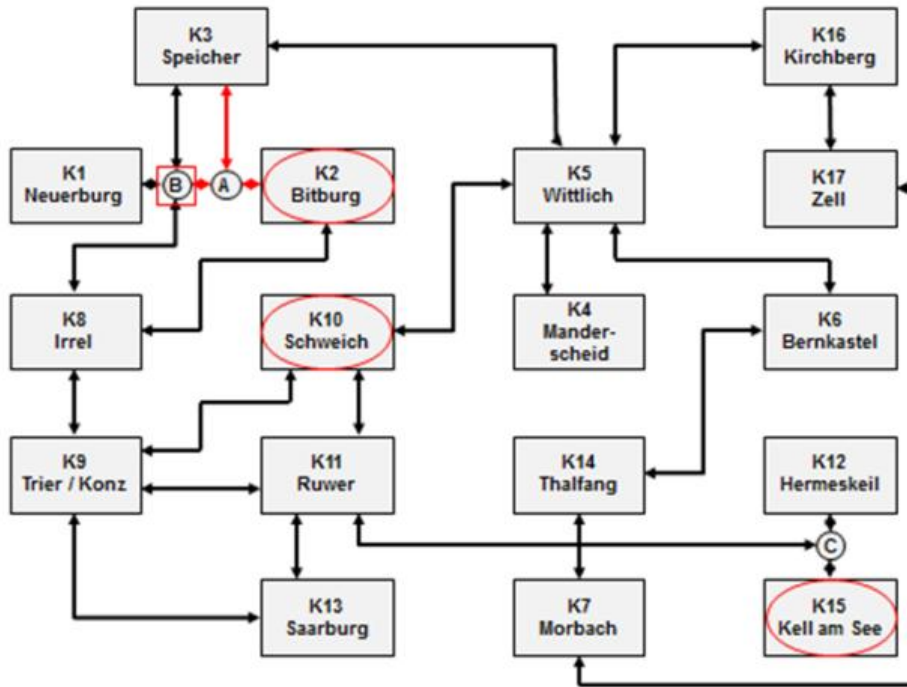


Abbildung 10.6: Schematische Darstellung des Ausbaubedarfs im Szenario 80% EE ohne Speicher

Wird nun der für dieses Szenario gezeigte Netzausbaubedarf mit den Kostenannahmen bewertet, ergibt sich der in Tabelle 10.3 aufgelistete Netzausbaubedarf. In Summe müssen für dieses Szenario Netzausbaumaßnahmen in Höhe von 9,7 Mio. € durchgeführt werden. Diese untergliedern sich in Maßnahmen in der HöS/HS- sowie der HS/MS-Umspannebene und den 110-kV-Verbindungsleitungen.

Tabelle 10.2: Netzausbaukosten für das Szenario 80% EE ohne Speicher

		Maßnahmen	Kosten in Mio. €
HöS/HS-Umspannanlage		1 UA	4,1
110-kV-Leitung	Einfachbeseilung	8 km	2,8
	Doppelbeseilung	6,5 km	
HS/MS-Umspannanlage		3 UA	2,8
Summe			9,7

10.1.2.2 Szenario 100% EE ohne Speicher

Für das Szenario 100% EE ohne Speicher sind die Ergebnisse der Lastflussrechnung schematisch in Abbildung 10.7 dargestellt. Es ergibt sich in diesem Szenario ein wesentlich größerer Ausbaubedarf im Vergleich zum zuvor analysierten Szenario 80% EE. In diesem Szenario müssen in Summe sechs HS/MS-Umspannanlagen ausgebaut werden, dargestellt mit einer roten Ellipse um die entsprechenden Knoten. Des Weiteren besteht Ausbaubedarf bei zwei HöS/HS-Umspannanlagen. Die betreffenden Knoten sind mit roten Markierungen hervorgehoben. Außerdem müssen die fünf rot markierten Leitungsabschnitte ausgebaut werden.

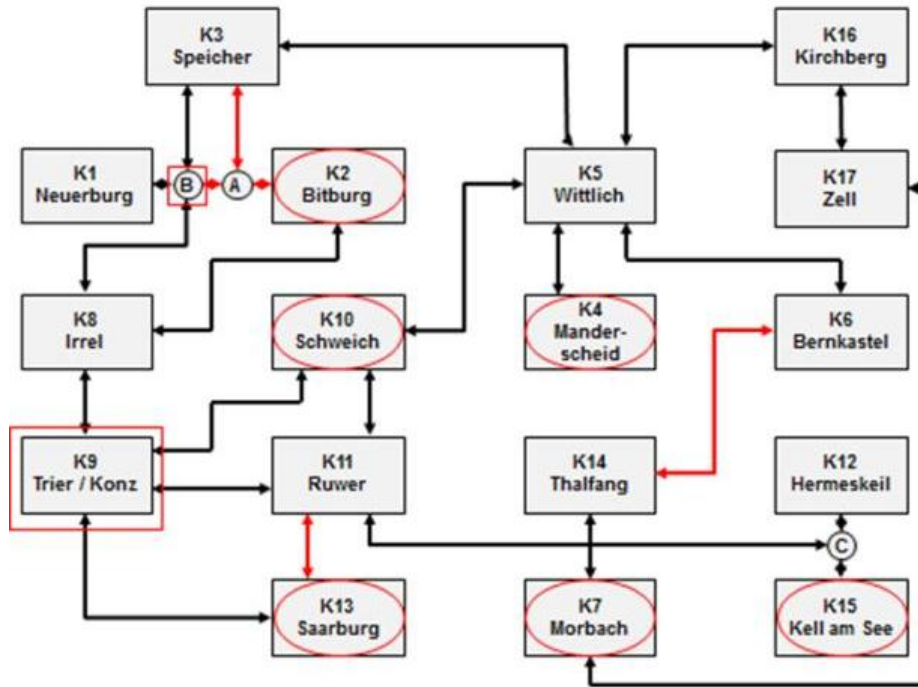


Abbildung 10.7: Schematische Darstellung des Ausbaubedarfs im Szenario 100% EE ohne Speicher

Tabelle 10.3 zeigt den aus dem Szenario 100% EE ohne Speicher resultierenden Netzausbau und stellt die Kosten für die auszubauenden Umspannanlagen sowie 110-kV-Leitungsabschnitte gegenüber. Entsprechend der Ergebnisse der Lastflussberechnung ist ein Ausbau in Höhe von 33,2 Mio. € notwendig. Darauf entfallen 12,4 Mio. € auf die HöS/HS-Umspannebene, 10,5 Mio. € auf die 110-kV-Leitungen sowie 10,3 Mio. € auf die Ausbaumaßnahmen in der HS/MS-Umspannebene.

Tabelle 10.3: Netzausbaukosten für das Szenario 100% EE ohne Speicher

		Maßnahmen	Kosten in Mio. €
	HöS/HS-Umspannanlage	2 UA	12,4
110-kV-Leitung	Einfachbeseilung	8 km	10,5
	Doppelbeseilung	43 km	
	HS/MS-Umspannanlage	6 UA	10,3
Summe			33,2

Die Lastflussberechnungen der beiden Szenarien ohne Speicher zeigen einen notwendigen Netzausbau sowohl bei den 110-kV-Verbindungsleitungen als auch in den Umspannanlagen zum vor- und nachgelagerten Netz. Jedoch sind für das 100% EE-Szenario deutlich mehr Netzmaßnahmen erforderlich.

10.1.2.3 Szenario 80% EE mit Speicher

Nachdem die Ergebnisse der Lastflussrechnung sowie der daraus resultierende Ausbaubedarf für die Szenarien ohne Speicher analysiert wurden, wird nun die gleiche Berechnung für die Szenarien mit Speichern durchgeführt. Für das Szenario 80% EE mit Speicher reduziert

sich der notwendige Netzausbau im Vergleich zu den bisherigen Szenarien deutlich. Entsprechend wie in der schematischen Darstellung in Abbildung 10.8 darstellt, muss für dieses Szenario lediglich die HS/MS-Umspannanlage für den Knoten 10 (Schweich) ausgebaut werden. Darüber hinaus ist das bestehende Netz ausreichend dimensioniert, um die dezentrale Energie innerhalb der Modellregion zu verteilen.

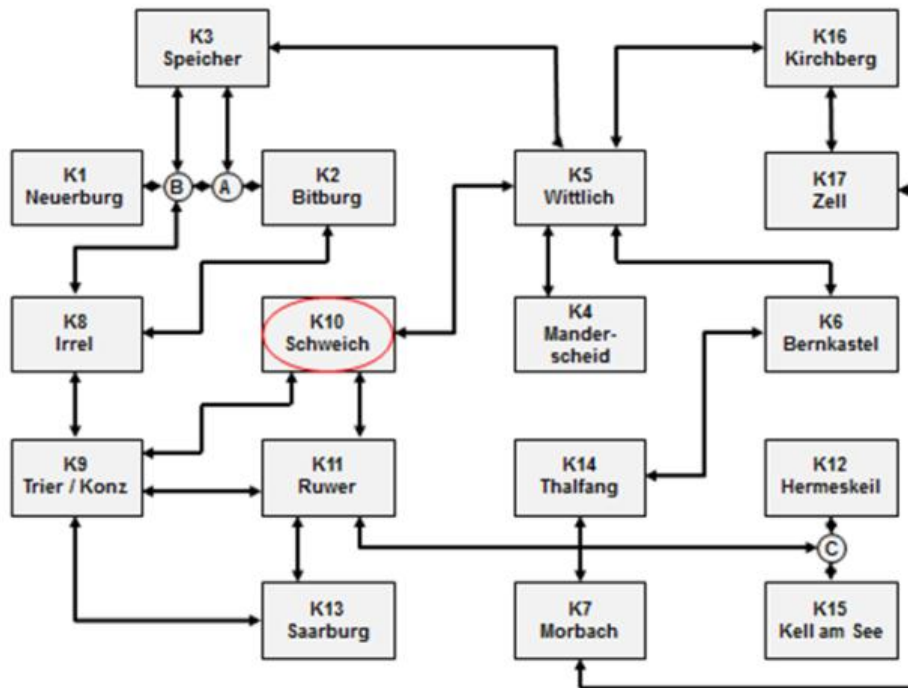


Abbildung 10.8: Schematische Darstellung des Ausbaubedarfs im Szenario 80% EE mit Speicher

Entsprechend des geringen Netzausbaubedarfs in diesem Szenario sind die damit verbundenen Netzausbaukosten gering. Entsprechend Tabelle 10.4 die den Netzausbaubedarf für dieses Szenario zeigt, liegen die Kosten für den Netzausbaubedarf bei 1,0 Mio. € für die HS/MS-Umspannanlage für den Knoten 10 (Schweich).

Tabelle 10.4: Netzausbaukosten für das Szenario 80% EE mit Speicher

		Maßnahmen	Kosten in Mio. €
HöS/HS-Umspannanlage		-	-
110-kV-Leitung	Einfachbeseilung	-	-
	Doppelbeseilung	-	-
HS/MS-Umspannanlage		1 UA	1
Summe			1,0

10.1.2.4 Szenario 100% EE mit Speicher

Abschließend werden die Ergebnisse für das Szenario 100% EE mit Speicher dargestellt. Wie bei den Szenarien mit 80% EE, liegt der Ausbaubedarf deutlich niedriger als im Szenario 100% EE ohne Speicher. Die schematische Darstellung der Ergebnisse der Lastflussrechnung in Abbildung 10.9 zeigt einen Ausbaubedarf im Bereich der 110-kV-Leitungen sowie

der HS/MS-Umspannanlagen. Entsprechend der Ergebnisse muss die 110-kV-Leitung zwischen den Knoten 11 (Ruwer) und 13 (Saarburg) ausgebaut werden. Außerdem sind die Umspannanlagen der Knoten 4 (Manderscheid), 10 (Schweich), 13 (Saarburg) und 15 (Kell) auszubauen.

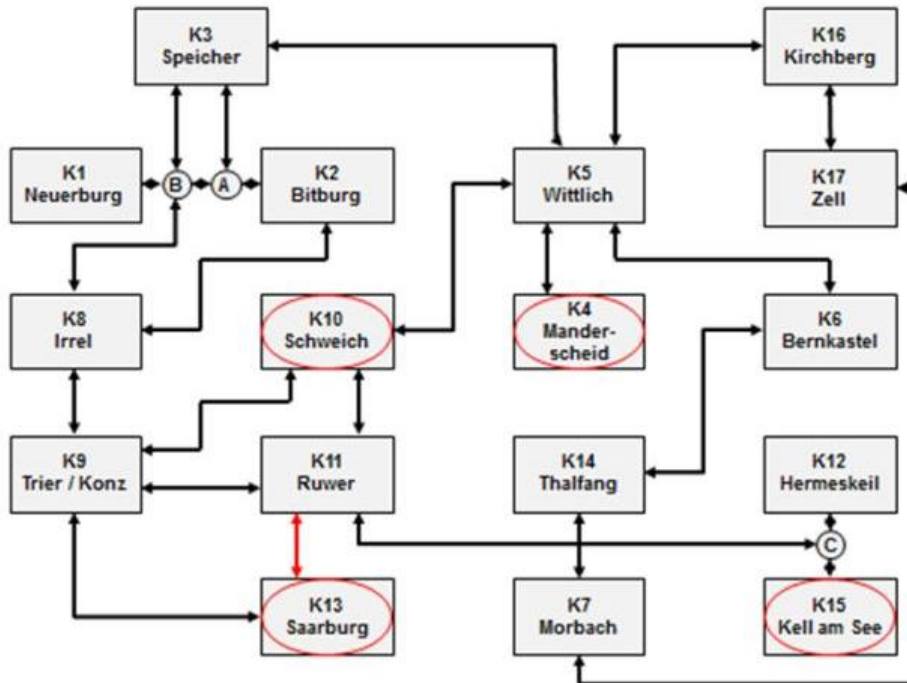


Abbildung 10.9: Schematische Darstellung des Ausbaubedarfs im Szenario 100% EE mit Speicher

Die beschriebenen Netzausbaumaßnahmen mit ihren Kosten sind in Tabelle 10.5 dargestellt. Die insgesamt 7,3 Mio. € Netzausbaukosten für das Szenario 100% EE mit Speicher unterteilen sich in 3,5 Mio. € für die Verstärkung der 110-kV-Leitung sowie in 3,8 Mio. € für den Ausbau der HS/MS-Umspannanlagen. Ein Ausbau der HöS/HS-Umspannanlage im Vergleich zum Szenario 100% EE ohne Speicher ist nicht notwendig.

Tabelle 10.5: Netzausbaukosten für das Szenario 100% EE mit Speicher

		Maßnahmen	Kosten in Mio. €
HöS/HS-Umspannanlage		-	-
110-kV-Leitung	Einfachbeseilung	-	3,5
	Doppelbeseilung	16,5 km	
HS/MS-Umspannanlage		4 UA	3,8
Summe			7,3

Die Ergebnisse der Lastflussrechnung sowie die Bewertung der daraus resultierenden Netzausbaumaßnahmen für das 110-kV-Netz sind in der nachfolgenden Tabelle 10.6 abschließend zusammengefasst. Dabei sind die vier betrachteten Szenarien mit ihren jeweiligen Netzausbaukosten für das 110-kV-Netz darstellt. Der Vergleich zeigt, dass die Szenarien ohne Berücksichtigung der Speicher einen deutlich höheren Netzausbau bedeuten, als die unter Berücksichtigung der Speicher. Allerdings bleibt der notwendige Netzausbau auf einem

niedrigen Niveau. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in der Simulation und damit der Verortung der dezentralen Erzeugungsanlagen bereits die Übertragungskapazitäten zwischen den Knoten berücksichtigt worden ist.

Tabelle 10.6: Übersicht über den Netzausbaubedarf im 110-kV-Netz in Mio. €

	80% EE mit Speicher	80% EE ohne Speicher	100% EE mit Speicher	100% EE ohne Speicher
Netzausbaubedarf UA HöS/HS	0	4,1	0,0	12,4
Netzausbau Leitungen 110-kV	0	2,8	3,3	10,5
Netzausbaubedarf UA HS/MS	1	2,8	3,8	10,3
Summe	1	9,7	7,1	33,2

Die in diesem Kapitel dargestellten Ergebnisse der Lastflussrechnung sowie dem daraus resultierende Netzausbau im 110-kV-Netz bilden in dem folgenden Kapitel die Basis für weitere Überlegungen zum Nutzen der Speicher aus Sicht des 110-kV-Netzes.

10.1.3 Speicher vs. Netzausbau

Bereits die DENA Verteilnetzstudie [DENA 2012-b] zeigt einen möglichen positiven Einfluss der Speicher auf den Ausbaubedarf der Verteilungsnetze, sofern diese nicht marktgetrieben, sondern netzdienlich eingesetzt werden. Im Rahmen der Simulation der Modellregion werden die Speicher dargebotsgetrieben eingesetzt, um Last und Erzeugung zu einer lastgangkonformen Versorgung übereinzubringen. Marktanreize haben bei der Simulation des Speichereinsatzes aufgrund der Systematik der Simulation keinen Einfluss auf den Speichereinsatz gehabt.

Aufgrund der im Projekt gewählten Betrachtungsebene des 110-kV-Netzes können die Effekte der Speicher auf dieser Netzebene analysiert sowie der monetäre Wert der Speicher für das 110-kV-Netz in Form eines vermiedenen Netzausbaus bestimmt werden. Dabei bleiben die Kosten für die Speicher zunächst unberücksichtigt. Der monetäre Wert der Speicher für das 110-kV-Netz ergibt sich aus dem Vergleich der notwendigen Netzausbaumaßnahmen unter Berücksichtigung eines Speichereinsatzes (s. Kapitel 10.1.2) mit dem Netzausbaubedarf, der sich ohne einen Speichereinsatz ergibt. Die Tabelle 10.7 zeigt den Vergleich der Netzausbaukosten für in Kapitel 8.1.2 gerechnete Szenarien. Die Gegenüberstellung der vier gerechneten Szenarien zeigt den deutlich höheren Netzausbau in den Szenarien ohne Berücksichtigung der Speicher im Vergleich zu den Szenarien mit Speicher. Des Weiteren zeigt der Vergleich der 80%- und der 100%-Szenarien untereinander, dass den Speichern ein monetärer Nutzen nachzuweisen ist, den diese für das 110-kV-Netz erbringen. Für das Szenario 80% EE liegt der monetäre Wert der Speicher für das 110-kV-Netz bei 8,7 Mio. € und für die Szenarien mit 100% EE liegt der monetäre Wert der Speicher bei 26,1 Mio. €.

Tabelle 10.7: Vergleich der Netzausbaukosten in Mio. €

	Szenario 80% EE mit Speicher	Szenario 80% EE ohne Speicher	Szenario 100% EE mit Speicher	Szenario 100% EE ohne Speicher
Netzausbaubedarf UA HöS/HS	0	4,1	0	12,4
Netzausbau Leitungen 110-kV	0	2,8	3,3	10,5
Netzausbaubedarf UA HS/MS	1	2,8	3,8	10,3
Summe	1	9,7	7,1	33,2
Wert des Speicher- einsatz	8,7		26,1	

Die Ergebnisse zeigen, dass die Speicher je nach betrachteten Szenario einen Nutzen von 8,7-26,1 Mio. € für das 110-kV-Netz in Form von vermiedenem Netzausbau liefern können. Wenn diese Speicher kostenlos zur Verfügung gestellt werden. Einen etwaigen Nutzen der Speicher für die Mittel- und Niederspannungsnetze kann im Rahmen dieses Projektes nicht analysiert werden. Hierzu ist eine genaue Verortung der dezentralen Erzeugungsanlagen innerhalb der Knoten inkl. des genauen Netzanschlusspunkts notwendig. Darüber hinaus wurden die dem 110-kV-Netz unterlagerten Mittel- und Niederspannungsnetze in der Modellregion im Rahmen dieses Projektes nicht betrachtet.

10.1.4 Auswirkung auf die Mittel- und Niederspannungsnetze

Bislang wurde sowohl in der Simulationsrechnung, als auch in der Betrachtung der Auswirkungen auf das Netz lediglich das 110-kV-Netz betrachtet. Jedoch wird ein Großteil der Speicher- und Erzeugungsanlagen physikalisch nicht im 110-kV-Netz angeschlossen. Der überwiegende Teil der dezentralen Erzeugungsanlagen werden wie heute bereits zu sehen im unterlagerten Mittel- und Niederspannungsnetz angeschlossen. Für die in der Simulationsrechnung unterstellten Speicher ist gleiches anzunehmen.

In den bisherigen Simulationsrechnungen sowie den Bewertungen derer Auswirkung auf das Verteilungsnetz ist die Betrachtung des realen Netzanschlusspunktes ausgeklammert. Zur Vollständigkeit der Bewertung der Simulationsrechnung hinsichtlich deren Auswirkungen auf das Verteilungsnetz soll an dieser Stelle eine Indikation der für die Ergebnisse der Simulationsrechnung notwendigen Ausbau in der Mittel- und Niederspannung gegeben werden.

Eine exakte Berechnung des Ausbaubedarfs für das Mittel- und Niederspannungsnetz analog zur Berechnung des Ausbaubedarfs im 110-kV-Netz ist nicht Teil des Projektes. In der Folge wurden das Mittel- und Niederspannungsnetz in der Simulation und im Netzknotenmodell nicht berücksichtigt. Weiter liegt keine genaue Verortung der dezentralen Erzeugungsanlagen und Speichern vor. Da in Speicher und Erzeugungsanlagen in der Mittel- und Niederspannung nicht verortet wurde, kann keine positiver Nutzen der Speicher auf die Ausbaukosten der Mittel- und Niederspannung berücksichtigt werden. Somit wird die Indikation des

Ausbaubedarfs für das Mittel- und Niederspannungsnetz auf Basis einer Methodik analog zur DENA Verteilnetzstudie [DENA 2012-b] abgeschätzt.

Nach der Methodik werden die Mittel- und Niederspannungsnetze der Modellregion in typische Netzcluster unterteilt. Diese Netzcluster differenzieren sich hinsichtlich ihrer unterschiedlichen Einwohnerdichte in Strukturklassen (Klasse A-E) (s. Abbildung 10.10).

Zuordnung der Gemeinden in Strukturklassen

Strukturklasse	EWD [EW/km ²]	Anzahl Gemeinden	Anteil an Gesamtzahl
A	0 bis 149	7.807	67,8 %
B	150 bis 299	2.045	17,8 %
C	300 bis 499	820	7,1 %
D	500 bis 999	580	5,0 %
E	größer 1000	264	2,3 %

Abbildung 10.10: Kriterien der Strukturklassen nach [DENA 2012-b]

Weiter wird der Grad der Durchdringung an dezentralen Erzeugungsanlagen für die jeweiligen Strukturklassen bewertet (Klasse 1-6). Abbildung 10.11 zeigt die Verteilung der Strukturklassen für Deutschland nach [DENA 2012-b].

Die Abschätzung des Ausbaubedarfs findet auf der Betrachtungsebene der Modellregion statt und wird nicht in die jeweiligen Knoten differenziert. Hierzu werden die Mittel- und Niederspannungsnetze den entsprechenden Strukturklassen zugeordnet. Die Parametrisierung analog zum Vorgehen der DENA erfolgt anhand repräsentativer Cluster basierend auf RWE Netzdaten. Entsprechend dieser Methodik wird der Netzausbaubedarf sowohl für das Szenario 80% EE als auch für das Szenario 100% EE für die gesamte Modellregion abgeschätzt. Die Ergebnisse dieser Abschätzung für den Netzausbau im Mittel- und Niederspannungsnetz der Modellregion sind in Tabelle 10.8 abgebildet. Für jedes der beiden untersuchten Szenarien ist ein Korridor bestehend aus unterer und oberer Grenze abgeschätzt worden, in dem sich der Verteilnetzausbau bewegt. Für das Szenario 80% EE liegt der Netzausbau zwischen der unteren Grenze von 78 Mio. € und der oberen Grenze von 100 Mio. €. Für das Szenario 100% EE liegen die Grenzen zwischen 110 Mio. € und 145 Mio. €.

Tabelle 10.8: Ergebnisse der Abschätzung des Ausbaubedarfs in der Mittel- und Niederspannung

	Untere Grenze des MS/NS-Netzausbaus	Obere Grenze des MS/NS-Netzausbaus
80%-Szenario	78 Mio. €	100 Mio. €
100%-Szenario	110 Mio. €	145 Mio. €

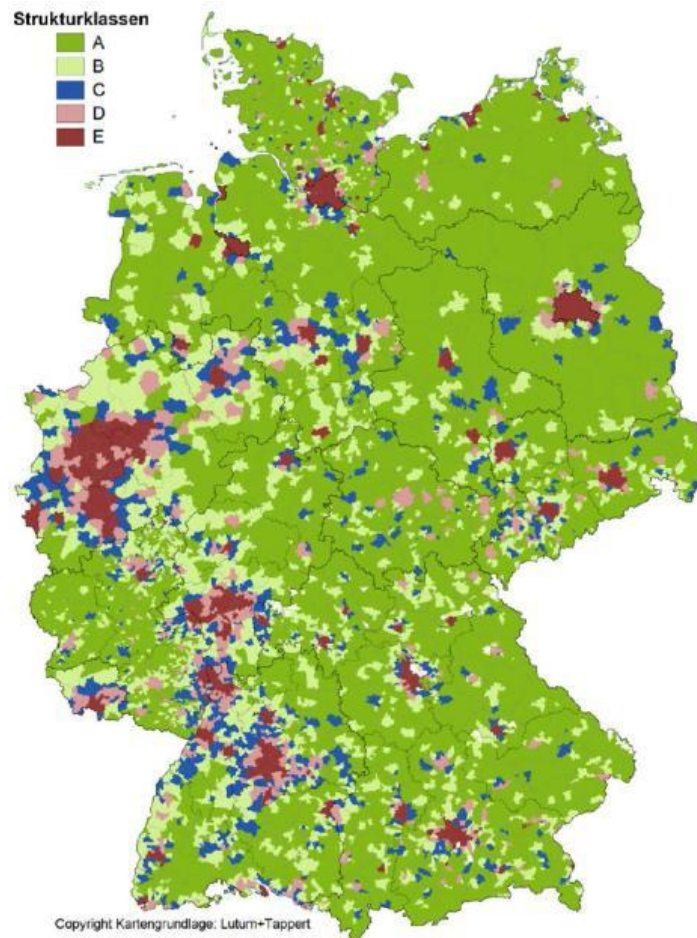


Abbildung 10.11: Verteilung der Strukturklassen der deutschen Gemeinden nach [DENA 2012-b]

10.1.5 Einordnung der Ergebnisse

Abschließend werden die Ergebnisse der Kapitel 10.1.2 bis 10.1.4 eingeordnet. Dabei können zum einen allgemeine Aussagen zum Nutzen des 110-kV-Netzes für eine lastgangkonforme Versorgung der Modellregion getroffen werden. Zum anderen zeigen die Ergebnisse hinsichtlich des notwendigen 110-kV-Netzausbaus die reduzierende Wirkung der Berücksichtigung der Übertragungskapazitäten bei der Verteilung der dezentralen Erzeugungsanlagen auf die Knoten.

Grundsätzlich ist auf Basis der Ergebnisse der Simulationsrechnung festzustellen, dass die Verbindung der einzelnen Knoten innerhalb der Modellregion durch das modellierte 110-kV-Netz einen positiven Effekt auf die Stromgestehungskosten einer 100%-lastgangkonformen Versorgung der Modellregion hat. Dieses zeigt der Vergleich der Stromgestehungskosten in Abbildung 10.12. Hier werden die Stromgestehungskosten für die Einzelknoten, die Kupferplatte sowie die unter Berücksichtigung des realen 110-kV-Netzes verglichen. Die Stromgestehungskosten für eine 100%-lastgangkonformen Erzeugung in jedem Einzelknoten liegen im Mittel bei 14,24 ct/kWh_{EL}. Wird nun das ideale Netz, nämlich die Kupferplatte, angenommen reduzieren sich die Stromgestehungskosten um 3,26 ct/kWh_{EL}, also auf 10,98 ct/kWh_{EL}. Somit zeigt sich, dass der Austausch von Energie zwischen Last- und Erzeugungszentren einen monetären Nutzen besitzt. Nun ist das 110-kV-Netz wie Kapitel 10.1.2 gezeigt nicht als

Kupferplatte anzunehmen. Das heutige 110-kV-Netz in der Modellregion ist historisch gewachsen und im Wesentlichen durch die dortige Last hinsichtlich seiner Übertragungskapazität dimensioniert. Werden diese Übertragungskapazitäten in der Simulation berücksichtigt, zeigt sich, dass die Stromgestehungskosten im Vergleich zum Optimum der Kupferplatte um 0,48 ct/kWh_{EL} auf 11,46 ct/kWh_{EL} steigen. Allerdings liegen die Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung der Übertragungskapazitäten immer noch deutlich unterhalb denen der Einzelknoten. Somit zeigt sich ein deutlicher Nutzen des 110-kV-Netzes für den regionalen Lasten- und Erzeugungsausgleich selbst unter der Annahme der aktuellen Übertragungskapazitäten.

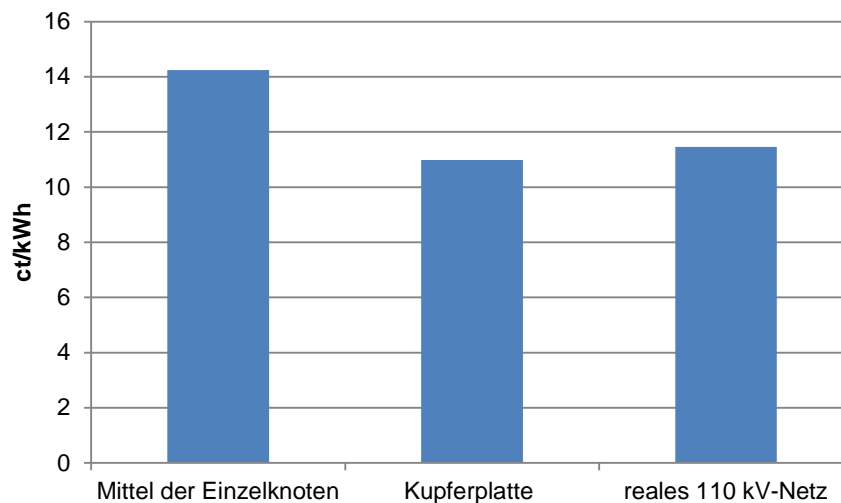


Abbildung 10.12: Stromgestehungskosten für die Summe der Einzelknoten, die Kupferplatte sowie den Netzfall bei 100% EE im Jahr 2030

Nachdem grundsätzlich der positive Effekt des 110-kV-Netzes auf die Stromgestehungskosten gezeigt wurde, wird nun die netzausbaureduzierende Wirkung gezeigt, wenn bereits bei der Standortwahl von dezentralen Erzeugungsanlagen und Speicher die bereits vorhandenen Übertragungskapazitäten miteinbezogen werden. Dieser netzausbaureduzierende Effekt wird deutlich, wenn der ermittelte Netzausbaubedarf für das 110-kV-Netz sowie der für das Mittel- und Niederspannungsnetz ins Verhältnis gesetzt werden.

Abbildung 10.13 zeigt das Verhältnis zwischen den Netzausbaukosten für die Hochspannung zu denen der Mittel- und Niederspannung sowohl für das Szenario 80% EE als auch das Szenario 100% EE mit Speicher. Für das 110-kV-Netz ist für das Szenario 80% EE mit Speicher ein Ausbaubedarf von etwa 1 Mio. € und für das Szenario 100% EE ein Ausbaubedarf von 7,1 Mio. € ermittelt worden. Weiter wurde für die Mittel- und Niederspannungsnetze der Ausbaubedarf für das 80%-Szenario auf 78 Mio. € als untere Grenze, sowie 100 Mio. € als obere Grenze abgeschätzt. Für das Szenario 100% EE liegt die untere Grenze für den notwendigen Mittel- und Niederspannungsausbau bei 110 Mio. € und die obere Grenze bei 145 Mio. €. Somit teilt sich der Ausbaubedarf für die Modellregion für das Szenario 80% EE nahezu komplett auf die Mittel- und Niederspannung auf. Für das Szenario 100% EE entfal-

len in etwa 4-7% je nach betrachteter Grenze des Ausbaubedarfs auf die 110-kV-Netzebene und der Rest auf die Mittel- und Niederspannungsebenen.

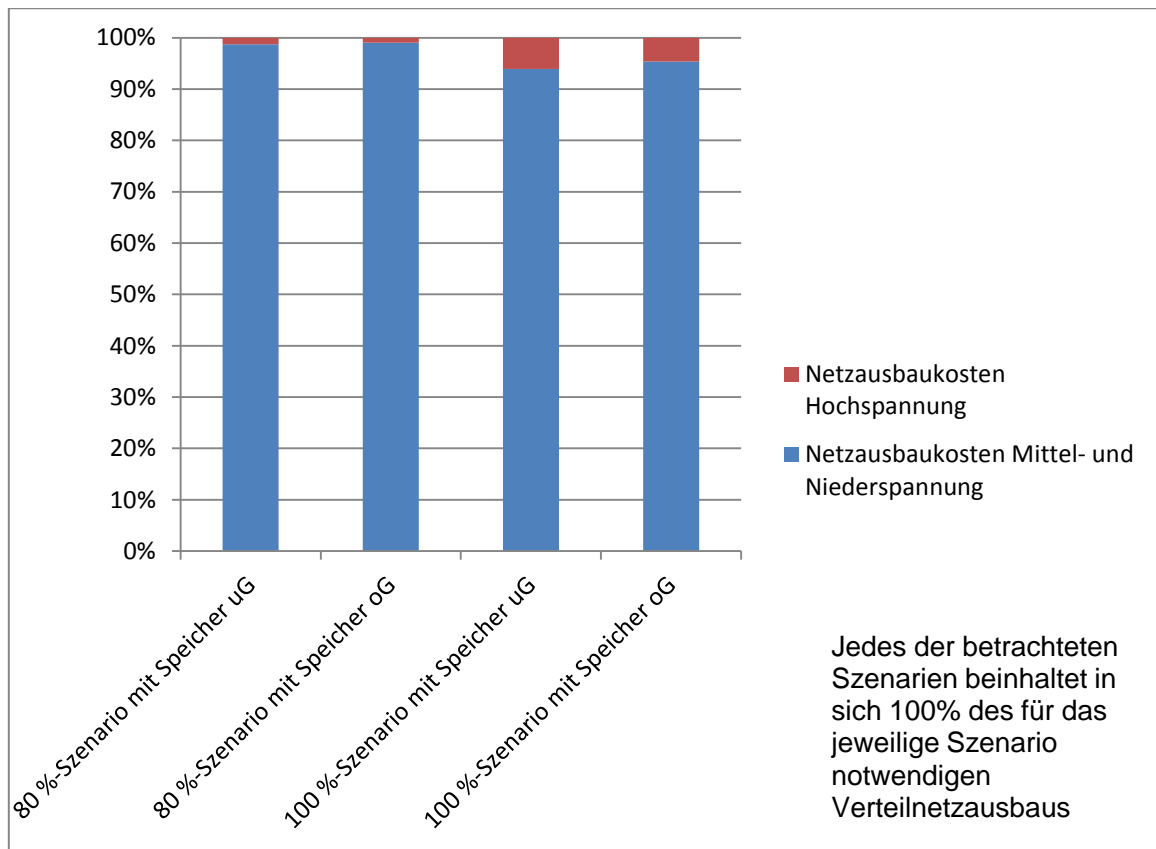


Abbildung 10.13: Vergleich der Zusammensetzung der Netzausbaukosten für die 80%- und 100%-Szenarien sowohl mit als auch ohne Speicher

Das dargestellte Verhältnis zwischen dem Netzausbaubedarf in der Hochspannung gegenüber dem in der Mittel- und Niederspannung zeigt den netzausbaureduzierenden Effekt, den die a priori Berücksichtigung der Übertragungskapazitäten im 110-kV-Netz haben. Die Wirkung dieses Effektes lässt sich erst einordnen, wenn das Verhältnis zwischen den Netzausbaukosten aus Abbildung 10.13 mit denen der DENA Verteilnetzstudie verglichen wird. Während in diesem Projekt die Übertragungskapazitäten im 110-kV-Netz bei der Standortwahl der dezentralen Erzeugungsanlagen und Speichern berücksichtigt wurde, bleiben diese bei der DENA Verteilnetzstudie sowohl bei Hochspannung als auch bei Mittel- und Niederspannung unberücksichtigt. Abbildung 10.14 zeigt die Anteile der Netzausbaukosten für die Mittel- und Niederspannung sowie der Hochspannung an den Gesamtkosten des jeweils betrachteten Szenarios. Es wird nicht deren absolute Höhe sondern nur die Zusammensetzung miteinander verglichen. Dieser Vergleich der Aufteilung der Netzausbaukosten zeigt, dass sich das Verhältnis der Netzausbaukosten durch die Berücksichtigung der Übertragungskapazitäten im 110-kV-Netz deutlich verschiebt. Während bei der DENA Verteilnetzstudie für ganz Deutschland fast 60% der Kosten für den Verteilnetzausbau in der Hochspannung notwendig werden, liegt dieser unter den angenommenen Simulationsergebnissen und unter Berücksichtigung der Übertragungskapazitäten im 110-kV-Netz je nach Wahl der Grenze bei not-

wendigen Ausbau in der Mittel- und Niederspannung bei 4-7%. Wie in Kapitel 10.1.4 beschrieben ist die Abschätzung der Netzausbaukosten analog zu der Methodik nach [DENA 2012] vorgenommen worden. Daher ist ein Anteil der Netzausbau in der Mittel- und Niederspannung in etwa in Höhe der Ergebnisse nach [DENA 2012-b] zu erwarten, unter der Einschränkung, dass hierbei ein Verhältnis für ganz Deutschland mit einem für die Modellregion verglichen wird. Dennoch zeigt der sehr geringe Anteil an Netzausbaukosten in der Hochspannung, den netzausbaureduzierende Effekt in der Hochspannung durch die Berücksichtigung der Übertragungskapazitäten in der Simulationsrechnung. Insbesondere, da aufgrund der analog angewandten Systematik die Netzausbaukosten für die Modellregion absolut betrachtet nicht höher zu erwarten sind als nach der Systematik der DENA Verteilnetzstudie.

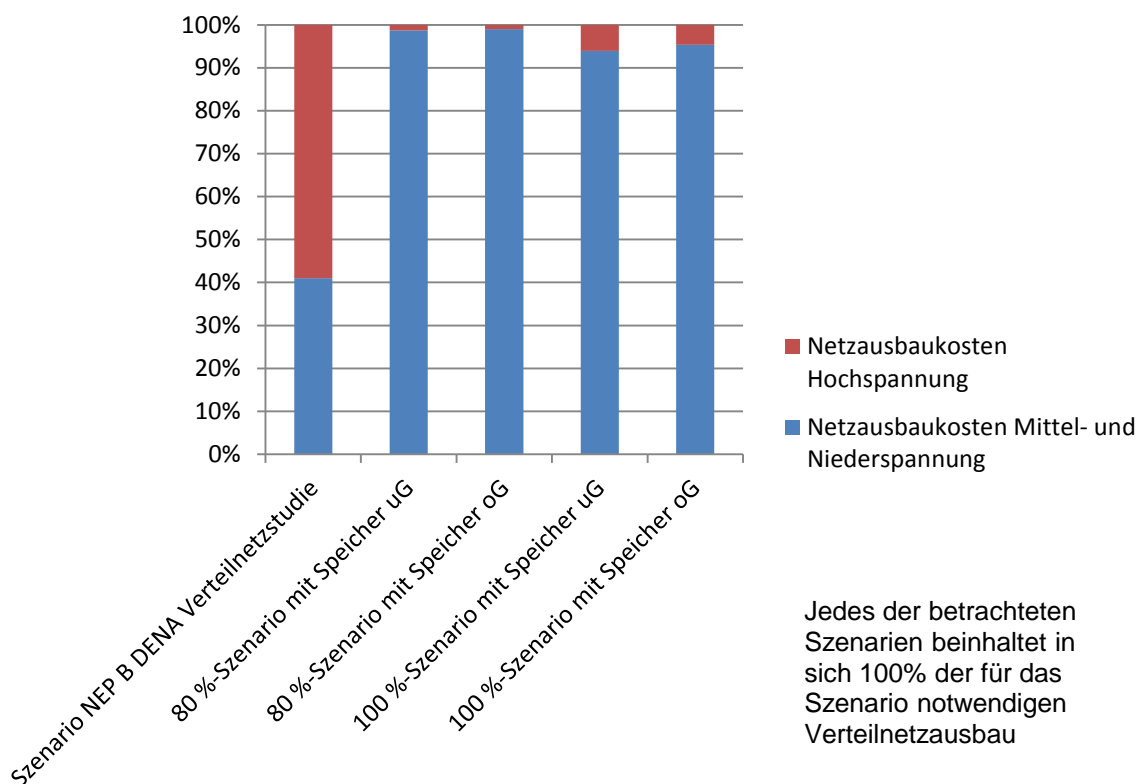


Abbildung 10.14: Vergleich der Zusammensetzung der Netzausbaukosten je nach betrachtetem Szenario

Nachdem nun die Höhe bzw. die Struktur der Netzausbaukosten eingeordnet und verglichen wurden, werden nun die ermittelten Netzausbaukosten in Relation zu den notwendigen Maßnahmen gesetzt. Da in Kapitel 10.1.2 die Netzausbaukosten maßnahmenscharf ermittelt wurden, entsprechen die ermittelten Netzausbaukosten einer Verstärkung des 110-kV-Netzes auf einer Länge von bis zu 43 km. Der abgeschätzte Netzausbaubedarf im Mittel- und Niederspannungsnetz in Kapitel 10.1.4 beläuft sich je nach Szenario und Wahl der unteren oder oberen Grenze auf 78-145 Mio. €. Nun unterscheiden sich die Kosten je nach Maßnahme und der Frage, ob diese in Form von Freileitungen oder in Form von Verkabelung durchgeführt werden. Dennoch lässt sich nach [CONSENTEC 2006] und nach den gängigen

Erfahrungswerten für Netzausbaumaßnahmen ein Daumenwert von 100.000 €/km im Mittel- und Niederspannungsnetz ansetzen. Folglich entspricht das einen Ausbau im Mittel- und Niederspannungsnetz der Modellregion auf 780 bis 1.450 km für eine Gesamtfläche der Modellregion von 3.720 km².

Nachdem die Kosten für den Netzausbaubedarf eingeordnet sind, stellt sich jetzt die Frage nach der Einordnung des Nutzens, den die Speicher für die Netze wie in Kapitel 10.1.3 gezeigt erbringen. Die in der Simulationsrechnung eingesetzten Speicher reduzieren den notwendigen Netzausbaubedarf im 110-kV-Netz. Werden nun die gesamten Investitionskosten für die Speicher in Höhe von 301 Mio. € in das Verhältnis zum maximal 26,1 Mio. € vermiedenen Netzausbau gesetzt, zeigt sich, dass dieser Nutzen recht gering ist. Ein großflächiger Einsatz von Speichern nur zum Zwecke zur Vermeidung von Netzausbau ist daher nicht sinnvoll. Jedoch ist die Erzielung einer netzentlastenden Wirkung nur ein Nebeneffekt und nicht primärer Zweck der Speicher. Deren vordringliche Aufgabe, der zeitlichen Ausgleich von Last und Erzeugung, kann allein mittels Netzausbau nicht gelöst werden, da dort zeitlich eine entsprechende Erzeugung bzw. ein Verbrauch gewährleistet werden muss. Dies kann das Netz nur in einen begrenzten Umfang leisten, in dem es durch die Einbindung von zusätzlichen Lasten oder Erzeugern die Verbrauchs- und Einspeiseprofil beeinflusst. Dennoch ist dadurch insbesondere die Frage der Langfristspeicher für die Zeit der dunklen Flaute nicht gelöst. Die Notwendigkeit der Speicher wird auch in Kapitel 7.3.2 dargestellt. Auftretende netzentlastende Effekte bei entsprechender Betriebsweise der Speicher können allerdings wie beschrieben additiv genutzt werden.

10.1.6 Netzdienstleitungen

In den vorangegangenen Kapiteln wurde die Frage beantwortet, wie viel Netzausbau für den simulierten Zubau an erneuerbaren Energien in der Modellregion, insbesondere im 110-kV-Netz, notwendig ist, um eine ausreichende Übertragungskapazität für eine lastgangkonforme Versorgung mit erneuerbaren Energien sicher zu stellen. Für die Systemstabilität von Stromnetzen aber ist nicht nur eine ausreichende Übertragungskapazität notwendig sondern auch eine ausreichende Bereitstellung von Blindleistung und Kurzschlussleistung sowie eine ausreichende Frequenzhaltung notwendig.

Die Fragestellung wie sich der Zubau von erneuerbaren Energien auf die Systemstabilität des Netzes auswirkt, wurde im Rahmen dieses Projektes nicht betrachtet. Zur Sicherstellung der Systemstabilität wird angenommen, dass alle für die Systemstabilität notwendigen Parameter (Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung) durch das vorgelagerte Höchstspannungsnetz zur Verfügung gestellt werden. Aufbauend auf dieser Annahme findet nur eine Bewertung hinsichtlich der Übertragungskapazitäten statt.

Über die in diesem Projekt beantwortete Fragestellung wie hoch die zusätzliche Übertragungskapazität sein muss hinaus, muss zusätzlich noch die Frage beantwortet werden, welche Voraussetzungen geschaffen werden müssen, um die Systemstabilität der Stromnetze

unter den für die Modellregion gewählten Annahmen vollends ohne die Systemdienstleistungen aus dem vorgelagerten Höchstspannungsnetz sicher zu stellen.

Um diese Frage zu beantworten muss diese aus zwei Sichtweisen beleuchtet werden. Aus technischer Sicht muss die Frage beantwortet werden, wie die überwiegend installierten fluktuierenden wechselrichtergeführten Wind- und PV-Anlagen in die Lage versetzt werden, um die bisher von den Generatoren der konventionellen Kraftwerke übernommenen Aufgabe der Bereitstellung der Systemdienstleistungen vollends zu ersetzen. Aus Sicht des Netzbetreibers muss geklärt werden, wie er diesen Zugang zu den bereitgestellten Systemdienstleistungen erhält und diese entsprechend der netztechnischen Herausforderungen kontrahieren kann.

10.2 Gasnetz

Es wird untersucht, wie sich die Energiemengen im Gasnetz durch PtG verändern. Neben den Gasverbrauchern werden ebenfalls zusätzliche Gaserzeuger angeschlossen. Dadurch verändert sich die Funktionsweise von einer unidirektionalen in eine bidirektionale Versorgungsstruktur. Derzeit werden über die SWT in der Modellregion 1,79 TWh_{HS}/a Erdgas [SWT 2012] verbraucht, siehe Kapitel 2.4. Im Ergebnis der Optimierung werden im Szenario 2030-100%EE etwa 0,60 TWh_{HS}/a SNG und 0,64 TWh_{HS}/a Biogas erzeugt und zur Rückverstromung gebraucht, siehe 7.3.3. In diesem Kapitel wird die SNG-Erzeugung und Verwendung für den Stromsektor besprochen, in Kapitel 8.7 wird der Nutzungspfad Mobilität zusätzlich diskutiert.

Das Gasnetz entspricht im Modell einem idealen Gasspeicher, der unbegrenzt ein- und auspeichern kann. Diese Annahme soll mit den Erkenntnissen über das reale Gasnetz in der Modellregion verglichen werden. Es soll gezeigt werden, wie sich die Energiemengen im Netz durch die Einbindung von PtG verändern. Somit werden die Integrationsfähigkeit von erneuerbaren Gaserzeugern und die gegebenen Netzrestriktionen beleuchtet. Darauf aufbauend entstehen Folgerungen über mögliche Anpassungen des Gasnetzes.

10.2.1 Prognostizierter Gaslastgang des 100% EE-Szenarios

Anhand der Wärmelastkurven für die Modellregion in Kapitel 2.10 wird ein Gesamtbedarf von 3,38 TWh_{TH}/a Wärme bestimmt. Die vom BDEW erstellte Methode zur Abschätzung des Wärmebedarfs ist ursprünglich zur Abschätzung des Gasbedarfs eines Versorgungsgebietes erarbeitet worden [Wagner 2005]. Aus dem Wärmeverbrauchsprofil von Wohngebieten nach dem BDWE-Verfahren wird für die gesamte Modellregion ein Gaslastgang generiert, der den zeitlichen Verlauf des Gasverbrauchs widerspiegelt. Somit wird das derzeitige Gasverbrauchsprofil gewonnen, das den 1,79 TWh_{HS} im Jahr entspricht, bei einer Höchstlast von 795 MW_{HS}. Wobei die Höchstlast der Ausspeisung auf der Gasleitung ‚Alf-Trier‘ (nördlicher Anschluss von Trier) im Jahr 2012 laut der SWT 653 MW_{HS} [SWT 2012] betrug. Das erzeugte Gasverbrauchsprofil liegt damit im Ausschlag des Profils etwas höher, berücksichtigt allerdings zusätzlich die Versorgungsleitung von Süden, über deren Kapazität keine genaueren

Angaben bekannt sind. Unter der Annahme, dass das gesamte Erdgas in Wärme umgewandelt wird, ergibt sich, dass heute ca. 53% des Wärmebedarfs durch Erdgas gedeckt wird. Nachfolgend soll das Gaslastprofil für das Szenario 2030-100%EE abgeschätzt werden. Dazu werden die Ergebnisse der Simulation für das Szenario 2030-100%EE im Netzfall einbezogen. Diese spiegeln verschiedene Veränderungen im Gasnetz wieder. Zum einen sinkt der Erdgasbedarf, da entsprechende Gasthermen durch den Anschluss an Nahwärmenetze oder den Einsatz von PtH ersetzt werden. Der Gasverbrauch verringert sich um die Menge der nutzbaren Wärme (0,44 TWh_{TH}/a). Somit sinkt die insgesamt benötigte Gasmenge auf 1,35 TWh_{HS}/a. Die Höchstlast der Gasentnahme sinkt von 795 MW_{HS} auf 779 MW_{HS}, siehe Abbildung 10.15.

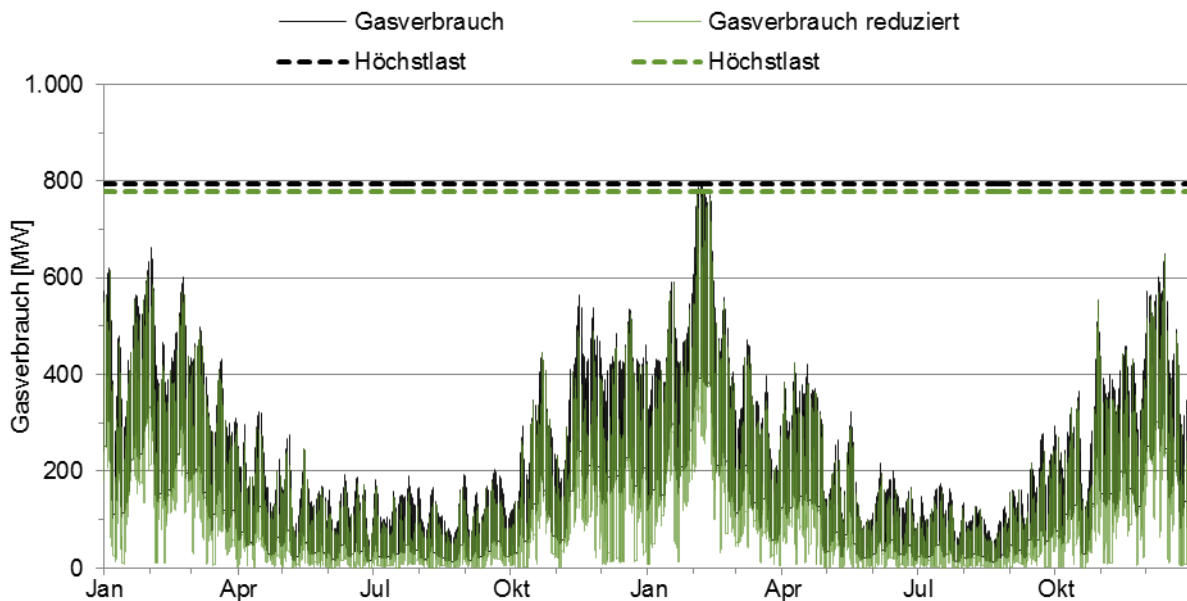


Abbildung 10.15: Gasverbrauch und reduzierter Gasverbrauch (2030-100%EE) in der Modellregion

Zusätzlich speisen PtG (279 MW_{EL}) und Biogas (87 MW_{EL}) ins Erdgasnetz ein. Auf der anderen Seite gibt es BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung von 448 MW_{EL} als zusätzliche Verbraucher. Durch PtG und Biogas entstehen 1,146 TWh_{HS}/a, von BHKW werden 1,113 TWh_{HS}/a verbraucht und damit 0,45 TWh_{EL}/a Strom produziert. Demzufolge werden 33 GWh_{HS}/a produziert, die in der Mobilität verwendet werden. Die maximale Einspeiseleistung, die als negative Last dargestellt ist, beträgt 380 MW_{HS}, die maximale Ausspeiseleistung in BHKW 10,80 MW_{HS} (432 MW_{EL}). Gasverbrauch und Gasproduktion sind in Abbildung 10.16 zusammengestellt.

Durch Zusammenführen des reduzierten Gasverbrauchs aus Abbildung 10.15 und der zusätzliche Ein- und Ausspeicherung aus Abbildung 10.16 werden die veränderten Gaslasten im Netz deutlich. Abbildung 10.17 zeigt zudem die Jahreshöchstlasten. Die Höchstlast der Ausspeisung ins Erdgasnetz der Modellregion steigt von 795 MW_{HS} auf 1.275 MW_{HS} und liegt damit beinahe doppelt so hoch wie der angegebene Wert der SWT. Insgesamt werden 1,906 TWh_{HS}/a aus dem Netz entnommen, von denen 1,850 TWh_{HS}/a in den Bereich unterhalb der Höchstlast des derzeitigen Gasverbrauches fällt. In 397 Stunden im Jahr liegt die

Gasausspeisung oberhalb der Höchstlast des derzeitigen Gasverbrauchs, in dieser Zeit werden 56 GWh_{HS}/a benötigt. Somit stellt sich die Frage, ob das Gasnetz diese veränderten Lasten vertragen kann. Dies wird in Kapitel 10.2.3 besprochen.

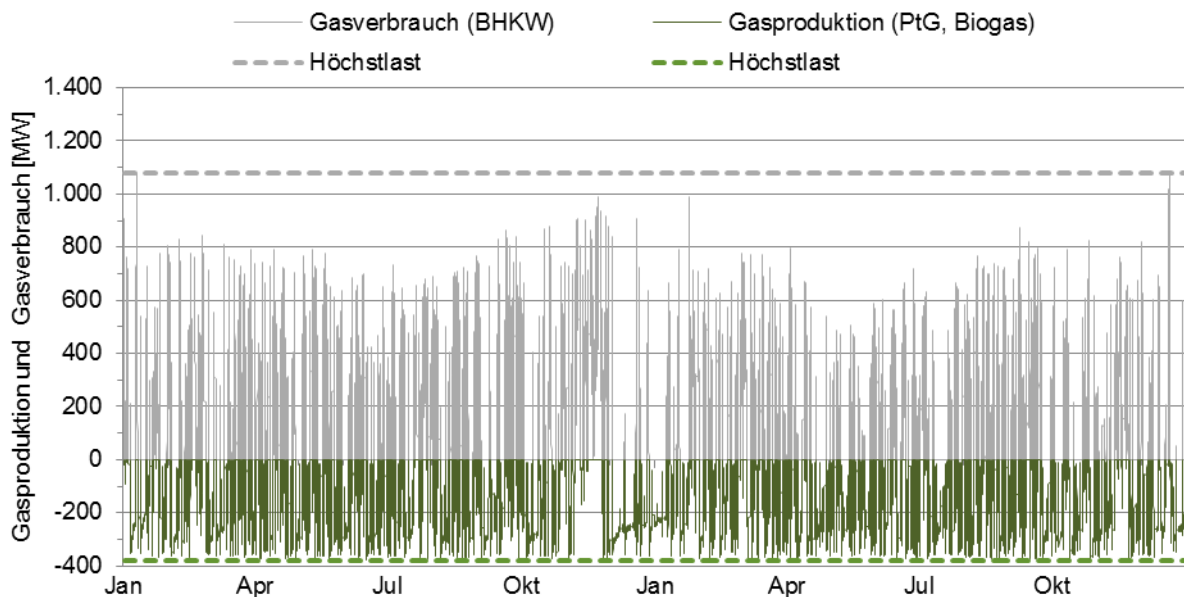


Abbildung 10.16: Gasverbrauch und Gasproduktion in der Modellregion (2030-100%EE)

Die Höchstlast der Einspeisung verringert sich um 7 MW_{HS} und beträgt 373 MW_{HS}. Es werden 0,589 TWh_{HS}/a eingespeist. Dies bedeutet eine Umkehrung der Fließrichtung, wobei davon ausgegangen werden kann, dass die Leitungskapazitäten ausreichend groß sind. Momentan gibt es keine Rückleitung aus der Modellregion. Durch die Überproduktion in der Modellregion muss das bestehende Netz dahingehend umgestaltet werden.

Die Zusammenführung der Ein- und Ausspeisung im Erdgasnetz in Abbildung 10.17 zeigt die Veränderungen der Anforderungen. Die Höchstlast der Ausspeisung (rot) steigt durch die Versorgung der BHKW deutlich. Zusätzlich entsteht eine Gaseinspeisung, die als negative Leistung (grün) dargestellt ist. Zeitlich betrachtet wird diese nicht durch den Gasverbrauch der Region assimiliert. Zum Vergleich ist der abgeschätzte Gasverbrauch der Modellregion heutzutage (schwarz) aus Abbildung 10.15 verzeichnet. Dort ist ein eindeutiger Unterschied zwischen den Sommer- und Wintermonaten zu erkennen, der vom temperaturbedingten Heizbedarf abhängig ist. Die zusätzliche Speicherung von elektrischer Energie im Gasnetz erhöht den Gasbedarf gleichmäßig über das ganze Jahr. Die Ausspeisung in den Sommermonaten bleibt jedoch hauptsächlich unterhalb der Höchstlast des ursprünglichen Gasverbrauches. In den Wintermonaten werden häufig Leistungen gefordert, die oberhalb der 795 MW_{HS} liegen (hellrot).

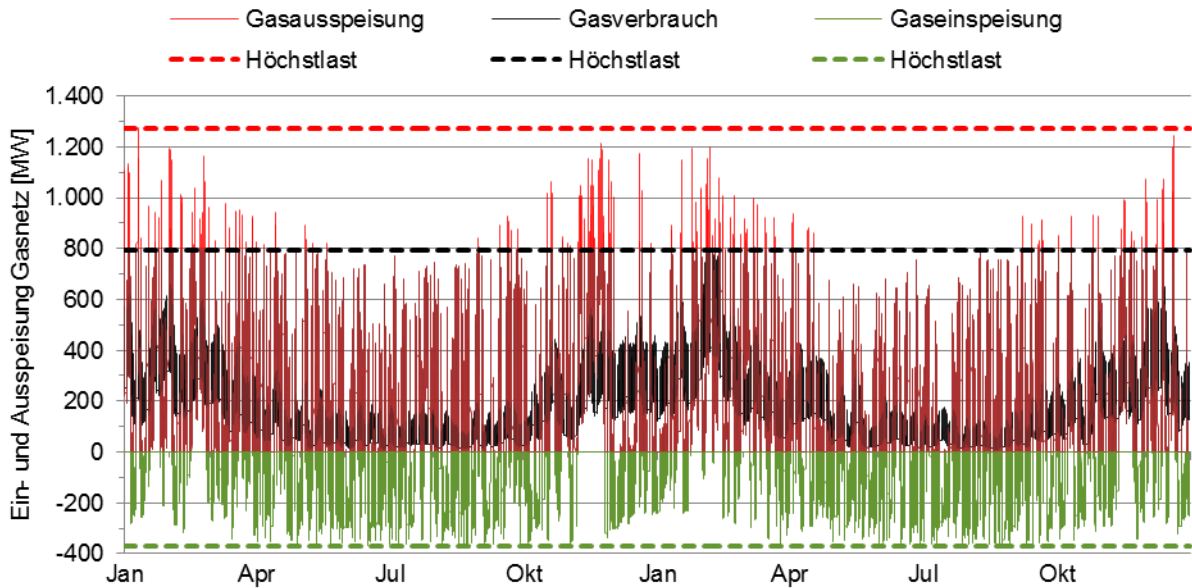


Abbildung 10.17: Gaseinspeisung und -auspeisung im Erdgasnetz

Um die veränderten Gaslasten genauer zu untersuchen werden die tageszeitlichen Höchstlasten der Sommermonate (April bis September) und der Wintermonate (Oktober bis März) einzeln betrachtet. Die maximale Ein- und Auspeicherung ins Gasnetz in jeder Stunde des Tages werden in Abbildung 10.18 dargestellt. Während die maximale Auspeicherung (rot) im Winter (blauer Rand) deutlich höher ist als im Sommer (roter Rand), fällt der Unterschied bei der Einspeicherung (grün) nicht so stark aus. Bei der Auspeisung sind jeweils Lastspitzen zu den Morgen- und Abendstunden zu erkennen.

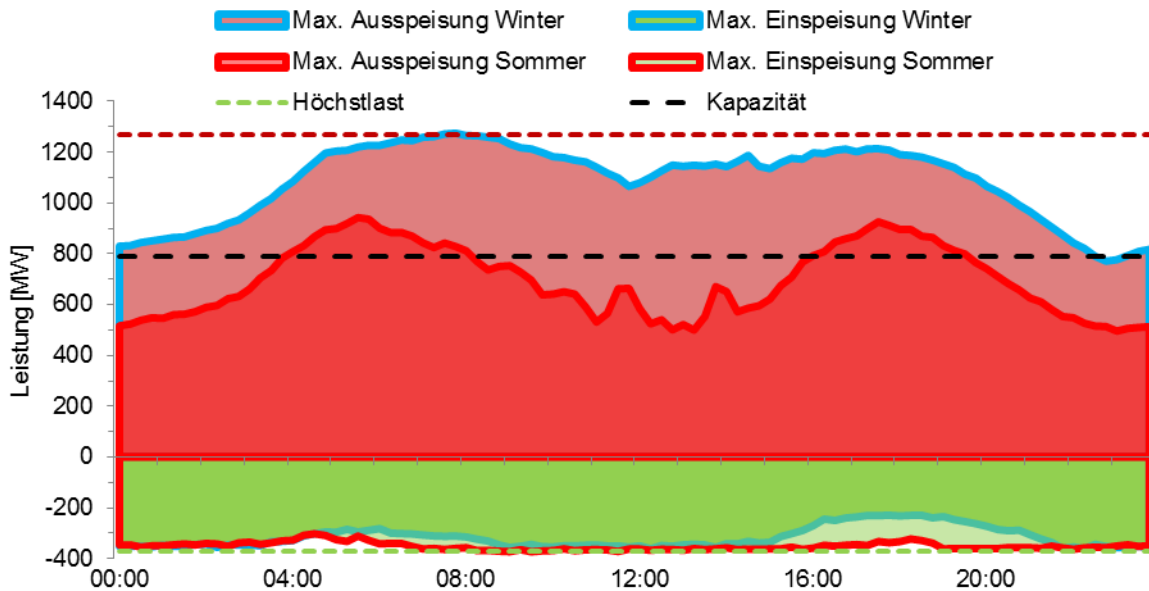


Abbildung 10.18: Maximale Ein- und Auspeisung ins Gasnetz im Sommer und im Winter

Abbildung 10.19 stellt die anhand der Lastgänge erstellten durchschnittlichen Tagesprofile dar. Dadurch werden die jahreszeitlichen Unterschiede offensichtlich. Die Auspeisung liegt in den Morgen- und Abendstunden, während die durchschnittliche Einspeisung in der Mit-

tagszeit ist. Im Vergleich zum durchschnittlichen Einsatz von PtG in Abbildung 7.32 ist die erzeugte Gasmenge (Einspeisung) im negativen Bereich.

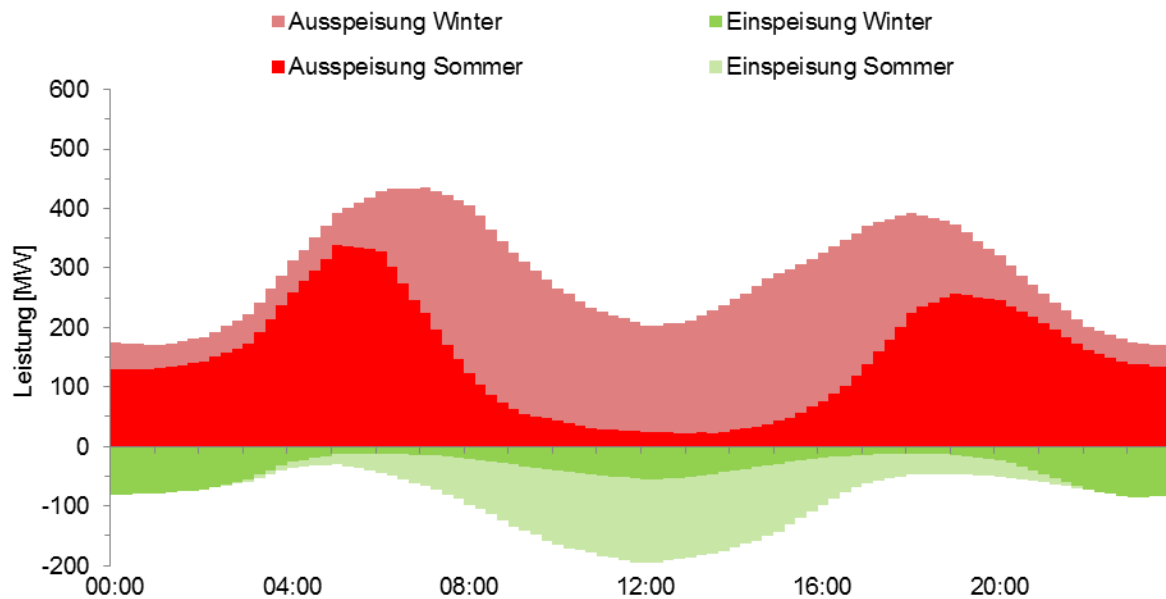


Abbildung 10.19: Durchschnittliche Ein- und Ausspeisung im Sommer und im Winter

10.2.2 Räumliche Verteilung der Gaslasten

Der Energieaustausch zwischen den Knoten innerhalb des Modells ist in Bezug auf Gas anders geregelt als beim Strom. Es gibt keine definierten Gasübertragungskapazitäten, über die in jedem Zeitschritt Gas zwischen Knoten ausgetauscht wird. Es liegt die Annahme zu Grunde, dass es ein ideales Gasnetz gibt, das verlustfrei an jedem Ort und zu jedem Zeitpunkt unbegrenzt Gasmengen aufnehmen und abgeben kann. Das verwendete Gasnetz entspricht also einer „Gas-Kupferplatte“. Es soll im Folgenden versucht werden die Auswirkungen des erzeugten EEGas auf das lokale Gasnetz, analog zu Kapitel 10.2.1, zu untersuchen.

Durch die Betrachtung der Differenz aus Gasproduktion und Gasverwendung in den einzelnen Knoten kann die räumliche Verteilung der Gaslasten bilanziell bestimmt werden. Es werden in einigen Knoten Überschüsse erzeugt, die zeitlich versetzt an anderer Stelle benutzt werden. Die geografisch ungleich verteilte Gasproduktion mit PtG und Gasverwendung in BHKW wird im Folgenden beleuchtet. Abbildung 10.20 zeigt die gesamte elektrische Produktion sowie den Strombezug über das Stromnetz im Verhältnis zum elektrischen Bedarf bilanziell für jeden Knoten der Modellregion.

In den meisten Knoten liegt die Produktion (gelb) oberhalb des Bedarfs (rot). In diesem Fall kann elektrische Energie über das Stromnetz abgegeben werden. Dies wird über einen negativen Stromaustausch (blau); zum Beispiel in Speicher, Manderscheid, Bernkastel, Schweich und Saarburg sichtbar. Eine andere Möglichkeit besteht darin SNG herzustellen und dieses über das bereits beschriebene Erdgasnetz auszutauschen. Zudem gibt es Knoten, die den eigenen Strombedarf über die Produktion nicht decken können und deswegen

elektrische Energie über das Stromnetz beziehen müssen. Dies ist besonders in Trier, aber auch in Wittlich, der Fall.

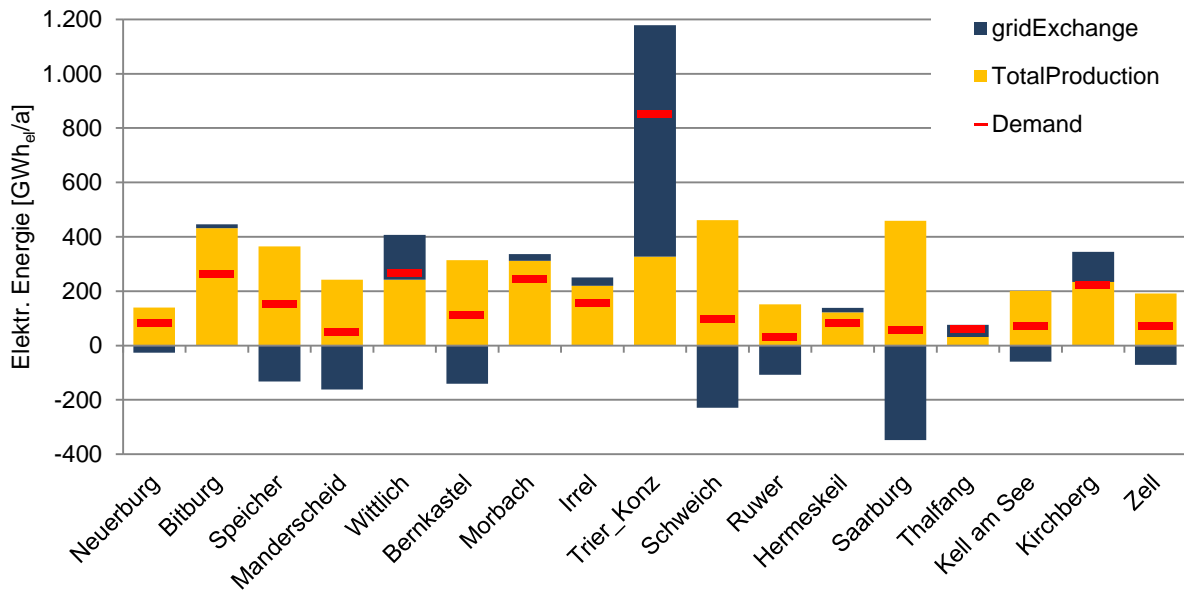


Abbildung 10.20: Energieproduktion und Netzübertragung im Vergleich zum elektr. Bedarf

Durch hinzuziehen der Gasproduktion aus Biogas und PtG im Vergleich zum verwendeten CH₄ im BHKW wird sichtbar, welche Gasmengen ausgetauscht werden. Bei Zusammenführen der Erkenntnisse aus Abbildung 10.20 und Abbildung 10.21, werden die insgesamt bilanziell übertragenen Energiemengen zwischen den Knoten deutlich.

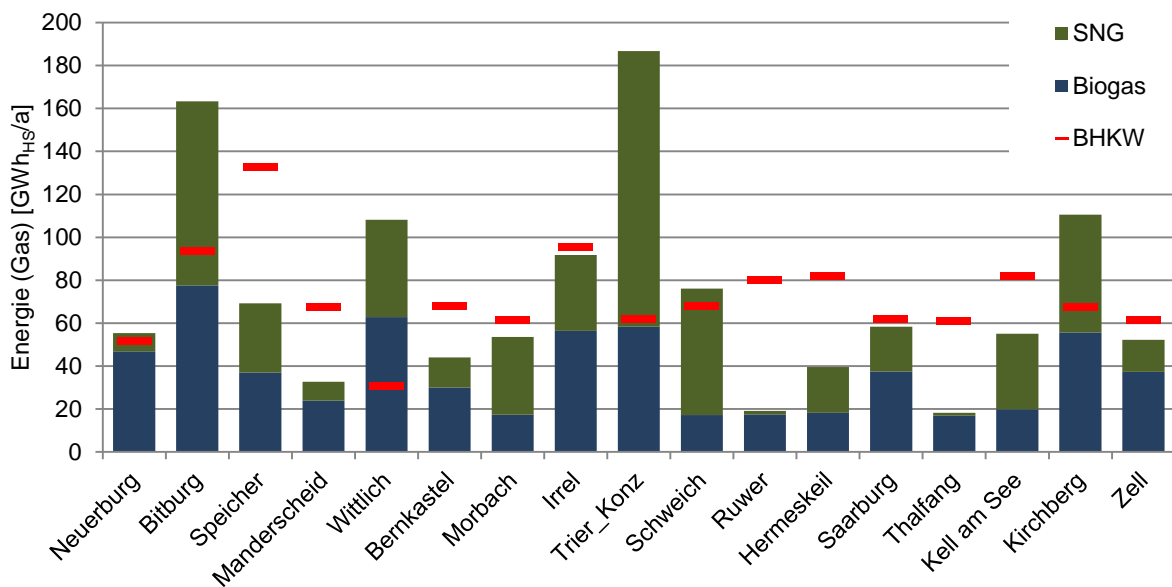


Abbildung 10.21: Biogas- und SNG-Produktion im Vergleich zur verwendeten Gasmenge im BHKW

Besonders auffällig ist in diesem Zusammenhang der Knoten Trier. Dieser bezieht Strom aus anderen Knoten, um seinen eigenen Strombedarf zu decken, nimmt darüber hinaus jedoch weitere 327 GWh_{EL}/a Strom auf. Obwohl das Biogas ausreichen würde, um die BHKW zu

versorgen, werden durch PtG 125 GWh_{HS}/a SNG hergestellt. Diese wiederum stehen über das Gasnetz den anderen Knoten zur Verfügung.

In Trier wird im 100% EE-Szenario also deutlich mehr Gas produziert als verbraucht. Der Knoten mit der höchsten Einwohnerdichte ist damit Produzent von SNG und Biogas. Der Knoten Trier hat im Verhältnis zum Strombedarf eine geringe Eigenerzeugung durch Erneuerbare Energien. 62,1% der in Trier verwerteten elektrischen Energie ist aus den umliegenden Knoten importiert. Die elektrische Energie für den Betrieb der Elektrolyse kommt in Trier zu 98,7% aus den umliegenden Knoten.

Der elektrische Energieverbrauch von PtG in Trier beträgt 213 GWh_{EL}/a, daraus können insgesamt 51 GWh_{EL}/a Strom erzeugt werden, allerdings werden nur 17 GWh_{EL}/a in den eigenen BHKW erzeugt. Die installierte BHKW-Leistung in Trier beträgt 39,0 MW_{EL} bei einem durchschnittlichen Bedarf von 97,2 MW_{EL} (maximaler Strombedarf von 151,1 MW_{EL}, 43,5 MW_{EL} min). Das PtG-Potenzial beträgt in Trier 400 MW_{EL} aus 120 kt/a CO₂.

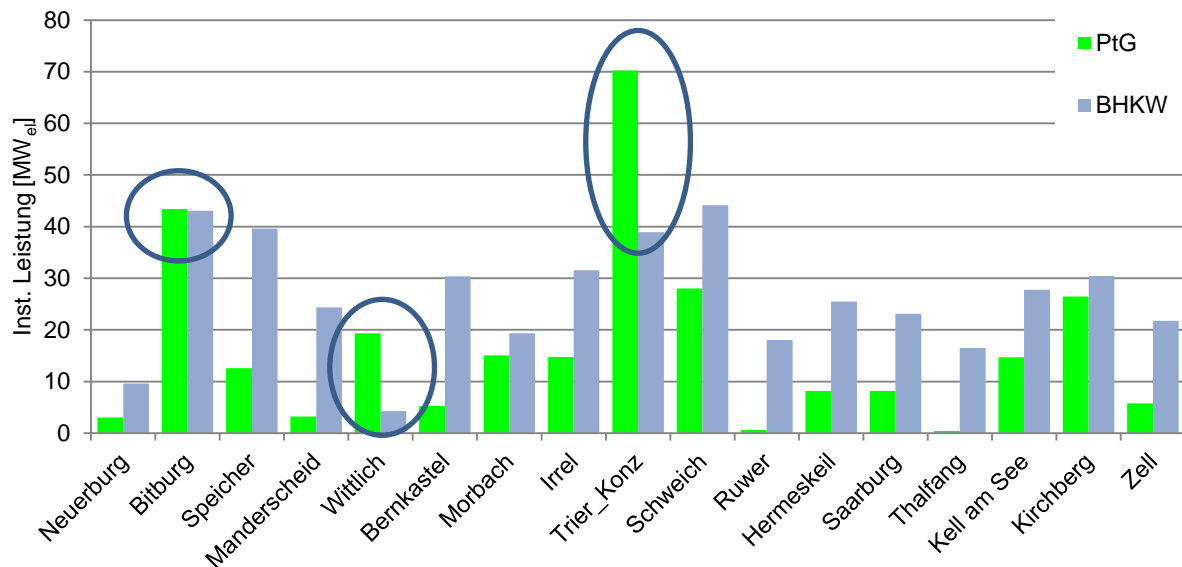


Abbildung 10.22: Installierte Leistung von PtG und BHKW im Netzfall nach Knoten aufgeteilt

Dieses Ergebnis widerspricht der Erwartung, dass das Stromnetz entlastet wird indem in den Knoten mit hohem Potenzial für EE viele PtG-Anlagen stehen. Diese könnten den Energieaustausch über die Gasleitungen in die urbanen Gebiete gewährleisten, da dort vermehrt BHKW installiert sind, die das Gas rückverstromen. Darum werden nachfolgend einige Erklärungsversuche ausgeführt. Die allerdings, soviel sei vorweggenommen, keinen logischen Grund für das Ergebnis liefern. Dementsprechend bleibt die Erkenntnis, dass die Restriktionen durch das Stromnetz (Leitungskapazitäten) nicht ausreichend sind, um die Verteilung der BHKW und PtG-Anlagen zu beeinflussen. Der Bedarf der gesamten Region an Langzeitspeichern (installierte Leistungen von PtG und BHKW) ist folglich als Ganzes zu bewerten. Darum wird im Kapitel 10.2.3 darauf eingegangen, inwieweit die in Kapitel 10.2.1 ermittelte Gaslastkurve in das bestehende Netz integriert werden kann.

Die Karte in Abbildung 10.23 zeigt die räumliche Verteilung der Gasnetzbelastung im Szenario 2030-100%EE. Sie spiegelt die Differenz aus der Gasproduktion zum Bedarf in BHKW aus Abbildung 10.21 wieder. So wird deutlich, dass bilanziell betrachtet sechs Knoten Gasproduzenten sind, während die übrigen elf Knoten Gas aufnehmen. Es werden einige Punkte betrachtet, die in diesem Zusammenhang untersucht wurden, aber keine eindeutige Erklärung liefern konnten.

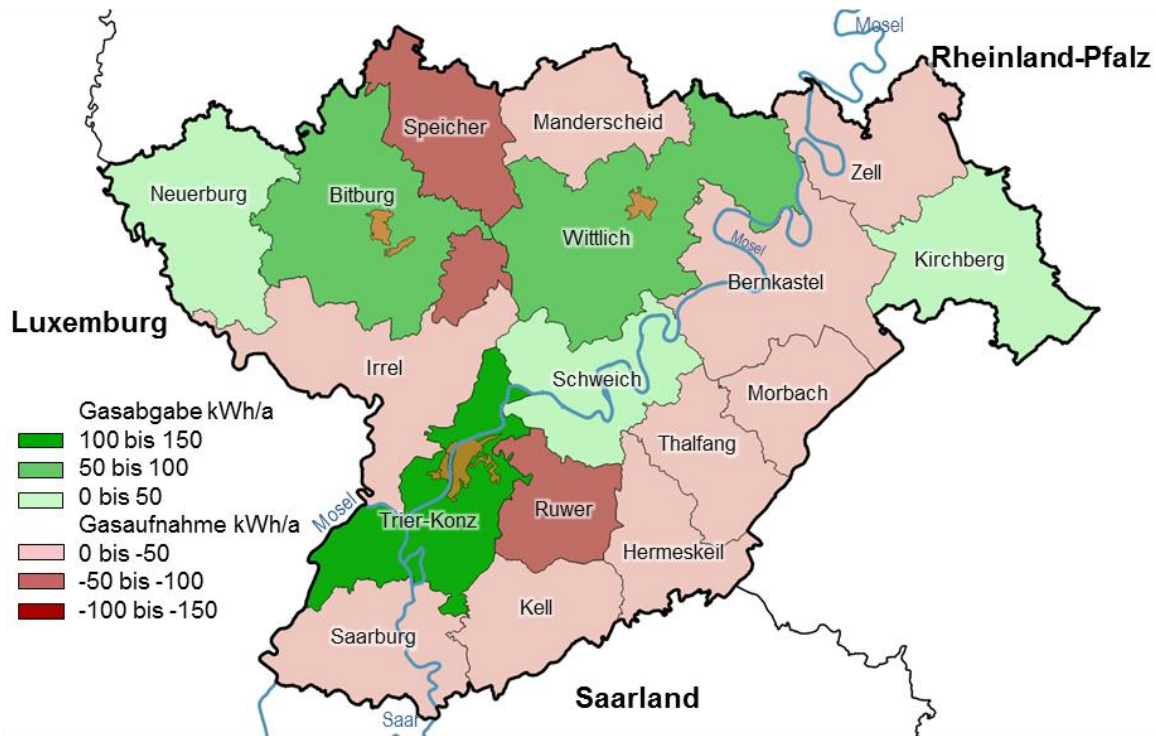


Abbildung 10.23: Räumliche Verteilung der Gasabgabe und Gasaufnahme im Szenario 2030-100%EE

10.2.2.1 Zentrale Lage im Stromnetz

Grund für die Installation von PtG in urbanen Gebieten wie Trier und Bitburg, könnte die zentrale Lage innerhalb des Stromnetzes sein. Es könnte dadurch für PtG-Anlagen mehr Volllaststunden entstehen, da die Überschüsse aus allen Regionen in diese Knoten verteilt werden können. Bei Betrachtung der Volllaststunden von PtG erweist sich dies allerdings als Irrtum: Gerade in Trier ergeben sich vergleichsweise geringe Volllaststunden mit rund 3.000 Vlh/a im Vergleich zu den ländlich geprägten Gebieten mit über 4.000 Vlh/a. Abbildung 10.24 zeigt die installierte elektrische Leistung von PtG und die erreichten Volllaststunden im Jahr für jeden Knoten. Es wird deutlich, dass die Knoten mit vergleichsweise geringer Leistung hohe Vlh erzielen, während bei großen Leistungen die Vlh niedriger sind.

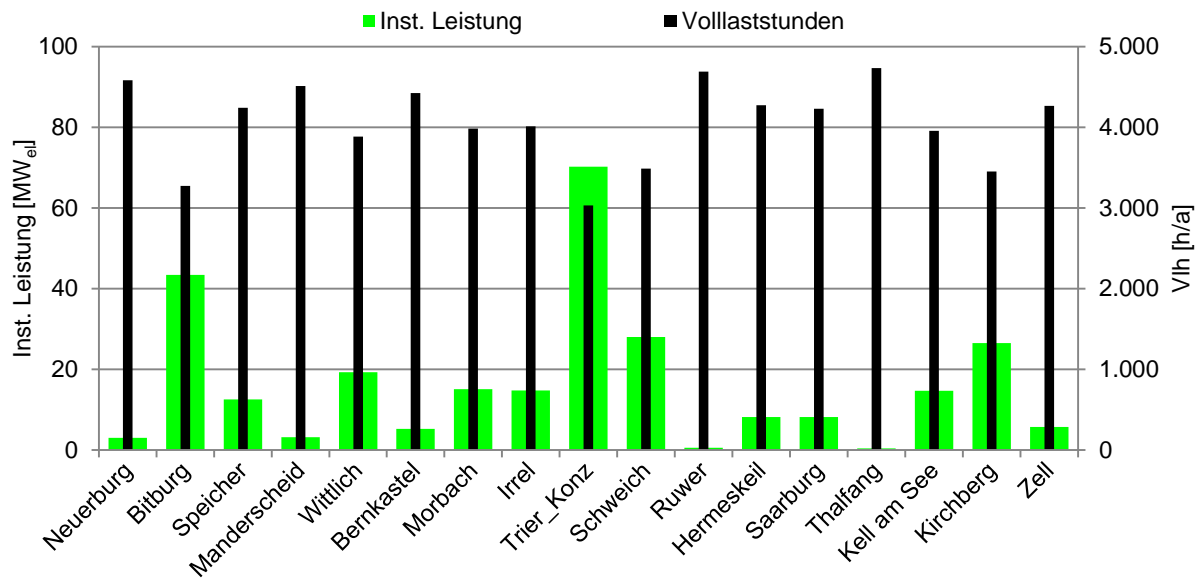


Abbildung 10.24: Inst. Leistungen und Volllaststunden von PtG aufgeteilt nach Knoten

10.2.2.2 Einschränkung durch BHKW

Das SNG wird in Trier trotz des hohen Strombedarfs nicht vollständig selbst in BHKW verstromt. Wobei die installierte Leistung von BHKW ein Freiheitsparameter in der Optimierung ist und die Verteilung über die unterschiedlichen Knoten für das System gleich teuer ist. Darum gibt es keine Einschränkungen der Verteilung der BHKW im Sinne von Potenzialgrenzen oder sonstigen Restriktionen. Im Gegenteil, ist es so, dass BHKW in urbanen Gebieten eher an Wärmeverbraucher angeschlossen sind (auch im Modell).

10.2.2.3 Einschränkung durch Potenzialgrenzen

Das PtG-Potenzial wird nirgends ausgeschöpft. Die Knoten, die Trier vorgelagerten Gebiete, nutzen ihre PtG-Potenziale nicht aus. Damit scheint es wenig Bedarf an Ausweichmöglichkeiten auf andere Transportnetze (das Gasnetz) zu geben, siehe Abbildung 10.25.

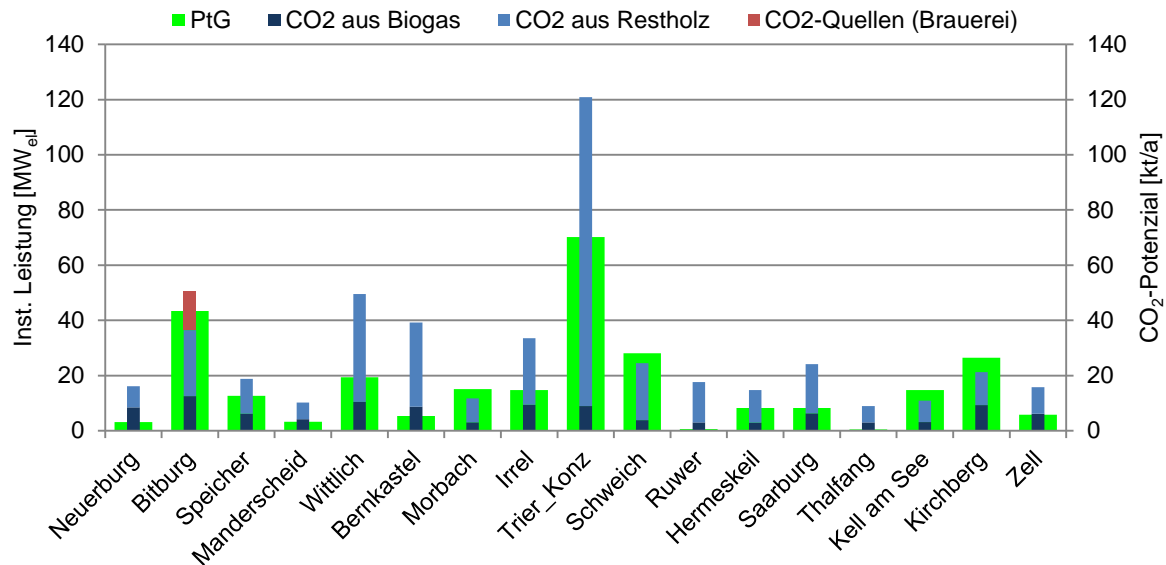


Abbildung 10.25: CO₂-Potenzial nach Herkunftsart und inst. Leistung PtG je Knoten

10.2.2.4 Ergebnis

Die Auslegung der Stromnetzkapazitäten ist ausreichend, um Strom in die urbanen Knoten zu transportieren, ohne oft ihr Limit zu erreichen. Im Fall von Rückverstromung kann davon ausgegangen werden, dass die Kapazitäten mindestens ausreichend sind und die Netzrestriktionen keine Auswirkungen haben, da hier maximal der Bedarf vom Knoten Trier gedeckt wird. Die Restriktionen des Stromnetzes reichen nicht aus, um die Verteilung der PtG-Anlagen zu beeinflussen. Da PtG im Szenario 100% EE trotzdem eine wichtige Rolle spielt, kann davon ausgegangen werden, dass die systemische Funktion als Speicher bei der Betrachtung von PtG in einem kleineren Netzgebiet von der Größe der Modellregion eine größere Rolle spielt als die Funktion als netzentlastende Komponente. Also ist die Langzeitspeicherung an sich ausschlaggebender für den Einsatz von PtG, als die Fähigkeit von PtG auf das Gasnetz als Transportnetz auszuweichen.

10.2.3 Integrationsfähigkeit

Am Beispiel der nördlichen Hochdruckleitung G1 in der Stadt Alf im Knoten Zell wird die Integrationsfähigkeit in das bestehende Erdgasnetz untersucht, siehe Abbildung 2.4. Im Februar 2012 wurde die Nennkapazität der angeschlossenen Gasleitung zu 95% ausgelastet [Creos 2012]. Wie in Kapitel 10.2.1 bereits erwähnt, wurde im selben Jahr die Höchstlast im Gasnetz der SWT mit 653 MW_{HS} angegeben. Somit kann die heutige punktuell höchste Übertragungsrate mit 690 MW_{HS} abgeschätzt werden. Sie berücksichtigt nicht die Auslastung der beiden Gasleitungen im Süden der Modellregion, da für diese keine Daten verfügbar sind. Der verwendete Gaslastgang für die gesamte Modellregion ergibt eine Jahreshöchstlast von 795 MW_{HS}, vgl. Abbildung 10.15. Über die Gasleitung wurde im Jahr 2011 eine durchschnittliche Gasmenge von 18.322 m³/h transportiert. Dies entspricht einer Energiemenge von 1.605 GWh_{HS}/a.

Aus dem Vergleich mit der insgesamt in der Modellregion verbrauchten Gasmenge (1.790 GWh_{HS}/a) wird deutlich, dass diese Gasleitung der Hauptbezugsweg der Modellregion ist. Die im Kapitel 10.2.1 prognostizierte Höchstlast für das Szenario 2030-100%EE beträgt hingegen 1.275 MW_{HS} und liegt über der abgeschätzten Übertragungsrate von ca. 690 MW_{HS}. Aus der Simulation geht hervor, dass insgesamt 2.517 GWh_{HS}/a über das Erdgasnetz transportiert werden. Die Stromerzeugung aus Erdgas erhöht sowohl die Jahreshöchstlast als auch die übertragene Energiemenge. Die gesteigerte Erdgasmenge bedeutet eine höhere Ausnutzung des Systems. Inwieweit das vorliegende Gasnetz in der Lage ist seine Kapazitätsgrenze über die abgeschätzte Übertragungsrate hinaus auszuweiten, ist nicht im Detail bekannt. Es ist aber durchaus vorstellbar, dass die Gasnetzbetreiber in der Lage sind, den erhöhten Gasbedarf zu gewährleisten. Wie dies genau geschieht müsste in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern geklärt werden.

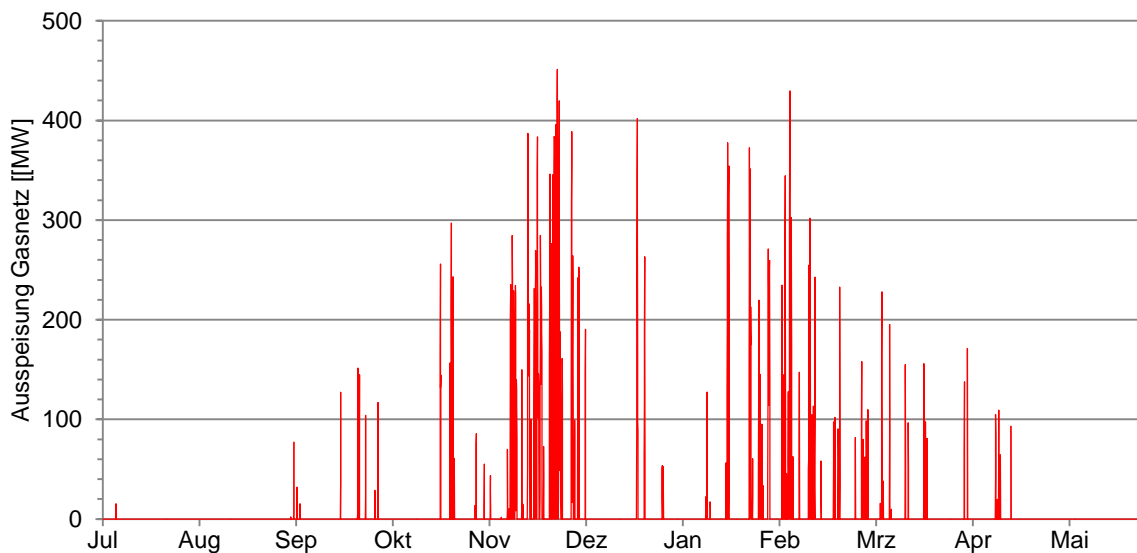


Abbildung 10.26: Ausspeisung oberhalb der Leitungskapazität im Szenario 2030-100%EE

Eine Möglichkeit ist der Aufbau von dezentralen Gasspeichern, die in räumlicher Nähe zu den Gasverbrauchern die geforderte Leistung vorhalten. Um die notwendige Speichergröße abzuschätzen wird aus Abbildung 10.17 die Leistung oberhalb der heutigen Jahreshöchstlast von 795 MW_{HS} für einen Winter extrahiert. Abbildung 10.26 zeigt die höchste zusätzliche Entnahmelast mit 451 MW_{HS} im November. Wird der Speicher für die Gasmenge der Woche mit der größten Leistung ausgelegt, so ist eine Speichergröße von ca. 14,5 GWh_{TH} mit einer täglichen Ausspeicherleistung von 4,6 GWh_{HS}/d erforderlich. Dies entspricht einem Normvolumen Erdgas von 1,45 Mio. m³ und einer Ausspeicherleistung von 0,45 Mio. m³/d.

Der prognostizierte Gaslastgang der Modellregion zeigt zudem häufige Änderungen zwischen Gasentnahme und Gaseinspeisung. So werden etwa 320 Wechsel im Jahr prognostiziert. Dabei wird die Umkehrung der Fließrichtung in den Hochdruckleitungen notwendig. Die Untersuchung der Gasnetzeinspeisung und Gasnetzausspeisung in jedem Knoten zeigt zudem, dass dies auch in den Knoten mit einer hohen bilanziellen Gasaufnahme zu erwarten

ist. So ist z.B. im Knoten Ruwer (11) eine bilanzielle Gasaufnahme erkennbar, aber wegen der geringen Einwohnerzahl ist der Gasbedarf vergleichsweise niedrig, sodass das produzierte SNG zu vielen Zeitpunkten an den Nachbarknoten abgegeben werden muss.

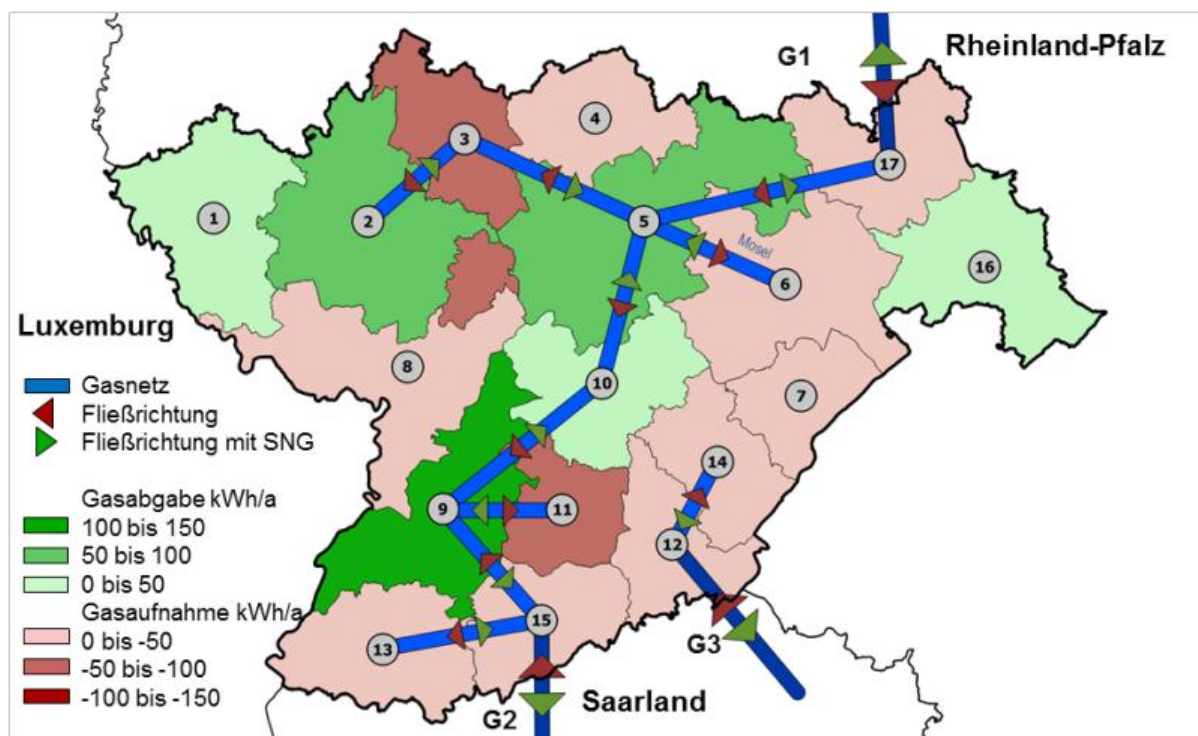


Abbildung 10.27: Fließrichtung im Gasnetz mit und ohne SNG-Einspeisung

Die produzierte Menge SNG muss entweder in Erdgasspeichern gelagert oder über die drei Gasleitungen aus der Modellregion geleitet werden. Im Falle der Gasleitung G1 muss in diesem Fall eine Rückspeisung in die TENP am Anschlusspunkt Alf geschehen. Die Kosten und die technischen Voraussetzungen dafür sind nicht bekannt. Die Speicherung von SNG und Biogas innerhalb der Region auf der anderen Seite ist ebenfalls eine große Herausforderung. Die maximale Einspeisung anhand der Simulation beträgt 24,5 GWh_{HS} über 93 Stunden im September des ersten Simulationsjahres. Das entspricht einem Normvolumen von 2,5 Mio. m³ und einer Ausspeicherleistung von 0,67 Mio. m³/d. Mit oberirdischen Gasspeichern wie Hochdruckkugelgasspeichern mit bis zu 50.000 m³ oder Gastürmen (Gasometer) mit mehreren 100.000 m³ ist diese Menge nicht wirtschaftlich speicherbar. Die spezifischen Kosten für oberirdische Gasspeicher liegen im Bereich von 1.000 €/MWh_{TH}, sodass zusätzliche Kosten von mehreren Millionen Euro anfallen. Eine detailliertere Gegenüberstellung der Gasnetzanschlusskosten und der Gasspeicherkosten erfolgt im nächsten Kapitel.

Wird die gesamte Modellregion betrachtet, ist es also wichtig einen Anschluss an die 41 vorhandenen Untertageerdgasspeicher in Deutschland zu haben. Mit einer kumulierten Speichergröße von 21.847 Mio. m³ (218,5 TWh_{HS}) ist ausreichend Kapazität vorhanden [GIE 2014]. Die kurzfristige Zwischenspeicherung der maximal auftretenden Einspeisung von SNG in der Modellregion würde nur ungefähr 0,01% der deutschen Untertageerdgasspeicher auslasten. Allerdings gibt es in der Modellregion selbst keine Untertagespeicher, die genutzt

werden können. Abbildung 10.28 zeigt eine Übersichtskarte der deutschen Erdgasspeicher aufgeteilt in Poren- und Kavernenspeichern. Zusätzlich sind die Ausmaße der Modellregion eingetragen, sodass die Entfernungen zu den nächstgelegenen Speichern erkennbar sind. Vier Porenspeicher liegen etwa 100 km entfernt südlich von Frankfurt am Main und haben zusammen eine Arbeitsgaskapazität von etwa 335 Mio. m³. Die summierte Ausspeicherleistung beträgt 9,3 Mio. m³ am Tag, die Einspeicherung 4,7 Mio. m³/d [GIE 2014]. In Hinsicht auf die oben abgeschätzte Ausspeicherung (1,45 Mio. m³; 0,45 Mio. m³/d) und Einspeicherung (2,5 Mio. m³; 0,67 Mio. m³/d) erfüllen diese vier Untertageerdgasspeicher die Anforderungen der Modellregion.

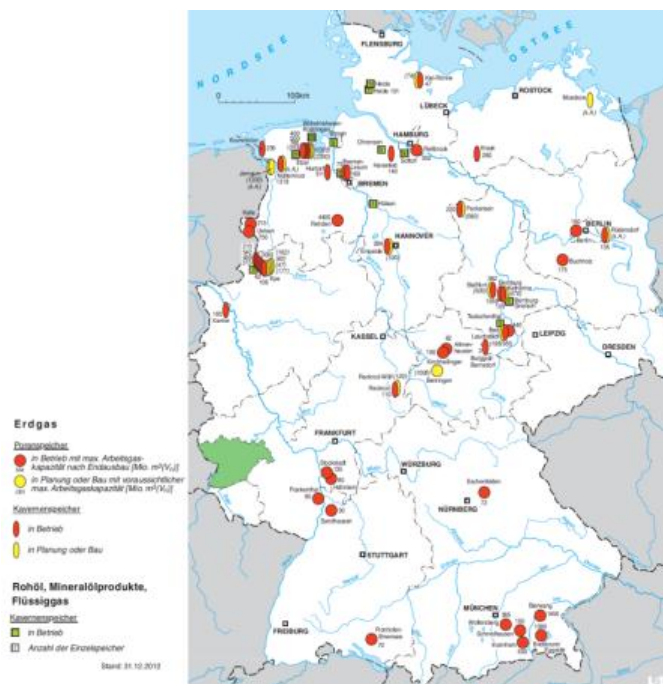


Abbildung 10.28: Untertageerdgasspeicher in Deutschland und Modellregion [LBEG 2014]

Auch wenn das Gasnetz im Vergleich zum Stromnetz große Energiemengen aufnehmen, transportieren und in Untertageerdgasspeichern zwischenlagern kann, sowie sehr flexibel reagiert, ist die Einspeisung nicht uneingeschränkt möglich. Bei einem EE-Anteil von 100% ist das bestehende Erdgasnetz der Modellregion nicht in der Lage die Gasmengen zu jedem Zeitpunkt aufzunehmen. Dies bedeutet, dass die hineinführenden Gasleitungen intensiv in beide Fließrichtungen genutzt werden müssen. Von diesem Standpunkt ergeben sich bei der Installation größerer PtG-Erzeugungseinheiten in einer Region Anforderungen an die Gasnetzintegration. Da das SNG über die Hochdruckgasleitungen transportiert werden muss, sprechen einige Aspekte gegen eine Einspeisung ins Mitteldrucknetz. Zum einen muss das Erdgas in Verbrauchernähe aus Sicherheitsgründen mit Duftstoffen angereichert werden. Diese Odorierung mit Warnstoffen dient der Wahrnehmbarkeit des von Natur aus geruchsneutralen Methans und basiert auf verschiedenen chemischen Substanzen mit und ohne Schwefel [DVGW 2014]. Das odorierete Gas sollte nicht in darüber gelegene Netze gelangen, da die Gefahr besteht, dass diese nicht auf entsprechende Zusatzstoffe ausgelegt sind. Es

können Ablagerungen im System oder Probleme an anderen Odorierungsstationen mit unterschiedlicher Technik entstehen.

Des Weiteren erfordert ein Anschluss an das Mitteldrucknetz eine energie- und kostenintensive Rückverdichtung. Im heutigen Gasnetz ist diese Art der Umwandlung nicht vorhanden und vorgesehen. Im Folgenden werden die Investitionskosten des Gasnetzanschlusses zusammengetragen und einem lokalen Speicherkonzept gegenüber gestellt. In Kapitel 11.1.3 wird der Aspekt des Gasnetzanschlusses unter Einbezug der analysierten Kosten anhand von Szenarien genauer betrachtet.

10.2.4 Kosten Gasnetz

Basierend auf den Ergebnissen der Gasnetzbetrachtung werden die Kosten für die Anbindungsmöglichkeiten an das bestehende Erdgasnetz betrachtet. Diese stehen, wie bereits beschrieben, in Konkurrenz zu lokalen Erdgasspeichern. Prinzipiell sind zwei potenzielle Einspeisepunkte vorhanden. Dies ist zum einen der Anschluss an eine Hochdruck-Verteilerleitung (HD) und zum anderen an das lokale Mitteldrucknetz (MD). Bei der Wahl der geeigneten Verbindung werden neben der Entfernung und damit den Kosten für den Leitungsbau die Kosten des Anschlusses sowie zusätzlichen Nebengeräten einbezogen. Die spezifischen Kosten für Erdgasleitungen setzen sich aus den Materialkosten für das Rohr und die Verlegungs- bzw. Grabenkosten zusammen. Die Verlegung in unversiegeltem Boden kann mit 90 €/m beziffert werden. Typische Kunststoffleitungen für MD (z.B. PN1, DN140) veranschlagen 40 €/m, für HD liegen sie bei 45 €/m. Somit entstehen Leitungskosten von 130.000 und 135.000 €/km. Die Installationskosten für den Anschluss setzen sich aus dem mechanischen Anschluss, der Einspeisestation und Planungskosten zusammen. Zusätzlich erfordert die Einbindung von PtG-Anlagen in das Mitteldrucknetz eine Rückverdichtung. In Absprache mit der Gasabteilung von RWE werden für die Betrachtung der Gasanschlusskosten folgende Kostenannahmen hinzugezogen.

Tabelle 10.9: Kosten für den Gasnetzanschluss [Schäfer 2013]

	Mitteldruck	Hochdruck
Leitungskosten	130 €/m	135 €/m
Einspeisestation	50.000 €	350.000 €
Rückverdichter	600.000 €	-

Der Unterschied der beiden Anschlussarten ist groß, der Mitteldruckanschluss ist zwar zunächst kostengünstiger, durch die benötigte Rückverdichtung liegt dieser jedoch über denen für den Hochdruckanschluss. Eine einfach überschlagene Rechnung zeigt bereits, dass im einfachen Anschlussvergleich die Hochdruckleitung etwa 4 km weiter weg sein muss um den teureren Mitteldruckanschluss auszugleichen.

10.2.4.1 Gasnetzanschlusszenario Neuerburg

Der Knoten Neuerburg ist im Modell nicht ans Gasnetz angeschlossen, weil die Entfernung sehr groß ist, vgl. Abbildung 2.9. Um den Einfluss der Gasnetzanbindung zu untersuchen wird ein Sonderszenario gerechnet, bei dem Neuerburg am Gasnetz angeschlossen ist. Die Ergebnisse sind in Abbildung 10.29 dargestellt.

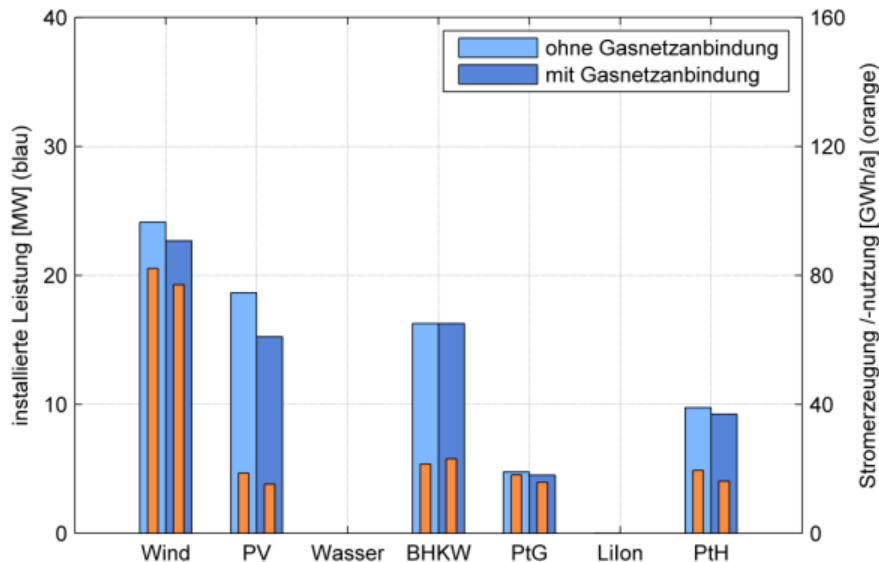


Abbildung 10.29: Installierte Leistungen und Stromproduktion verschiedener Technologien für den Knoten Neuerburg mit und ohne Gasnetzanbindung

In Neuerburg entstehen hohe Kosten für den Einsatz von Gasspeichern, so fallen 0,665 ct/kWh_{EL} der Stromgestehungskosten nur für stationäre Gaskugelspeicher an. Außerdem ist der systemische Einfluss durch das Fehlen des Gasnetzanschlusses groß, weil Überkapazitäten installiert werden, um die Speicherung zu ersetzen. In dem Sonderszenario, bei dem Neuerburg einen Gasnetzanschluss hat, reduzieren sich die Stromgestehungskosten von 13,415 auf 12,302 ct/kWh_{EL} deutlich und bezogen auf den jährlichen Strombedarf von Neuerburg von 81,158 GWh_{EL}/a können jährlich 900.000 € eingespart werden. Bei einem Betrachtungszeitraum von 15 Jahren liegen die Mehrkosten bei 13,5 Mio. €.

Dem gegenüber stehen die Kosten für einen geeigneten Gasnetzanschluss im Knoten Neuerburg. Diese werden überschlägig mit den zuvor genannten Leitungskosten von 135.000 € pro Kilometer ermittelt. Bei einer Distanz von ca. 20 km liegen diese dann bei ca. 2,7 Mio. €. Dazu kommen dann die Anbindungskosten der PtG-Anlagen an die Gasleitungen. Ein Gasnetzanschluss zum bestehenden Erdgasnetz ist trotz der Überwindung von etwa 20 km Distanz günstiger als der Einsatz von Gasspeichern.

11 Vorbereitung der Umsetzung

An eine PtG-Anlage wird eine ganze Reihe an Anforderungen gestellt. Im Gegenzug müssen auch bestimmte technische und systemische Randbedingungen für den Einsatz der PtG-Anlage erfüllt sein, auf die in diesem Kapitel eingegangen wird.

11.1 Analyse und Bewertung von geeigneten Standorten

Im Folgenden wird die Modellregion bezüglich geeigneter Flächen als Standorte analysiert und bewertet. Die Bestimmung von optimalen Standorten für PtG-Anlagen ist eine komplexe Aufgabe, da neben technischen und ökonomischen auch juristische, ökologische und soziale Faktoren berücksichtigt werden müssen. Für die große Anzahl an zu untersuchenden Kriterien wurde die Analyse mit geografischen Informationssystemen (GIS) durchgeführt.

Vorhandene Geodaten werden in Bezug auf die Standortwahl mittels selektiver und restriktiver Faktoren aufgeteilt. Während die restriktiven Faktoren explizite Flächen ausgeben, die nicht als Standort von PtG-Anlagen in Frage kommen, dienen die selektiven Faktoren der Bewertung der übrig gebliebenen, geeigneten Flächen. Hierzu wird die Modellregion auf derzeit verfügbare konkrete Standorte für PtG-Anlagen untersucht.

Weitere Anforderungen für die Bewertung eines Standortes, die im Rahmen einer konkreten Projektumsetzung geprüft werden müssen, sind im Anhang dargestellt. Auf diese wird im Folgenden nicht weiter eingegangen.

11.1.1 Restriktive Faktoren

Die restriktiven Faktoren sind für die Standortuntersuchung wichtig, da sie eine Ausschlussfunktion haben und Gebiete identifizieren, die als Orte für eine PtG-Anlage nicht in Frage kommen. Es sind für diese Untersuchung neben dem geltenden Baurecht besonders Natur- und Umweltschutzkriterien von Bedeutung. Sie können auch als allgemeine Landnutzungsbedingungen bezeichnet werden. Im ersten Schritt soll geklärt werden, welche gesetzlichen Grundlagen über geschützte Gebiete existieren und für welche Teile der PtG-Prozesskette diese gelten. Somit können in der Modellregion Ausschlussflächen lokalisiert werden. Dazu kommen Flächen, die bereits verbaut oder für eine Bebauung ungeeignet sind. Dies sind unter anderem Wald-, Wasser-, Infrastruktur- und Bebauungsflächen. In Deutschland gelten neben dem Baugesetzbuch (BauGB) und dem Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) die jeweiligen Landesbauordnungen und Landesnaturschutzgesetze. Für die Modellregion gilt entsprechend die Landesbauordnung Rheinland-Pfalz (LBauO) und das Rheinland-Pfälzische Landesnaturschutzgesetz (LNatSchG) [LNatSchG 2005]. Die Gesetze regeln alle baulichen Vorhaben und geben verschiedene Möglichkeiten, Gebiete zum dauerhaften Schutz von Teilen der Natur und der Landschaft auszuweisen. Häufig überlagern sich Gebiete verschiedener Schutzgebietskategorien, weswegen sie einzeln für die Modellregion untersucht werden. Die geografischen Daten der Schutzgebiete werden hauptsächlich über das

Landschaftsinformationssystem der Naturschutzverwaltung Rheinland-Pfalz (LANIS-RLP) und dem „Geoportal RLP“ bezogen.

11.1.1.1 Nationalpark

In deutschen Nationalparks (NTP) sind nach § 18 LNatSchG alle Handlungen und Eingriffe durch den Menschen verboten. In der Modellregion gibt es keinen bestehenden Nationalpark. Für die Standortuntersuchung werden Nationalparks nicht weiter betrachtet.

11.1.1.2 Naturschutzgebiet

In Naturschutzgebieten (NSG) gelten nach § 17 LNatSchG strenge Auflagen die jegliches Bebauen verbieten. NSG gehören also zu den restriktiven Flächen. In der Modellregion gibt es 58 Naturschutzgebiete mit einer Gesamtgröße von ca. 43 km². Dies entspricht ca. 1,2% der Fläche der Modellregion.

11.1.1.3 Naturpark

Naturparks (NP) sind nach § 21 LNatSchG großräumige Gebiete mit besonderer Erholungseignung für Menschen und zur Erhaltung der Natur. Die grundlegende Idee ist der Schutz der Arten- und Biotopvielfalt durch Nutzung. Das Errichten oder Erweitern baulicher Anlagen aller Art ist unter Auflagen gestattet, bedarf aber stets einer Genehmigung der Landespflegebehörde. Dies beinhaltet ebenfalls die Verlegung von Energiefreileitungen und von Leitungen unter der Erdoberfläche. Innerhalb der NP werden zudem Kernzonen bestimmt, für die ein zusätzlicher Schutzzweck gilt. Hinsichtlich der Eignung für die PtG-Technologie sind die Kernzonen restriktive Flächen. Nichtkernzonen sind nur unter Auflagen geeignet. In der Modellregion liegen vier Naturparks mit einer Gesamtfläche von ca. 1.201 km² (32,3%). Davon sind elf Gebiete mit einer Fläche von ca. 280 km² (7,5%) als Kernzonen ausgewiesen.

11.1.1.4 Landschaftsschutzgebiet

Landschaftsschutzgebiete (LSG) sind nach § 20 LNatSchG zur Erhaltung der natürlichen Vielfalt und der Eigenart der Landschaft. Gegenüber den Naturschutzgebieten handelt es sich in der Regel um große Gebiete mit bestimmten Nutzungseinschränkungen. Errichten oder Erweitern baulicher Anlagen unterliegen der Genehmigung der Landespflegebehörde. Es gelten die gleichen Auflagen wie in den Naturparks. In der Modellregion gibt es elf LSG mit einer Fläche von ca. 1.018 km² (27,4%). Landschaftsschutzgebiete sind mit einer Genehmigung für die Methanisierung geeignet.

11.1.1.5 Geschützter Landschaftsbestandteil

Geschützte Landschaftsbestandteile (GLB) sind nach § 23 LNatSchG kleinräumige Strukturen wie Baumreihen und Hecken, die nicht verändert werden dürfen. Die 21 Objekte in der Modellregion gehören also zur restriktiven Fläche, sind mit einer Fläche von weniger als 1 km² jedoch von keiner großen Bedeutung. Die gefundenen Geodaten sind zum Teil aus

Polygonen bestehende Flächen sowie aus Punkten bestehende Objekte. Um die Punkte ebenfalls nutzen zu können, werden diese mit einem Abstandspuffer von 100 m versehen und zusammengeführt.

11.1.1.6 Naturdenkmal

Naturdenkmale (ND) sind nach § 22 LNatSchG zu schützende Einzelschöpfungen der Natur oder Flächen bis 5 ha. In der Modellregion sind 490 Naturdenkmale mit einer Ausdehnung von ca. 13 km² (0,3%) verzeichnet. Sie werden ebenfalls der Ausschlussfläche zugeordnet. Wie schon bei den GLB besteht der Datensatz aus Punkten, die mit einem Puffer von 100 m versehen worden sind.

11.1.1.7 Natura 2000 und Biotopverbund

Natura 2000 und der Biotopverbund sind Richtlinien für ein gemeinsames europäisches Netz zum Schutz besonderer und seltener Lebensräume, Tier- und Pflanzenarten. Durch das LNatSchG wurden Flächen als Fauna-Flora-Habitaten (FFH), Vogelschutzgebieten (VSG) und dem landesweiten Biotopverbund (BV) ausgewiesen. Im Landesnaturschutzgesetz von Rheinland-Pfalz werden keine expliziten Verbote genannt, die man auf den Bau einer PtG-Anlage anwenden kann. Für eine Bebauung werden eine Genehmigung und Gutachten zur Umweltverträglichkeit benötigt. Die Bewirtschaftung der Gebiete, besonders der bereits landwirtschaftlich geprägten, ist zum Teil möglich und sogar gewünscht. Durch eine nachhaltige und umweltschonende Nutzung soll dazu beitragen werden, die Lebensräume und damit die Artenvielfalt zu erhalten. Ein Abgleich mit Geodaten der Landnutzung ergibt, dass der überwiegende Teil aus Wäldern, Tälern, Bächen und Wiesen besteht. Aus Sicht der Standortsuche für Methanisierungsanlagen sind diese Bereiche eher ungeeignet. Auf Grund der unbekanntenen Bestimmungen für die benötigte Genehmigung werden sie der Restriktionsfläche zugeordnet. Da sich die verschiedenen Gebiete der FFH, VSG und dem BV zu großen Teilen überlagern, werden die Flächen unter dem Namen Natura 2000 zusammengefasst. Zusammen erstrecken sie sich über ca. 598 km² (16,1%).

11.1.1.8 Wasserschutzgebiete

Wasserschutzgebiete (WSG) dienen laut § 13 Landeswassergesetz (LWG) [LWG 2004] dem Schutz der Einzugsgebiete zur Trinkwasserversorgung und laut § 16 LWG dem Schutz von anerkannten Heilquellen. Sie teilen sich in der Regel in drei Zonen, in denen entsprechend des Schutzgebietskataloges bestimmte Anforderungen erfüllt werden müssen. In den Zonen 1 und 2 steht der direkte Schutz der Fassungsanlage im Vordergrund. Zone 1 ist in den meisten Fällen von einer Zaunanlage geschützt, da das Betreten verboten ist. In der Zone 2 ist jegliche Bebauung und Nutzung untersagt. Die Zone 3 verbietet den Umgang mit wassergefährdenden Stoffen wie Chemikalien, Gülle und Klärschlamm. Somit werden alle drei Wasserschutzzonen und alle Heilquellenschutzgebiete für die Errichtung und den Betrieb von PtG-Anlagen ausgeschlossen. Alle Zonen der Wasserschutzgebiete (WSG) und Heil-

quellenschutzgebiete (HQSG) erstrecken sich über eine Fläche von ca. 521 km² (14,0%). Ein Großteil befindet sich jedoch innerhalb der zuvor genannten Schutzgebiete.

11.1.1.9 Hochwasserschutzgebiete

Hochwasser sind natürliche Ereignisse des Wasserkreislaufes. Durch ein integriertes Hochwasserschutzkonzept sollen Schäden minimiert oder verhindert werden. Nach § 88 LWG werden Hochwasserschutzgebiete (HWSG) ausgewiesen, in denen bauen verboten ist. Das Hauptgebiet liegt entlang der Mosel und ihren Zuflüssen und erstreckt sich über eine Fläche von ca. 112 km². Das entspricht ca. 3,0% der Fläche der Modellregion.

11.1.1.10 Ungeeignete Hangneigung

Ein weiteres Kriterium für die Standortwahl sind Flächen mit einer Hangneigung (HN) von über 15°. Es wird angesetzt, dass oberhalb dieser Grenze aufgrund von erhöhten Baukosten keine Anlagen errichtet werden. Nicht zu verwechseln ist die Hangneigung mit der Steigung, die in der Regel in Prozent angegeben wird und das Verhältnis von Höhenunterschied und waagerechter Strecke angibt. Die maximale Steigung entspricht also ca. 26,8%. Die Grundlage zur Ermittlung der Geländeneigung für die Modellregion ist das Digitale Geländemodell mit einer Gitterweite von 200 m (DGM200) aus dem Amtlichen Topographisch-Kartographischen Informationssystem (ATKIS). Dieses digitale Oberflächenmodell im Rasterformat beinhaltet gemittelte Höhenangaben für das gesamte Bundesgebiet. Nach einer Verschneidung mit den Umrissen der Modellregion wird eine Geländeanalyse durchgeführt, die Slope-Funktion berechnet den Hangneigungswinkel in Grad für jede Rasterzelle anhand der ermittelten ersten Ableitung. Das Zwischenergebnis wird vektorisiert und anschließend gefiltert, wobei alle Flächen mit einer Neigung unterhalb der 15° entfernt werden. Abschließend wird ein Puffer von 10 m über die aufgelösten Flächen gelegt, um Ungenauigkeiten der Formatumwandlung zu beseitigen. Das Ergebnis, eine Fläche von ca. 181 km² (4,9%), wird den bereits ermittelten restriktiven Flächen zugeordnet. Durch den erstellten Ablauf ist es möglich, die Informationen über die Topografie der Modellregion in die Standortauswahl mit einzubeziehen. Leider steht mit der DGM200 eine nur sehr grob aufgelöste Datengrundlage zur Verfügung. Je feiner die Auflösung der Höhenangaben, desto genauer können die Flächen mit ungeeigneter Hangneigung ermittelt werden.

11.1.1.11 Bereits genutzte Flächen

Abgesehen von den vielen erfassten Schutzgebieten finden sich weitere klassifizierte Flächen, die als Standort für eine mögliche PtG-Anlage nicht vorgesehen sind (BEN). Dazu zählen zum einen natürliche Landschaften wie Gewässer, Wälder und spezielle Anbaugelände (Weinberge, Hopfen), zum anderen bereits genutzte Flächen wie Siedlungsflächen und sonstige ungeeignete Areale. Die benötigten Informationen werden dem frei zugänglichen digitalen Landschaftsmodell im Maßstab 1:250.000 (DLM250) des Bundesamtes für Kartographie und Geodäsie (BKG) entnommen. Alle Objekte der beschriebenen Kategorien wer-

den zusammengefasst. Besonders die Waldgebiete der Region sind sehr groß, sodass dieses Kriterium eine Restriktionsfläche von über 1.901 km² ergibt. Das entspricht einem Anteil von 51,1% der Fläche der Modellregion. Besonders bei den Waldgebieten bestehen große Überschneidungsmengen mit den bereits erfassten Schutzgebieten. Flächen für die Verkehrsinfrastruktur (z.B. Wege, Straßen und Bahnlinien) kommen zwar ebenfalls nicht als direkte Standorte in Frage, werden jedoch nicht zu den restriktiven Flächen gezählt. Die Datengrundlage ist teilweise unvollständig und ungenau. Zudem liegen die Verkehrswege als Linien-Format vor, müssten also mit geeigneten Abständen in Flächen umgewandelt werden. Die jeweilige Ausdehnung und spezifischen Abstände können nicht eindeutig ermittelt werden. Aufgrund der großen und vielfältigen Datenmengen der Infrastrukturelemente macht dies an dieser Stelle keinen Sinn, da so keine zusammenhängenden relevanten Restriktionsflächen entstehen. Erst bei einer detaillierten Betrachtung sollte die Verkehrsinfrastruktur berücksichtigt werden.

11.1.1.12 Ergebnis der Analyse der restriktiven Faktoren

Bei der Untersuchung der ungeeigneten Flächen in Hinblick auf die Standortsuche der PtG-Anlagen können eine Vielzahl von Ausschlussgebieten in der Modellregion ermittelt werden. Es gibt Areale, die nur bedingt, also mit besonderen Genehmigungen geeignet sind. Dazu zählen die Naturparks und die Landschaftsschutzgebiete. Diese Gebiete werden nicht zur Restriktionsfläche (RES) hinzugefügt, sondern bilden eine eigene Kategorie. Diese eingeschränkt geeigneten Flächen (EIN) können mit den entsprechenden Genehmigungen als Standort genutzt werden. Deswegen werden sie im Folgenden zu den geeigneten Flächen (POS) gezählt.

Bei Zusammentragen der einzelnen Informationsebenen wird deutlich, dass sich ein großer Teil der ermittelten Schutzzonen überschneidet. Geschützte Gebiete sind häufig durch mehrere Umweltschutz-Kriterien ausgewiesen. Zum Beispiel liegen viele Wasserschutzgebiete auch innerhalb eines Naturschutzgebietes und die Naturschutzgebiete wiederum innerhalb der Natura 2000. Tabelle 11.1 fasst alle betrachteten restriktiven Faktoren zusammen. Es wird neben der Gesamtfläche jedes einzelnen Faktors der prozentuale Anteil an der Fläche der Modellregion gezeigt. Zusätzlich sind die genannten zusammengefassten Kategorien hervorgehoben.

Es wird deutlich, dass 61,8% der Fläche der Modellregion als Standort für PtG-Anlagen nicht in Betracht kommt. Das Gebiet mit eingeschränkter Nutzung erstreckt sich über eine ähnlich große Fläche. Zusammen machen sie 2/3 der Fläche der Modellregion aus. Da davon ausgegangen wird, dass die Errichtung eines Energiespeichers prinzipiell verschiedener Genehmigungen bedarf, werden für die weitere Untersuchung alle Flächen betrachtet, die als Standort für eine PtG-Anlage in Frage kommen. Abbildung 11.1 zeigt die zusammengefassten Flächen der restriktiven Faktoren und die daraus resultierenden geeigneten Flächen.

Tabelle 11.1: Zusammenfassung der betrachteten restriktiven Faktoren

Faktor	Abkürzung	Fläche in km ²	Anteil an der Modellregion
Modellregion	MR	3720,5	-
Naturpark	NP	1200,8	32,3%
Landschaftsschutzgebiet	LSG	1017,6	27,4%
Eingeschränkte Flächen	EIN	2281,9	61,3%
Nationalpark	NTP	0,0	0,0%
Naturschutzgebiet	NSG	43,3	1,2%
Naturpark Kerngebiet	NP_K	279,9	7,5%
Gesch. Landschaftsbestandteil	GLB	0,6	0,0%
Naturdenkmal	ND	12,7	0,3%
Natura 2000	N2000	597,9	16,1%
Wasserschutzgebiete	WSG	520,6	14,0%
Hochwasserschutzgebiet	HWSG	112,4	3,0%
Hangneigung	HN	180,7	4,9%
Bereits Genutzt	GEN	1722,4	46,3%
Restriktionsflächen	RES	2299,5	61,8%
Geeignete Flächen	POS	1421,0	38,2%

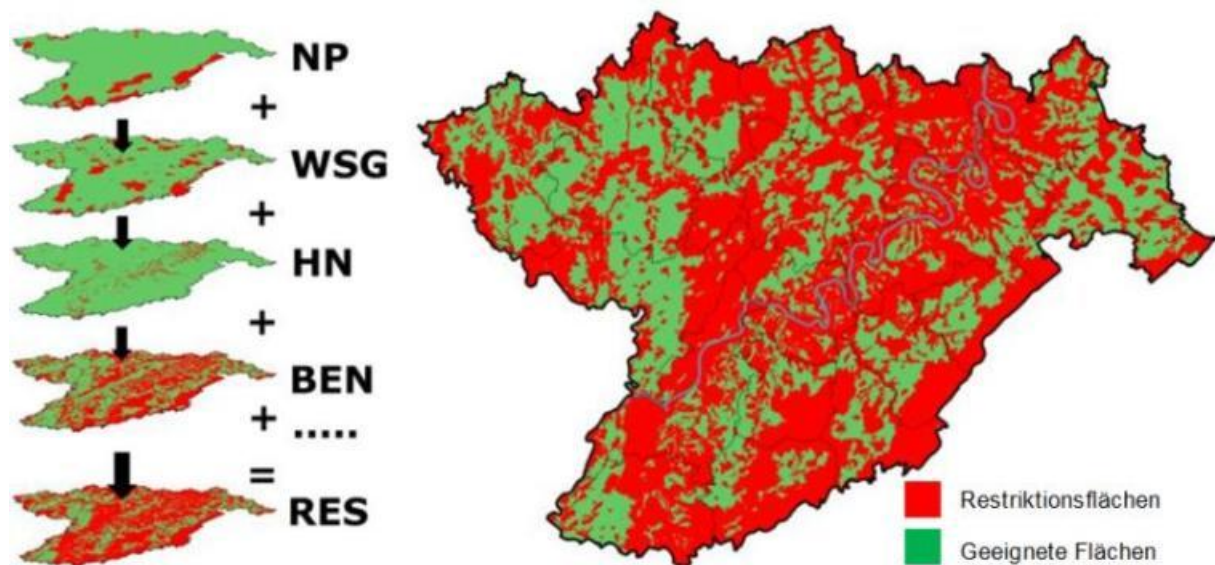


Abbildung 11.1: Restriktive Faktoren – Erstellung der Restriktionsflächen

Die Verteilung in der Modellregion ergibt, dass es sowohl großflächige und zusammenhängende als auch viele kleine verstreute Flächen gibt. In allen 17 Knoten gibt es ungeeignete und geeignete Gebiete. Die Areale, die als möglichen Standort für eine PtG-Anlage in Frage kommen sind in Abbildung 11.1 grün dargestellt. Sie erstrecken sich über 1.420,9 km², somit

ergibt diese Untersuchung, dass 38,2% der Fläche der Modellregion als Standort geeignet ist.

11.1.2 Selektive Faktoren

Die selektiven Faktoren geben eine Bewertungsgrundlage der Flächen, die nicht durch die restriktiven Faktoren ausgeschlossen werden. Es wird untersucht, welche Anforderungen ein PtG-Standort erfüllen sollte. Dazu werden, falls möglich, die identifizierten Ressourcen in der Modellregion lokalisiert. Die Auswahl der verschiedenen Einflüsse und deren Gewichtung hängen stark vom jeweiligen Anlagenkonzept, aber auch von der speziellen Betriebsstrategie des Anlagenbetreibers ab. Die hier vorgenommene Auswahl orientiert sich in erster Linie an einer alkalischen Elektrolyse mit anschließender katalytischen Methanisierung. Dazu werden die aus heutiger Sicht vorhanden technischen Parameter und Gegebenheiten zu Grunde gelegt.

11.1.2.1 Wasseranschluss

Es wird davon ausgegangen, dass überall ein Wasseranschluss mit ausreichender Frischwasserversorgung vorhanden ist. Die Versorgung mit ausreichend Wasser ist eine Voraussetzung für einen PtG-Standort, wird jedoch nicht in die selektiven Faktoren aufgenommen.

11.1.2.2 Stromanschluss

Aus Sicht der PtG-Anlagen muss gewährleistet sein, dass die Strommenge und Angebotscharakteristik der Stromquelle zur Betriebsstrategie des Speichersystems passt. Es wird davon ausgegangen, dass es möglich ist, zusätzliche Lasten von bis zu 50 MW_{EL} an das Mittelspannungsnetz anzuschließen.

Eine Untersuchung der Stromnetze unterhalb der Hochspannungsebene in Bezug auf optimale Standorte für PtG-Anlagen könnte als eigenständige Forschungsarbeit fortgeführt werden. Dafür bedarf es jedoch einer detaillierten Datengrundlage des Stromnetzes und der Netztechnik, die in diesem Fall leider nicht gegeben ist. Die Betrachtung des Stromanschlusses wird in dieser Arbeit also nicht weiter fortgeführt. Es wird angenommen, dass jeder Standort über einen Anschluss mit ausreichender Kapazität verfügt. Um den Einfluss des Energiebezugs trotzdem als selektiven Faktor abbilden zu können, werden im nächsten Unterkapitel die Aufstellungsorte von Erneuerbare Stromerzeugungsanlagen in Augenschein genommen, da jedes Kraftwerk auch über einen Einspeisepunkt in das Stromnetz verfügt.

11.1.2.3 Erneuerbare Stromerzeugungsanlagen

Die Aufstellungsorte der Erneuerbaren Energien in der Modellregion bieten einen wichtigen selektiven Faktor für die Standortsuche der PtG-Anlagen. Sie ermöglichen die direkte Erzeugung von SNG und geben einen Hinweis auf das Vorhandensein eines elektrischen Netzanchlusspunktes. Gleichzeitig lassen sie auf Gebiete schließen in denen die lokalen Stromnetze durch fluktuierende Stromerzeuger beansprucht werden.

Die Grundlage der Erstellung der selektiven Flächen bilden alle verzeichneten Windenergie- und PV-Freiflächenanlagen in der Modellregion. Diese werden von der Struktur- und Genehmigungsdirektion Nord Rheinland-Pfalz (SGDNord) in einem WFS-Geodienst bereitgestellt. Um die extrahierten Koordinaten wird eine Abstandsfläche von einem Kilometer gelegt und mit der Fläche der Modellregion verschnitten. Die Angaben über die installierten Leistungen werden nicht berücksichtigt. Diese sind in Kapitel 2.11 und Kapitel 2.12 dargestellt.

Dieser selektive Faktor dient als Hinweis für das Vorhandensein eines Stromanschlusses und erneuerbarer Energieerzeuger in der Modellregion. Die erstellten Flächen sind keine zwingenden Standorte für PtG-Anlagen. Sie sollen lediglich die Verteilung der Erneuerbaren Energien aufzeigen und werden als verstärkender Faktor betrachtet. Aus den Positionen der Windenergieanlagen ergeben sich Flächen mit einer Größe von 229,2 km². Aus dem Radius von einem Kilometer um die PV-Freiflächen resultieren 135,6 km². Zum Teil überschneiden sich die Gebiete der beiden Faktoren, die Gesamtfläche des selektiven Faktors erstreckt sich über 352,3 km².

11.1.2.4 Erdgasnetzanschluss

Der Erdgasanschluss ist für die Auswahl des Standortes von besonderer Bedeutung. Es ist zwar ebenfalls ein PtG-Anlagenkonzept mit einem eigenständigen Gasspeicher denkbar, jedoch können so nicht die vielseitigen Vorteile der Einleitung in die bestehende Erdgasinfrastruktur genutzt werden. Ein optimaler und kostengünstiger Anschluss an bestehende Erdgasleitungen stellt für die Standortsuche einen weiteren wichtigen selektiven Faktor dar, der in die Betrachtung aufgenommen wird.

11.1.2.5 Darstellung des Gasnetzes

Das Gasnetz in der Modellregion wird in Kapitel 2.4 beschrieben und ist in Abbildung 2.4 dargestellt. Sechs Knoten der Modellregion verfügen über keinen bestehenden Erdgasanschluss. Im Vergleich zu anderen Regionen Deutschlands ist die Erdgasinfrastruktur der Modellregion eher schwach ausgebaut. Die Entfernung zum Erdgasnetz ist ein wichtiger Kosten- und Standortfaktor. Nicht nur die zu überbrückende Distanz, sondern auch die von der Druckstufe abhängige Art des Gasnetzanschlusses muss berücksichtigt werden. Aus diesem Grund werden die Mitteldruck- und die Hochdruckleitungen einzeln betrachtet

Abbildung 11.2 zeigt Abstandsflächen zum Gasnetz bis maximal fünf Kilometer in Ein-Kilometern-Schritten und die unterschiedlichen Druckstufen des Gasnetzes, die sich überlagernden selektiven Flächen innerhalb der Modellregion.

Die Abstandsflächen um die Mitteldruck-Leitungen sind innerhalb der Modellregion 1.556,1 km² groß. Die Flächen um die Verteilerleitungen haben eine Größe von 1.417,5 km². Wie zu erkennen ist, überlagert sich der Großteil der beiden Kategorien. Die Gesamtfläche des selektiven Faktors Erdgasanschluss betrifft ein Gebiet von insgesamt 1.782,0 km².

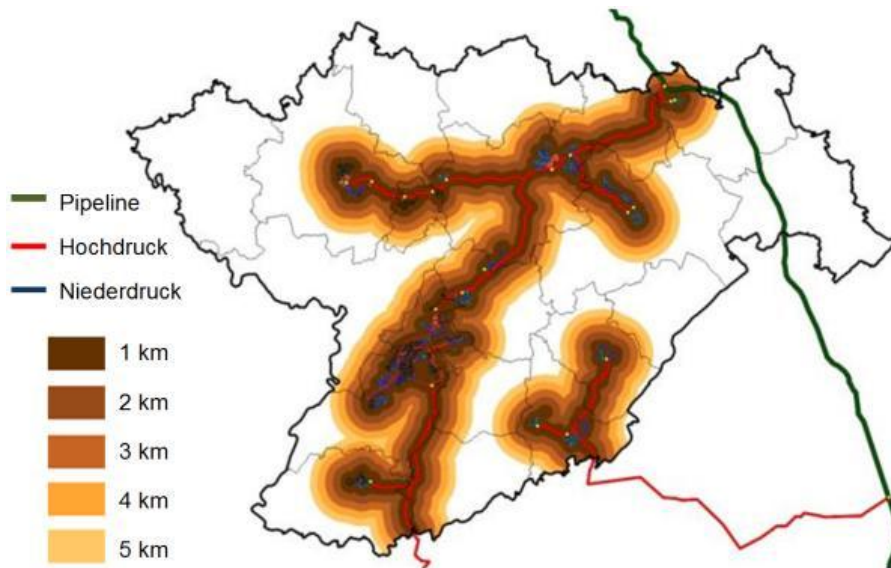


Abbildung 11.2: Selektiver Faktor – Abstand zum Erdgasnetz

Wird der Abstand zum Gasnetz für neue Gasnetzanschlüsse mit 5 km festgelegt, dann zeigt Abbildung 11.2, dass alle Knoten bis auf Neuerburg innerhalb des 5 km-Korridors mindestens eine Möglichkeit haben ins Gasnetz einzuspeisen. Aufgrund der Annahme, dass die BGA bzw. die PtG-Anlagen auf die grüne Wiese ideal gelegen zum Gasnetz gebaut werden, kommen diese Knoten somit als PtG-Standorte in Frage. Neuerburg kann auch innerhalb eines 10 km-Korridors nicht ans Gasnetz angeschlossen werden. Im Modell werden in Neuerburg Biomethan und SNG unter Berücksichtigung von stationären Gaskugelspeichern genutzt.

Die Betrachtungen aus den Ergebnissen der Modellierung ergeben sich auf Basis verschiedener Annahmen. U.a. werden für den Bau von PtG-Anlagen die Annahmen getroffen, dass BGA als CO₂-Quelle an passendere Standorte umgesetzt werden (grüne Wiese). Auf dem Weg zu einer Vollversorgung mit 100% EE muss allerdings von den aktuellen Bedingungen ausgegangen werden. Im folgenden Kapitel werden geeignete Standorte bzw. Netzanchlusspunkte in der Modellregion mit Hilfe der GIS-basierten Untersuchung bewertet.

11.1.2.6 Ergebnis der Analyse der CO₂-Quellen

Die Betrachtung der georeferenzierten Standorte der CO₂-Quellen in der Modellregion lassen erkennen, dass sich die BGAs erwartungsgemäß im landwirtschaftlich geprägten Raum im Nordwesten und im Osten konzentrieren, siehe Abbildung 11.3. Dagegen verteilen sich die Klärwerke mit Klärgaserzeugung und die Mülldeponien mit Deponiegaserzeugung in den städtischen Gebieten um das Ballungszentrum von Trier und entlang der Mosel. Dies zeigt, dass sich die gefundenen CO₂-Quellen sowohl in städtischen Gebieten als auch im ländlichen Raum vorhanden sind und sich gut ergänzen.

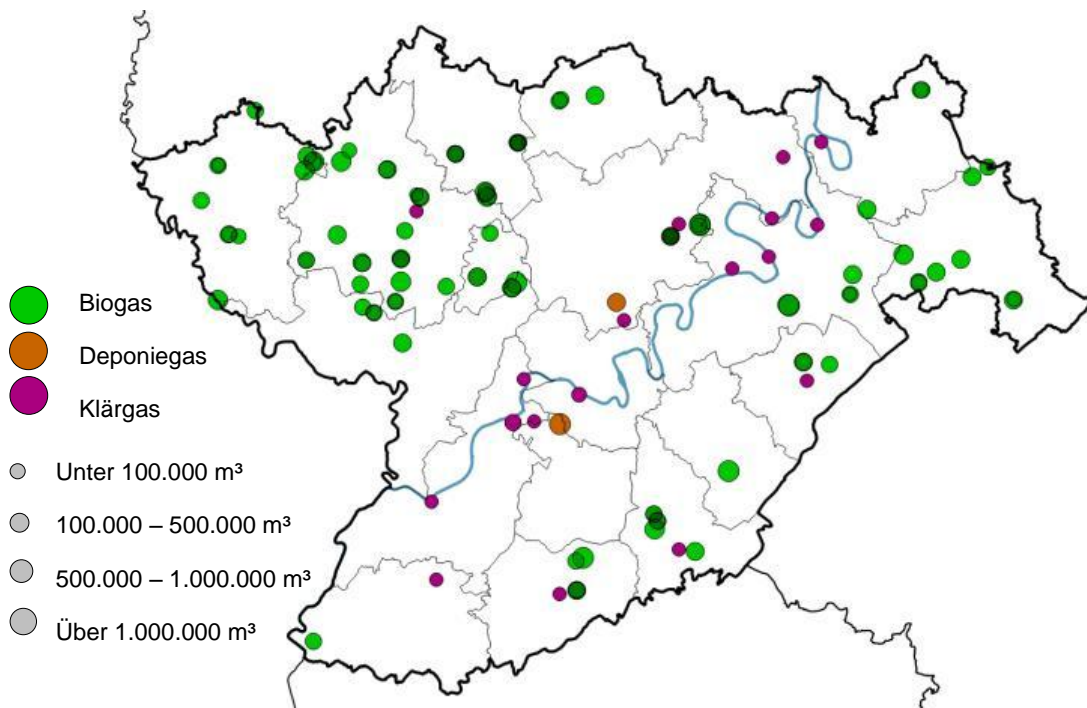


Abbildung 11.3: CO₂-Quellen in der Modellregion

11.1.2.7 Ergebnis der Analyse der selektive Faktoren

Durch die Untersuchung der selektiven Faktoren können wichtige Erkenntnisse über die Standortwahl von PtG-Anlagen in der Modellregion gewonnen werden. Es werden die elementaren Anforderungen an den Standort einer PtG-Anlage erfolgreich identifiziert. Diese drei Faktoren, Nähe zu erneuerbaren Erzeugungsanlagen, Nähe zum vorhandenen Erdgasnetz und eine CO₂-Quelle sind die Grundlage für eine beispielhafte, detaillierte Betrachtung. Alle erwähnten Aspekte können jedoch nicht mit in die Betrachtung aufgenommen werden. So müssen ein Wasseranschluss und eine ausreichende Stromversorgung als gegeben angenommen werden, da keine Daten darüber zugänglich sind.

Ein Hauptaugenmerk liegt auf der Bereitstellung von CO₂ für den Methanisierungsprozess. Einige potentielle Quellen, zu denen vor allem die beschriebenen Industrieprozesse gehören, werden nicht betrachtet, da die entsprechenden Unternehmen in der Modellregion nicht vorhanden sind. Der CO₂-Gewinnung aus Luft wird nicht weiter nachgegangen. An dieser Stelle eröffnen sich weitere interessante Fragestellungen, insbesondere in einer Verbindung mit den vorgestellten Aufbereitungsverfahren. Hinsichtlich der CO₂-Bereitstellung geht es um einen möglichst geringen Anlagenpreis sowie einen niedrigen Energieverbrauch und den damit verbunden Produktionskosten pro Kubikmeter CO₂.

Weniger als die Hälfte der Fläche der Modellregion liegt in einer Entfernung unterhalb von 5 km von einer Gasleitung. Weniger als 10% der Fläche befinden sich im Radius von einem Kilometer um eine der betrachteten Erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen. Aus den Daten über die Lage der CO₂-Quellen werden keine Flächen erstellt.

Die generierten und zusammengetragenen Geodaten werden im nächsten Schritt miteinander verknüpft und analysiert. Zusammen mit den restriktiven Faktoren ergibt sich so eine Ressourcenkarte. Unter Zuhilfenahme der selektiven Faktoren werden durch eine Multikriterienanalyse geeignete Standorte ausfindig gemacht und anschließend miteinander verglichen.

11.1.3 Ergebnisse der Standortanalyse

Die untersuchten Standortfaktoren werden für eine Analyse der Modellregion zusammengeführt. Die restriktiven Faktoren, die zu der Erstellung der Ausschlussgebiete führen, werden mit den einzelnen selektiven Faktoren verknüpft. Alle bisher generierten und beschriebenen Informationen werden zusammengefasst und schrittweise miteinander verrechnet. Bei den Daten über die Ausschlussgebiete, die Erneuerbaren Stromerzeuger und das Gasnetz handelt es sich um Flächen. Die CO₂-Quellen sind vom Geodatentyp „Punkt“. Diese Koordinaten sind im weiteren Verlauf mögliche Standorte. Die Versorgung der PtG-Anlage mit CO₂ stellt sich als wichtigster Faktor heraus. Da die Betrachtung der Gewinnung aus der Umgebungsluft ausgeschlossen wird, ist eine unmittelbare Nähe zu einer der verorteten Quellen zwingend notwendig. Diese Erkenntnis bildet die Grundlage für das weitere Vorgehen.

Im ersten Schritt werden die selektiven Faktoren mit den Restriktionsflächen eingegrenzt. Dadurch verkleinern sich die in Tabelle 11.1 gelisteten Flächen erheblich. Die Gebiete in der Nähe von Erneuerbaren Energien verringern sich auf 220,8 km². Von den Abstandsflächen zum Erdgasnetz bleiben lediglich 34% (603,5 km²) erhalten.

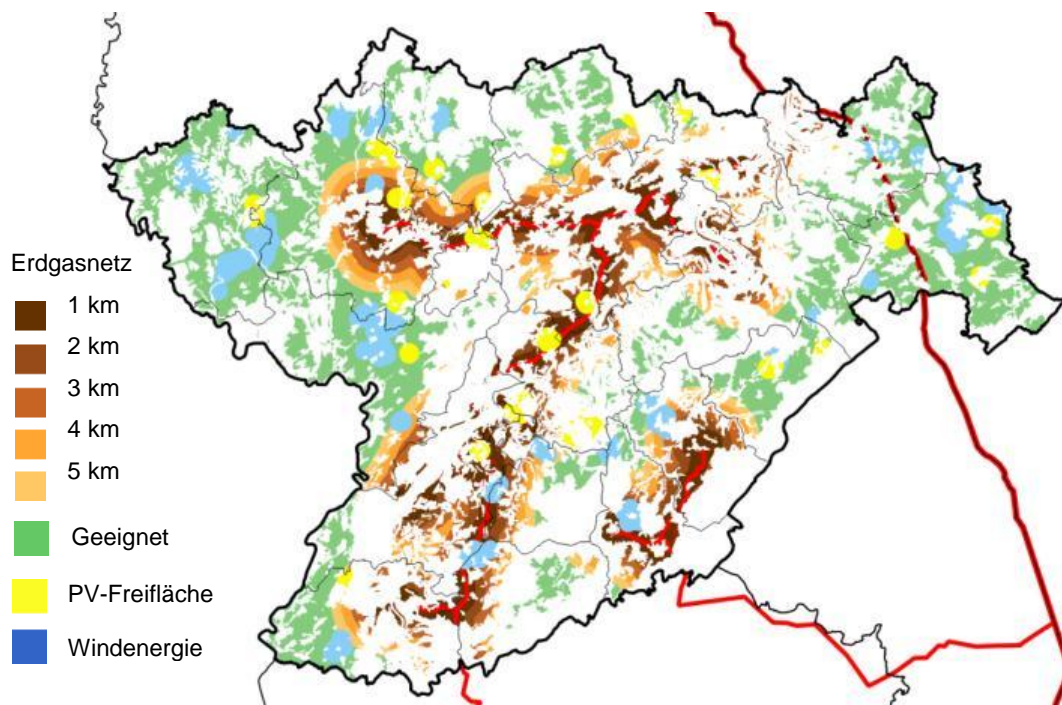


Abbildung 11.4: Geeignete Flächen mit eingegrenzten selektiven Faktoren

Die Karte der Modellregion in Abbildung 11.4 zeigt das Zwischenergebnis der geeigneten Flächen. Zusätzlich sind die beiden Gebiete der selektiven Faktoren, die Abstandsflächen

zum Erdgasnetz aus Abbildung 11.2 und die Flächen mit Nähe zu den Erneuerbaren Energien, verzeichnet. Mit dieser Potenzialkarte werden die ermittelten CO₂-Quellen untersucht. Im Prinzip handelt es bei der Berechnung um eine geometrische Abfrage, ob ein Punkt innerhalb einer Fläche liegt, und einer anschließenden Verknüpfung der Daten.

Zu Beginn wird analysiert, welche Quellen sich innerhalb der Restriktionsflächen befinden. So werden 32 der insgesamt 118 Quellen mit einem jährlichen CO₂-Potenzial von 11,9 Mio.m³ ausgeschlossen. Das entspricht etwa 20% des gesamten CO₂-Potenzials. Die verbliebenen 86 Anlagen mit 40,7 Mio.m³ CO₂ werden daraufhin den selektiven Faktoren zugeordnet. Zunächst wird die Möglichkeit zum Gasnetzanschluss und anschließend die räumliche Nähe zu den EE betrachtet.

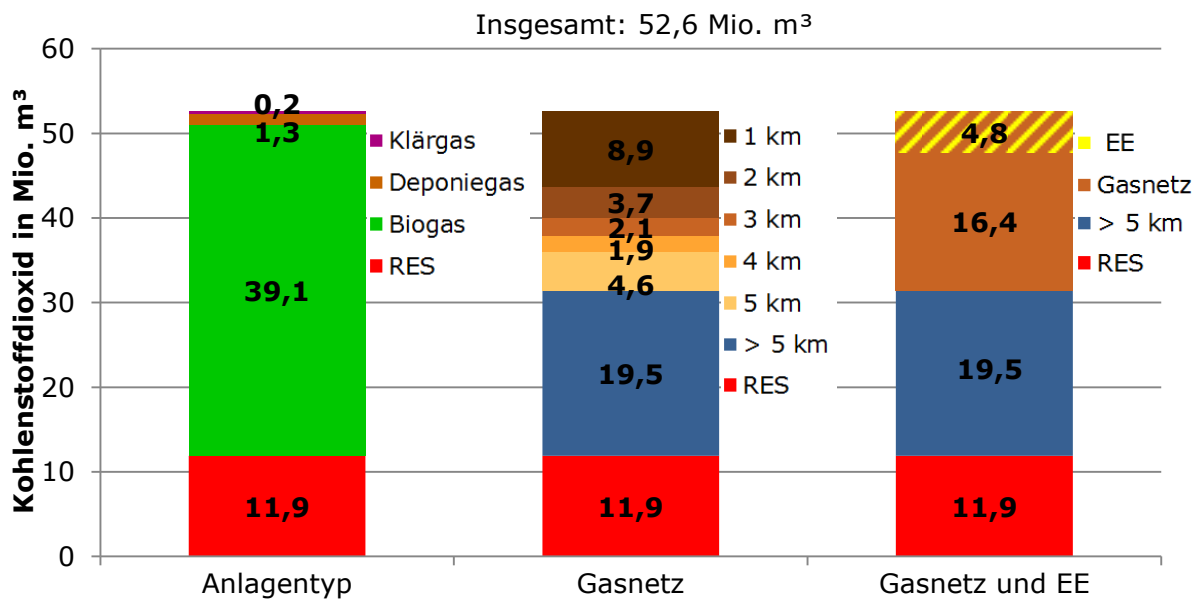


Abbildung 11.5: Analyse der restriktiven und selektiven Faktoren

Abbildung 11.5 fasst die Ergebnisse der Multikriterienanalyse zusammen. Es wird die aufsummierte Menge CO₂ dargestellt. Der linke Balken zeigt die unterschiedlichen Anlagentypen. Der Großteil der Klärwerke liegt innerhalb der Restriktionsflächen, so dass von 18 Standorten nur 6 übrig bleiben. Von den 1,3 Mio. m³ CO₂ verbleiben somit lediglich 0,2 Mio. m³. Von den beiden Mülldeponien entfällt die kleinere mit 0,5 Mio. m³. 19 Biogas-Anlagen mit einem CO₂-Potenzial von 10,3 Mio. m³ befinden sich ebenfalls in den als ungeeignet definierten Gebieten. Insgesamt liegen 32 Anlagen mit einem CO₂-Potenzial von 11,9 Mio. m³ innerhalb der Restriktionsflächen.

In der Mitte des Balkendiagramms werden die CO₂-Quellen in Bezug auf das Erdgasnetz zusammengefasst. 45 Standorte mit 19,5 Mio. m³ CO₂ sind mehr als 5 km von einer Erdgasleitung entfernt. Besonders im Nordwesten und im Nordosten der Modellregion liegen viele BGA, die nur mit einem Neubau von langen Gasleitungen an das bestehende Netz angeschlossen werden könnten. 41 Anlagen mit 21,2 Mio. m³ liegen in der Nähe der vorhandenen Erdgas-Infrastruktur. Diese sind auf die fünf Abstandspuffer von einem bis fünf Kilometer aufgeteilt, wobei unabhängig von der Gas-Druckstufe die kürzeste Entfernung ermittelt wird.

Auf der rechten Seite des Balkendiagramms sind zusätzlich die CO₂-Quellen in der Nähe der Erneuerbaren Energien dargestellt. Zehn der insgesamt 118 CO₂-Quellen mit einem jährlichen Potenzial von 4,8 Mio. m³ eignen sich in Anbetracht der ausgewählten selektiven Kriterien besonders als Standort für eine Power-to-Gas-Anlage, da sie sich sowohl in der Nähe des Gasnetzes als auch in der Nähe der EE befinden. Darunter sind sechs Quellen in der Nähe von Windenergieanlagen und vier in der Nähe von Photovoltaik-Freiflächen-Anlagen.

Darauf aufbauend werden die Berechnungen der CO₂-Quellen mit den selektiven Faktoren für jeden Knoten einzeln durchgeführt. Es wird deutlich, dass das Potenzial und der Einfluss der selektiven Faktoren in der Modellregion ungleich verteilt sind. Einige Knoten wie Trier_Konz, Saarburg und Schweich weisen eine sehr geringe oder gar keine CO₂-Menge auf. Die Knoten Neuerburg, Wittlich, Bitburg und Speicher haben dagegen sehr viele Standorte und ein hohes Potenzial. Wegen der ungleichmäßig ausgebauten Erdgas-Infrastruktur in der Modellregion variiert auch die Nähe der CO₂-Quellen zum Gasnetz stark. Nur in 8 der 17 Knoten liegen Standorte mit einer maximalen Entfernung von 5 Kilometern. In nur drei Knoten liegen diese zusätzlich in unmittelbarer Nähe von erneuerbaren Energieerzeugern. Abbildung 11.6 zeigt die Verteilung der CO₂-Mengen, aufgeteilt nach den erarbeiteten Kriterien für jeden Knoten in der Modellregion.

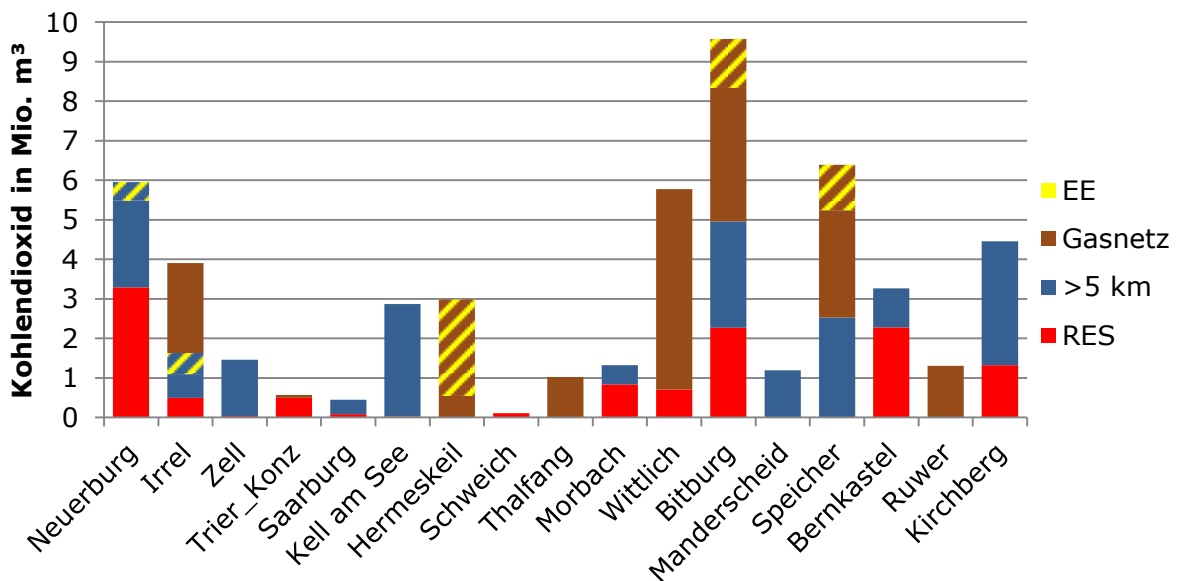


Abbildung 11.6: Analyse der Faktoren in den Knoten

11.1.3.1 Beispielhafte Standortauswahl

Für eine detaillierte Betrachtung des Gasnetzanschlusses wird der Knoten Hermeskeil aus- gesucht. Die Auswahl eines geeigneten Gebietes erfolgte während der Erstellung der Analy- se im vorherigen Kapitel und den zusammengefassten Ergebnissen in Abbildung 11.6. Die- ser Knoten besitzt ein bereits existierendes Gasnetz, das Hochdruckleitungen, Mitteldruck- Leitungen und einen Übergabepunkt enthält. Für die Bereitstellung von CO₂ stehen sechs BGA und ein Klärwerk zur Verfügung. Fünf BGA befinden sich außerdem in direkter Nach- barschaft zu mehreren Windenergieanlagen. Bei genauerer Betrachtung der hinterlegten

Informationen finden sich zwei Standorte, an denen jeweils zwei BGA vorhanden sind. Diese werden zusammengefasst und als eine Anlage gewertet sowie dargestellt.

Abbildung 11.7 gibt einen detaillierten Überblick über den Verlauf der Erdgasleitungen und den Standorten der zuvor untersuchten CO₂-Quellen im ausgewählten Untersuchungsgebiet. Die Größe der Symbole entspricht dem zur Verfügung stehenden jährlichen CO₂-Volumen. Die nunmehr vier BGA liegen alle in der Nähe von Mitteldruck- und Hochdruckgasleitungen. Die ersten drei sind dicht beieinander außerhalb der Ortschaft Reinsfeld im Westen des Untersuchungsgebietes. Die vierte befindet sich am Rande der Stadt Hermeskeil.

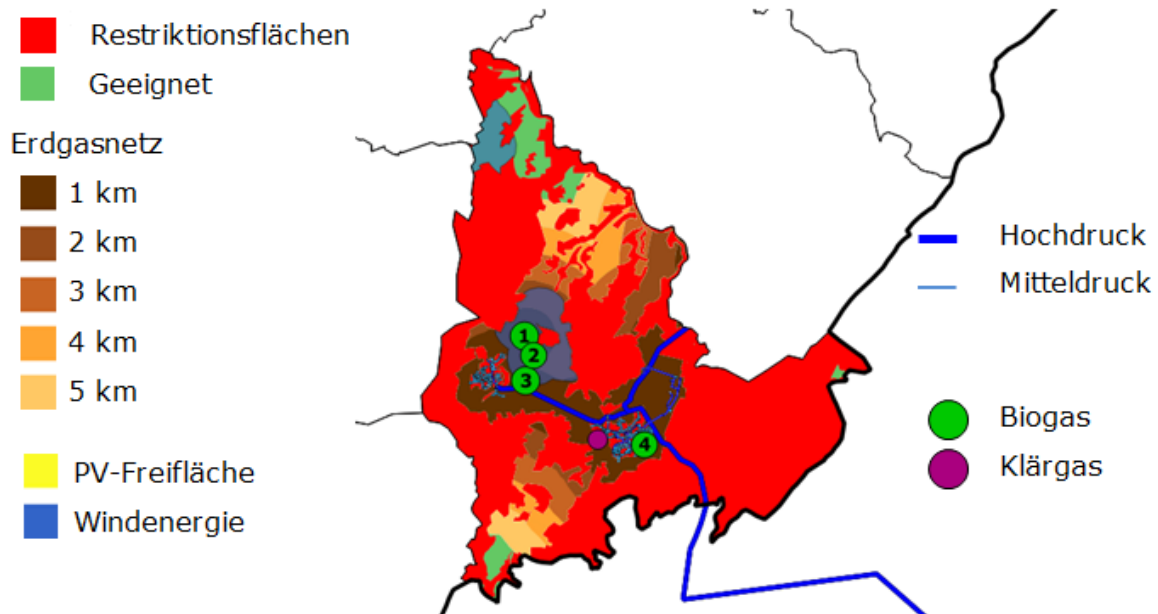


Abbildung 11.7: Übersicht des Untersuchungsgebietes (Knoten Hermeskeil)

Tabelle 11.2 fasst die ermittelten Ergebnisse für das Untersuchungsgebiet zusammen. Es wird deutlich, dass das Potenzial des Klärwerkes im Vergleich zu den BGA sehr gering ist. Mit einem Ausstoß von insgesamt etwa 3 Mio. Normkubikmetern CO₂ pro Jahr lassen sich bei 3.600 Vlh/a Elektrolyseure mit einer summierten Leistung von 13,7 MW_{EL} installieren.

Tabelle 11.2 Berechnungen der Kohlendioxidquellen im Untersuchungsgebiet

Anlage	Energie in kWh _{EL} /a	CO ₂ -Volumen in m ³ /a	PtG-Leistung in MW _{EL}
Biogas 1 (440 kW _{EL})	3.058.311	770.310	3,6
Biogas 2 (600 kW _{EL})	2.884.237	726.465	3,4
Biogas 3 (530 kW _{EL})	3.709.495	934.327	4,3
Biogas 4 (250 kW _{EL})	2.053.669	517.267	2,4
Summe Biogas	11.705.713	2.948.370	13,6
Anlage	Einwohnerwert in EW	CO ₂ -Volumen in m ³ /a	PtG-Leistung in MW _{EL}
Klärwerk	7.040	28.999	0,1
Summe	-	2.977.369	13,7

Es wird ersichtlich, dass eine Nutzung des Klärwerkes auf Grund der sehr kleinen Menge des jährlichen CO₂-Potenzials eher ungeeignet ist. Ein Elektrolyseur an dieser Stelle könnte

nur eine Leistung von etwa 100 kW_{EL} aufweisen. Die Mindestgröße sollte jedoch ungefähr im Bereich von einem Megawatt elektrisch liegen. Somit verbleiben am Ende der detaillierten Betrachtung des ausgewählten Untersuchungsgebietes vier BGA als mögliche Standorte von PtG-Anlagen.

Aus den Zeitreihen der Simulation geht hervor, dass alle vier BGA im Knoten Hermeskeil als CO₂-Quellen genutzt werden müssen, um die geforderten PtG-Anlagen im Untersuchungsgebiet betreiben zu können. Dies liegt vor allem an der hohen geforderten Volllaststundenzahlen. Aufbauend auf den zusammengetragenen Erkenntnissen ist es möglich, eine genauere räumliche Verteilung der Erzeugungsleistung vorzunehmen. Die Summe der berechneten installierten Elektrolyseleistung an den vier Standorten der BGA ergibt 13,6 MW_{EL} und liegt damit über den geforderten 12,6 MW_{EL} aus dem Szenario 2030-100%EE. Jährlich wird eine Methanmenge von 28,3 GWh_{HS} produziert. Im Vergleich dazu hat die erzeugte Biogasmenge einen Energiegehalt von 32,5 GWh_{HS}. Die in dem Knoten Hermeskeil erzeugte Gasmenge pro Jahr verdoppelt sich fast durch den Betrieb der PtG-Anlagen.

Nach der Festlegung der Standorte und der Recherche der Installationskosten in Kapitel 10.2.4 soll untersucht werden, auf welche Art der Gasanschluss am kostengünstigsten realisiert werden kann. Es wird lediglich eine vereinfachte Berechnung gewählt, die nur die genannten Leitungslängen und den Anschluss an das bestehende Gasnetz beinhalten. Die Bestimmung der möglichen Leitungsverläufe geschieht mit Hilfe der jeweils kürzesten Entfernung zu den vorhandenen Erdgasleitungen. Zunächst wird der Standort 4 in der Nähe der Stadt Hermeskeil aus Abbildung 11.7 betrachtet. Abbildung 11.8 zeigt den Standort der PtG-Anlage und die beiden davon abgehenden Verbindungen, die als H1 und H2 gekennzeichnet sind. Zusätzlich sind die Restriktionsflächen verzeichnet, da diese auch bei der Planung von Erdgasleitungen berücksichtigt werden sollten. Die Entfernung zur nächstgelegenen Mitteldruckleitung beträgt 182 m und zur Hochdruckleitung 577 m. Daraus ergeben sich Leitungskosten von 24 Tsd. € und 78,0 Tsd. €.

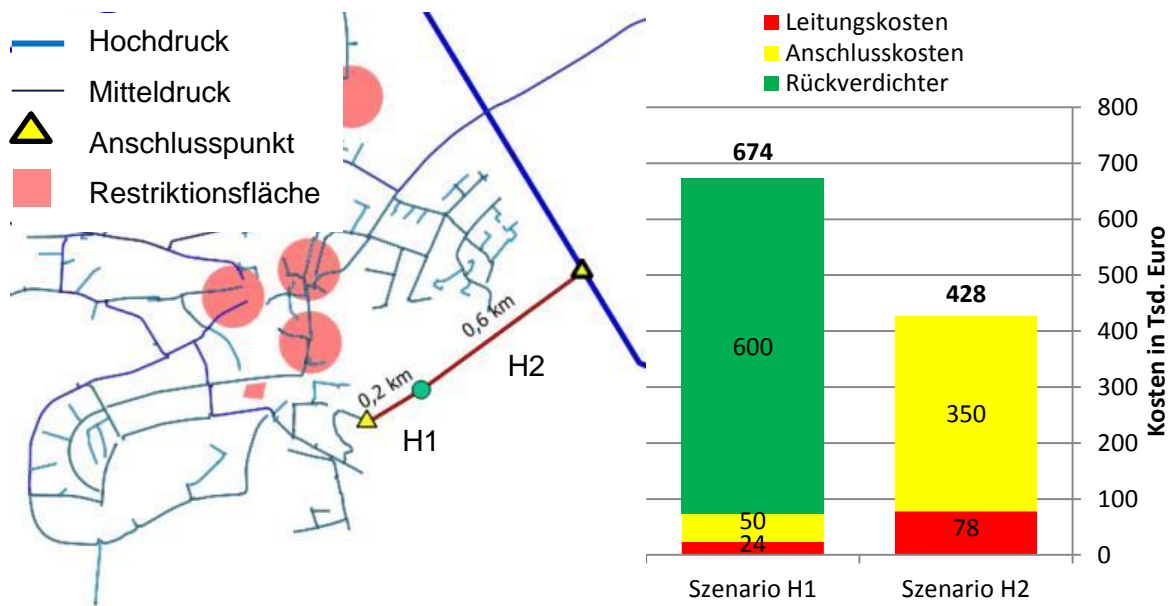


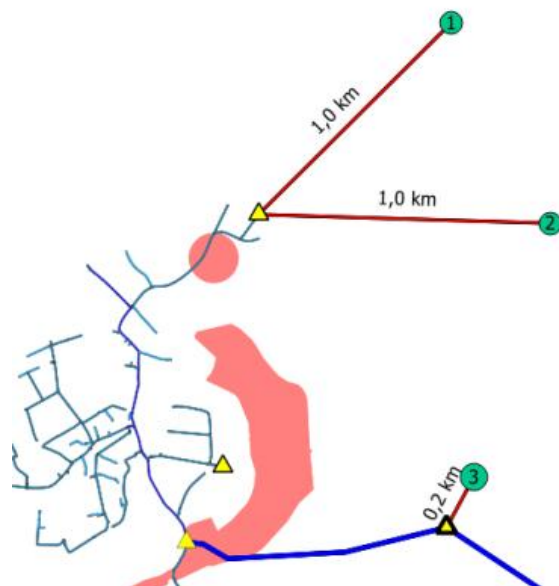
Abbildung 11.8: Gasanschluss Szenarien für den Standort 4

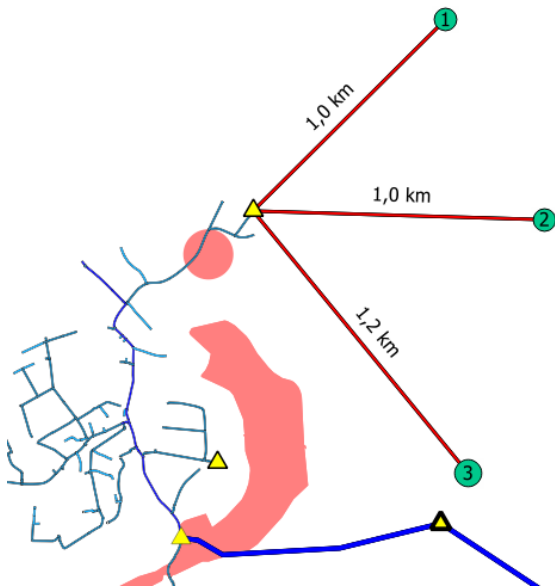
Die Summe der Leitungskosten und der Anschlusskosten des Szenarios H1 betragen lediglich 74 Tsd. €, durch den benötigten Rückverdichter liegen die Gesamtkosten jedoch bei 674 Tsd. €. Die Gesamtkosten für den Anschluss im Szenario H2 betragen 428 Tsd. €. Somit ist das Szenario H2 nach dieser Betrachtung eindeutig vorzuziehen.

Nach der gleichen Methode sollen die drei verbleibenden PtG-Anlagen in der Nähe der Stadt Reinsfeld untersucht werden. Bei diesen ergeben sich zusätzliche Anbindungsoptionen, da die Standorte sehr nah beieinander liegen. Somit können sich Anschlusspunkte geteilt werden. Dies unterliegt der Annahme, dass die Kosten bei mehreren Leitungsanschlüssen an einem Punkt gleich bleiben. Zusätzlich wird die Möglichkeit gegeben die PtG-Anlagen über eine Sammelleitung zu bündeln und gemeinsam anzuschließen. Insgesamt werden so fünf Szenarien aufgestellt und miteinander verglichen.

Szenario R1:

Jeder Standort wird über die kürzeste Entfernung zur nächsten Erdgasleitung angeschlossen. Standort 1 und 2 teilen sich einen Anschlusspunkt in das Mitteldrucknetz. Insgesamt werden 2,2 km Leitungen und zwei Anschlüsse (ein Mitteldruck, ein Hochdruck) benötigt. Restriktionsflächen werden nicht durchquert.



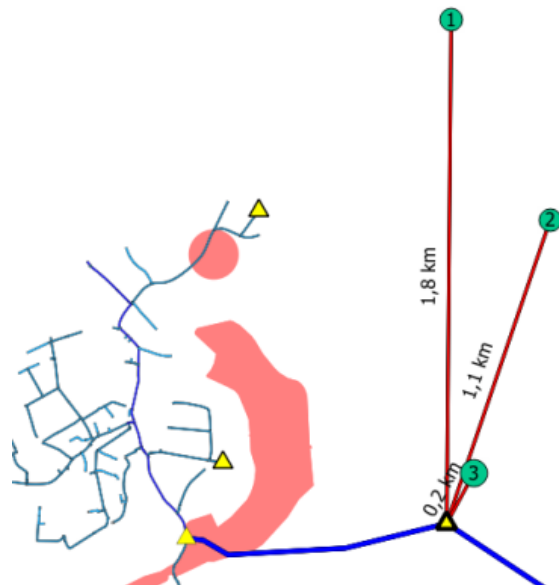


Szenario R2:

Alle Standorte werden an einem Mitteldruckanschluss angeschlossen. Es stehen zwei mögliche Punkte zur Auswahl, von denen der nördliche genommen wird, da der andere von Restriktionsflächen umgeben ist. Insgesamt werden 3,2 km Gasleitung und ein Mitteldruckanschluss benötigt.

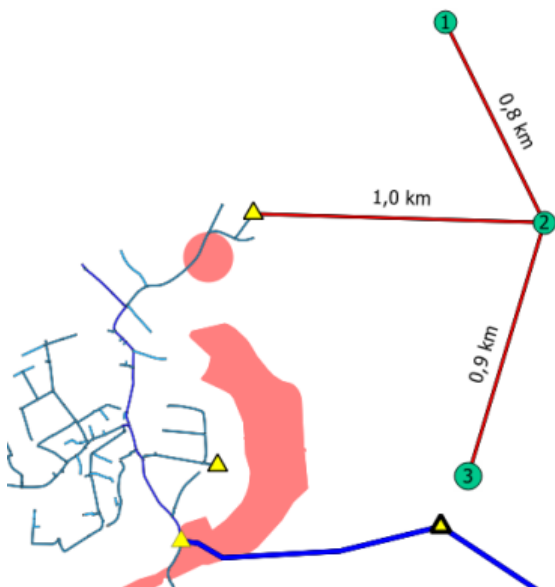
Szenario R3:

Alle Standorte werden an die Versorgungsleitung angeschlossen. Es werden 3,1 km Leitung und ein Hochdruckanschluss benötigt.



Szenario R4:

Es wird eine Sammelleitung an das Mitteldrucknetz gebildet. Die Standorte 1 und 3 führen zum Standort 2 und von dort gemeinsam zum Gasnetzanschlusspunkt. Es werden 2,7 km Leitung und ein Anschluss benötigt.



Szenario R5:

Es wird eine Sammelleitung an das Hochdrucknetz gebildet. Diese führt vom Standort 1 zu Standort zwei und weiter zu Standort 3. Die Leitungslänge beträgt 1,9 km.

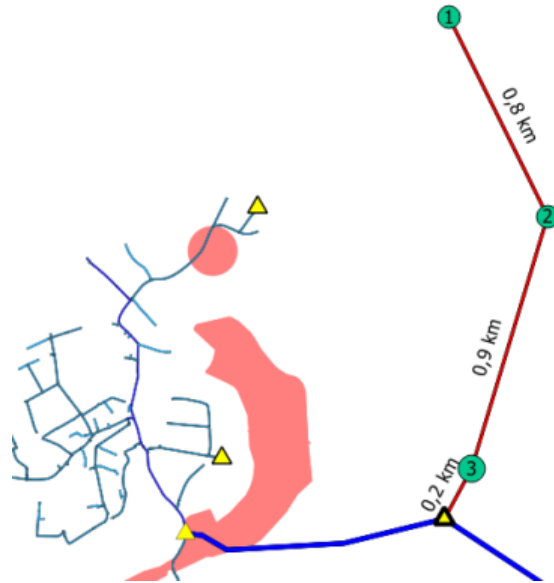


Abbildung 11.9 fasst die Anbindungskosten für alle Szenarien zusammen. Es wird deutlich, dass die Kosten für die Szenarien sehr unterschiedlich ausfallen. Die Szenarien R1, R2 und R4 mit einem Mitteldruckanschluss sind auf Grund des benötigten Rückverdichters am teuersten. Szenario R4 hat durch die Sammelleitung 0,5 km weniger Gasleitungen und ist von den Szenarien mit Mitteldruckanbindung am günstigsten. Die beiden Szenarien mit dem Hochdruckanschluss sind trotz der relativ hohen Anschlusskosten von 350.000 € insgesamt am kostengünstigsten. Szenario R1 mit zwei Anschlüssen hat Anbindungskosten über 1,2 Mio. € und liegt damit doppelt so hoch wie das Szenario R5 mit gebündelter Einspeisung in die Hochdruckleitung.

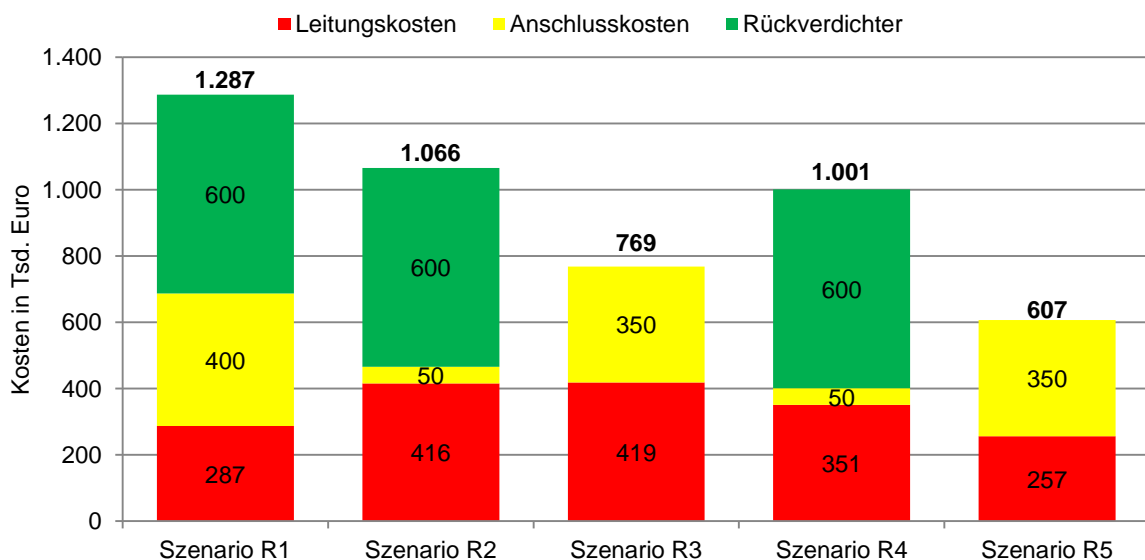


Abbildung 11.9: Kosten der Gasanbindungsszenarien für die Standorte 1,2 und 3

Die Szenarien der Gasnetzanbindung ermöglichen für den ausgesuchten Knoten Hermeskeil eine Abschätzung der Gesamtkosten für die aus der Simulation geforderten Elektrolyseleis-

tungen. Aus der Kombination von Szenario H2 und Szenario R5 ergibt sich die Summe von 1,03 Mio. €. Im Gegensatz dazu stehen Anbindungskosten von 1,67 Mio. € bei der ausschließlichen Einspeisung in das Mitteldrucknetz mit der Kombination aus Szenario H1 und Szenario R4.

Die Kostenannahmen beruhen auf den Abschätzungen von RWE und einem Abgleich mit gefundenen Literaturwerten, bei einer realen Anlage können diese deutlich nach unten oder oben abweichen. Eine weitere Unsicherheit ist die Aufnahmefähigkeit des lokalen Erdgasnetzes, insbesondere des Mitteldrucknetzes. Werden, wie in Szenario R4 mehrere PtG-Anlagen über eine Sammelleitung an einem Anschlusspunkt eingespeist, ist die Aufnahmefähigkeit in den Sommermonaten bei geringem Gasverbrauch ungewiss. Ist die produzierte Gasmenge in dieser Druckstufe zu groß, wird ein Rückverdichter benötigt, der das Gas entgegen der normalen Fließrichtung in das Hochdrucknetz befördert. Die Kosten für eine derartige Nachrüstung sind mit etwa 600.000 € sehr hoch. Damit entfallen die Kostenvorteile des günstigeren Anschlusses, zum Beispiel im Szenario R4. Zusammen mit der Betrachtung des erwarteten Lastganges und der Integrationsfähigkeit in Kapitel 10.2.3 kann das Ergebnis abgeleitet werden, dass die Anbindung an das Gasnetz in der Regel in bestehende Hochdruckleitungen geschehen sollte. Dies bietet sowohl die technische als auch die wirtschaftlich bessere Lösung.

11.2 Skalierungsstufen

Um die Produktionskosten für PtG-Anlagen gering zu halten, könnte es zukünftig Anlagen in Serienfertigung geben. Diese würden in festgelegten Skalierungsstufen gefertigt und könnten, so wie bei der 6 MW_{EL}-Anlage in Werlte (drei mal 2 MW_{EL}), hintereinandergeschaltet werden. Im Rahmen der Arbeit bleibt die Größe der CO₂-Quelle der stärkste Limitierungsfaktor. Aus der Analyse der CO₂-Quellen lassen sich umsetzbare Leistungsgrößen der PtG-Technologie ableiten. Die Elektrolyseleistung richtet sich nach dem CO₂-Potenzial für die Methanisierung und hängt in der betrachteten Modellregion von der Größe der BGA ab. Für die Modellregion bedeutet dies, dass über die Größe der BGA zunächst eine sinnvolle Größe ermittelt werden kann. In der Modellregion gibt es 118 geeignete CO₂-Quellen (Ohne die Brauerei) bei Volllaststunden von 4.000 Vlh/a (Wert aus den Simulationsergebnissen) und dem angenommenen Wirkungsgrad von 60% ergeben sich optimal passende PtG-Anlagengrößen unterhalb von 6 MW_{EL}, siehe Abbildung 11.10. Von 3 bis 6 MW_{EL} könnten 19 Anlagen mit zusammen 73 MW_{EL} installiert werden. Anlagen mit einer Leistung zwischen 2 und 3 MW_{EL} machen 63 MW_{EL} aus und Anlagen zwischen 1 und 2 MW_{EL} machen 72 MW_{EL} aus und. Lediglich 10 MW_{EL} entfallen auf Anlagen von kleiner 1 MW_{EL}. Somit könnten an den 118 Standorten insgesamt 218,1 MW_{EL} installiert werden, wenn jede Anlage genau auf die BGA zugeschnitten wäre.

Es wird jedoch davon ausgegangen, dass es nur eine begrenzte Anzahl an Skalierungsstufen der PtG-Leistung geben wird. Mit den Vorgaben, dass möglichst viel PtG-Leistung installiert werden soll und dafür insgesamt möglichst wenige Anlagen gebaut werden sollen, kön-

nen für die Modellregion optimale Skalierungsstufen ermittelt werden. Das Ergebnis der Berechnung ergibt drei Skalierungsgrößen mit der Leistung von $1,0 \text{ MW}_{\text{EL}}$, $1,5 \text{ MW}_{\text{EL}}$ und 3 MW_{EL} . Damit können an 92 Standorten mit 108 Anlagen insgesamt $178,5 \text{ MW}_{\text{EL}}$ genutzt werden. Diese verteilen sich wie in Abbildung 11.11 dargestellt. Somit können 82% des CO_2 -Potenzials mit den ermittelten Skalierungsstufen genutzt werden. Zusätzlich fällt auf, dass alle bis auf eine Kläranlage wegen zu geringer Leistungen entfallen.

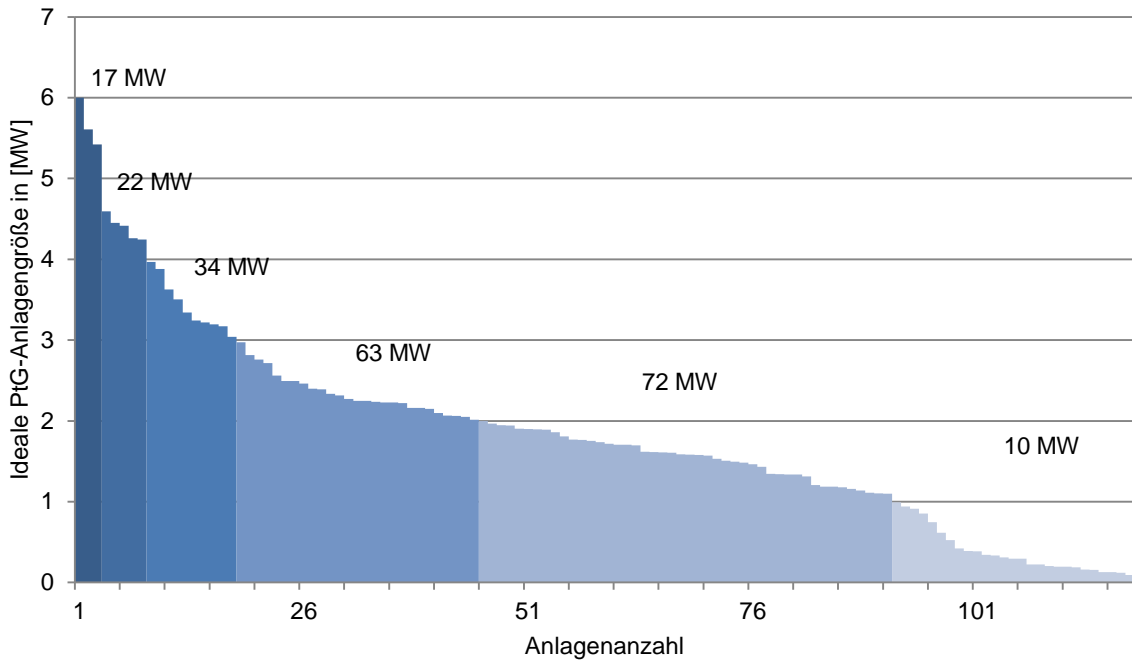


Abbildung 11.10: PtG-Anlagengrößen auf die CO_2 -Quellen zugeschnitten

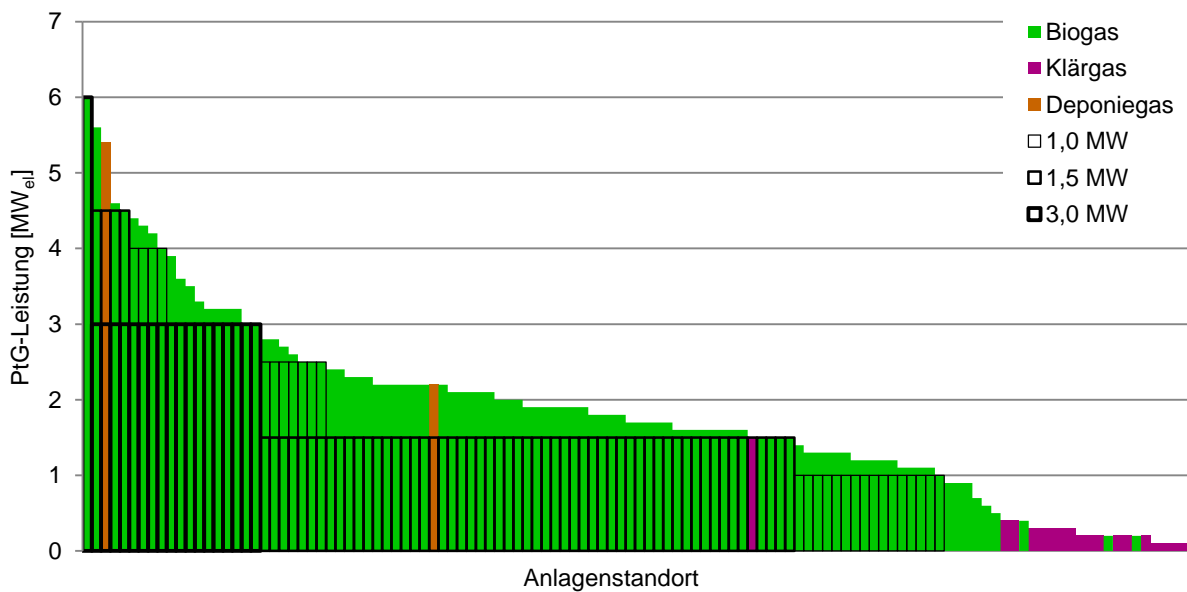


Abbildung 11.11: Nutzbare PtG-Leistung bei Skalierungsstufen von $1,0 \text{ MW}_{\text{el}}$, $1,5 \text{ MW}_{\text{el}}$ und $3,0 \text{ MW}_{\text{el}}$

11.3 Anforderungen an PtG Schnittstellen bei Einbindung in bestehende oder neue Systeme

Für die Umsetzung einer PtG-Anlage wird angenommen, dass an dem Standort eine BGA als CO₂-Quelle vorhanden ist, weil andere CO₂-Quellen noch nicht technisch erschlossen werden können oder zu teuer sind. In Vorbereitung der Realisierung eines PtG-Projekts an einem Biogasstandort werden zunächst die verschiedenen Gewerke definiert. Neben der eigentlichen PtG-Anlage sind weitere Gewerke erforderlich; oder – sind diese vorhanden – ist eine Einbindung verschiedener Gewerke erforderlich. Tabelle 11.3 listet die notwendigen Gewerke auf.

Tabelle 11.3: Gewerke eines PtG-Projekts an einem BGA-Standort

Gewerk Beschreibung	Errichter/Betreiber
PtG-Anlage	ETOGAS/ Auftraggeber
Biogasanlage (BGA)	Auftraggeber
BHKW	Auftraggeber
Stromnetz/Trafostation	Auftraggeber
Einspeisestation SNG	N.N, Vertrag mit Auftraggeber
Stickstoffbereitstellung	Auftraggeber
Abwasseranschluss	Auftraggeber
BHKW, Umrüstung und Anschluss	Auftraggeber
Wärmeauskopplung	Auftraggeber

Die BGA liefert das CO₂ für die Methanisierung. Eine direkte Methanisierung von Rohbiogas ist möglich und wurde von ETOGAS im Langzeitbetrieb demonstriert. Neben der zugeführten Rohbiogasmenge ist dann auch die zugeführte CO₂-Menge (bzw. das CO₂/CH₄-Verhältnis) über eine Gasanalyse zu bestimmen. Im Rohbiogas enthaltenes H₂S (Schwefelwasserstoff) wird in der PtG-Anlage mittels Aktivkohlefilter entfernt. Falls bereits eine Aufbereitungsanlage existiert, kann ggf. auch weitgehend reines CO₂ genutzt werden. Die konkrete Auslegung der Methanisierung erfolgt in einer Site Engineering-Phase.

Die detaillierte Verschaltung der BGA mit der Methanisierung und darüber hinaus mit der gesamten PtG-Anlage ist ebenfalls in einer Site Engineering-Phase zu klären. Folgende Fragen treten dabei auf: Existiert ein BHKW und soll es teilweise oder vollständig flexibilisiert werden? Welche Betriebszustände (z.B. Teillastbetrieb BHKW) werden auftreten? Wie erfolgt die Steuerung des BHKW und damit gekoppelt der PtG-Anlage? Verfügt die BGA bereits über einen Biogasspeicher bzw. muss die Biogasspeicher-Größe angepasst werden? Wird im Teillastbetrieb des BHKW ein Teil des Rohbiogases zwischengespeichert, so dass es zu einem späteren Zeitpunkt methanisiert werden kann? Weiter sind technische und wirtschaftliche bzw. rechtliche Fragen der Rückführung von produziertem Gas, das nicht direkt eingespeist werden kann, in den Biogasspeicher zu klären.

Im Rahmen des Gewerks „PtG-Anlage“ wird an einem BGA-Standort in der Regel auch ein Wärmemanagement realisiert werden, das eine Nutzung der Abwärme von Methanisierung bzw. Elektrolyse ermöglicht. Bei abwechselndem Betrieb von BHKW und PtG-Anlage ist dabei eine Substitution der Abwärme des BHKW durch die Abwärme der PtG-Anlage möglich. Ein kontinuierlicher Wärmebedarf (z.B. für den Fermenter der BGA) kann damit auch bei flexiblem, intermittierendem Betrieb des BHKW gedeckt werden.

Neben den selbstverständlich erforderlichen Schnittstellen zum Stromnetz und Gasnetz, die in einer Site Engineering-Phase zu klären sind, ist auch eine Kommunikationsanbindung der PtG-Anlage (bzw. übergreifend für PtG und BHKW) erforderlich, die eine externe Steuerung des Standorts ermöglicht. Auf die Steuerung des Systems wird in Kapitel 11.5 eingegangen

Weiter sind in einem Site Engineering die Bereitstellung von Wasser (Leitungswasser) bzw. die Abwasserentsorgung, die Bereitstellung von Stickstoff für Spülvorgänge von Elektrolyse bzw. Methanisierung, ggf. die Bereitstellung von Wärme für die Elektrolyse sowie die Bereitstellung von Notstrom zu klären.

In Bezug auf die Schnittstelle zur Einspeisestation muss geklärt werden, wie die getrennte Abrechnung der Einspeisung von aufbereitetem Biomethan (der CH_4 -Anteil im Rohbiogas) und synthetischem Gas (aus dem CO_2 -Anteil im Rohbiogas) durchgeführt wird bzw. wie genau die Kontrolle der Gasqualität bei intermittierender Einspeisung erfolgt.

11.4 Einbindung von PtG-Anlagen in unterschiedliche BGA-Varianten

PtG-Anlagen speichern überschüssigen Strom in Form von SNG. Das dazu notwendige CO_2 kann aus bestehenden BGA gewonnen werden. Diese weisen jedoch unterschiedliche Konzepte der Gasnutzung auf. Es werden im Folgenden zum einen BGA, die das Rohbiogas direkt vor Ort verstromen, zum anderen BGA, die über eine Gasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz verfügen, betrachtet.

11.4.1 Einbindung von PtG-Anlagen bei BGA mit BHKW

Die am weitesten verbreitete Möglichkeit, das Biogas zu nutzen, ist, das Rohbiogas zu verstromen. Eine BGA mit Verstromung vor Ort besteht aus einer Vergärungsanlage, evtl. einer Gasreinigung und einem BHKW mit Stromanschluss. Das in der Vergärung erzeugte Rohbiogas wird gereinigt und im BHKW verbrannt. Der erzeugte Strom wird ins Stromnetz eingespeist. Die entstehende Wärme wird für die Beheizung der Vergärungsanlage und teilweise in anderen Wärmesenken genutzt.

Bei diesen BGA kann das Biogas direkt in der Methanisierung eingesetzt werden, siehe Abbildung 11.12. Das bedeutet, dass ein Gasgemisch aus ca. 52%_{VOL} CH_4 und 46%_{VOL} CO_2 (Ansatz NawaRo-BGA) in der Methanisierung eingesetzt wird. Da für die Reaktion nur das CO_2 benötigt wird, verlässt das CH_4 den Prozess ohne Veränderung zusammen mit dem SNG.

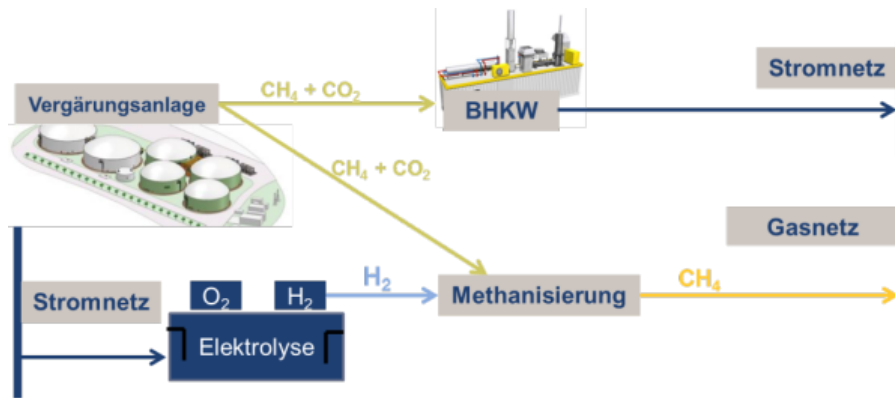


Abbildung 11.12: PtG-Einbindung bei BGA mit BHKW

Wenn eine PtG-Anlage bei diesen BGA integriert wird, kann das BHKW abgeschaltet werden, sobald im Netz zu viel Strom vorhanden ist und das Rohbiogas wird nach einer geeigneten Reinigung in die Methanisierung umgeleitet. Somit kann das Stromnetz bei einem Überangebot aus EE doppelt entlastet werden. Zum einen wird durch die Abschaltung des BHKW kein Strom mehr eingespeist, zum anderen kann zusätzlich mit der Elektrolyse Strom aus dem Stromnetz entnommen werden. Die PtG-Anlage ist in diesem Fall auf den Nennvolumenstrom des Biogases ausgelegt, welches nicht zwischengespeichert wird. Sofern der Biogasstrom größer ist als der Biogasbedarf der Methanisierung, kann der Biogasstrom aufgeteilt werden und das BHKW wird in Teillast betrieben. Sofern die BGA über einen Gasspeicher verfügt, kann das überschüssige Biogas kurzfristig zwischengespeichert werden. Die Verschaltung ist Abbildung 11.13 zu entnehmen. Die durch den reduzierten Betrieb des BHKW fehlende Prozesswärme kann durch die PtG-Abwärme zur Verfügung gestellt werden.

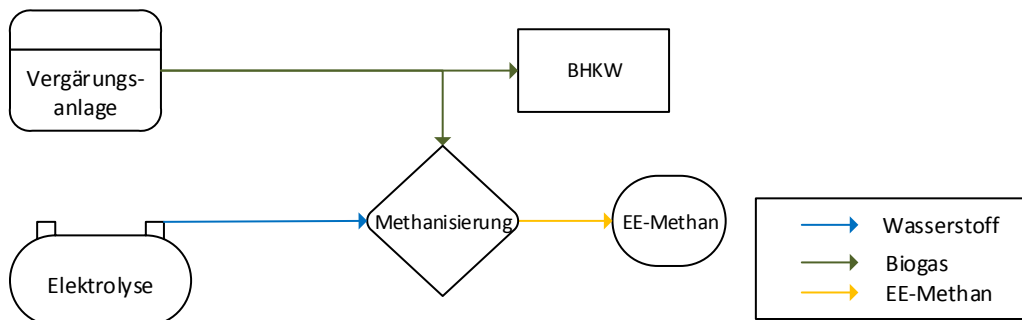


Abbildung 11.13: PtG-Einbindung bei BGA mit BHKW – Betrieb ohne Speicher

Eine darauf aufbauende Möglichkeit ist die Rohbiogasspeicherung, um die Kapazitäten der PtG-Anlage zu erhöhen. Das Biogas wird gespeichert und nur in den Zeiten verbraucht, wenn die PtG-Anlage läuft, siehe Abbildung 11.14. In diesem Fall wäre kein BHKW mehr erforderlich und die BGA hat keine Stromerzeugung mehr. Dazu müsste das Biogas über lange Zeiträume gespeichert werden. Bei der Auslegung der Speicher müssten die Einsatzzeiten der PtG-Anlage sehr genau absehbar sein, da durch die Volllaststunden sowohl der Speicherbedarf für das Biogas als auch die notwendige Leistung der PtG-Anlage festgelegt wird. Eine Auslegung der PtG-Anlage auf den kompletten Biogasstrom und der Verzicht auf

ein BHKW sind wegen der nicht vorhersehbaren PtG-Einsatzzeiten und des dadurch sehr hohen Biogasspeicherbedarfs schwierig. Deutlich flexibler ist die Möglichkeit ein BHKW in Zeiten mit wenig Strom im Netz einzuschalten. Das Biogas, das nicht in der PtG-Anlage genutzt werden kann, da der Speicher bereits gefüllt ist, kann so weiterhin für die Stromerzeugung genutzt werden. Durch die Wahl der Speichergroße des Biogasspeichers kann die Leistung der PtG-Anlage festgelegt werden.

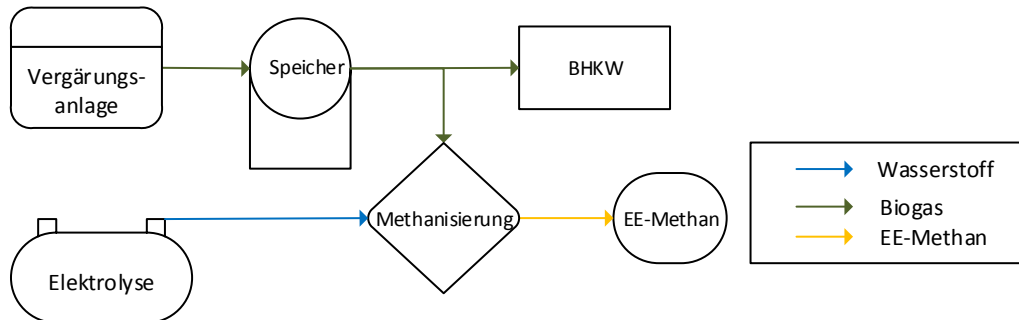


Abbildung 11.14: PtG-Einbindung bei BGA mit BHKW – Betrieb mit Biogasspeicher

Eine dritte Möglichkeit ist, nicht das Biogas zu speichern, sondern den Wasserstoff aus der Elektrolyse zwischen zu speichern. Die Methanisierung kann so ausgelegt werden, dass sie ständig den gesamten Biogasvolumenstrom verarbeiten kann. Damit der nötige Wasserstoff ständig zur Verfügung steht, müsste dieser gespeichert werden und die Elektrolyse eine entsprechend höhere Leistung als die Methanisierung haben, sodass die Wasserstoffmenge in der kürzeren Betriebszeit verwendet werden kann, siehe Abbildung 11.15. Das bedeutet, dass die Elektrolyse und die Methanisierung für unterschiedliche Leistungen ausgelegt werden müssen und diese aufeinander abzustimmen sind. Dafür erreicht die Methanisierung eine sehr hohe Volllaststundenzahl (wie die BGA) und auch die Einspeiseanlage erreicht eine hohe Auslastung. Im Gegensatz zum Konzept mit Biogasspeicherung mit einer höheren Methanisierungsleistung, kann die Einspeiseanlage auf einen geringeren Volumenstrom ausgelegt werden.

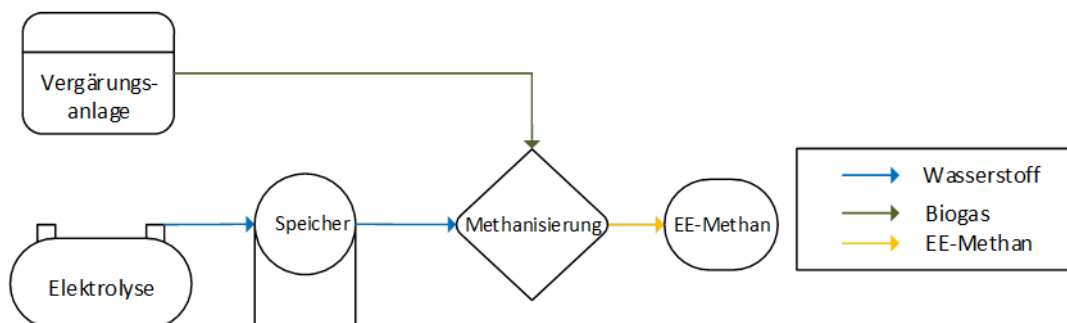


Abbildung 11.15: PtG-Einbindung bei BGA mit BHKW – Betrieb mit Wasserstoffspeicher

Viele Anlagen entschwefeln das Biogas durch Lufteinblasung in den Gasraum des Fermenters. Der eingebrachte O_2 reagiert mit dem H_2S im Rohgas. Allerdings läuft dieser Prozess nur ausreichend ab, wenn O_2 überstöchiometrisch in den Gasraum eingebracht wird. Daher befindet sich im Rohbiogas noch ein geringer Sauerstoffanteil. Wenn zur Sauerstoffeinbringung Umgebungsluft genutzt wird, die nur ca. 21% O_2 enthält, werden außerdem große

Mengen N_2 in den Gasraum eingebracht. Die BGA, die als CO_2 -Quelle eingesetzt wird, sollte nicht über eine solche biologische Entschwefelung mit Umgebungsluft verfügen, da das Biogas mit N_2 verdünnt wird.

11.4.2 Einbindung von PtG-Anlagen bei BGA mit Gasaufbereitung

Die zweite Möglichkeit, das Biogas bei BGA zu nutzen, ist die Aufbereitung des Rohbiogases auf Erdgasqualität und die Einspeisung ins Erdgasnetz. Bei der Aufbereitung des Rohbiogases werden die beiden Hauptbestandteile des Biogases, Methan und CO_2 , voneinander getrennt. Das Biomethan wird ins Erdgasnetz eingespeist. Das CO_2 bildet das Abgas/Schwachgas, welches für die Methanisierung genutzt werden kann.

Die Zahl der BGA mit Gasaufbereitung nimmt immer mehr zu. Dies resultiert vor allem aus der Vergütung des EEGs. Im April 2013 gab es in Deutschland 116 Anlagen, die insgesamt 275 Mio. Nm^3 Biomethan pro Jahr in das Erdgasnetz einspeisten [Blume 2013]. Ziel der Bundesregierung ist es, 2020 6 Mrd. Nm^3 Biomethan einzuspeisen [GasNZV 2010].

Grundsätzlich sind bei BGA mit Gasaufbereitung zwei unterschiedliche Nutzungswege des CO_2 für die PtG-Anlage möglich. Zum einen kann das Biogas ebenfalls direkt in der Methanisierung eingesetzt werden, wie auch bei einer BGA mit BHKW. Zum anderen kann bei einigen Gasaufbereitungsverfahren das Schwachgas aus der Gasaufbereitung genutzt werden, siehe Abbildung 11.16 (oben). Durch die Gasaufbereitung steht bei einigen Gasaufbereitungsverfahren (z.B. PSA und Membranverfahren) für die Methanisierung fast reines CO_2 als Schwachgas zur Verfügung. Da es verschiedene Gasaufbereitungsverfahren gibt, die unterschiedliche Möglichkeiten zur Integration der PtG-Anlage bieten, muss für jedes einzelne Verfahren geprüft werden, welcher Biogasweg der sinnvollste ist.

Durch die wachsende Nachfrage nach Gasaufbereitungstechniken ist auch die Zahl der Hersteller und der Verfahren gestiegen. Die Verfahren und die wichtigsten Prozessdaten sind in Tabelle 11.4 dargestellt.

Die Gaszusammensetzung des Schwachgases ist bei den verschiedenen Gasaufbereitungstechniken unterschiedlich, daher müssen die Abgaszusammensetzungen genau betrachtet werden, siehe Tabelle 11.5. Der CO_2 -Anteil liegt bei den meisten Verfahren weit über 90%_{vOL}, nur bei der Druckwasserwäsche liegt der CO_2 -Gehalt unter 20%_{vOL} [RosRoca 2011]. Daher ist das Abgas nicht für die Methanisierung geeignet. Bei anderen Verfahren liegt der CO_2 -Anteil ebenfalls nicht bei 100%, was vor allem am Methanschluß der Gasaufbereitungsverfahren liegt. Das Methan kann nicht zu 100% abgeschieden werden, daher verbleibt immer ein geringer Anteil im Abgas. Dieses stört den Prozess der Methanisierung jedoch nicht.

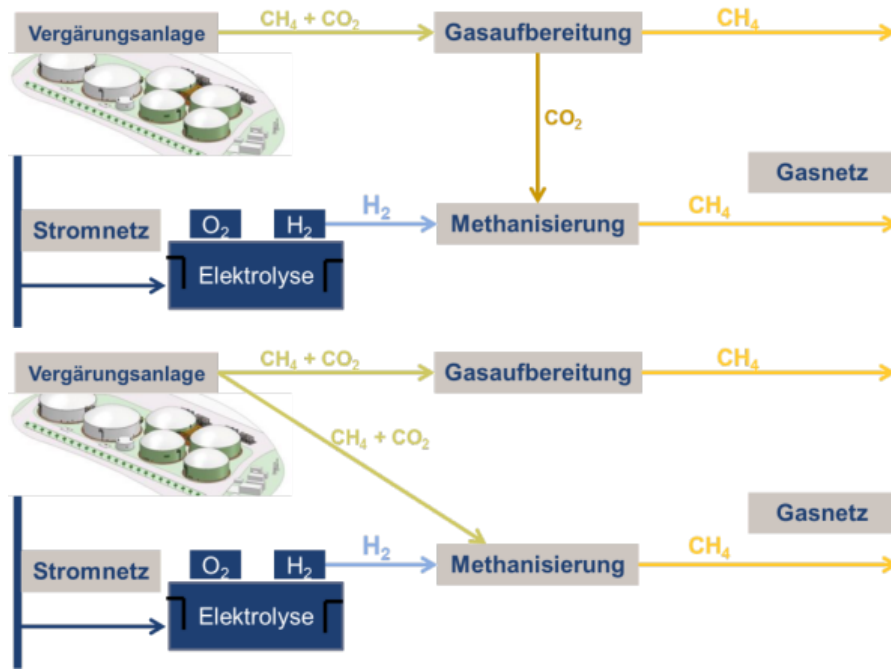


Abbildung 11.16: PtG-Einbindung bei BGA mit Gasaufbereitung – mit Nutzung der Gasaufbereitung (oben) und mit direktem Einsatz von Rohbiogas (unten)

Tabelle 11.4: Parameter verschiedener Gasaufbereitungstechniken [DENA 2012]

Kriterium	Druckwechseladsorption	Druckwasserwäsche	Genosorb	Aminwäsche	Membran
Trenneffekt	Adsorption	Physikalische Absorption	Organisch-physikalische Adsorption	Chemische Absorption	Permeation
Ab/durch	Feste Oberfläche	Wasser	Genosorb	Amine	Membrane
Abtrennung von	CO ₂ , H ₂ S, H ₂ O	CO ₂ , H ₂ S, NH ₃	CO ₂ , H ₂ S, NH ₃ , H ₂ O	CO ₂ , H ₂ S	CO ₂ , H ₂ S, H ₂ O
Prozessdruck	4-7 bar	4-7 bar	4-7 bar	0,05-0,5 bar	>15 bar
Prozess-temperatur	10-20 °C	10-25 °C	10-40 °C	10-15 °C	Umgebung
maximaler Methananteil	95 bis 98% _{VOL}	95 bis 98% _{VOL}	95 bis 98% _{VOL}	96 bis 99,9% _{VOL}	80 bis 96% _{VOL}
Methanschlupf	1-10%	1-2%	<1%	0,1-0,5%	5-15%

Tabelle 11.5: Qualität des CO₂-Abgases aus der Gasaufbereitung [MTenergie 2011, Schmack 2012, RosRoca 2011; BORSIG 2013]

	Druck	Feuchtigkeit	CO ₂ -Anteil	CH ₄ -Anteil
Druckwasserwäsche	1 bar	gesättigt	15-20% _{VOL}	>0,5% _{VOL}
Druckwechseladsorption	1 bar	feucht	92-95% _{VOL}	2-5% _{VOL}
Membran	1 bar	trocken	95-97% _{VOL}	1-2% _{VOL}
Aminwäsche	4-5 bar	feucht	96-98% _{VOL}	1-2% _{VOL}

Wichtig ist, dass die Anteile anderer Gase im Schwachgas, wie N_2 oder O_2 , möglichst gering sind, damit das entstehende EE-Methan die Qualitätsanforderungen für die Einspeisung ins Erdgasnetz erfüllt. Interessant ist außerdem der Ausgangsdruck des Schwachgases aus den Aufbereitungsprozessen. Für die Methanisierung muss das Gas auf ca. 10 bar verdichtet werden. Daher ist es vorteilhaft, wenn das Schwachgas beim Verlassen der Gasaufbereitung nicht drucklos vorliegt. Allerdings ist dies bei allen gängigen Verfahren der Gasaufbereitung heute der Fall. Daher muss der Druck des Schwachgases für die Methanisierung um 10 bar erhöht werden.

Der Feuchtegehalt im Schwachgas ist für die Methanisierung nicht schädlich, allerdings sinkt die Verdichtungsleistung, wenn der Anteil an Wasser im Gas sehr hoch ist, da auch das Wasser mitverdichtet werden muss. Außerdem steigt der Verschleiß des Verdichters, wenn das Gas mehr Feuchtigkeit enthält. Daher kann es hier sinnvoll sein, das Gas zu trocknen bevor es verdichtet wird, bzw. das Gas direkt in getrockneter Form zu übergeben, wie es bei dem Membranverfahren der Fall ist.

Die Gasaufbereitungsverfahren unterscheiden sich vor allem hingehend der Stoffe, die abgetrennt werden, sowie der Prozesstemperatur und des Drucks. Durch die CO_2 -Abtrennung entsteht ein je nach Verfahren mehr oder weniger reiner CO_2 -Strom, der aber mit verschiedenen Begleitelementen verunreinigt ist. Davon hängt ab, ob das Schwachgas nochmal bzw. in welcher Weise vor dem Einsatz in PtG-Anlagen aufbereitet werden soll.

11.4.2.1 Einbindung von PtG-Anlagen bei Umgehung der Gasaufbereitung

Grundsätzlich ist es bei allen Anlagen möglich, das gesamte Biogas nach einer Gasreinigung in die Methanisierung zu leiten und die Gasaufbereitung zu umfahren, siehe Abbildung 11.17. Das bedeutet, dass in dieser Zeit die Gasaufbereitung abgeschaltet wird oder nur auf Teillast läuft. Der gesamte Rohbiogasstrom wird über eine Gasreinigung geleitet, um die notwendige Gasqualität zu erreichen. Nach einer Verdichtung wird das Biogas in die Methanisierung geleitet.

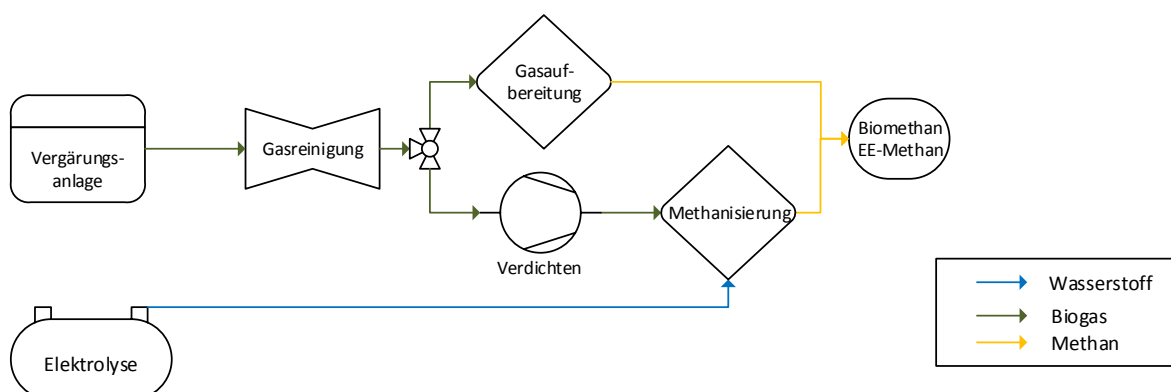


Abbildung 11.17: Rohbiogasnutzung in der Methanisierung bei Gasaufbereitungsanlagen

Die verschiedenen Gasaufbereitungsverfahren haben unterschiedliche Anforderungen an die Gasqualität. Daher ist bei bestehenden Anlagen häufig eine Gasreinigung installiert. Die An-

forderungen an die Gasreinheit unterscheiden sich allerdings je nach Gasaufbereitungsverfahren. Daher sind vor den Gasaufbereitungsverfahren auch unterschiedliche Reinigungsschritte installiert. Entweder die Reinigungsschritte sind ausreichend, um die Gasqualität für die Methanisierung zu erreichen oder es sind zusätzliche Reinigungsschritte notwendig.

Für die meisten Gasaufbereitungsverfahren muss das Biogas getrocknet und feinent Schwefelt werden. Hierzu gehören die Druckwechseladsorption, die Membrantrennverfahren (um die Trennleistung und die Standzeit der Membranen sicher zu stellen) und die Aminwäsche. Die einzige Aufbereitungstechnik, die unempfindlich gegen H_2S ist, ist die Druckwasserwäsche. Bei allen anderen Anlagen kann davon ausgegangen werden, dass eine Gastrocknung sowie eine Feinent Schwefelung vorhanden ist.

Wichtig für die Einspeisung von Biomethan ist, dass das Rohgas aus der Vergärungsanlage möglichst wenig O_2 und N_2 enthält. Die beiden Gase lassen sich mit den gängigen Gasaufbereitungsverfahren nicht ausreichend vom CH_4 trennen. Bei der Abtrennung des CO_2 verbleiben diese Gase im Biomethan. Dadurch wird sich der Volumenanteil der störenden Gase im Biomethan fast verdoppeln. Somit sind sehr geringe Anteile von N_2 und O_2 im Rohgas sehr wichtig, um die Qualität des Biomethans nicht zu gefährden. Dies sollte besonders bei der Wahl von Entschwefelungsverfahren berücksichtigt werden.

Für die Anbindung der Methanisierung können verschiedene Stellen gewählt werden, je nachdem wie die BGA aufgebaut ist. Die Entschwefelung kann bereits im Fermenter oder auch in nachgeschalteten Reaktoren ausgeführt werden. Ebenso kann es vorkommen, dass die Feinent Schwefelung mit Aktivkohle direkt zur Gasaufbereitung gehört und das Biogas nicht ohne weiteres an der Stelle entnommen werden kann. Daher muss für jede Anlage die passende Schnittstelle gefunden werden und ggf. müssen zusätzliche Reinigungsschritte installiert werden, siehe Abbildung 11.18.

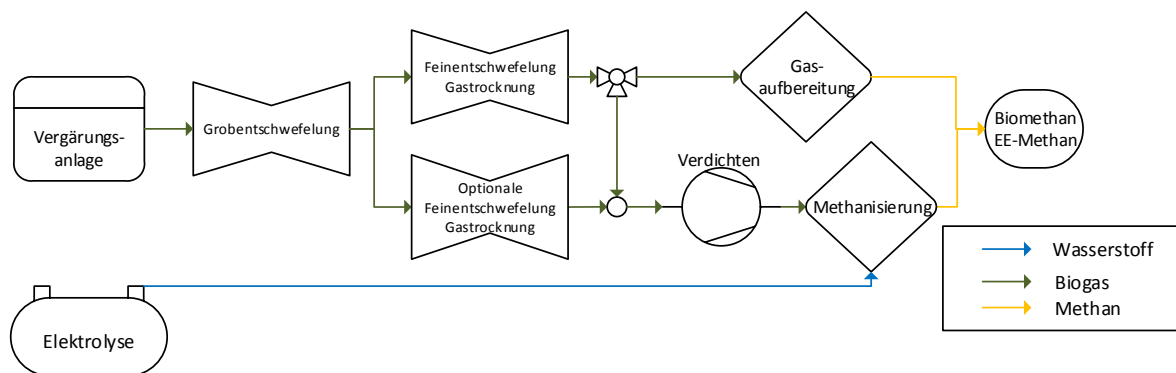


Abbildung 11.18: Schnittstellen für die Gasentnahme nach oder vor der Gasreinigung

Gasaufbereitungsverfahren haben einen hohen Energiebedarf. Wenn für die Einspeisung des Biomethans ins Erdgasnetz nicht die Gasaufbereitung benutzt werden muss, sondern durch einen direkten Einsatz in die PtG-Anlage und die Anreicherung des CO_2 durch die Reaktion zu SNG stattfindet, kann dies durchaus die Wirtschaftlichkeit verbessern. Vorteilhaft ist auch, wenn eine Vorbehandlung wie eine Entschwefelung nutzbar ist.

11.4.2.2 Einbindung von PtG-Anlagen bei Nutzung des Schwachgases aus der Gasaufbereitung

Die andere Möglichkeit der CO₂-Nutzung bei Anlagen mit Gasaufbereitung ist die Nutzung des Abgases (Schwachgas) der Gasaufbereitungsanlagen. Dieses besteht bei einigen Gasaufbereitungsverfahren zum überwiegenden Teil aus CO₂. Dieses Schwachgas könnte direkt in die Methanisierung geleitet werden, wenn diese betrieben wird und wenn die Gasqualitäten eingehalten werden. Die Gasaufbereitung für die Biomethaneinspeisung wird dann kontinuierlich betrieben.

Die zurzeit am häufigsten im Einsatz befindlichen Techniken für die Gasaufbereitung sind die Druckwechseladsorption und die Druckwasserwäsche. Bei den chemischen Waschverfahren ist die Aminwäsche sehr oft anzutreffen. Aktuell gewinnt das Membranverfahren immer mehr an Bedeutung. Daher werden speziell diese vier Verfahren bezüglich der Einbindung von PtG-Anlagen nachfolgend erläutert.

11.4.2.3 Einbindung bei Druckwasserwäsche

Durch den geringen CO₂-Anteil von nur 20% im Abgas, muss das Schwachgas aus der Gasaufbereitung erst aufbereitet werden, um anschließend möglichst ausschließlich CO₂ zu erhalten. Dieser Schritt ist sehr energieaufwendig und außerdem hat dieser Weg den Nachteil, dass viele Einzelschritte nacheinander geschaltet werden müssen und dass nicht nur die Gasaufbereitung, sondern auch die CO₂-Aufbereitung mit der Methanisierung abgestimmt werden muss. Dies ist in der Praxis, vor allem durch unterschiedlich schnelle Anfahrvorgänge, meist nicht technisch umsetzbar. Das bedeutet, dass zwischen den einzelnen Prozessen zusätzliche Speichermöglichkeiten geschaffen werden müssen.

Daher ist es bei der Gasaufbereitung mit Druckwasserwäsche sinnvoller, das Rohbiogas selbst in die Methanisierung zu leiten. In dieser Zeit wird die Druckwasserwäsche außer Betrieb gesetzt oder in Teillast betrieben. Je nach H₂S-Gehalt ist vor der Methanisierung eine Entschwefelung zu installieren, da bei der Druckwasserwäsche meist H₂S-Gehalte bis zu 500 ppm zulässig sind, jedoch für die Methanisierung 100 ppm eingehalten werden müssen. [RosRoca 2011]

11.4.2.4 Einbindung bei Druckwechseladsorption

Das Rohbiogas wird vor einer Druckwechseladsorption getrocknet und feinentschwefelt, um die Adsorptionskolonnen nicht zu verunreinigen und die Bindungskapazität nicht zu verringern. Das vorgereinigte Biogas kann so für die PtG-Anlage genutzt werden, dazu wird es nach der Reinigung auf den notwendigen Druck von 10 bar für die Methanisierung verdichtet.

Auch das Schwachgas eignet sich gut für die Methanisierung, da der CO₂-Anteil weit über 90%_{VOL} liegt. Durch den Einsatz in PtG-Anlagen verringert sich die Menge an Schwachgas, das noch in der Schwachgasverbrennung behandelt werden muss. Dadurch sinkt der Methanschlupf und somit die Verluste, weil weniger Methan nachverbrannt wird. Die Abwärme

der PtG-Anlage kann die Wärmegewinnung aus der Schwachgasverbrennung ersetzen, so dass hier weiterhin ausreichend Wärme zur Verfügung gestellt werden kann.

11.4.2.5 Einbindung beim Membranverfahren

Auch für das Membrantrennverfahren gibt es die Möglichkeit das Rohbiogas oder das Schwachgas in der Methanisierung einzusetzen. Für die Membranen muss das Rohbiogas vorher sehr gut gereinigt werden, so dass die Gasreinigungstechnik bei bestehenden Anlagen bereits vorhanden ist. Das vorgereinigte Biogas kann so für die PtG-Anlage genutzt werden. Auch das Schwachgas ist trocken und nahezu frei von H₂S und Wasser. Daher eignen sich in Kombination mit dem Membrantrennverfahren beide Möglichkeiten, das Rohbiogas oder das Schwachgas in der Methanisierung einzusetzen.

Da die Membrantechnik bisher noch nicht gut genug reinigt, um unter dem Grenzwert von 0,2% für die Methanemission zu bleiben, wird eine Schwachgasverbrennung benötigt [Gas-NZV 2010 (§36)]. Durch den Einsatz des Schwachgases in der PtG-Anlage wird ebenfalls die Betriebszeit der Schwachgasverbrennung reduziert und somit der Methanverlust verringert.

11.4.2.6 Einbindung bei Aminwäsche

Für die Aminwäsche muss das Rohbiogas entschwefelt und teilweise sogar von Ammoniak gereinigt werden. Daher steht auch hier sehr reines Biogas zur Verfügung, welches direkt in die PtG-Anlage eingesetzt werden kann. Auch das Schwachgas kann für die Methanisierung verwendet werden. Ein Vorteil des Schwachgases bei der Aminwäsche ist, dass es einen Druck von 3 bis 4 bar beim Verlassen des Prozesses hat. Daher kann an dieser Stelle Energie beim Verdichten für die Methanisierung gespart werden.

11.5 Übergeordnete Leittechnik des Gesamtsystems

11.5.1 Allgemeiner Teil

Bei einer lastgangkonformen Stromversorgung durch 100% EE, müssen die Erzeuger, Verbraucher und Speicher bzw. PtG-Anlagen zusammenspielen. Es wird eine Betriebsführung der Anlage notwendig, welche auf eine Speicherung von Energie zum Ausgleich der Residuallast angepasst ist. Für die Verbindung einer PtG-Anlage mit EE-Erzeugern wie Wind- und PV-Anlagen sowie einer BGA wird eine übergeordnete Leittechnik des Gesamtsystems benötigt, die anhand von Prognosen und Ist-Werten die Leistung der PtG-Anlage regelt. Zusätzlich soll diese Leittechnik die Dokumentation des Betriebs und der Betriebserfahrungen durchführen. Sie erfüllt alle Aufgaben der Datenerfassung, Signalverteilung, Steuerung, Regelung, Meldung und Überwachung in Form von standardisierten Hard- oder Softwarebausteinen.

Für die Spezifikation der Leittechnik für ein vorliegendes Gesamtsystem werden Anforderungen einbezogen, die aus den real existierenden Rahmenbedingungen resultieren (standort-

spezifische Charakteristika wie z.B. die notwendigen Peripherieschnittstellen der PtG-Anlage und Kompatibilitätsanforderungen für den Anschluss an die BGA, Platzbedarfe etc.) sowie Anforderungen, die aus Sicht des Strom- und Gasnetzes resultieren. Die Spezifikation der Leittechnik für den Einsatz von PtG-Anlagen wird im Folgenden erläutert. Dabei wird eine übergeordnete Spezifikation erarbeitet, in der zum einen auf die möglichen Erzeuger und Verbraucher eingegangen wird und in der zum anderen technische Anforderungen dargestellt werden.

Die Anforderungen an die Leittechnik werden allgemeingültig beschrieben und die Schnittstellen abgeklärt, so dass sie für verschiedene PtG-Technologien unterschiedlicher Hersteller und somit bei verschiedenen Kommunikationsarten anwendbar sind. Eine Detaillierung der Schnittstellenspezifikationen kann erst bei einem konkreten Anwendungsfall mit dem PtG-Hersteller oder mit den Betreibern vor Ort erfolgen. Die im Rahmen dieses Kapitel erarbeiteten Anforderungen können bei einem späteren Anwendungsfall direkt in einem Lastenheft Verwendung finden. Im Folgenden wird zuerst die Hardware beschrieben. Danach folgt die Software für die Leittechnik, indem die drei Funktionen Kommunikation, Monitoring, und Steuerung/Intelligenz dargestellt werden.

11.5.2 Hardware

Für die Umsetzung der 100% Versorgung mit EE wird ein virtuelles Kraftwerk aufgebaut, welches die Strom- und Wärmeerzeuger und die Verbraucher verbindet. Dieses virtuelle Kraftwerk wird durch eine übergeordnete Leittechnik geregelt, die die in der folgenden

Abbildung 11.19 dargestellten Strom- und Wärmeerzeuger, -verbraucher und Speicher beinhaltet. Die verschiedenen real existierenden Bausteine/Komponenten sind über die Leittechnik miteinander verbunden, müssen jedoch nicht zwingend physikalisch miteinander verbunden sein.

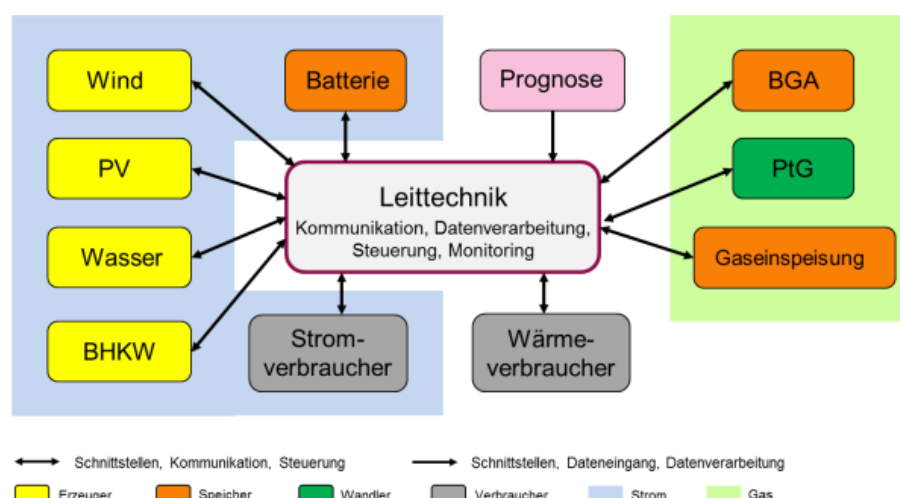


Abbildung 11.19: Übersicht über die von der Leittechnik zu erfassenden Komponenten

11.5.2.1 Leittechnik

Die Leittechnik verarbeitet die Daten der verschiedenen Erzeuger und Verbraucher und übernimmt die Kommunikation zwischen diesen. Dazu erfragt die Leittechnik den aktuellen Zustand der Erzeuger, Speicher und Verbraucher ab und regelt auf Basis der aktuellen EE-Erzeugungsleistung und des Strom- und Wärmeverbrauchs die Betriebsweise des BHKW, der Speicher und der PtG-Anlage. Einige Bausteine, wie die erneuerbaren Stromerzeuger Wind, PV und Wasser, übermitteln Ihre Erträge an die Leittechnik, und können in ihrer Betriebsweise gesteuert werden, z.B. indem die Anlagen abgeschaltet werden, wenn Stromspitzen das Netz überlasten, und der Strom nicht verbraucht werden kann. Bei BHKW, Speichern und der PtG-Anlage wird deren Betriebsweise von der Leittechnik vorgegeben, indem auf Basis deren aktueller Betriebszustände und der Bilanz zwischen Erzeugungs- und Verbraucherleistung sowie der festgelegten Prioritäten die jeweilige Anlagenleistung reduziert oder erhöht wird.

11.5.2.2 Strom- und Wärmeverbraucher

Die Strombedarfe und die Wärmebedarfe verschiedener Verbraucher werden als Signale an die Leittechnik übermittelt. Die jeweiligen Bedarfe werden von der Leittechnik geregelt und durch den Einsatz verschiedener Technologien gedeckt. Neben der BGA können weitere Wärmeverbraucher in dem Gesamtsystem integriert sein. Die Leittechnik regelt, dass die Wärmeversorgung bei Ausfall des BHKW (entweder durch Störungen oder weil das Biogas in die PtG-Anlage geführt wird) entweder durch Redundanzsysteme oder durch die PtG-Abwärme sichergestellt wird.

11.5.2.3 Prognosen

Mittels Prognosen lassen sich die Erzeugungsleistungen von EE-Anlagen mit großer Wahrscheinlichkeit vorhersagen. Dafür werden Wetterprognosen wie z.B. Windgeschwindigkeiten und Sonneneinstrahlung für die Standorte der EE-Anlagen verwendet und mit der installierten Leistung verrechnet. Die Prognosen werden an die Leittechnik übermittelt und können somit für die Regelung der Anlagen berücksichtigt werden.

Prognosewerte, die weit in die Zukunft reichen, sind mit einer größeren Fehlerwahrscheinlichkeit behaftet als Prognosen, die einen kurzen Zeithorizont betrachten. Kurzzeitprognosen zur Vorhersage der Erzeugungsleistungen mit einem Vorlauf von z.B. einer Stunde sind relativ genau. Auf Basis der prognostizierten Leistungen können Anlagen im Standby gehalten werden, z.B. bei einer PtG-Anlage oder einem BHKW durch Warmhaltungen, oder Anlagen frühzeitig in Betrieb genommen werden.

11.5.2.4 Stromerzeugung durch erneuerbare Energien

Wind, PV und Wasser sind volatil und können nicht geregelt werden. Mittels Langzeit- und Kurzzeitprognosen sind ihre Erzeugungsleistungen mit großer Wahrscheinlichkeit vorher-sagbar. Die erzeugten und prognostizierten Leistungen werden an die Leittechnik übermittelt,

verarbeitet und als Input für die Regelung des BHKW, der Speicher (Batterie) und der PtG-Anlage benötigt.

11.5.2.5 Batterien

Der Betrieb der Batterien wird von der Leittechnik vorgegeben. Dazu wird neben den Stromüberschuss ebenfalls der Speicherfüllstand der Batterie als Steuerungsgröße verwendet. Batterien werden vor PtG-Anlagen angesteuert und gefüllt. Batterien werden sowohl als Verbraucher als auch als Produzenten verwendet.

11.5.2.6 BHKW

Bei einer BGA mit Direktverstromung sind ein oder mehrere BHKW vorhanden. Diese produzieren aus dem Rohgas aus der BGA Strom und Wärme. Der Strom wird ins Stromnetz eingespeist. Die Wärme kann verschiedenen Verbrauchern zugeführt werden. Wenn der Strom aus einem Biogas-BHKW nach EEG vergütet wird, dann wird das BHKW entweder auf Volllastbetrieben auch wenn Stromüberschüsse im Netz sind oder bedarfsorientiert betrieben. Nur wenn ein Teil des Biogases für den Betrieb der PtG-Anlage als CO₂-Quelle benötigt wird, muss die BHKW-Leistung angepasst werden. Das Start- und Laständerungsverhalten muss von der Leittechnik berücksichtigt werden.

Im virtuellen Kraftwerk wird jedoch ein BHKW als regelbarer Stromerzeuger verwendet und daher bedarfsgebunden betrieben. Das für eine 100% EE-Versorgung benötigte Methan muss in BGA oder PtG-Anlagen produziert werden.

11.5.2.7 Biogasanlage (BGA)

In einer BGA werden organische Substrate oder Reststoffe durch anaerobe Vergärung zur Methan und CO₂ umgewandelt. Dieser Prozess läuft kontinuierlich ab und sollte möglichst wenig zum Stillstand kommen. Das Biogas wird verstromt oder zu Erdgasqualität aufbereitet. Die Leittechnik muss das Biogas entweder der regulären Verwertung oder der PtG-Anlage zuführen.

Das durch den Betriebsstillstand eines BHKW nicht benötigte Biogas muss entweder gespeichert oder aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist werden. Die technische Einbindung einer PtG-Anlage bei einer BGA wurde in Kapitel 11.4 beschrieben und wird hier nicht thematisiert.

Außerdem muss die BGA mit Wärme versorgt werden, diese kann entweder aus dem BHKW, der PtG-Anlage oder zusätzlichen Gaskessel kommen. Diese Versorgung muss von der übergeordneten Leittechnik geregelt werden.

11.5.2.8 PtG-Anlage

Der Betrieb der PtG-Anlage wird über ein Signal aus der übergeordneten Leittechnik geregelt, so dass die Anlage bei Stromüberschüssen in Betrieb geht und Strom verbraucht, um Was-

serstoff zu erzeugen. Das Start- und Laständerungsverhalten muss von der Leittechnik berücksichtigt werden. Die PtG-Leistung kann im Normalfall mit wenigen Minuten Vorlauf abgerufen werden.

Bei der Methanisierung wird der zuvor produzierte, ggf. kurzzeitig zwischengespeicherte, Wasserstoff zusammen mit Biogas aus der BGA zu Methan umgewandelt. Somit steht das Biogas nicht dem BHKW zur Verstromung zur Verfügung. In einem virtuellen Kraftwerk wird allerdings eine PtG-Anlage nur bei Stromüberschüssen betrieben, wenn das BHKW still steht. Dann kann das Biogas aus der BGA in die PtG-Anlage geleitet werden. Die Kommunikation zwischen BGA, BHKW und PtG-Anlage übernimmt die übergeordnete Leittechnik.

Die Methanisierung benötigt eine Vorlaufzeit von mehreren Minuten, die durch eine Warmhaltung reduziert werden kann. Außerdem kann durch einen Wasserstoffspeicher die unterschiedliche Anfahrzeit von Elektrolyse und Methanisierung überbrückt werden. Das anfänglich produzierte Off-Gas mit nicht ausreichender Qualität für eine Einspeisung ins Erdgasnetz muss in die BGA rückgespeist werden.

11.5.2.9 Gaseinspeisung

Über die Gaseinspeisestation wird das von der BGA oder der PtG-Anlage produzierte Methan ins Erdgasnetz eingespeist. Eine Gaseinspeisestation besteht aus mehreren Komponenten. Das Biomethan wird zunächst auf seine Eingangsqualität untersucht. Wenn die Qualitätsanforderungen erfüllt sind, wird ggf. Flüssiggas zugemischt, um den Brennwert auf Erdgasniveau anzuheben. Dazu ist eine entsprechende Gasmischregelstrecke erforderlich. Falls der Vordruck des Biomethans ausreicht, muss es nicht mehr verdichtet werden. Ansonsten folgt ein Verdichter, der das Biomethan auf den notwendigen Netzdruck verdichtet. Anschließend erfolgt eine Ausgangsqualitätsmessung. Je nach Gasnetz erfolgt im letzten Schritt eine Odorierung (MITGAS Verteilnetz GmbH 2011).

11.5.3 Kommunikation

Die Software für die Leittechnik (intelligente Anlagensteuerung) soll drei Funktionen beinhalten:

- Kommunikation
- Monitoring
- Steuerung/Intelligenz

Einer intelligenten Anlagensteuerung liegt ein Energiedatenerfassungssystem zugrunde, das alle anfallenden Prozessdaten erfasst, protokolliert und archiviert. Deswegen ist eine zentrale Aufgabe der Leittechnik die Kommunikation mit den Bausteinen. Im Rahmen der Kommunikation werden zum einen die aktuellen Betriebszustände der Erzeuger, Speicher und Verbraucher abgefragt und zum anderen Befehle an das BHKW, die Speicher und die PtG-Anlage abgegeben. Außerdem werden Alarmsignale erfasst. Die gesammelten Daten dienen als Basis, um das Zuschalten von zusätzlich benötigten Erzeugern bzw. Speichern zu regeln.

Die Kommunikationsstruktur ist genau festgelegt und gibt vor, welche Bausteine mit wem kommunizieren können und in welche Richtungen Signalaustausche möglich sind.

11.5.4 Monitoring

Die Überwachung und Visualisierung des virtuellen Kraftwerks und der Verbraucher sowie die Datenspeicherung und Alarmierung sind weitere wichtige Aufgaben der Leittechnik. Als Nutzeroberfläche soll für den Anlagenführer zum einen die Betriebszustände der Anlagen visualisiert werden, zum anderen soll sie dem Anlagenführer die Möglichkeit bieten, Einfluss auf den Regelungsprozess zu nehmen. Dem Anlagenführer werden jedoch nicht auf alle Komponenten Einflussmöglichkeiten eingeräumt. Bei der Nutzeroberfläche handelt es sich in erster Linie um den Navigationsbereich, der auch mit der Datenbank verknüpft ist.

Es sind dem Anlagenführer alle wesentlichen Betriebsparameter sowohl auf den einzelnen Anlagen als auch über eine Datenfernübertragung zur Fernsteuerung der Anlagen auf einer vorhandenen zentralen Leitwarte zugänglich zu machen. Die Visualisierung beinhaltet, unter anderem, folgende Funktionen:

- Funktion der Gesamtanlage: Übersichtsschema der Gesamtanlage und Detailfließbilder der einzelnen Komponenten, Übersicht über Erzeuger und Verbraucher
- Erfassung und Darstellung von Energie- und Stoffströmen, Drücken, Temperaturen, Gaszusammensetzung des Biogases und des SNG
- Aktuelle Zustände der Komponenten, z.B. Verfügbarkeit, Regelmöglichkeiten und zukünftige Leistungsverfügbarkeit, der voraussichtliche Leistungsbedarf und der daraus resultierende Regelbedarf
- Darstellung von Leistungserzeugung, Betriebswerten, Echtzeit und historische Kurven, Tages-, Monats- und Jahresberichte, Prognosen von Erzeugung und Verbrauch
- Liste der aufgelaufenen Alarme, Warnungen und Betriebsmeldungen mit Filtermöglichkeiten und Exportmöglichkeit nach Excel
- Darstellung der Gesamtanlage und der separaten Komponenten, z.B. für die Gesamtanlagensteuerung als auch für separate Steuerungen, wie z.B. externe Entschwefelung und Gasanalyse soweit nicht anders vereinbart.

Es muss eine Selbstüberwachung des Alarmsystems vorgesehen werden und z.B. über eine Redundanz sichergestellt werden, dass zu jederzeit eine Alarmierung möglich ist.

Wichtigen Informationen der einzelnen Bausteine/Komponenten (Betriebs- und Störmeldungen sowie Messwerte) müssen protokolliert, gespeichert und in der Datenbank hinterlegt werden.

11.5.5 Intelligenz

Die Intelligenz der Software wird im Steuerungsalgorithmus programmiert. Der Steuerungsalgorithmus greift auf die Daten des Energiedatenerfassungssystems zurück.

Der Steuerungsalgorithmus soll ein aktives Lastmanagement bei fluktuierenden Erzeugern durch Anbindung regelbarer, erneuerbarer Erzeuger und Verbraucher ermöglichen und sicherstellen, dass für die Region in Abhängigkeit der fluktuierenden Erzeuger immer eine lastgangkonforme Stromversorgung durch EE möglich ist und ein effizienter Speicherbetrieb realisiert wird.

Der Steuerungsalgorithmus muss zu jedem Zeitpunkt die von den erneuerbaren Erzeugern zur Verfügung gestellte Leistung mit dem zu dem Zeitpunkt vorherrschenden Leistungsbedarf vergleichen. Wenn die erneuerbaren Erzeuger den Lastgang nicht decken können, müssen zusätzliche Erzeugern oder Speichern dazu geschaltet werden. Dabei werden die spezifischen Eigenschaften der Komponenten vom Steuerungsalgorithmus berücksichtigt. Damit genügend Erzeuger oder Speicher zur Verfügung stehen, müssen zum einen im Vorfeld bei der Auslegung der Erzeuger und Speicher auf eine ausreichende installierte Leistung geachtet werden und zum anderen muss von Steuerungsalgorithmus sichergestellt werden, dass mittels Priorisierung der Speicherbeladung und des PtG-Betriebs ausreichend Speicherfüllung und SNG zur Verfügung stehen.

Die Reihenfolge, in der die zur Verfügung stehenden Komponenten oder Gruppen im Falle einer drohenden Lastgangunterschreitung hinzu- bzw. abgeschaltet werden, ist durch eine Priorisierung der verschiedenen Module vorgegeben. Die Priorität, welche die Komponenten oder Gruppen zugeteilt bekommt, richtet sich in erster Linie danach, die aktuelle Stromversorgung sicherzustellen. In Bezug auf die Verfügbarkeit und um eine optimale Ansteuerung der verschiedenen zur Verfügung stehenden Erzeuger, Speicher und Verbraucher zu gewährleisten soll die Möglichkeit einer variablen Priorisierung geschaffen werden. So kann z.B. die Speicherpriorität geändert werden, wenn der Speicher einen gewissen Füllstand überschreitet oder auf Basis der aktuellen Jahresgasproduktion, der Betrieb der PtG-Anlage wegen der benötigten Gasproduktion vorgezogen wird. Dafür ist eine Prognose wichtig.

Damit die Speicher und die PtG-Anlage so gesteuert werden können, dass unter Berücksichtigung der fluktuierenden Leitung der Wind- und PV-Anlagen eine lastgangkonforme Stromversorgung sichergestellt werden kann, ist das Arbeiten mit Wind- und PV-Prognosen unumgänglich. Dazu werden die Verwendung von Prognosen und die dazugehörigen Steuerungsoptionen im Steuerungsalgorithmus implementiert. Außerdem muss der Steuerungsalgorithmus so konfiguriert werden, dass die von Prognosedienstleister bereitgestellten Prognosedaten ausgelesen, verrechnet und der internen Datenbank zugeführt werden können.

In einer Datenbank werden die Daten zum Anlagenbetrieb (siehe Kapitel 11.5.4) und alle Komponenten wie Erzeuger, Speicher oder Verbraucher und deren Eigenschaften gespeichert. Aufgebaut ist diese Datenbank in drei Ebenen. In der ersten Ebene (Hauptgruppen, z.B. alle Speichertechnologien) werden alle regelbaren Gruppen einer Hauptgruppe zugeordnet. In der zweiten Ebene (Regelgruppen, z.B. alle PtG-Anlagen) werden Komponenten zu regelbaren Einheiten bzw. Gruppen zusammengeführt. Die dritte Ebene (Einzelkomponenten, z.B. ein konkretes BHKW) enthält alle im virtuellen Kraftwerk zu berücksichtigende

Komponenten. Die dritte Ebene enthält Informationen, wie z.B. Verfügbarkeit, Priorität, Nennleistung, potenzielle Leistung, Soll-Leistung, Ist-Leistung (aktuelle Leistung), Regelungsart, Regelstufe. Bei der Anlagenregelung muss der Steuerungsalgorithmus berücksichtigen, dass Schaltvorgänge einer Komponente auch Auswirkungen auf weitere nach- oder vorgeschaltete Komponenten mit sich führen können. Außerdem müssen benötigte Ausschaltreihenfolgen und Nachlaufzeiten innerhalb der Gruppe berücksichtigt werden.

11.5.5.1 Regelung

Anhand der Leistungswerte der Prognose ist zu entscheiden, ob die Leittechnik auf eine aktuell vorliegende Unterdeckung reagieren soll z.B. indem ein Erzeuger dazu geschaltet wird. Ist aus den Prognosewerten jedoch zu erkennen, dass der vorliegende EE-Erzeugermangel nur von kurzer Dauer ist, soll die Regelung in diesem Moment nicht auf die Unterdeckung anspringen. Die Differenz wird in einem solchen Fall aus der Batterie bezogen. Bei einer Überdeckung müssen Speicher oder die PtG-Anlage bedient werden. Beim Zuschalten von zusätzlich benötigten Verbrauchern ist stets deren Verfügbarkeit zu überwachen.

11.5.6 Technische Umsetzung

Zentrales Element ist ein Server, auf dem der Steuerungsalgorithmus läuft. Die beim Server zur Verfügung stehenden Schnittstellen geben vor, wie die benötigten Komponenten zum Erfassen diverser Signale und zum Steuern der Anlagen auszuwählen sind. Der Server muss über mehrere serielle Schnittstellen, mehrere USB-Ports und zwei getrennte Netzwerkanschlüsse verfügen.

Der Server ist entweder in einem Schaltschrank oder in einem Serverraum untergebracht. Er ist über Ethernetleitungen mit den SPS der einzelnen Komponenten verbunden. Diese Netzwerkverbindung soll sowohl zum Erfassen von Signalen (Erfassung der im Zuge der Lastgangsteuerung benötigten Daten) sowie zum Ansteuern der SPS der verschiedenen Komponenten genutzt werden. Für die einzelnen Komponenten, wie z.B. die PtG-Anlage sollte ein Prozessleitsystem wie zum Beispiel Siemens PCS 7 die Basis bilden. Diese Einheit funktioniert unabhängig vom übergeordneten Leitsystem und ist für die Handhabung der Sicherheitsfunktionen der einzelnen Anlage zuständig.

Damit die Abfrage und Erfassung der Schaltzustände von Komponenten, die keine eigene SPS besitzen, möglich ist, müssen die abzufragenden Komponenten eine eigene Peripherie bereitstellen, welcher gewisse Kenndaten zu entnehmen sind. Zum Beispiel stellen moderne Batteriemangement-Systeme oftmals Kenngrößen, wie z.B. den State of Charge (SOC), zum externen Abgriff bereit.

12 Ergebnisbewertung

12.1 Vergleich mit dem Deutschlandmittel (DMittel)

Die ausgewählte Modellregion unterscheidet sich teilweise vom deutschen Durchschnitt, siehe Kapitel 5.1. Um die Ergebnisse der Simulation der Modellregion auch auf andere Gebiete in Deutschland übertragen zu können, werden Szenarien mit den bereits im Kapitel 2 vorgestellten Kennwerten erstellt und einige Annahmen angepasst. Folgende drei Punkte haben sich als wesentliche Einflussfaktoren auf die Ergebnisse der Optimierung ergeben. Der größte Unterschied liegt im wesentlich geringeren Anteil an Wasserkraft in Deutschland. Zudem sind im Basisszenario Schwachwindanlagen eingesetzt, die derzeit allerdings nicht vorherrschend sind. Wie im Sonderszenario in Kapitel 7.2.1 beschrieben ist der Einfluss bei der Verwendung von Starkwindanlagen statt Schwachwindanlagen recht groß. Dies wird weiterhin für die Optimierung mit DMittel-Annahmen berücksichtigt. Als dritte Veränderung entfällt die Möglichkeit Wärme zu vergüten und somit auch Stromüberschüsse durch PtH in Wärme zu wandeln. Diese drei Einflussfaktoren wurden zuvor bereits einzeln untersucht und nun in einem eigenen Szenario kombiniert. Es werden die durchschnittliche Zusammensetzung der Erzeugungskapazitäten und angepasste Potenziale verwendet.

Die veränderten Annahmen führen einzeln jeweils zu Erhöhung der Stromgestehungskosten. Im Szenario 2030-100%EE-Kupfer führt die geringere Leistung Wasserkraft zu einer Erhöhung der Stromgestehungskosten von 1 ct/kWh_{EL}. Die Verwendung von Schwachwindanlagen zu 0,7 ct/kWh_{EL}. Die fehlenden Wärmeerlöse schlagen mit 1,5 ct/kWh_{EL} auf. Werden diese drei Differenzen zum Basisszenario addiert, ergibt sich ein Unterschied von 3,2 ct/kWh_{EL}. Die Stromgestehungskosten des Szenarios 2030-100%-DMittel liegen im betrachteten Ausbaupfad mehr als 4 ct/kWh_{EL} über denen des Basisszenarios. Dies zeigt, dass die Kombination der drei Faktoren einen größeren Einfluss auf die Kosten hat als die einfache Addition der Ergebnisse der jeweiligen Faktoren. Abbildung 12.1 fasst die Stromgestehungskosten des Ausbaupfades im Basisszenario und dem DMittel-Szenario zusammen.

Der Ausbaupfad in den Szenarien DMittel zeigt, dass die Kombination der geänderten Annahmen die Zusammensetzung der benötigten Energieerzeuger und Speicher und damit einhergehend die resultierenden Stromgestehungskosten stark beeinflusst. So sind die installierten Leistungen Wind und PV durch die fehlende Wasserkraft deutlich größer. Die BHKW-Leistung, der damit produzierte Strom und somit auch die Vlh bleiben hingegen unverändert. Durch die vielen fluktuierenden Erzeuger bei gleichbleibender Leistung an regelbaren BHKW werden Speicher früher und mit größerer Kapazität benötigt. So wird bereits bei 80% EE PtG ausgebaut. Die installierte Leistung PtG ist im Szenario DMittel 2030-100% EE darauf aufbauend mehr als doppelt so groß wie im Basisszenario. Zudem werden Batteriespeicher installiert, da große Überschüsse nicht in PtH verwendet werden können. Abbildung 12.2 zeigt die installierten Leistungen und erzeugten Energiemengen im Ausbaupfad vom Szenario DMittel.

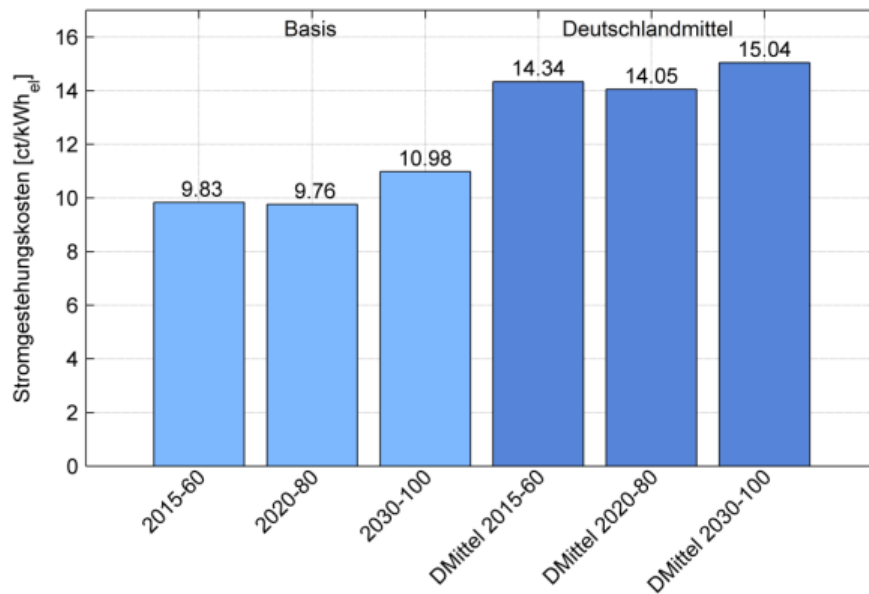


Abbildung 12.1: Vergleich der Stromgestehungskosten in den Szenarien Basis und DMittel

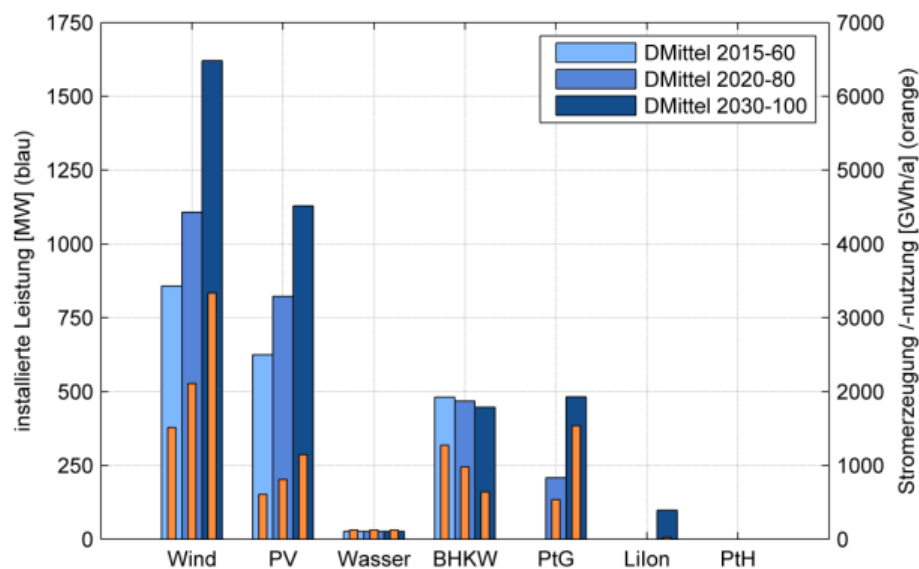


Abbildung 12.2: Installierte Leistungen und Stromerzeugung/-nutzung verschiedener Technologien beim Ausbaupfad für die Kupferplatte mit den DMittel-Annahmen

Eine genauere Betrachtung der verschiedenen Szenarien mit den DMittel-Annahmen zeigt die entscheidende Rolle der Energiespeicher in einem System mit hohem Anteil EE. In Abbildung 12.3 werden die einzelnen Einflüsse des Szenarios 2030-80%EE-DMittel dargestellt. Auffällig sind die stark erhöhten installierten Leistungen von Wind und PV und die bereits erwähnte fast unveränderte BHKW-Leistung. Im vergleichbaren Basisszenario werden lediglich 29 kW_{EL} PtG verbaut und sind in der Abbildung nicht sichtbar. Der Einfluss des verminderten Anteils an Wasserkraft (18 MW_{EL} PtG) und der Verwendung von Starkwindanlagen (105 MW_{EL} PtG) zeigt sich dagegen durch mehr PtG. Im Szenario 2030-80%EE-DMittel werden in der Modellregion 215 MW_{EL} PtG installiert. Dies entspricht der gleichen Menge wie im 100% EE Basisszenario. Lilon-Batterien werden in keinem Fall installiert.

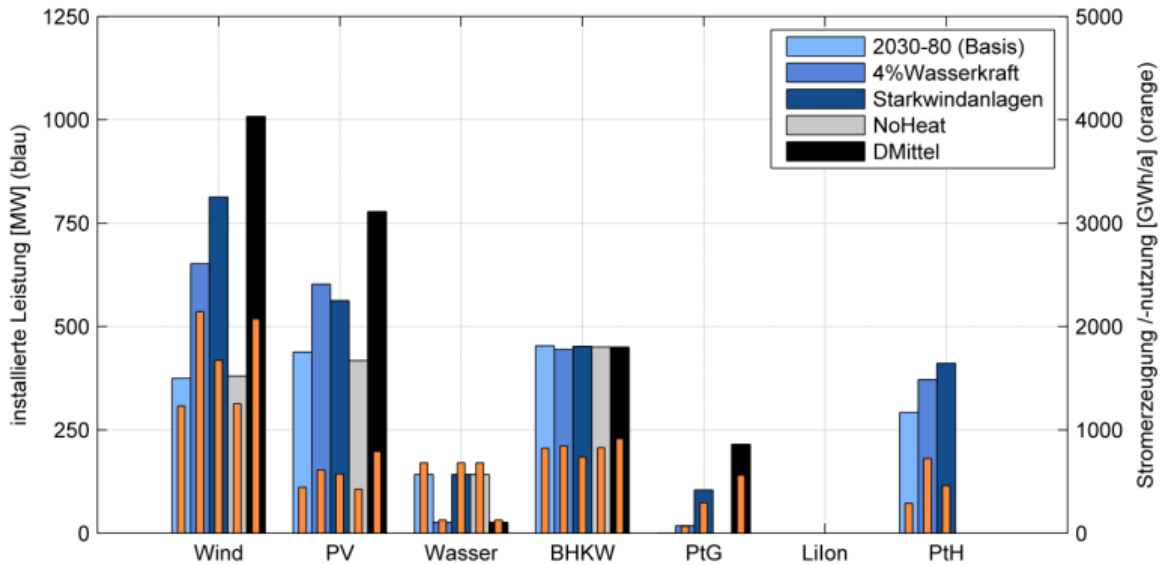


Abbildung 12.3: Inst. Leistungen und Stromerzeugung /-nutzung der Annahmen DMittel im Szenario 2030-80%EE

Wie bereits in Kapitel 7 und 8 beschrieben, haben die Annahmen der Modellregion im Vergleich zum Deutschlandmittel besonders im 100% EE-Szenario einen erheblichen Einfluss auf PtG. Abbildung 12.4 zeigt, dass mit allen Annahmen PtG installiert wird. Wie zuvor liegt die installierte Leistung von PtG im DMittel am höchsten. Mit 482 MW_{EL} liegt sie mehr als doppelt so hoch wie im Basisszenario. Die Betrachtung der Stromnutzung durch PtG zeigt, dass die Volllaststunden mit der steigenden Leistung abnehmen. So sinken die Volllaststunden im Basisszenario von 4.040 Vh/a auf 3.188 Vh/a im DMittel.

Bei der Gegenüberstellung der Stromgestehungskosten der Szenarien werden die Auswirkungen der höheren Leistungen in den Kosten sichtbar. Während im Basisszenario die Kosten von 80% EE auf 100% EE von lediglich 9,3 ct/kWh_{EL} auf 11,0 ct/kWh_{EL} um 1,7 ct steigt, gibt es im Szenario DMittel eine Steigerung um 2,2 ct von 12,8 ct/kWh_{EL} auf 15,0 ct/kWh_{EL}.

Es kann also davon ausgegangen werden, dass sich die grundsätzlichen systemischen Erkenntnisse auch auf andere Regionen in Deutschland übertragen lassen. Allerdings kann davon ausgegangen werden dass es in anderen Regionen zu einem höheren Bedarf an Speichern kommt und auch die Gestehungskosten für eine 100% EE-Versorgung um ca. 4 ct/kWh_{EL} höher sind.

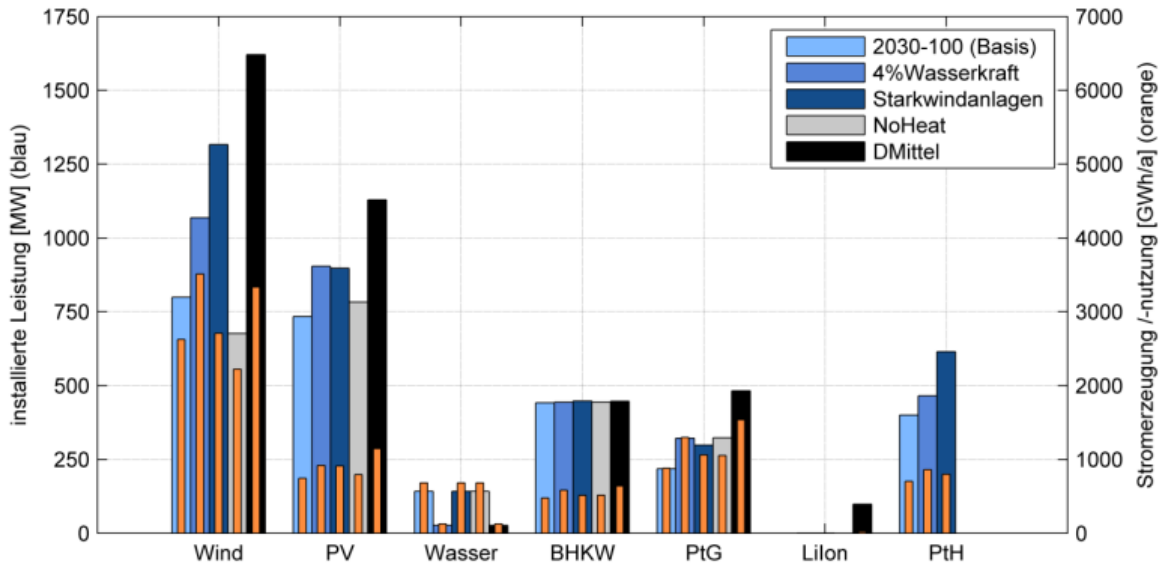


Abbildung 12.4: Inst. Leistungen und Stromerzeugung /-nutzung der Annahmen DMittel im Szenario 2030-100%EE

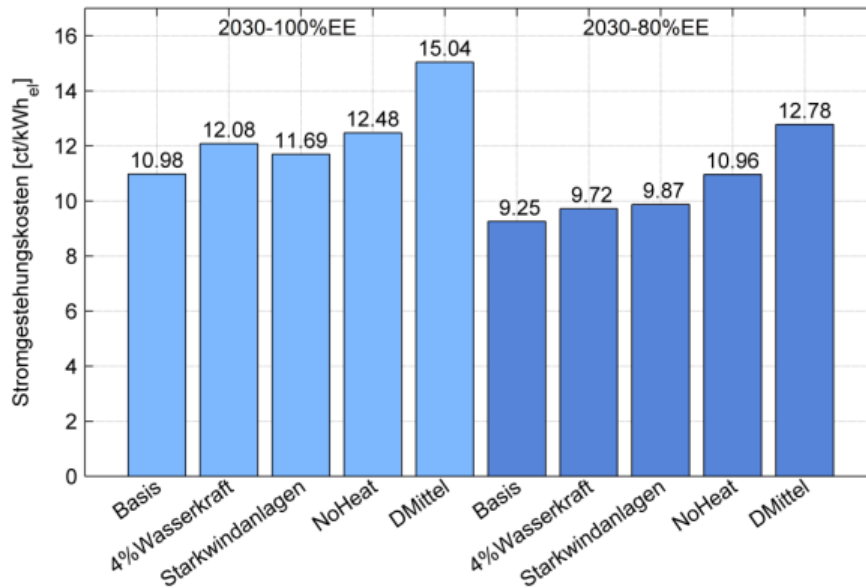


Abbildung 12.5: Stromgestehungskosten der Annahmen DMittel im Szenario 2030-80%EE und 2030-100%EE

12.2 Übertragung der Ergebnisse auf andere Modellregionen (Region Bayerisches Oberland)

Wie in Kapitel 5 bereits beschrieben, gibt es in der Modellregion in einigen Aspekten Unterschiede zur Situation in Deutschland und natürlich auch Unterschiede zu anderen Regionen. Dies sind zunächst die Bevölkerungszusammensetzung und der Grad der Industrialisierung. Damit verbunden ist ein geänderter Strom- und Wärmebedarf. Auf der anderen Seite sind die Potenziale und die bereits vorhandenen Erneuerbaren Energien verschieden. Auch die be-

stehende Energieinfrastruktur, also der Ausbau der Strom- und Gasleitungen gestalten sich höchst unterschiedlich. Besonderes Augenmerk beim Vergleichen von Regionen liegt auf dem Anteil der Siedlungsfläche und die Urbanisierung. Landwirtschaftlich geprägte Regionen weisen im Vergleich zu Städten geänderte Potenziale für EE sowie eine andere Nachfrage nach Energie auf. An einer vergleichbaren Beispielregion werden die betrachteten Gegebenheiten analysiert und die Übertragbarkeit der Ergebnisse geprüft.

Als Beispiel für den Vergleich mit einer anderen Region wird die Energieregion Bayerisches Oberland gewählt. Sie liegt südlich von München an der Deutsch-Österreichischen Grenze und hat mit 3.953 km² fast die gleiche Größe wie die Modellregion. Auch die Einwohnerzahlen sind sehr ähnlich, sodass die Bevölkerungsdichten mit 123 EW/km² und 109 EW/km² dicht beieinander liegen. Der Stromverbrauch ist in der Modellregion mit 3,1 TWh_{EL}/a etwas höher als die 2,8 TWh_{EL}/a im Bayerischen Oberland. Ein allgemeiner Vergleich der Flächenverwendung zeigt, dass die beiden Regionen sehr ländlich geprägt sind und jeweils einen hohen Anteil an Wald- und Landwirtschaftsfläche haben. Die Gegenüberstellung der installierten Kraftwerkskapazitäten, vor allem der Erneuerbaren Energien zeigt jedoch deutliche Unterschiede. Insgesamt ist der Anteil der EE am Stromverbrauch mit ca. 44% geringer. Dies ist besonders auf den sehr niedrigen Anteil an Windenergie in der bayerischen Region zurückzuführen (600 kW_{EL}). Der PV-Anteil und der Anteil der Biomasse sind mit 7,1% und 5,3% wiederum sehr ähnlich. Auffällig ist der ebenfalls mit 31,7% sehr hohe Anteil an Strom aus Wasserkraft in Alpennähe. Abbildung 12.6 zeigt die jährlichen Energiemengen und den jeweiligen Anteil am Stromverbrauch für die Modellregion Trier-Amprion 5 und die Region Bayerisches Oberland [EABayern 2014].

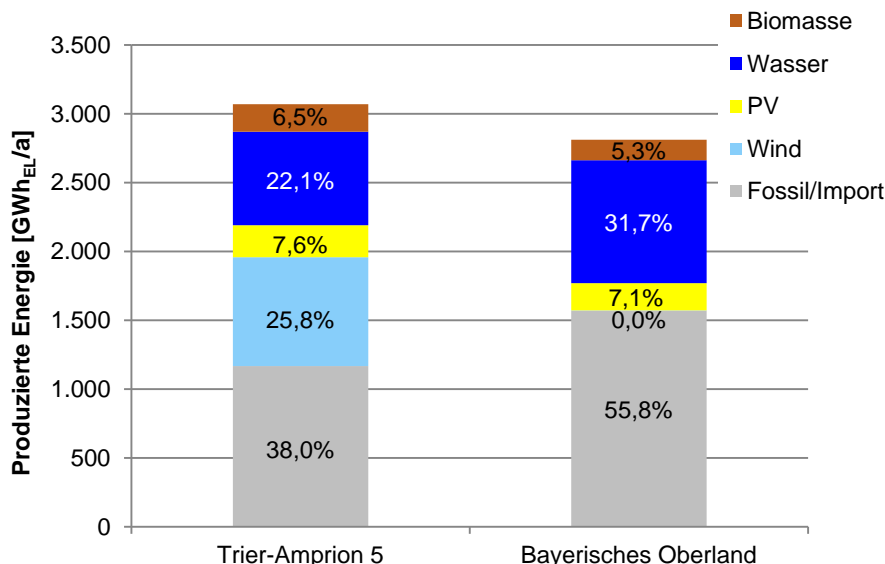


Abbildung 12.6: Vergleich der Modellregion mit der Region Bayerisches Oberland

Da das Potenzial für Wasserkraft und Biomasse im Bayerischen Oberland bereits erreicht ist und das technische Potenzial für Windenergieanlagen bei lediglich 136 MW_{EL} liegt, muss der Ausbaupfad hin zu einer Versorgung mit 100% EE in der Region mit einem deutlichen Zubau

von PV geschehen [EABayern 2014]. Das Potenzial an CO₂-Quellen kann ähnlich hoch eingeschätzt werden, da es ausreichend BGA sowie Möglichkeiten für Holzheizwerke und Holzheizkraftwerke gibt. Die durchschnittliche Globalstrahlung ist im bayrischen Oberland deutlich höher, siehe Abbildung 12.7. Die durchschnittliche Windgeschwindigkeit ist in den beiden Regionen ähnlich und im Bayrischen Oberland sogar etwas besser, allerdings ist das Ausbaupotenzial sehr begrenzt.

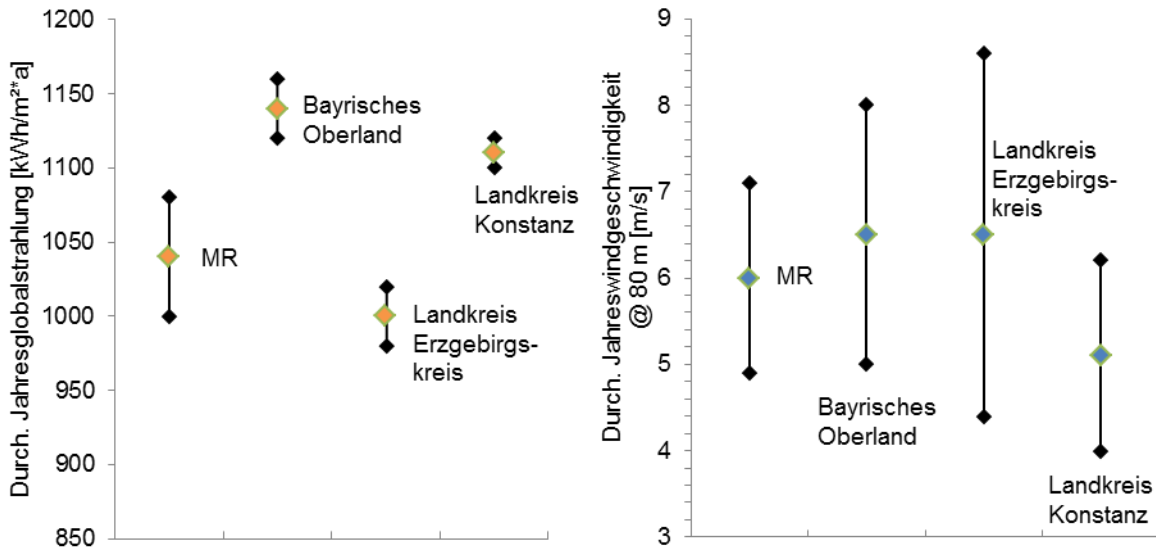


Abbildung 12.7: Globalstrahlung und Windgeschwindigkeiten verschiedener Energielandschaften

Da sich die beiden gewählten Regionen in vielen Punkten sehr ähnlich sind, ist eine Übertragbarkeit der Erkenntnisse und Ergebnisse der Simulation grundsätzlich möglich. Durch den hohen Anteil an Wasserkraft und dem sehr niedrigen Potenzial für Windenergie gestaltet sich der Ausbaupfad der EE unterschiedlich. Somit wird auch der Speicherbedarf variieren. In der betrachteten Vergleichsregion befinden sich Pumpspeicher mit einer kumulierten Kapazität von etwa 217 MWh_{EL}. Zusätzlich kann auf mehrere GWh_{EL} in unmittelbarer Nähe, besonders in Österreich, zurückgegriffen werden.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien sollte demnach besonders durch die Installation von Windenergieanlagen und einem weiteren Ausbau der PV geschehen. Es kann davon ausgegangen werden, dass auf Grund der großen Pumpspeicherkapazitäten bei 80% EE noch kein PtG erforderlich ist. Wird die Deckung des Strombedarfes in der Region Oberland bis zum Jahre 2030 bei gleichbleibender Erzeugung aus Wasserkraft und Biomasse zu 100% aus EE erfolgen, können die Ergebnisse des Basisszenarios als Referenz genommen werden. Aufgrund des großen Pumpspeichers und der Verschiebung der Erzeugung in Richtung PV wird die zu installierende PtG-Leistung bei deutlich unter 200 MW_{EL} für ein 100% EE-Szenario liegen.

12.3 Diskussion der Annahmen

Die in den vorherigen Kapiteln beschriebenen Ergebnisse dieses Projektes basieren auf den in Kapitel 2 dargestellten Annahmen und auf dem in Kapitel 3 beschriebenen Optimierungsmodell. Dem Modell liegen wiederum Annahmen zu Grunde und es weist Eigenschaften auf, die sich auf die Ergebnisse auswirken. Im Folgenden werden die Annahmen und das Modell kritisch hinterfragt.

Einfluss des Optimierungsmodells

Der Suchraum des Optimierungsproblems ist komplex.

Zum einen sind die Attraktoren der globalen Optima „flach“, was in diesem Fall bedeutet, dass Änderungen in der Zusammenstellung der verwendeten Technologien nur zu geringen Änderungen in den Stromgestehungskosten führen. Die Stromgestehungskosten nehmen nur langsam zu, wenn vom Ergebnis der freien Optimierung abgewichen wird. Das Eingrenzen der installierten Leistungen auf das Optimum auf wenige MW_{EL} genau wird dadurch deutlich erschwert. Beim Vergleich verschiedener Szenarien sind somit vor allem geringe Unterschiede in den installierten Leistungen mit Vorsicht zu interpretieren, da sie u.U. auf das Modell und nicht die geänderten Randbedingungen der Szenarien zurückzuführen sind.

Zum anderen scheint der Suchraum multimodal zu sein. Zumindest gibt es verschiedene prinzipiell unterschiedliche Zusammenstellungen an Technologien, welche das Versorgungsproblem zufriedenstellend lösen. Neben der langwierigen lokalen Suche ist also auch eine ausführliche globale Suche notwendig, um sicherzustellen, dass von mehreren konkurrierenden Lösungsansätzen die richtige Lösung gewählt wird.

Aufgrund dieser Eigenschaften muss bei den Einstellungen ein sinnvoller Kompromiss zwischen Rechenleistung und Optimierungsgenauigkeit gefunden werden. Aufgrund der verfügbaren Rechenleistung wird eine Einstellung der Metaparameter des Optimierungsalgorithmus gewählt, bei der das finale Ergebnis nach etwa 20.000 Simulationsläufen erzielt wird und eine Standardabweichung von 0,04 ct/kWh_{EL} aufweist. Für eine Standardabweichung von 0,01 ct/kWh_{EL} werden hingegen mindestens 60.000 Simulationsläufe bis zur Konvergenz des Verfahrens benötigt.

Grundsätzlich ist die Belastbarkeit der Ergebnisse aus Modellsicht als hoch einzustufen. Trotzdem sollten die Ergebnisse nicht zu akribisch interpretiert und vor allem geringe Unterschiede in den Preisen und Leistungen nicht überbewertet werden.

Einsatz von Schwachwind

Es werden im Modell Schwachwindanlagen eingesetzt und entsprechende Erzeugungsprofile genutzt. Durch die Schwachwindanlagen werden eine hohe Volllaststundenzahl und eine gleichmäßige Stromerzeugung erreicht. Zusätzlich zu den erzielbaren Wärmeerlösen wird durch den Einsatz von Schwachwindanlagen die Installation von Windkraft bevorzugt und

deswegen deutlich weniger PV verbaut als das in anderen Studien bzw. einer dezentralen Erzeugung zu erwarten wäre. Die Gegenüberstellung mit Starkwindanlagenszenarien zeigt, dass bei Starkwindanlagen wesentlich mehr Windkraft installiert werden muss, um die gleiche Energiemenge zu produzieren. Es werden ebenfalls mehr PV-Anlagen gebaut und die PtG-Leistung steigt. Zusätzlich werden Lilon-Batteriespeicher gebaut. Weil Schwachwindanlagen ein deutlich gleichmäßigeres Erzeugungsprofil haben und ein breiteres Band abdecken, werden insgesamt weniger ausgleichende Speicher und weniger PV benötigt. Dies führt zu 0,7 ct/kWh_{EL} geringeren Stromgestehungskosten.

Der systemische Einfluss durch die Schwachwindanlagen ist groß und er ist positiv auf den Installationsbedarf von Wind, PV und Speichern und reduziert die Stromgestehungskosten.

Vergütung von Wärme im Basisszenario

Weil neben einer 100% EE-Stromversorgung in Zukunft die EE-Wärmeversorgung immer wichtiger werden wird, wird in das Modell die Wärmeversorgung mit EE integriert. Dazu werden die Abwärme aus den BHKW und den PtG-Anlagen sowie die mittels PtH aus Stromüberschüssen erzeugte Wärme nach Abgleich mit der Wärmebedarfskurve für 5 ct/kWh_{TH} vergütet.

Der systemische Einfluss durch die Wärmevergütung und den Einsatz von PtH ist sehr hoch. So wird durch die Wärmevergütung mittels PtH die Erzeugerleistung von PV nach Wind verschoben und die PtG-Leistung beeinflusst. Die Stromgestehungskosten werden deutlich reduziert.

Die gewählte Vergütung von 5 ct/kWh_{TH} ist im Vergleich zu den geringen Investitionskosten bei Tauchsiedern relativ hoch. Dadurch wird der Einsatz von PtH begünstigt. Wärmepumpen mit höheren Investitionskosten hingegen werden erst bei höheren Wärmevergütungen eingesetzt.

Die Wärmeversorgung hätte vor dem Einsatz im Modell genauer untersucht werden sollen. So wird der Wärmebedarf durch eine einfache Lastkurve auf Basis des Wärmebedarfs bestimmt, jedoch nicht wie für die Stromlastgänge für jeden Knoten individuelle Kurven ermittelt. Zusätzlich werden keine Wärmespeicher und Wärmespeicherfüllstände betrachtet.

Diese Gründe und dass durch die Integration der Wärme die Rechenzeit deutlich erhöht wird, führen zu dem Ergebnis, dass bei einer weiteren Untersuchung die Wärme nicht in die Basisannahmen aufgenommen sondern nur in Sonderszenarien betrachtet werden sollte.

Integration der Gasmobilität

Der Gaseinsatz in der Mobilität wird nicht in den Basisannahmen berücksichtigt, sondern in Sonderszenarien betrachtet. Die Gasmobilität wird im Modell über den Gaspreis und eine fixe maximale Gasmenge (bei 100% Gasmobilität) berücksichtigt. Dadurch wird das erzeugte

SNG in den Basisszenarien ausschließlich zur Rückverstromung genutzt. Ungenutztes Gas wird nicht vergütet und hat somit keinen Einfluss auf die Stromgestehungskosten.

Die Ergebnis der Mobilitätssonderszenarien bis zu einer Gasvergütung von 12 ct/kWh_{HS} zeigen, dass die Gasvergütung nur in einigen Knoten einen Einfluss hat, in vielen Knoten und für die Kupferplatte ist er jedoch sehr gering. Eine weitergehende Betrachtung für den Knoten Ruwer bis zu einer Gasvergütung von 21 ct/kWh_{HS} bringt interessante Erkenntnisse, bei welchen Gaspreisen die maximale produzierbare Gasmenge erreicht wird und welchen Einfluss das auf das System hat. Dies zeigt, dass es sicher interessant gewesen wäre, die Mobilitätssonderszenarien umfangreicher auszuführen.

Einsatz von Pumpspeichern

Im Modell werden Pumpspeicher auf Basis des Deutschlandmittels aufgenommen, um die Ergebnisse mit Deutschlandwerten vergleichen zu können. Sie sind anteilig verteilt über die Modellregion und nicht auf einen konkreten Standort festgelegt.

Keine Pumpspeicher zu berücksichtigen, wie es die Randbedingungen in der Modellregion vorgeben, wäre sicher interessant gewesen, weil Pumpspeicher einen Einfluss auf Batterien haben können. Das Sonderszenario ohne Pumpspeicher für die Kupferplatte zeigt, dass die installierte Pumpspeicherleistung unter den Randbedingungen der Modellregion keinen Einfluss auf die installierte Leistung von Lilon-Batterien, jedoch einen geringen Einfluss auf die installierte Leistung von PtG hat. Für die Einzelknoten kann der Einfluss jedoch deutlich größer sein, sowohl was die Stromgestehungskosten angeht, als auch die installierten Leistungen. So können beispielsweise Batterien an sich oder größere Leistungen dieser verbaut werden, und installierte PtG-Leistungen reduziert werden.

Somit bleibt stehen, dass aufgrund des Einflusses der Pumpspeicher diese besser nicht in die Basisszenarien hätte aufgenommen werden sollen. Eventuell wäre eine Aufnahme nur in Knoten mit Wasserkraft oder die Lokalisierung in einem einzelnen Knoten mit dazugehörigem Stromnetzanschluss sinnvoller gewesen.

Einsatz von BHKW

Für die Verstromung von Erdgas, Biomethan oder SNG werden in den Basisszenarien BHKW eingesetzt, da sie aufgrund ihrer geringen Größe dezentral in der flächenbegrenzten Modellregion positioniert werden können. Dies ist auch im Nachhinein die richtige Wahl gewesen, da in den Einzelknoten keine großen Kraftwerke eingesetzt werden können. Für die Kupferplatte könnten jedoch durch den Einsatz von Gasturbinen die Stromgestehungskosten um 1 ct/kWh_{EL} reduziert werden. Allerdings müsste in den Netzausbau investiert werden, um die durch den Einsatz von dezentralen Gasturbinen benötigten Stromnetzleistungen und Gasnetzkapazitäten bereitzustellen. Da dies im Modell nicht abgebildet ist, würde das Ergebnis beim Einsatz von Gasturbinen zu günstig ausfallen. Bei der gewählten Annahme BHKW ist dies nicht der Fall.

Integration des Stromnetzes im Modell

Im Modell wird die 110-kV-Ebene abgebildet und die vorhandene Leitungskapazität des 110-kV-Netzes berücksichtigt. Es gibt keine Restriktionen für das Nieder- und Mittelspannungsnetz im Modell. Die Mittel- und Niederspannungsebene wird nur für die Last, die das Modell verlässt, berücksichtigt.

Von der Komplexität des Modells her, hätte das Netz nicht detaillierter sein dürfen. Allerdings ermöglichen die Ergebnisse nur wenig Aussagen über die Kosten im Niederspannungsnetz. Dies wird über nachträgliche Betrachtungen von RWE ergänzt. Es wäre hilfreich gewesen die unteren Ebenen anhand eines Knotens mit dem Programm PowerFactory zu simulieren, um weitere Erkenntnisse zu gewinnen.

Im Modell ist ein Stromimport oder Stromexport mit den angrenzenden Regionen außerhalb der Modellregion ausgeschlossen. Die Netzstabilität wird allerdings durch das übergeordnete Netz zu anderen EE-Regionen bereitgestellt und dafür keine zusätzlichen Komponenten eingeplant. Somit haben das vorhandene übergeordnete Netz bzw. die damit verbundene Netzstabilität einen Wert, der jedoch im Rahmen des Projektes nicht betrachtet wird.

Grüne Wiese

Als Ausgangspunkt für die Simulation wird die „grüne Wiese“ gewählt. Der Einfluss der Bestandsanlagen oder der bis zum Ausbauziel im Jahr 2030 zu ersetzenden Anlagen wird nicht betrachtet. Somit sind die Investitionskosten höher, weil sämtliche Anlagenleistungen neu gebaut werden müssen. Andererseits muss keine EEG-Vergütung für die Altanlagen bei der Ermittlung der Kosten mit einbezogen werden. Von Vorteil ist, dass die BGA und die PtG-Anlagen an passende Standorte ideal gelegen zum Gasnetz gebaut werden können und somit für die Betrachtungen 16 von 17 Knoten ans Gasnetz angeschlossen werden können.

Es wäre sicher interessant gewesen den Anlagen-Ist-Zustand als Basis in die Basisszenarien aufzunehmen und den Ausbaupfad zu betrachten. Im Projektrahmen konnte dies jedoch nicht umgesetzt werden, weil sämtliche Anlagen nach Lebensdauer und Wirkungsgrad hätten ermittelt und im Modell berücksichtigt werden müssen. Außerdem hätten für alle Technologien unterschiedliche Wirkungsgrade und Kosten integriert werden müssen.

Potenziale

Die Bestimmung der Potenziale für die Erneuerbaren Energien wird wie in Kapitel 2.6 beschrieben durchgeführt. Das Windpotenzial kommt aus genauen juwi-Planungen und ermöglicht eine knotenscharfe Zuordnung der Leistungen im Gegensatz zu pauschalen Abschätzungen. Trotzdem stimmt das gesamte Windpotenzial der Modellregion mit der Abschätzung der IWES-Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land gut überein [BWE 2012]. Das PV-Potenzial wird über GIS-Analysen der Flächen der Modellregion bestimmt. Durch die Anwendung der in Kapitel 2.6.2 genannten Restriktionen und Annahmen wird ein realistisches PV-Potenzial ermittelt.

Die Wasserkraftleistung und die Biomassemenge sind im Modell durch die Potenzialbestimmungen fest vorgegeben. Bezüglich der Wasserkraftleistung wird der aktuelle Bestand im Modell genutzt, ohne weiteren Ausbau. Da Wasserkraftanlagen kontinuierliche Produktionsprofile haben, ergibt sich dadurch eine Banderzeugung, wie bei ähnlich trägen, thermischen Stromerzeugern. Dadurch hat die Wasserkraft einen hohen Einfluss und führt zu einem geringeren Speicherbedarf und deutlich geringeren Stromgestehungskosten, als bei einem dem Deutschlandmittel entsprechenden Wasserkraftanteil, dies ist jedoch durch die Randbedingungen der Modellregion vorgegeben.

Das Biogaspotenzial wird auf Basis der Substratmengen bestimmt, stimmt jedoch gut mit dem aktuellen Gesamtwert der Modellregion überein. Lediglich die Verteilung des Potenzials auf die Knoten ist anders als beim Ist-Stand. Da für die Simulation keine höheren Potenziale benutzt werden als aktuell vorhanden sind, kann die Verwendung von Überkapazitäten von Biomethan und CO₂ ausgeschlossen werden.

Zusätzlich wird als weitere CO₂-Quelle das theoretische Potenzial bei der Verbrennung des Restholzpotenzials in der Modellregion berücksichtigt. Das CO₂-Potenzial wird aufgrund der im AEE Potenzialatlas Sonderausgabe Bioenergie 12/2009 bestimmten Potenzials für Schwach- und Restholz in kWh_{TH} pro EW berechnet, welches jedoch Landkreis- und nicht VG-scharf angegeben ist. Dies führt durchaus dazu, dass Knoten mit einer geringen Einwohnerzahl und großen Waldflächen wenig CO₂-Potenzial haben. Dies hat jedoch außer beim Knoten Morbach selten einen Einfluss auf die Simulation und im Netzfall werden die Potenzialgrenzen nie erreicht.

Bei der Netzsimulation sind die Erzeugerleistungen und das CO₂-Potenzial der jeweiligen Knoten und die Leistungen des Stromnetzes entsprechend der ermittelten Potenziale und Randbedingungen begrenzt. Das Gasnetz wird nicht anhand der bestehenden Leitungen begrenzt hinterlegt, sondern als ideales Gasnetz, welches analog zur Kupferplatte alle Knoten ohne Einschränkungen versorgen kann – ausgenommen Knoten Neuerburg. Der Einfluss durch eine Gasnetzbeschränkung kann nicht bewertet werden.

Insgesamt werden die Potenzialgrenzen für die Kupferplatte oder im Netzfall nie und bei den Einzelknoten nur in wenigen Fällen wie im Knoten Trier erreicht. Dadurch ist ein Fehler durch die Potenzialbestimmung minimal.

Investitionskosten

Die Investitionskosten für Wind, PV, Lilon-Batterien, PtG und CO₂ aus Rauchgas werden in Sonderszenarien untersucht.

Für die Investitionskosten der Windanlagen werden in den Sonderszenarien nur höhere Investitionskosten angenommen, da die für die Basisszenarien gewählten Annahmen eine entsprechende Kostendegression voraussetzen. Steigende Investitionskosten führen zu geringen installierten Windleistungen, allerdings sind diese Reduzierung und damit der Kosteneinfluss nur gering, weil Schwachwindanlagen einen hohen systemischen Nutzen haben.

Reduzierte Investitionskosten für PV und Lilon führen für die Kupferplatte zu höheren installierten PV-Leistungen und geringen installierten Windleistungen. Die Reduzierung der PV-Investitionskosten hat keinen Einfluss auf PtG oder Lilon-Batterien. Deutlich geringere Lilon-Investitionskosten führen dazu, dass 556 MWh_{EL} Lilon-Batterien installiert werden. Die EE-Erzeuger- und Speicherzusammensetzung ändert sich deutlich, die Auswirkung auf die Kosten sind eher gering.

Die Notwendigkeit von PtG für das 100% EE-System wird deutlich, wenn in Sonderszenarien höhere PtG-Investitionskosten zugrunde gelegt werden. Werden die Investitionskosten von PtG erhöht, führt dies nur zu einer marginalen Reduzierung der installierten PtG-Leistung, weil SNG als Speicher benötigt wird, auch wenn die Investitionskosten für die PtG-Anlage doppelt so hoch sind. Bei doppelt so hohen Investitionskosten reduziert sich die installierte Leistung um 11%, die Stromnutzung in PtG-Anlagen und damit die SNG-Produktion bleibt jedoch fast gleich. Es werden weiterhin unter den Randbedingungen der Modellregion keine Batterien benötigt.

Für den Betrieb der PtG-Anlagen werden CO₂-Quellen benötigt und somit sind diese entscheidend für den Ausbau von PtG. Dies zeigt sich auch darin, dass der systemische Einfluss bei Reduzierung der Investitionskosten für CO₂ aus Rauchgasabscheideanlagen minimal ist und auch die Stromgestehungskosten nur wenig reduziert werden. D.h., dass unter den gegebenen Bedingungen nicht die Kosten für das CO₂ aus Rauchgas für den PtG-Einsatz ausschlaggebend sind, sondern das vorhandene CO₂-Potenzial.

Dies zeigt, dass der Einfluss der Investitionskosten zwar vorhanden, jedoch nicht so groß ist, dass dadurch das Optimum für eine 100% EE-Versorgung ganz anders aussieht.

Zinssatz

Das Finanzierungsmodell sieht 100% Fremdkapital bei einem Zinssatz von 6% und die Berechnung per Annuität über die Abschreibedauer vor. Zur Festlegung der Abschreibungsdauer werden Daten aus Literaturquellen mit denen für die technische Lebensdauer verglichen und ggf. angepasst. Diese Angaben können als belastbar angenommen werden.

Der Einfluss des Zinssatzes auf die installierten Leistungen und die Stromerzeugung und -nutzung ist in Abbildung 12.8 dargestellt. Der Einfluss auf die Windkraft und PtG ist gering. Steigende Zinssätze führen jedoch zu geringeren installierten Leistungen von PV und PtH. Die Stromgestehungskosten steigen pro 2%-Punkte höherem Zinssatz um 13 bis 15%. Damit ist der Einfluss des Zinssatzes als hoch zu bewerten.

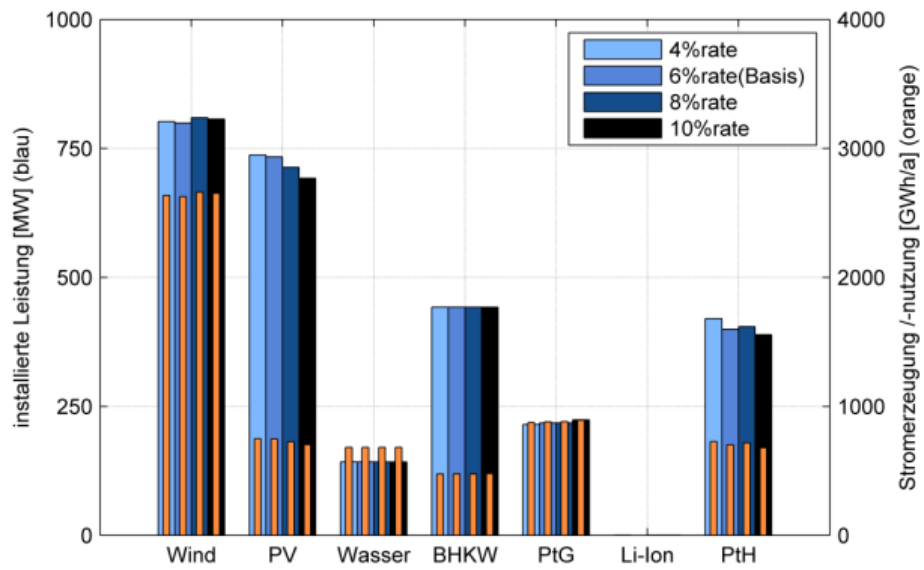


Abbildung 12.8: Installierte Leistungen und Stromerzeugung/-nutzung verschiedener Technologien bei verschiedenen Zinssätzen im 2030-100%EE-Fall für die Kupferplatte

Tabelle 12.1: Stromgestehungskosten bei verschiedenen Zinssätzen für die Kupferplatte

	4%	6%	8%	10%
Kosten in ct/kWh_{EL}	9,51	10,98	12,57	14,26

13 Schlussfolgerungen und Ausblick

Ziel dieser Studie ist es, die Rolle von PtG in einer zukünftigen Energieversorgung aufzuzeigen. Zukunftsszenarien und Optimierungen des Energiesystems einer Binnenlandregion zeigen, dass eine lastgangkonforme Deckung des Strombedarfs mit einem EE-Anteil von 100% mit verfügbaren Technologien möglich ist. Dabei ist PtG eine wichtige Systemkomponente im volkswirtschaftlichen Optimum.

Ergebnis der Optimierung ist die technisch beste Kombination aus Erzeugern, Verbrauchern und Speichern, sodass die geringsten Stromgestehungskosten entstehen. Sie liegen im Basisszenario bei 11 ct/kWh_{EL} und variieren zwischen 10 und 15 ct/kWh_{EL} in Abhängigkeit der gewählten Rahmenbedingungen. Dabei gibt es Systemkonfigurationen die sich vom (globalen) Optimum unterscheiden aber ähnliche Stromgestehungskosten haben. Das bedeutet, dass die punktgenaue Erreichung der hier aufgezeigten Lösungen nicht entscheidend ist. Vielmehr steht die Umsetzung genereller Aussagen, die durch die gezeigten Ergebnisse als Ziele für zukünftige Energieversorgungssysteme definiert werden, im Vordergrund. Die zeitliche Auflösung der Simulation ist mit Viertelstundenschritten zu grob um Aussagen zu Systemdienstleistungen treffen zu können. Würde die zeitliche Auslösung des Simulationsmodells deutlich feiner sein, könnte sich zum Beispiel der Einsatz von Lilon-Batterien bestärken. Elektrische Systemdienstleistungen (z.B. Frequenzregelung) wurde für die Betrachtung ausgelagert, in dem angenommen wurde, dass das übergeordnete Stromnetz dazu in der Lage ist. Dies müsste durch weitere Forschungsarbeiten bestätigt werden.

Zunächst zeigen die Ergebnisse, dass ausreichend natürliche Ressourcen für eine Stromversorgung aus 100% EE zur Verfügung stehen. Die gewählte Modellregion kann sich autark versorgen, ohne die ermittelten Potenzialgrenzen zu überschreiten. Die Potenziale für Windenergie und PV sind dafür in der Modellregion vorhanden. Das Biogaspotenzial stößt jedoch bei 100% EE an seine Grenzen, da es die primäre CO₂-Quelle für den Methanisierungsprozess ist. Es entsteht eine große Bandbreite beim ermittelten CO₂-Potential, da es bei der Berechnung der nutzbaren CO₂-Menge verschiedene Herangehensweisen erarbeitet wurden. Während die obere Grenze für die zu installierenden PtG-Kapazitäten mehr als ausreichend ist, könnten mit dem niedrigsten Potential nicht alle Anlagen umgesetzt werden. Um dies abschließend zu klären, bedarf es weiterer Untersuchungen der wirtschaftlichen und technischen Erschließung von CO₂-Quellen.

PtG ist ein zentrales Element für eine 100% EE-Stromversorgung. Auch bei einer Verdoppelung der Investitionskosten, also 1.800 €/MW_{EL}, wird PtG trotzdem Lilon-Batterien mit Investitionskosten von nur 350 €/MW_{EL} vorgezogen. Ausschlaggebend für den Einsatz von PtG ist die technische Notwendigkeit durch die gebotene Funktionalität als Langzeitspeicher, der auf die Kapazität des Gasnetzes zurückgreifen kann. Dies zeigen die diversen Sensitivitäten. Um diese Einflüsse aufzuzeigen, werden Sonderszenarien mit dem Basisszenario (100% EE-Versorgung im Jahr 2030 bei Vernachlässigung der Leitungsverluste und Netzrestriktionen) verglichen.

Eine 100% EE-Versorgung ist zwar auch ohne PtG zu bewerkstelligen, führt allerdings zu volkswirtschaftlich höheren Kosten. Denn wird die Verwendung von PtG als Energiespeicher in der Simulation ausgeschlossen, werden in der Optimierung des Modells andere Lösungen für die Energiespeicherung gefunden. In diesem Fall werden die Aufnahme von Energieüberschüssen und die Bereitstellung von Ausgleichsenergie hauptsächlich durch Lilon-Batterien übernommen. Dies ist mit einer Erhöhung der Stromgestehungskosten verbunden (12,1 ct/kWh_{EL} gegenüber 11,0 ct/kWh_{EL}). Demnach sollte die Förderung der PtG-Technologie weitergeführt werden.

Bei der gleichzeitigen Optimierung mehrerer Teilregionen (Knoten) werden Netzrestriktionen berücksichtigt. Es entsteht eine leicht veränderte Konfiguration, bei der mehr Speicher eingesetzt werden. Die Ergebnisse zeigen auch deutlich auf, dass sich durch eine systemdienliche Verteilung der EE-Erzeuger keine nennenswerten Ausbaumaßnahmen im 110-kV-Netz ergeben. Wird das Stromnetz einbezogen, führt dies zu einer leichten Steigerung der Stromgestehungskosten. Diese sind im Netzfall mit einer systemdienlichen Verteilung der Erzeugungsanlagen nur 0,5 ct/kWh_{EL} teurer. Um die Auswirkungen (Ausbaubedarf und Kosten) auf das Mittel- und Niederspannungsnetz abschätzen zu können, besteht weiterführender Untersuchungsbedarf in Bezug auf die Erzeugungsanlagen- und Speicherpositionierung.

Windkraftanlagen sind im optimalen Ausbau wichtigster Energieerzeuger. Sie machen 60% der elektrischen Energieerzeugung aus. Dabei ist das Energieerzeugungssystem besser, wenn Schwachwindanlagen eingesetzt werden. Es ergeben sich gegenüber Starkwindanlagen geringere Stromgestehungskosten von 11,0 ct/kWh_{EL} statt 11,7 ct/kWh_{EL}, da das gleichmäßige Erzeugungsprofil weniger Schwankungen aufweist und weniger Ausgleichsmaßnahmen getroffen werden müssen. Auch wenn Schwachwindanlagen im Binnenland derzeit weniger verbreitet sind, sollte in Zukunft ihr Ausbau verstärkt werden um den zukünftigen Anforderungen mit hohen EE-Anteilen gerecht zu werden.

Eine wichtige Komponente zum Verwenden der Stromüberschüsse ist die Wärmeerzeugung mit PtH. Es werden rund 16% der erzeugten elektrischen Energie mit PtH in Wärme umgewandelt. Die Annahme für den Wärmeerlös ist mit 5 ct/kWh_{TH} recht hoch gewählt. Entsprechende Sensitivitäten der Wärmevergütung machen deutlich, dass sich die grundsätzlichen Zusammenhänge zwischen den Komponenten dadurch nicht verändern. Sobald eine Wärmevergütung ausgeschlossen ist, steigen die Stromgestehungskosten von 11,0 ct/kWh_{EL} auf 12,5 ct/kWh_{EL}. Die Ergebnisse zeigen, dass günstige und technisch einfache PtH-Komponenten der Wärmepumpentechnologie vorgezogen werden. Die Bereiche der Strom- und Wärmeversorgung sollten in Zukunft stärker vernetzt sein um Synergien zu nutzen.

Neben dem Einsatz von PtG für den Stromsektor ist PtG auch für den Mobilitätssektor von Bedeutung. Unter den Randbedingungen der Studie lohnt sich der Abverkauf außerhalb der Stromsystemnutzung ab einem SNG-Erlös von 12 ct/kWh_{TH}. Mit steigendem SNG-Erlös steigen der PtG-Anteil und der SNG-Verkauf bei gleichzeitiger Senkung der Stromgestehungskosten. Trotzdem verbleibt immer ein Teil des SNG für den Stromsektor zur Bereitstellung

regelbarer Energie mit BHKW z.B. für windschwache Nächte. Die Synergien zwischen Strom- und Mobilitätsversorgung werden deutlich. Der im Fall der Produktion von SNG für den Mobilitätssektor erhöhte Ausbau der EE-Erzeugungskapazitäten führt zu einem höheren Anteil von direkt gedecktem Strombedarf und reduziert damit den Speicherbedarf im Stromsektor. Der über den Mobilitätssektor finanzierte weitere Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten sowie von PtG kommt somit dem Stromsektor zugute. Somit ist auf dem Weg zu 100% EE der Einsatz von PtG über die Mobilität gut, damit ein kontinuierlicher Ausbau realisiert werden kann und dabei schon frühzeitig der systemische Nutzen für die Stromversorgung genutzt werden kann.

Aufgezeigt werden die veränderten Anforderungen an die Erdgasinfrastruktur. Die Aufnahmefähigkeit der existierenden Gasleitungen stellt sich in der angestellten Betrachtung für die Modellregion als mögliche Schwierigkeit heraus. Der Gasdurchsatz der Modellregion verändert sich wesentlich. Zum einen erhöht sich die Jahreshöchstlast der Gasausspeisung durch zusätzliche Gasverbraucher (BHKW), zum anderen übertrifft die punktuelle Gaseinspeisung den Gasverbrauch. Dies führt zu einer zeitweisen Umkehrung der Fließrichtung im Erdgasnetz. Ob das Gasnetz eine größere Übertragungskapazität und die Fließrichtungsänderung bewerkstelligen kann, wird in Frage gestellt. Um die Speicherkapazität von PtG richtig einschätzen zu können, sollten dezentrale Einspeicherung mit dem übergeordneten Erdgasnetzes in Zusammenhang gebracht und erforscht werden.

Es hat sich gezeigt, dass ein Gasnetzanschluss für PtG wichtig ist. Selbst bei Standorten, die weit vom Gasnetz entfernt sind, sind die Investitionen in einen Gasnetzanschluss geringer als für entsprechende Gaszwischenpeicher vor Ort. Dies gilt selbst bei einer Entfernung zum Gasnetz von bis zu 20 km. Besonders in ländlichen Gebieten und dort besonders in der Nähe von BGA können zukünftig Gasnetzanschlüsse benötigt werden, die ebenfalls für die Anbindung von PtG-Anlagen genutzt werden können. Deswegen sollten trotz zunächst hoher Investitionskosten zukünftige Ausbaupläne des Gasnetzes die zukünftigen Anforderungen von PtG berücksichtigen.

Die vielfältigen Simulationen mit einer großen Bandbreite an betrachteten Einflussfaktoren zeigen, dass es aus technischer Sicht viele Möglichkeiten gibt, eine lastgangkonforme Energiebereitstellung mit ausschließlich erneuerbaren Stromerzeugern zu bewerkstelligen. Die optimale Zusammensetzung des Kraftwerksparks, der Speicher und deren Einsatzreihenfolge verändern sich teilweise deutlich mit den modifizierten Ausgangswerten. Die Studie zeigt, dass eine Betrachtung des Gesamtsystems mit Einbezug der tatsächlichen und zukünftigen Gegebenheiten notwendig ist. Unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen und untersuchten Gesichtspunkten wird deutlich, dass PtG eine wichtige Rolle in zukünftigen Energiesystemen mit möglichst effektiver Nutzung der natürlichen Ressourcen und möglichst kostengünstigem Gesamtsystem spielen kann.

14 Abkürzungsverzeichnis

BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk; Blockheizkraftwerke
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
ct	Eurocent
DMittel	Deutschlandmittel
EE	Erneuerbare Energien
EEGas	SNG und Biomethan
EW	Einwohner
GDR	Gas-Druckregelanlage
GIS	geografisches Informationssysteme
GuD-Kraftwerk	Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerk
KrWG	Kreislaufwirtschaftsgesetz
kW _{EL} , MW _{EL} , GW _{EL}	Elektrische Leistung in Kilo-, Mega-, Gigawatt
kWh _{EL} , MWh _{EL} , GWh _{EL} , TWh _{EL}	Elektrische Energie in Kilo-, Mega-, Giga-, Terawattstunden
kWh _{HS}	Thermische Energie (brennwertbezogen) in Kilowattstunden
kWh _{TH}	Thermische Energie in Kilowattstunden
Lilon	Lithium-Ionen-Batterie
LNatSchG	Rheinland-Pfälzische Landesnaturschutzgesetz
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PV	Photovoltaik
RLP	Rheinland-Pfalz
SNG	Substitute Natural Gas
SWT	Stadtwerke Trier
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Pipeline
Vlh	Volllaststunden

15 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Funktionsprinzip der Power-to-Gas-Technologie	2
Abbildung 1.2: Elektrolyse- und Methanisierungsprojekte in Deutschland	12
Abbildung 2.1: Übersicht der Modellregion	16
Abbildung 2.2: Administrative Grenzen und Knoten in der Modellregion.....	17
Abbildung 2.3: Übersicht des Stromnetzes in der Modellregion	18
Abbildung 2.4: Übersicht der Erdgasleitungen in der Modellregion	19
Abbildung 2.5: Standorte der Kraftwerke in der Modellregion	20
Abbildung 2.6: Installierte Leistung und Anteil an der Stromproduktion in den Knoten.....	21
Abbildung 2.7: Anteile der EE-Potenziale in den Knoten	23
Abbildung 2.8: Potenziale für tierische Exkremente sowie Schwach- und Restholz.....	26
Abbildung 2.9: Abstand zum Erdgasnetz.....	27
Abbildung 2.10: Die aus Standardlastprofilen generierte Last für den Knoten Neuerburg.....	38
Abbildung 2.11: Vergleich von H0 und der Deutschlandlast 2011 zu Neuerburg (haushaltslastig), Wittlich (industriellastig) und Manderscheid (Mischung).....	39
Abbildung 2.12: Optimaler Energiemix für Bitburg	40
Abbildung 2.13: Optimaler Energiemix für Bitburg	40
Abbildung 2.14: Normierte Wärmelastkurve von dem Knoten Trier.....	41
Abbildung 2.15: Parameter der MERRA-Reanalyse	42
Abbildung 2.16: Standort M 85m Vergleich Modell-Windgeschwindigkeiten (rot) zu gemessenen Windgeschwindigkeiten (blau).....	43
Abbildung 2.17: Datenaufbereitungsschema für die PV-Simulation	44
Abbildung 2.18: Zeitreihen der PV-Simulation für Neuerburg.....	45
Abbildung 2.19: Pegelstandsverteilung und resultierende Leistungskennlinie im Wasserkraftmodell.....	46
Abbildung 3.1: Die Realisierung der Basiskomponente in P ² IONEER	48
Abbildung 3.2: Darstellung der Elektrolyseur-Komponente.....	48
Abbildung 3.3: Darstellung der Methanisierer-Komponente.....	49
Abbildung 3.4: Energieflussschema in P ² IONEER.....	50
Abbildung 3.5: Einbindung der BGA als CO ₂ -Quelle für PtG.....	50
Abbildung 3.6: Visualisierung des „Divide and Conquer“-Ansatzes zur Vereinfachung des Optimierungsproblems im Netz-Fall.....	55
Abbildung 3.7: Die Stromgestehungskosten nehmen nur langsam zu, wenn vom Ergebnis der freien Optimierung abgewichen wird.....	56
Abbildung 3.8: Entwicklung der Stromgestehungskosten, wenn zur optimalen installierten PV-Leistung abweichende Werte vorgegeben werden	57
Abbildung 3.9: Entwicklung der Stromgestehungskosten, wenn zur optimalen installierten PtG-Leistung abweichende Werte vorgegeben werden	57
Abbildung 3.10: Werden die installierten Leistungen von Wind und PV aus dem Suchraum herausgehoben, zeigen sich die geringen Gradienten des Attraktors des Optimums gegenüber dem sehr steilen Gradienten der Randbedingung Stromausfall	58
Abbildung 3.11: Vergleich Optimierungsmethoden und Metaparameter	59
Abbildung 3.12: Vergleich der Optimierungsmethoden und Metaparameter – Detailansicht.....	60
Abbildung 3.13: Die Standardabweichung der installierten Leistungen.....	60

Abbildung 4.1: Abgrenzung Kupferplatte, Einzelknoten und Netz	61
Abbildung 5.1: Altersstruktur in Deutschland und der Modellregion	68
Abbildung 5.2: Flächennutzung in Deutschland und der Modellregion.....	69
Abbildung 5.3: Anteil der Stromerzeugung am Stromverbrauch im Jahr 2013.....	70
Abbildung 5.4: Anteil der Energieträger an der installierten Leistung im Jahr 2013.....	71
Abbildung 5.5: Anteil der CO ₂ -Emissionen in Deutschland	72
Abbildung 5.6: Erzeugte Energie im Ist-Zustand und im Modell.....	74
Abbildung 5.7: installierte Leistungen im Ist-Zustand und dem Modell.....	75
Abbildung 5.8: Potenzial und Verwendung des Kohlenstoffdioxids	76
Abbildung 6.1: Installierte Leistungen verschiedener Technologien beim Ausbaupfad für die Netzsimulation der Modellregion.....	77
Abbildung 6.2: Verhältnismäßige Änderung der Investitionskostenannahmen.....	79
Abbildung 6.3: Installierte Leistungen und Stromerzeugung/-nutzung verschiedener Technologien beim Ausbaupfad für die Netzsimulation der Modellregion	79
Abbildung 6.4: Investitionskosten für den Ausbaupfad zur Versorgung der Modellregion bei der Netzsimulation	81
Abbildung 6.5: Installierte Leistungen verschiedener Technologien bei unterschiedlicher EE-Durchdringung für die Kupferplatte	82
Abbildung 6.6: Installierte Leistungen und Stromerzeugung/-nutzung verschiedener Technologien bei unterschiedlicher EE-Durchdringung für die Kupferplatte.....	83
Abbildung 6.7: Deckung des Strombedarfs durch verschiedene Technologien bei unterschiedlicher EE-Durchdringung für die Kupferplatte für das Jahr 2020	84
Abbildung 6.8: Installierte Leistungen und Stromerzeugung/-nutzung verschiedener Technologien bei unterschiedlicher EE-Durchdringung für die Kupferplatte.....	85
Abbildung 6.9: Installierte Leistungen verschiedener Technologien bei einer 100% EE- Versorgung in verschiedenen Jahren für die Kupferplatte	86
Abbildung 6.10: Installierte Leistungen und Stromerzeugung/-nutzung verschiedener Technologien bei einer 100% EE-Versorgung in verschiedenen Jahren für die Kupferplatte.....	87
Abbildung 6.11: Deckung des Strombedarfs durch verschiedene Technologien bei einer 100% EE-Versorgung in verschiedenen Jahren für die Kupferplatte.....	88
Abbildung 7.1: Installierte Leistungen verschiedener Technologien für die Summe der Einzelknoten, den Netzfall und die Kupferplatte bei 100% EE im Jahr 2030.....	91
Abbildung 7.2: Installierte Leistungen und Stromproduktion verschiedener Technologien für die Summe der Einzelknoten, den Netzfall und die Kupferplatte 100% EE im Jahr 2030.....	92
Abbildung 7.3: Investitionskosten für die Summe der Einzelknoten, den Netzfall und die Kupferplatte 100% EE im Jahr 2030.....	93
Abbildung 7.4: Differenzen der installierten Leistungen für Wind für alle 17 Knoten zwischen dem Wert der Einzelknotenversorgung und dem Netzfall.....	94
Abbildung 7.5: Differenzen der installierten Leistungen für PV für alle 17 Knoten zwischen dem Wert der Einzelknotenversorgung und dem Netzfall.....	95
Abbildung 7.6: Differenzen der installierten Leistungen für PtG für alle 17 Knoten zwischen dem Wert der Einzelknotenversorgung und dem Netzfall.....	96

Abbildung 7.7: Differenzen der installierten Leistungen für Wind, PV und PtG für alle 17 Knoten zwischen dem Wert der Einzelknotenversorgung und dem Netzfall für 2030-100%EE	97
Abbildung 7.8: Zeitverlauf der Stromproduktion einer Beispielwoche (Kupferplatte)	98
Abbildung 7.9: Tagesprofil im Mittel über die 2 Jahre für das Szenario 2015-60%EE-Kupferplatte.....	98
Abbildung 7.10: Tagesprofil im Mittel über die 2 Jahre für das Szenario 2020-80%EE-Kupferplatte.....	99
Abbildung 7.11: Tagesprofil im Mittel über die 2 Jahre für das Szenario 2030-100%EE-Kupferplatte.....	99
Abbildung 7.12: Vergleich der installierten Leistungen und Stromproduktion für Windkraft für die Kupferplatte für den Ausbaupfad, bei unterschiedlicher EE-Durchdringung und bei einer 100% EE-Versorgung in verschiedenen Jahren.....	100
Abbildung 7.13: Potenzial und installierte Leistung der Windenergie für die einzelnen Knoten für das Szenario 2030-100% EE-Netzfall	101
Abbildung 7.14: Jahreszeitlicher Vergleich der Windeinspeisung – Tagesprofil im Mittel über die 2 Jahre für das Szenario 2030-100%EE-Kupferplatte.....	101
Abbildung 7.15: Verwendung der produzierten Windenergie, Rest ist direkter Verbrauch im Demand (Kupferplatte)	102
Abbildung 7.16: Vergleich der Stromgestehungskosten und der Zusammensetzung für Schwachwind- und Starkwindanlagen. (Beide Kupferplatte).....	103
Abbildung 7.17: Vergleich der Szenarien 2030-100%EE Schwachwind- und Starkwind-Anlagen (Beide Kupferplatte).....	103
Abbildung 7.18: Vergleich der installierten Leistungen und Stromerzeugung und -nutzung für die Kupferplatte bei einer 100% EE-Versorgung im Jahr 2030 für verschiedene Investitionskosten für Windkraft.....	104
Abbildung 7.19: Vergleich der installierten Leistungen und Stromproduktion für PV für die Kupferplatte für den Ausbaupfad, bei unterschiedlicher EE-Durchdringung und bei einer 100% EE-Versorgung in verschiedenen Jahren	105
Abbildung 7.20: Potenzial und installierte PV-Leistung für die einzelnen Knoten für das Szenario 2030-100%EE-Netzfall	106
Abbildung 7.21: Jahreszeitlicher Vergleich der PV-Einspeisung – Tagesprofil im Mittel über die 2 Jahre im Szenario 2030-100%EE (Kupferplatte).....	106
Abbildung 7.22: Verwendung der produzierten PV-Energie für die Kupferplatte, Rest dient direkt zur Deckung des Strombedarfs	107
Abbildung 7.23: Stromverbrauchs- und PV Erzeugungsprofile über die zwei Jahre für jede Stunde des Tages gemittelt dargestellt im Tagesverlauf	108
Abbildung 7.24: Vergleich der installierten Leistungen und Stromerzeugung und -nutzung für die Kupferplatte bei einer 100% EE-Versorgung im Jahr 2030 für verschiedene Investitionskosten für PV und Lilon.....	109
Abbildung 7.25: Vergleich der Stromgestehungskosten und der Zusammensetzung bei hohem und geringeren Anteil Wasserkraft. (beide Kupferplatte).....	110
Abbildung 7.26 Vergleich der installierten Leistungen und Stromerzeugung und -nutzung für die Kupferplatte bei einer 100% EE-Versorgung im Jahr 2030 mit hohem und geringeren Anteil Wasserkraft	110
Abbildung 7.27: Erzeugung und Verwendung der produzierten Energie für Kupferplatte....	112

Abbildung 7.28: Jahreszeitlicher Vergleich der Speicherausspeisung – Tagesprofil im Mittel über die 2 Jahre für Szenario 2030-100%EE (Kupferplatte).....	113
Abbildung 7.29: Vergleich der installierten Leistungen und Stromerzeugung und -nutzung für die Kupferplatte bei einer 100% EE-Versorgung im Jahr 2030 für die Basisannahmen und die Sensitivität ohne Energiespeicher.....	114
Abbildung 7.30: Lastgang der abgeregelten Energie für die Kupferplatten für 100% EE im Jahr 2030 für die Szenarien mit Speicher und ohne Speicher.....	114
Abbildung 7.31: Vergleich der installierten Leistungen und Stromeinsatz für PtG für die Kupferplatte für den Ausbaupfad, bei unterschiedlicher EE-Durchdringung und bei einer 100% EE-Versorgung in verschiedenen Jahren	115
Abbildung 7.32: Verhalten der Speicher in Bezug auf Ein- und Ausspeicherung im gemittelten Tagesprofil aufgeteilt nach Jahreszeiten und für jede Stunde des Tages auf Basis des Kupferplattenszenarios 2030-100%EE	116
Abbildung 7.33: Verteilung der Erzeugungskomponenten an der in PtG-Anlagen eingespeicherten Energie auf Basis der Kupferplattenszenarien	116
Abbildung 7.34: Verteilung der Erzeugungskomponenten an der in PtG, Pumpspeicher, Lilon oder PtH eingespeicherten Energie für die Kupferplatte.....	117
Abbildung 7.35: Vergleich der installierten Leistungen für die Kupferplatte bei einer 100% EE-Versorgung im Jahr 2030 für verschiedene Wärmevergütungen von 0 bis 10 ct/kWh _{th}	118
Abbildung 7.36: Vergleich der installierten Leistungen und Stromproduktion für Lilon für die Kupferplatte für den Ausbaupfad, bei unterschiedlicher EE-Durchdringung und bei einer 100% EE-Versorgung in verschiedenen Jahren	119
Abbildung 7.37: Verteilung der Erzeugungskomponenten an der in Pumpspeichern eingespeicherten Energie auf Basis der Kupferplattenszenarien	120
Abbildung 7.38: Mittlere Ein- und Ausspeicherung der Pumpspeicher im Tagesverlauf aufgeteilt nach Jahreszeiten für das Szenario 2030-100%EE-Kupferplatte	121
Abbildung 7.39: Vergleich der installierten Leistungen und Stromerzeugung und -nutzung für die Kupferplatte bei einer 100% EE-Versorgung im Jahr 2030 für verschieden Pumpspeicherleistungen	122
Abbildung 7.40: Erzeugung und Verwendung der erzeugten Wärme für die Kupferplatte, aufgeteilt nach Erzeugungsherkunft	123
Abbildung 7.41: Jahreslastgang im Szenario 2030-100%EE-Kupfer bei einer Wärmevergütung von 5 ct/kWh _{th}	123
Abbildung 7.42: Jahreslastgang im Szenario 2030-100%EE-Kupfer bei einer Wärmevergütung von 10 ct/kWh _{th}	124
Abbildung 7.43: Auszug aus dem Wärmelastgang im Szenario 2030-100%EE-Kupfer bei einer Wärmevergütung von 5 ct/kWh _{th}	124
Abbildung 7.44: Vergleich der installierten Leistungen und Stromproduktion für PtH für die Kupferplatte für den Ausbaupfad, bei unterschiedlicher EE-Durchdringung und bei einer 100% EE-Versorgung in verschiedenen Jahren	125
Abbildung 7.45: Jahreszeitlicher Vergleich der PtH-Leistung – Tagesprofil im Mittel über die 2 Jahre für das Szenario 2030-100%EE (Kupferplatte).....	126
Abbildung 7.46: Herkunft des verwendeten Stroms für die Herstellung von Wärme mittels PtH.....	126

Abbildung 7.47: Deckung des Wärmebedarfs im Szenario 2030-100%EE-Kupfer bei einer Wärmevergütung von 1, 5 und 10 ct/kWh _{th}	127
Abbildung 7.48: Entwicklung der Stromgestehungskosten für 2030-100%EE für die Kupferplatte bei verschiedenen Wärmepreisen (WP=Wärmepumpe)	128
Abbildung 7.49: Installierte Leistungen und Stromerzeugung/-nutzung verschiedener Technologien im Szenario 2030-100%EE-Kupfer beim Einsatz von Tauchsiedern im Vergleich zu Wärmepumpen	128
Abbildung 7.50: Vergleich der installierten Leistungen und Stromerzeugung und -nutzung für die Kupferplatte bei einer 100% EE-Versorgung im Jahr 2030 beim Einsatz von Gasturbinen im Vergleich zu BHKW	130
Abbildung 7.51: Vergleich der installierten Leistungen und Stromerzeugung und -nutzung für die Kupferplatte bei einer 100% EE-Versorgung im Jahr 2030 bei DMittel-Annahmen beim Einsatz von Gasturbinen oder GuD-Kraftwerken im Vergleich zu BHKW	131
Abbildung 7.52: Jahreszeitlicher Vergleich der Stromeinspeisung aus Biogas mittels BHKW – Tagesprofil im Mittel über die 2 Jahre für Szenario 2030-100%EE (Kupferplatte)	132
Abbildung 8.1: Installierte Leistung von PtG in den Knoten im Szenario 2030-100%EE-Netz.....	134
Abbildung 8.2: Installierte Leistung, Stromerzeugung und -nutzung im Szenario 2030-100%EE-Kupfer mit (Basis) und ohne PtG (NoPtG)	135
Abbildung 8.3: Installierte Leistung, Stromerzeugung und -nutzung im Szenario 2030-100%EE-Kupfer mit (DMittel) und ohne PtG (NoPtG).....	136
Abbildung 8.4: Stromgestehungskosten bei Abweichungen zur optimal installierten PtG-Leistung	138
Abbildung 8.5: Optimal installierte PtG-Leistung und Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von den PtG-Investitionskosten.....	138
Abbildung 8.6: Installierte Leistung, Stromerzeugung und -nutzung im Szenario 2030-100%EE-Kupfer bei verschiedenen PtG-Investitionskosten.....	139
Abbildung 8.7: Installierte Leistung, Stromerzeugung und -nutzung im Szenario 2030-100%EE-DMittel für die Kupferplatte bei verschiedenen PtG-Investitionskosten	139
Abbildung 8.8: Installierte Leistung, Stromerzeugung und –nutzung im Szenario 2030-80%EE-DMittel (Kupferplatte) bei verschiedenen PtG-Investitionskosten.....	140
Abbildung 8.9: Stromgestehungskosten bei verschiedenen PtG-Investitionskosten in den Szenarien 2030-100%EE-Basis, 2030-100%EE-DMittel und 2030-80%EE-DMittel für die Kupferplatte	140
Abbildung 8.10: Zusammenhang von PtG-Wirkungsgrad und PtG-Investitionskosten bei gleichbleibenden Stromgestehungskosten.....	141
Abbildung 8.11: Installierten Leistung, Stromerzeugung und -nutzung in den Szenarien 2020-80%EE und 2030-80%EE mit Basisannahmen und bei 4% Wasserkraft für die Kupferplatte.....	142
Abbildung 8.12: PtG-Potenzial und inst. Leistung in den Knoten im Szenario 2030-100%EE-Netz.....	143
Abbildung 8.13: SNG-Mengen und CO ₂ -Quellen in den Knoten im Szenario 2030-100%EE-Netz.....	144

Abbildung 8.14: SNG-Mengen und CO ₂ -Quellen in den Knoten im Szenario 2030-100%EE-Einzelknoten.....	145
Abbildung 8.15: Installierte Leistung, Stromerzeugung und -nutzung für die Einzelknoten Hermeskeil, Wittlich und Morbach im Szenario 2030-100%EE mit (Basis) und ohne Kosten für CO ₂ aus Rauchgas (RGCO ₂ -0).....	146
Abbildung 8.16: Installierte Leistung, Stromerzeugung und -nutzung für die Einzelknoten Hermeskeil, Wittlich und Morbach im Szenario 2030-100%EE mit (Basis) und bei reduzierten Kosten für CO ₂ aus Rauchgas (RGCO ₂ -).....	146
Abbildung 8.17: Stromgestehungskosten für die Einzelknoten Hermeskeil, Wittlich und Morbach im Szenario 2030-100%EE mit (Basis), mit reduzierten (RGCO ₂ -) und ohne (RGCO ₂ -0) Kosten für CO ₂ aus Rauchgas.....	147
Abbildung 8.18: Stromproduktion aus EE, EEGas für die Mobilität und PtG-Vlh/a bei unterschiedlicher Gasvergütung im Szenario 2030-100%EE im Einzelknoten Ruwer.....	148
Abbildung 8.19: Installierte Leistungen in Abhängigkeit der Gasvergütung für das Szenario 2030-100%EE im Einzelknoten Ruwer.....	149
Abbildung 8.20: Verwendung des erzeugten SNG in Abhängigkeit der Gasvergütung im Szenario 2030-100%EE im Einzelknoten Ruwer.....	150
Abbildung 8.21: In Batterien gespeicherte, abgeregelte und im BHKW erzeugte Energiemengen in Abhängigkeit der Gasvergütung im Szenario 2030-100%EE im Einzelknoten Ruwer.....	150
Abbildung 8.22: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Gasvergütung im Szenario 2030-100%EE im Einzelknoten Ruwer.....	151
Abbildung 8.23: Produzierte Wärmemengen entsprechend der Erzeugungsart in Abhängigkeit der Gasvergütung im Einzelknoten Ruwer.....	151
Abbildung 8.24: Produzierte EEGas-Mengen bei einer Gasvergütung von 14 ct/kWh _{HS} bzw. 15 ct/kWh _{HS} mit Wärmevergütung von 5 ct/kWh _{th} und ohne Wärmevergütung für den Einzelknoten Ruwer.....	152
Abbildung 8.25: Verwendung des erzeugten SNG in Abhängigkeit der Gasvergütung im Szenario 2030-100%EE-Kupfer.....	153
Abbildung 8.26: Tages- und Jahresgang PtG im Knoten Trier.....	153
Abbildung 8.27: Tages- und Jahresgang PtG im Knoten Ruwer.....	154
Abbildung 8.28: Dauerlinie PtG-Einsatz (blau) und negative Residuallast (rot) im Szenario 2030-100%EE-Netz für die Knoten Trier, Ruwer und Hermeskeil.....	154
Abbildung 8.29: Auswertung für die 17 Knoten: jährliche Teillast-Einsatzdauer in Stunden vs. Verhältnis aus installierter PtG-Leistung und max. negativer Residuallast.....	155
Abbildung 8.30: Verteilung der Start-Zahlen in Abhängigkeit von der minimalen Teillastfähigkeit für den Knoten Trier.....	156
Abbildung 8.31: Verteilung der Start-Zahlen in Abhängigkeit von der minimalen Teillastfähigkeit für den Knoten Ruwer.....	156
Abbildung 8.32: Verteilung der Start-Zahlen in Abhängigkeit von der minimalen Teillastfähigkeit für den Knoten Speicher.....	157
Abbildung 8.33: Verteilung der Benutzungsstunden für den Knoten Trier.....	157
Abbildung 8.34: Verteilung der Volllaststunden für den Knoten 9 (Trier).....	158
Abbildung 8.35: Verteilung der Nichtbenutzungsstunden für den Knoten Trier.....	158
Abbildung 8.36: Verteilung der Nichtbenutzungsstunden für den Knoten Ruwer.....	159
Abbildung 9.1: Stromgestehungskosten im Ausbaupfad.....	162

Abbildung 9.2: Stromgestehungskosten bei unterschiedlichen Szenarien	163
Abbildung 9.3: Aufteilung der Stromgestehungskosten im Szenario 2030-100%EE	164
Abbildung 9.4: Grenzkosten von SNG für die Menge an SNG die in Ruwer hergestellt wird, bezogen auf den Strombedarf des Gebietes bei 100% EE.....	165
Abbildung 9.5: Vergleich der Simulationen anhand Grenzkosten für SNG.....	166
Abbildung 9.6: Marginale Gestehungskosten in Abhängigkeit vom Anteil volatiler Erzeugung und von der zusätzlich produzierten SNG-Menge.....	167
Abbildung 10.1: Übersicht und Verbindungen der Knoten in der Modellregion	170
Abbildung 10.2: Stromabgabe und -aufnahme der Einzelknoten über das Stromnetz in den Knoten für 2015-60%EE	171
Abbildung 10.3: Stromabgabe und -aufnahme der Einzelknoten über das Stromnetz in den Knoten für 2020-80%EE	171
Abbildung 10.4: Stromabgabe und -aufnahme der Einzelknoten über das Stromnetz in den Knoten für 2030-100%EE	172
Abbildung 10.5: Stromflüsse im Szenario 2030-100%EE-Netz.....	173
Abbildung 10.6: Schematische Darstellung des Ausbaubedarfs im Szenario 80% EE ohne Speicher.....	176
Abbildung 10.7: Schematische Darstellung des Ausbaubedarfs im Szenario 100% EE ohne Speicher.....	177
Abbildung 10.8: Schematische Darstellung des Ausbaubedarfs im Szenario 80% EE mit Speicher	178
Abbildung 10.9: Schematische Darstellung des Ausbaubedarfs im Szenario 100% EE mit Speicher	179
Abbildung 10.10: Kriterien der Strukturklassen nach [DENA 2012-b].....	182
Abbildung 10.11: Verteilung der Strukturklassen der deutschen Gemeinden nach [DENA 2012-b].....	183
Abbildung 10.12: Stromgestehungskosten für die Summe der Einzelknoten, die Kupferplatte sowie den Netzfall bei 100% EE im Jahr 2030	184
Abbildung 10.13: Vergleich der Zusammensetzung der Netzausbaukosten für die 80%- und 100%-Szenarien sowohl mit als auch ohne Speicher	185
Abbildung 10.14: Vergleich der Zusammensetzung der Netzausbaukosten je nach betrachtetem Szenario	186
Abbildung 10.15: Gasverbrauch und reduzierter Gasverbrauch (2030-100%EE) in der Modellregion.....	189
Abbildung 10.16: Gasverbrauch und Gasproduktion in der Modellregion (2030-100%EE).....	190
Abbildung 10.17: Gaseinspeisung und -ausspeisung im Erdgasnetz.....	191
Abbildung 10.18: Maximale Ein- und Ausspeisung ins Gasnetz im Sommer und im Winter.....	191
Abbildung 10.19: Durchschnittliche Ein- und Ausspeisung im Sommer und im Winter	192
Abbildung 10.20: Energieproduktion und Netzübertragung im Vergleich zum elektr. Bedarf	193
Abbildung 10.21: Biogas- und SNG-Produktion im Vergleich zur verwendeten Gasmenge im BHKW	193
Abbildung 10.22: Installierte Leistung von PtG und BHKW im Netzfall nach Knoten aufgeteilt	194

Abbildung 10.23: Räumliche Verteilung der Gasabgabe und Gasaufnahme im Szenario 2030-100%EE	195
Abbildung 10.24: Inst. Leistungen und Volllaststunden von PtG aufgeteilt nach Knoten	196
Abbildung 10.25: CO ₂ -Potenzial nach Herkunftsart und inst. Leistung PtG je Knoten	197
Abbildung 10.26: Ausspeisung oberhalb der Leitungskapazität im Szenario 2030-100%EE	198
Abbildung 10.27: Fließrichtung im Gasnetz mit und ohne SNG-Einspeisung	199
Abbildung 10.28: Untertageerdgasspeicher in Deutschland und Modellregion [LBEG 2014]	200
Abbildung 10.29: Installierte Leistungen und Stromproduktion verschiedener Technologien für den Knoten Neuerburg mit und ohne Gasnetzanbindung	202
Abbildung 11.1: Restriktive Faktoren – Erstellung der Restriktionsflächen	208
Abbildung 11.2: Selektiver Faktor – Abstand zum Erdgasnetz	211
Abbildung 11.3: CO ₂ -Quellen in der Modellregion	212
Abbildung 11.4: Geeignete Flächen mit eingegrenzten selektiven Faktoren	213
Abbildung 11.5: Analyse der restriktiven und selektiven Faktoren	214
Abbildung 11.6: Analyse der Faktoren in den Knoten	215
Abbildung 11.7: Übersicht des Untersuchungsgebietes (Knoten Hermeskeil)	216
Abbildung 11.8: Gasanschlusszenarien für den Standort 4	218
Abbildung 11.9: Kosten der Gasanbindungsszenarien für die Standorte 1,2 und 3	220
Abbildung 11.10: PtG-Anlagengrößen auf die CO ₂ -Quellen zugeschnitten	222
Abbildung 11.11: Nutzbare PtG-Leistung bei Skalierungsstufen von 1,0 MW _{el} , 1,5 MW _{el} und 3,0 MW _{el}	222
Abbildung 11.12: PtG-Einbindung bei BGA mit BHKW	225
Abbildung 11.13: PtG-Einbindung bei BGA mit BHKW – Betrieb ohne Speicher	225
Abbildung 11.14: PtG-Einbindung bei BGA mit BHKW – Betrieb mit Biogasspeicher	226
Abbildung 11.15: PtG-Einbindung bei BGA mit BHKW – Betrieb mit Wasserstoffspeicher	226
Abbildung 11.16: PtG-Einbindung bei BGA mit Gasaufbereitung – mit Nutzung der Gasaufbereitung (oben) und mit direktem Einsatz von Rohbiogas (unten)	228
Abbildung 11.17: Rohbiogasnutzung in der Methanisierung bei Gasaufbereitungsanlagen	229
Abbildung 11.18: Schnittstellen für die Gasentnahme nach oder vor der Gasreinigung	230
Abbildung 11.19: Übersicht über die von der Leittechnik zu erfassenden Komponenten	233
Abbildung 12.1: Vergleich der Stromgestehungskosten in den Szenarien Basis und DMittel	241
Abbildung 12.2: Installierte Leistungen und Stromerzeugung/-nutzung verschiedener Technologien beim Ausbaupfad für die Kupferplatte mit den DMittel-Annahmen	241
Abbildung 12.3: Inst. Leistungen und Stromerzeugung /-nutzung der Annahmen DMittel im Szenario 2030-80%EE	242
Abbildung 12.4: Inst. Leistungen und Stromerzeugung /-nutzung der Annahmen DMittel im Szenario 2030-100%EE	243
Abbildung 12.5: Stromgestehungskosten der Annahmen DMittel im Szenario 2030-80%EE und 2030-100%EE	243
Abbildung 12.6: Vergleich der Modellregion mit der Region Bayerisches Oberland	244

Abbildung 12.7: Globalstrahlung und Windgeschwindigkeiten verschiedener Energielandschaften.....	245
Abbildung 12.8: Installierte Leistungen und Stromerzeugung/-nutzung verschiedener Technologien bei verschiedenen Zinssätzen im 2030-100%EE-Fall für die Kupferplatte	252
Abbildung 18.1: Installierte Leistungen verschiedener Technologien beim Ausbaupfad für die Modellregion als Kupferplatte	274
Abbildung 18.2: Installierte Leistungen und Stromproduktion verschiedener Technologien beim Ausbaupfad für die Modellregion als Kupferplatte	274
Abbildung 18.3: Differenzen der installierten Leistungen für Wind, PV und PtG für alle 17 Knoten zwischen dem Wert der Einzelknotenversorgung und dem Netzfall für 2020-80%EE. Positiv heißt, dass ein Zubau an Leistung im Netzfall stattfindet	275
Abbildung 18.4: Installierte Leistung PtG in den Knoten im Szenario 2030-100%EE-Einzelknoten.....	276
Abbildung 18.5: Installierte Leistung PtG in den Knoten im Szenario 2030-100%EE-Netz/ NoHeat.....	276

16 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1.1: Rollen der Partner und Unterauftragnehmer im Projekt.....	8
Tabelle 1.2: Methanisierungsprojekte in Deutschland.....	11
Tabelle 2.1: Bestand der Energieerzeugungsanlagen [DGS 2013].....	21
Tabelle 2.2: Potenziale der Energieerzeugungsanlagen.....	22
Tabelle 2.3: Gasausbeute und Methananteil verschiedener Substrate	25
Tabelle 2.4: Zusammenfassung der CO ₂ -Potenziale in der Modellregion	30
Tabelle 2.5: Annahmen für die brennstofflosen Erzeuger	34
Tabelle 2.6: Annahmen für die brennstoffhaften Erzeuger.....	35
Tabelle 2.7: Annahmen für die Speicher und Wandler.....	36
Tabelle 3.1: Verwendete Befehle und deren Beschreibung	51
Tabelle 4.1: Beschreibung der sechs ausgewählten Kernknoten.....	62
Tabelle 4.2: Beschreibung der Basisszenarien	63
Tabelle 4.3: Beschreibung der Sonderszenarien	64
Tabelle 4.4: Beschreibung der Sonderszenarien (Kupferplatte).....	65
Tabelle 4.5: Beschreibung der Sonderszenarien (Einzelknoten).....	66
Tabelle 4.6: Beschreibung der Sonderszenarien (Kosten).....	67
Tabelle 4.7: Übersicht der Szenarien (Netzsimulation, Kupferplatte und Einzelknoten)	67
Tabelle 5.1: Länge des Strom- und Gasnetzes in Deutschland und der Modellregion	71
Tabelle 6.1: Installierte Leistungen verschiedener Technologien beim Ausbaupfad für die Netzsimulation der Modellregion.....	78
Tabelle 6.2: Stromgestehungskosten beim Ausbaupfad für die Netzsimulation der Modellregion.....	80
Tabelle 6.3: Stromgestehungskosten bei unterschiedlicher EE-Durchdringung für die Kupferplatte.....	84
Tabelle 6.4: Stromgestehungskosten bei unterschiedlicher EE-Durchdringung für die Kupferplatte.....	86
Tabelle 6.5: Installierte Leistungen verschiedener Technologien beim Ausbaupfad für die Netzsimulation der Modellregion.....	87
Tabelle 6.6: Stromgestehungskosten bei einer 100%EE-Versorgung in verschiedenen Jahren für die Kupferplatte	89
Tabelle 7.1: Stromgestehungskosten für die Summe der Einzelknoten, den Netzfall und die Kupferplatte 100%EE im Jahr 2030	93
Tabelle 7.2: Stromgestehungskosten bei der Kupferplatte bei einer 100%EE- Versorgung im Jahr 2030 für verschieden Pumpspeicherleistungen.....	121
Tabelle 7.3: Stromgestehungskosten in den Szenarien 2030-100%EE-Kupfer für verschieden Verbrennungsanlagen bei den Basisannahmen und den DMittel- Annahmen.....	131
Tabelle 8.1: Zusammenfassung der Ergebnisse zu PtG in den Szenarien 2030- 100%EE	134
Tabelle 8.2: Zusammenfassung der Stromgestehungskosten in den Szenarien ohne PtG.....	137
Tabelle 8.3: Stromgestehungskosten in den Szenarien 2020-80%EE und 2030-80%EE mit Basisannahmen und bei 4% Wasserkraft für die Kupferplatte.....	142
Tabelle 10.1: Übersicht der berechneten Szenarien	174

Tabelle 10.2: Netzausbaukosten für das Szenario 80% EE ohne Speicher	176
Tabelle 10.3: Netzausbaukosten für das Szenario 100% EE ohne Speicher	177
Tabelle 10.4: Netzausbaukosten für das Szenario 80% EE mit Speicher	178
Tabelle 10.5: Netzausbaukosten für das Szenario 100% EE mit Speicher	179
Tabelle 10.6: Übersicht über den Netzausbaubedarf im 110-kV-Netz in Mio. €	180
Tabelle 10.7: Vergleich der Netzausbaukosten in Mio. €	181
Tabelle 10.8: Ergebnisse der Abschätzung des Ausbaubedarfs in der Mittel- und Niederspannung	182
Tabelle 10.9: Kosten für den Gasnetzanschluss [Schäfer 2013]	201
Tabelle 11.1: Zusammenfassung der betrachteten restriktiven Faktoren	208
Tabelle 11.2 Berechnungen der Kohlendioxidquellen im Untersuchungsgebiet	216
Tabelle 11.3: Gewerke eines PtG-Projekts an einem BGA-Standort	223
Tabelle 11.4: Parameter verschiedener Gasaufbereitungstechniken	228
Tabelle 11.5: Qualität des CO ₂ -Abgases aus der Gasaufbereitung	228
Tabelle 12.1: Stromgestehungskosten bei verschiedenen Zinssätzen für die Kupferplatte	252
Tabelle 18.1: Annahmen für die Gasspeicher	273

17 Literaturverzeichnis

- AG Energiebilanzen e.V. (AGEB): Stromerzeugung nach Energieträgern 1990-2013 (Stand 22.10.2014), 2014
- Agentur für Erneuerbare Energien (AEE): Potenzialatlas Sonderausgabe Bioenergie 12/2009, 2009
- Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE): BHKW-Kenndaten 2011, 2011
- Auer, J. : Moderne Stromspeicher – Unverzichtbare Bausteine der Energiewende; Deutsche Bank Research, 31.01.2012
- Ausfelder, F., Bazzanella, A., DECHEMA e.V.: Diskussionspapier Verwertung und Speicherung von CO₂, 2008
- Blume, A.: Wenn die Sonne schläft – Biomethan, das Multitalent; Düsseldorf; Deutsche Energie-Agentur (DENA) [Hrsg.], 2013
- BORSIG Membrane Technology GmbH: Technischer Anhang Teil A zum Angebot vom 01.03.2013; Gladbeck, 2013
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA): Besondere Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen (BesAR), 2013
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global; Leitstudie 2011, 2012
- Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi), Bundesministerium für Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Erster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“; Berlin, 2012
- Bundesnetzagentur (BNA): Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur – Stand 01.02.2013, 2013
- Bundesministerium für Verkehr und Digitale Infrastruktur (BMVI): Klimadaten Deutschland [online], 2013; URL: www.dwd.de
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): Energiedaten [online], 2014; URL: http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten
- Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) [Hrsg.]; Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) [Bearbeitung]: Potenzial der Windenergienutzung an Land, 2012
- Chemieverbände Rheinland-Pfalz, Tobias Göbel (Pressesprecher): [Anfrage] Email vom 03.04.2013
- CONSENTEC: Untersuchung der Voraussetzungen und möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft, 2006

- Creos Deutschland GmbH: Historische Kapazitätsauslastungsraten und durchschnittliche jährliche Lastflüsse [online], 2012;
URL: <http://www.creos-net.de/index.php?id=mindestkapazitaet2012>
- Deutsche Energie-Agentur (DNA) [Hrsg.]: Biogaspartner – gemeinsam einspeisen, 2012
- Deutsche Energie-Agentur (DNA-b) [Hrsg.]: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, 2012
- Deutsche Energie-Agentur (DNA) [Hrsg.]: Interaktive Projektkarte / Pilot- und Demonstrationsprojekte im Power-to-Gas-Konzept, 2014
- Deutsche Gesellschaft für Solarenergie e.V. (DGS): EEG-Anlagenregister 10.2013;
URL: <http://www.energymap.info>
- Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW): DVGW-Arbeitsblatt G 280-1 Odorierung, 2014
- Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW): greenfacts – Power-to-Gas Projekte in Deutschland, 2014
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR): REMix – Sustainable Renewable Energy Mix for Europe, 2014.
URL: http://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422_read-12423/
- EEG – Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien 2012, 30.06.2011
- Energie-Atlas Bayern (EABayern): Energiedaten [online], 2014.
URL: <http://www.energieatlas.bayern.de/energieatlas.html>
- Fluxys TENP GmbH: Strukturdaten [online], 2014;
URL: <http://www.fluxys.com/tenp/de/AboutFluxysTenp/AboutFluxysTENP1>
- Gas Infrastructure Europe (GIE): EU Storage Data, 2014 [online];
URL: <http://transparency.gie.eu/>
- General Algebraic Modeling System (GAMS), 2014; URL: <http://www.gams.com/>
- GasNZV – Gasnetzzugangsverordnung vom 3.09.2010 i. d. F. vom 30.04.2012
- Goldberg, D.: Genetic algorithms in search, optimization and machine learning, 1989
- Henning, H.-M., Palzer, A.: 100% Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland, Studie Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2012
- Henning, H.-M., Palzer, A.: A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies – Part I: Methodology; Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 30, pp 1003–1018, 2014
- Hermann, H., Emele, L., Loreck, C. (Öko-Institut e.V.): Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien; Berlin, 2014

- Huld, T., Gottschalg, R., Beyer, H. G., Topič, M.: Mapping the performance of {PV} modules, effects of module type and data averaging. Solar Energy, Vol. 84 (2), pp 324–338, 2010
- International Energy Agency (IEA): Energy technology perspectives 2010 – Scenario & Strategies to 2050; ISBN: 978-92-64-08597-8, 2010
- juwi Operations & Maintenance GmbH: Betriebsführung & Instandhaltung, 2013; URL: http://www.juwi.de/fileadmin/user_upload/general/Corporate_Publishing/GERMAN/juwi_O_M_de_Betriebsf%C3%BChrung_und_Instandhaltung_01.pdf
- Kaltschmitt, M., Streicher, W., Wiese, A. (Eds.): Renewable Energy – Technology, Economics and Environment; Springer, Berlin, ISBN 978-3-540-70947-3, 2007
- Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL): Heft 50 – Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen, 2005
- Landesgesetz zur nachhaltigen Entwicklung von Natur und Landschaft (Landesnaturenschutzgesetz – LNatSchG -) vom 28. September 2005; URL: http://mulewf.rlp.de/fileadmin/mufv/img/inhalte/allgemein/Umweltrecht/Recht_Abteilung_102/102_791-1.pdf
- Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG): Untertage-Gasspeicherung in Deutschland (Stand: 1.1.2013), 2014
- Landesamt für Umwelt, Wasserwirtschaft und Gewerbeaufsicht Rheinland-Pfalz (LUWG): Daten auf Anfrage, 17.04.2013; URL: <http://www.luwg.rlp.de/>
- Lödl, M., Kerber, G., Witzmann, R., Hoffmann, C., Metzger, M.: Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland; 11. Symposium Energieinnovationen; Graz (Österreich), 10.-12.2.2010
- Mueller, R., Matsoukas, C., Gratzki, A., Behr, H., Hollmann, R.: The cm-saf operational scheme for the satellite based retrieval of solar surface irradiance – a lut based eigenvector hybrid approach. Remote Sensing of Environment 113 (5), pp 1012–1024, 2009
- MT Energie: Biogasaufbereitung mit der Drucklosen Aminwäsche, 2011
- Öko-Instituts e.V.: Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien, 2014
- Palzer, A., Henning, H.-M.: A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies – Part II: Results; Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 30, pp 1019–1034, 2014
- Palzer, A., Henning, H.-M.: A future German energy system with a dominating contribution from renewable energies: a holistic model based on hourly simulation; Energy Technology 2014, Vol. 2, pp 13–28, 2014

- Quaschnig, V.: Understanding Renewable Energy Systems; Routledge, 2004
- Reiner Lemoine Institut (RLI); Breyer, C.; Müller, B et al.: Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland, 2013. URL: <http://www.reiner-lemoine-institut.de/literatur/veroeffentlichungen/vergleich-und-optimierung-von-zentral-und-dezentral-orientierten-ausba>
- Reiner Lemoine Institut (RLI): Micro Smart Grid EUREF (Twinlab), 2014; URL: <http://www.reiner-lemoine-institut.de/projekte/d3-micro-smart-grid-euref-twinlab>
- Rienecker, M. M., Suarez, M. J. et al.: Merra: NASA's modern-era retrospective analysis for research and applications; Journal of Climate, Vol. 24 (14), pp 3624–3648, 2011 URL: <http://dx.doi.org/10.1175/JCLI-D-11-00015.1>
- Ros Roca envirotec: Anlagenbauvertrag; Ostfildern-Nellingen, 2011
- RWTH Aachen: GENESYS, 2014; URL: <http://www.genesys.rwth-aachen.de/>
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): Wege zu 100% erneuerbaren Stromversorgung – Sondergutachten (2011); ISBN 978-3-503-13606-3, 2011
- Schäfer, B., Vogt, A.: Kostenabschätzung PtG-Stromanschluss [Interview]; Wörrstadt; juwi intern, 23.07.2013
- Sehnke, F., Osendorfer, C., Rückstieß, T., Graves, A., Peters, J., Schmidhuber, J.: Parameter-exploring policy gradients; Neural Networks, Vol. 23, pp 551–559, 2010
- Schmack Biogas GmbH: Verfahrensfleißbild EUCO Tian 7500G; juwi Intern, 2011
- Schmack Biogas GmbH: Technische Spezifikation BGAA-Projekt Brandis; juwi Intern, 2012
- Schubert, G.: Modellierung der stündlichen Photovoltaik- und Windstromspeisung in Europa; 12. Symposium Energieinnovation; Graz (Austria), 2012
- Specht, M., Baumgart, F., Feigl, B., Frick, V., Stürmer, B., Zuberbühler, U., Sterner, M., Waldstein, G.: Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz, 2009
- Stahlwerk Trier: Stahlwerke in RLP [Interview]; Eltzstraße 65, 54293 Trier, 15.05.2013
- Statistischen Ämter des Bundes und der Länder (StÄBL): Aufkommen an Haushaltsabfällen, 2012; URL: http://www.statistik-portal.de/Statistik-Portal/de_jb10_jahrta4.asp
- Statistisches Bundesamt (StatBA): Bevölkerung am 31.12.2010 und im Jahresdurchschnitt nach Altersjahren, 2010
- Statistisches Bundesamt (StatBA): Erzeugung – Erneuerbare Energieträger – Anteil der erneuerbaren Energieträger am Bruttostrom und Primärenergieverbrauch ab 1991 [online], 14.05.2014; URL: <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/ErneuerbareEnergie.html>

- Statistisches Landesamt Rheinland Pfalz (StatLA RLP): Altersstruktur der Bevölkerung 2012, 2012
- Statistisches Landesamt Rheinland Pfalz (StatLA RLP): Daten auf Anfrage, 2013
- Sterner, M.: Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems: Limiting global warming by transforming energy systems; Universität Kassel, 2009
- SWT Anstalt des öffentlichen Rechts der Stadt Trier: Zahlenspiegel 2012
- Trimis, D., Gruber, M., Hart, S.: Integrated High-Temperature Electrolysis and Methanation for Effective Power to Gas Conversion; Darstellung des EU-geförderten Projektes [online] URL: http://vbt.ebi.kit.edu/index.pl/proj_steckb/HELMETH
- Umweltbundesamt (UBA) und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit [Hrsg.]: Ökologisch sinnvolle Verwertung von Bioabfällen – Anregungen für kommunale Entscheidungsträger; S.12, 2012
- Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK): Statistik der Energiewirtschaft 2012
- Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ): Zementwerke in Deutschland, 2013; URL: <http://www.vdz-online.de/vdz/mitglieder/zementwerke/>
- Wagner, U., Geiger, B.: Gutachten zur Festlegung von Standardlastprofilen Haushalte und Gewerbe für BGW und VKU, 2005
- Wasser und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (WSV): Daten auf Anfrage, 2013
- Wassergesetz für das Land Rheinland-Pfalz (Landeswassergesetz – LWG) i. d. F. vom 22.01.2004; URL: http://www.wasser.rlp.de/servlet/is/7834/LWG_2011.pdf?command=downloadContent&filename=LWG_2011.pdf
- Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW): P²IONEER, 2014; URL: <http://www.zsw-bw.de/en/topics/energy-economics/p2ioneer.html>
- Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW): REMO, 2014; URL: <http://www.zsw-bw.de/themen/energiewirtschaft/potenzialanalysen-und-szenarien.html>

18 Anhänge

18.1 Anhang zu Kapitel 2: Daten für verschiedene Gasspeicher

Tabelle 18.1: Annahmen für die Gasspeicher

Parameter	H ₂ -Speicher	Erdgas-Speicher	CO ₂ -Speicher	Biogas-Speicher
Abschreibedauer [a]	60	60	60	60
Laufende Kosten [% Invest./a]	1,5%	1,0%	1,0%	1,0%
Voillast 2015-2030 [VIh/a]	-	-	-	-
Efficiency factor for incoming energy	97%	98%	98%	98%
Efficiency factor for stored energy	99,999%	100%	100%	100%
Efficiency factor for outgoing energy	100%	100%	100%	100%
Investitionskosten 2015 [€/kWh_{HS}]	40	1	1	2
Investitionskosten 2020 [€/kWh_{HS}]	25	1	1	2
Investitionskosten 2030 [€/kWh_{HS}]	4	1	1	2
Quelle	SYS-ZSW	RLI	RLI	RLI

18.2 Anhang zu Kapitel 6: Ausbaupfad für die Kupferplatte

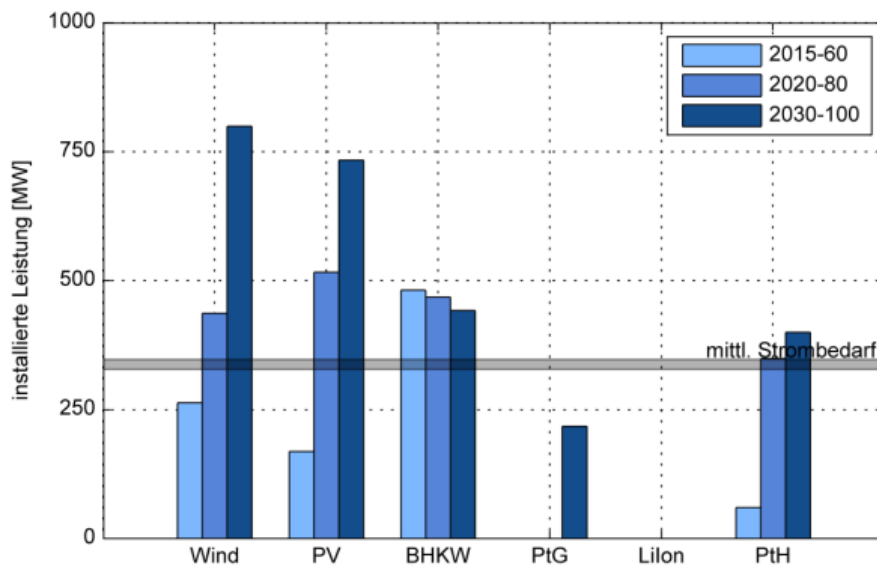


Abbildung 18.1: Installierte Leistungen verschiedener Technologien beim Ausbaupfad für die Modellregion als Kupferplatte

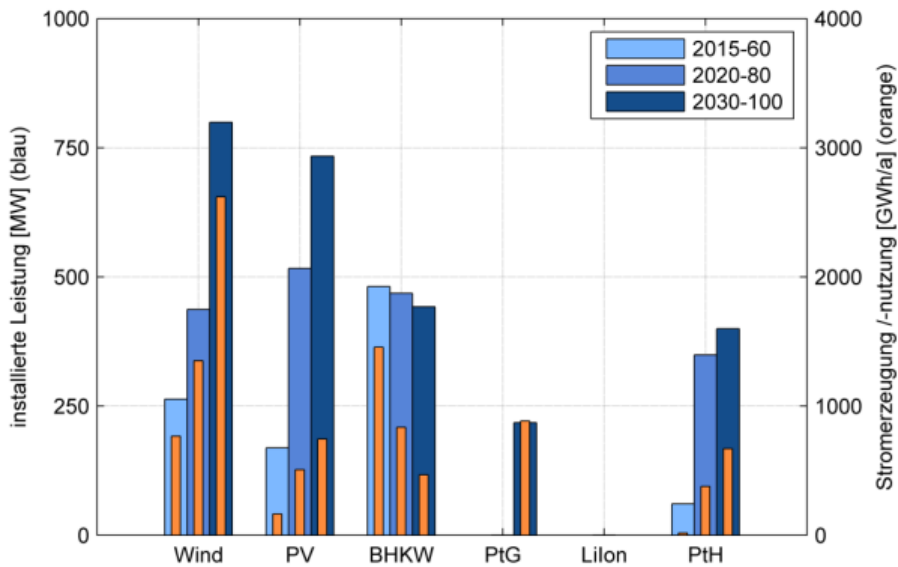


Abbildung 18.2: Installierte Leistungen und Stromproduktion verschiedener Technologien beim Ausbaupfad für die Modellregion als Kupferplatte

18.3 Anhang zu Kapitel 7: Vergleich der Netzsimulation mit den Einzelknoten

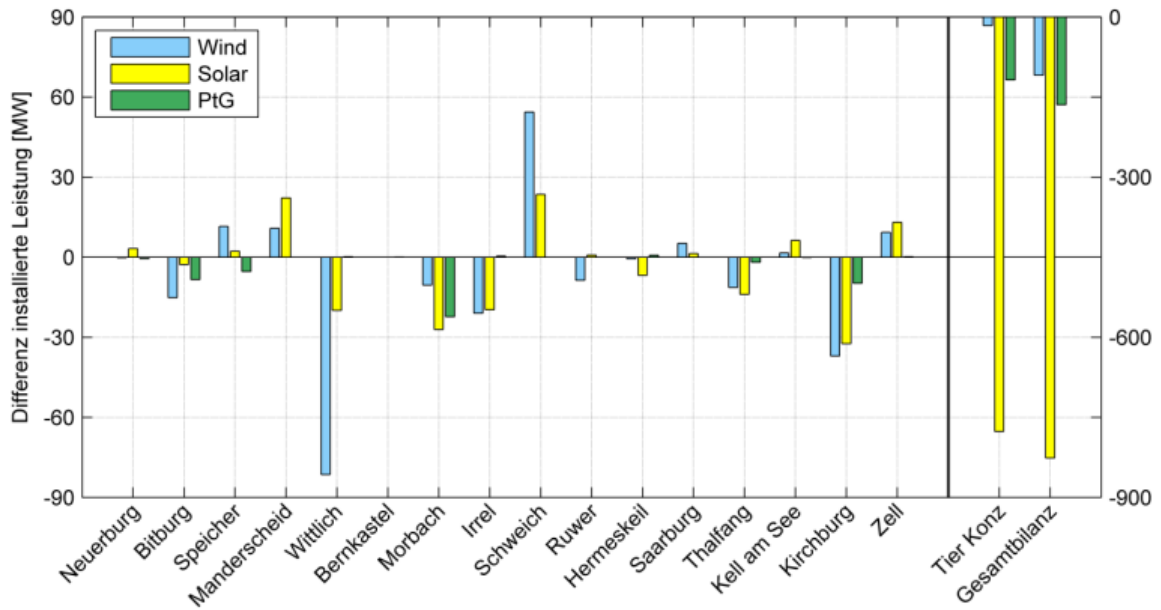


Abbildung 18.3: Differenzen der installierten Leistungen für Wind, PV und PtG für alle 17 Knoten zwischen dem Wert der Einzelknotenversorgung und dem Netzfall für 2020-80%EE. Positiv heißt, dass ein Zubau an Leistung im Netzfall stattfindet

18.4 Anhang zu Kapitel 8: PtG-Erkenntnisse

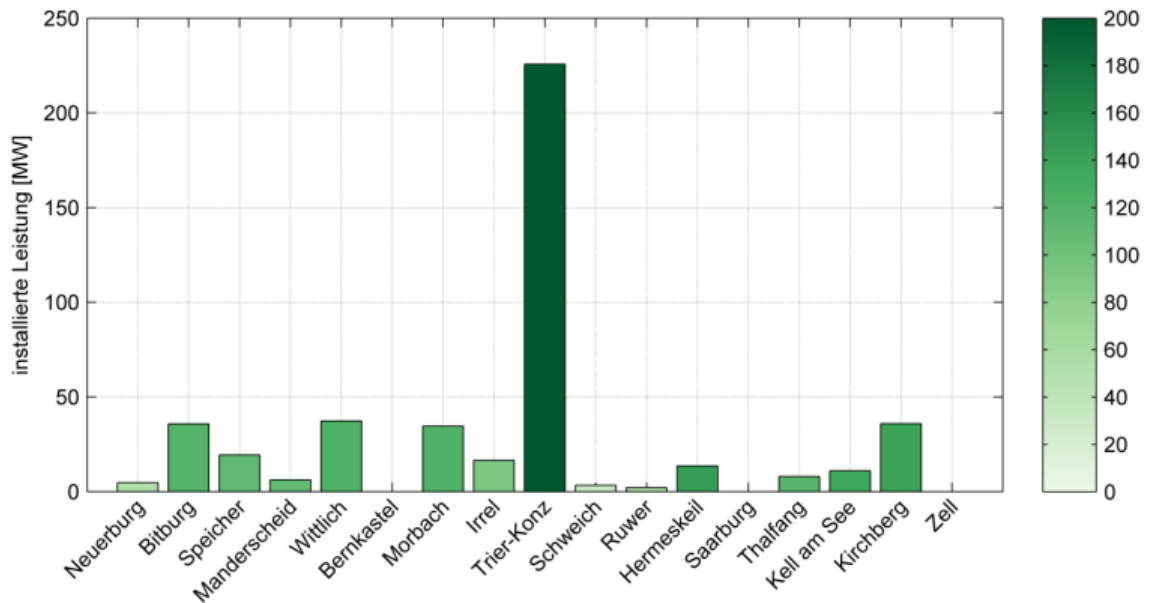


Abbildung 18.4: Installierte Leistung PtG in den Knoten im Szenario 2030-100%EE-Einzelknoten

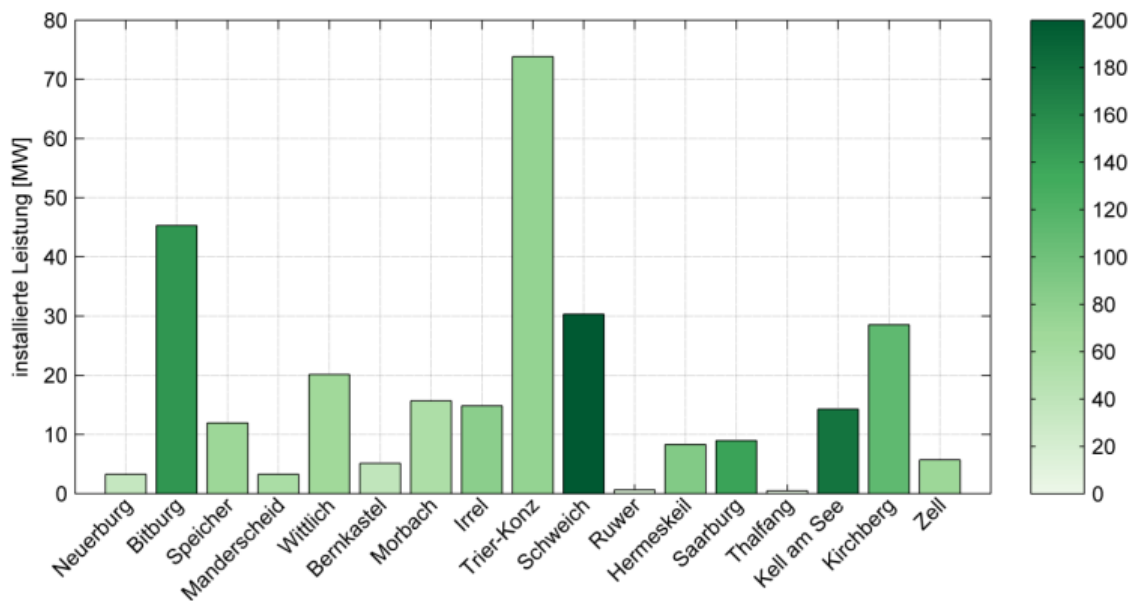


Abbildung 18.5: Installierte Leistung PtG in den Knoten im Szenario 2030-100%EE-Netz/ NoHeat