

Studie

Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie

März 2014

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Lehrstuhl für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
an der RWTH Aachen

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

Prof. Dr.-Ing. Hartmut Krause

DBI-Gastechnologisches Institut gGmbH, Freiberg

Dr.-Ing. Frank Graf

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte Institut
des KIT, Karlsruhe

Herausgeber

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
Technisch-wissenschaftlicher Verein
Josef-Wirmer-Straße 1–3
53123 Bonn

T +49 228 91885
F +49 228 9188990
info@dvgw.de
www.dvgw.de

Studie
Nutzen von Smart-Grid-Konzepten
unter Berücksichtigung der
Power-to-Gas-Technologie

DVGW-Förderkennzeichen G3-03-12

Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie

Wissenschaftliche Studie

gefördert durch den Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.

Durchgeführt von:

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Lehrstuhl für Elektrische
Energieversorgungstechnik der Bergischen
Universität Wuppertal (EVT)

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Lehrstuhl für Elektrische Anlagen und
Energiewirtschaft der RWTH Aachen
(IAEW)

Prof. Dr.-Ing. Hartmut Krause

DBI-Gastechnologisches Institut gGmbH
Freiberg
(DBI)

Dr.-Ing. Frank Graf

DVGW-Forschungsstelle am
Engler Bunte Institut des KIT
(DVGW-EBI)

Autoren:

Christoph Baumann	IAEW
Kilian Geschermann	IAEW
Jens Hüttenrauch	DBI
Wolfgang Köppel	DVGW-EBI
Gert Müller-Syring	DBI
Philipp Jonathan Steffens	EVT
Marcus Stötzel	EVT
Sylvana Zöllner	DBI

Aachen, Freiberg, Karlsruhe und Wuppertal, 13. März 2014

Inhaltsverzeichnis

I	Kurzfassung.....	1
II	Formelzeichen und Abkürzungen	7
1	Hintergrund und Ziel der Studie	9
2	Untersuchungsmethodik und Modelle	12
2.1	Übersicht über die Gesamtmethodik.....	12
2.2	Beschreibung des systemischen Betrachtungsbereichs	13
2.3	Methodik der Markt- und Anlageneinsatzsimulation	15
2.3.1	Modellbeschreibungen.....	17
2.3.2	Zukünftige Anlageneinsatzkonzepte	23
2.4	Methodik der Zielnetzplanung Gas	25
2.5	Methodik der Zielnetzplanung Strom.....	26
2.5.1	Spezifisches Vorgehen bei den Niederspannungsnetzen.....	28
2.5.2	Spezifisches Vorgehen beim Mittelspannungsnetz.....	28
2.5.3	Ermittlung der Netzrestriktionen der Kopplungselemente	30
2.5.4	Normung	31
3	Eingangsdaten der Untersuchungen	34
3.1	Auswahl und Beschreibung der Netzgebiete	34
3.1.1	Auswahlkriterien.....	34
3.1.2	Gewählte Netzgebiete	39

3.1.2.1.	(Vor)städtisches Niederspannungs- und Gasverteilungsnetz.....	41
3.1.2.2.	Ländliches Niederspannungsnetz / Gasverteilungsnetz.....	44
3.1.2.3.	Ländliches Mittelspannungsnetz / regionales Gasverteilungsnetz.....	47
3.2	Technische Komponenten	50
3.2.1	Erzeugungstechnologien	50
3.2.2	Kopplungselemente	51
3.3	Netzausbauoptionen	59
3.3.1	Vorstellung der Betriebsmittel für den Ausbau der Gasnetze	59
3.3.2	Vorstellung der Betriebsmittel für den Ausbau der Stromnetze	60
3.4	Energiewirtschaftliches Rahmenszenario.....	65
3.5	Zukünftige Entwicklungen in den ausgewählten Netzgebieten	76
3.5.1	Entwicklung der Verbrauchssituation	76
3.5.2	Entwicklung der Einspeisesituation	81
4	Ergebnisse	88
4.1	Simulation zukünftiger Preise für Fahrplanenergie und Reserve in Deutschland	88
4.2	Getrennte Planung von Strom- und Gasnetz.....	93
4.2.1	Anlageneinsatzsimulation ohne Kopplung von Strom- und Gasnetz.....	93
4.2.1.1.	Ländliches Niederspannungsnetz Werlte.....	94
4.2.1.2.	(Vor)städtisches Niederspannungsnetz Sögel	98

4.2.1.3.	Ländliches Mittelspannungsnetz Esterwegen.....	100
4.2.2	Stromnetz-Zielnetzplanung ohne Kopplung von Strom- und Gasnetz.....	101
4.2.2.1.	Ländliches Niederspannungsnetz Werlte	101
4.2.2.2.	(Vor)städtisches Niederspannungsnetz Sögel.....	107
4.2.2.3.	Ländliches Mittelspannungsnetz Esterwegen.....	110
4.2.3	Gasnetz-Zielnetzplanung ohne Kopplung von Strom- und Gasnetz	115
4.3	Gekoppelte Planung von Strom- und Gasnetz.....	123
4.3.1	Dimensionierung der Kopplungselemente	123
4.3.1.1.	Bestimmung des Lastverschiebepotenzials bivalenter Vorwärmung.....	123
4.3.1.2.	Bestimmung der Potenziale für Wasserstoff-/Methaneinspeisung.....	128
4.3.1.3.	Bedarf an Kopplungselementen auf der Stromseite.....	133
4.3.1.4.	Auslegung der Kopplungselemente.....	135
4.3.1.5.	Bestimmung der Netzrestriktionen	138
4.3.2	Anlageneinsatzsimulation bei Kopplung von Strom- und Gasnetz	139
4.3.2.1.	Ländliches Niederspannungsnetz Werlte	140
4.3.2.2.	(Vor)städtisches Niederspannungsnetz Sögel.....	142
4.3.2.3.	Ländliches Mittelspannungsnetz Esterwegen.....	144
4.3.3	Anlageneinsatzsimulation bei Kopplung von Strom- und Gasnetz unter der Berücksichtigung von Netzrestriktionen.....	146

4.3.3.1.	Ländliches Niederspannungsnetz Werlte mit Netzrestriktionen	146
4.3.3.2.	(Vor)städtisches Niederspannungsnetz Sögel mit Netzrestriktionen	148
4.3.3.3.	Ländliches Mittelspannungsnetz Esterwegen mit Netzrestriktionen	150
4.3.4	Stromnetz-Zielnetzplanung bei Kopplung von Strom- und Gasnetz.....	151
4.3.4.1.	Ländliches Niederspannungsnetz Werlte.....	152
4.3.4.2.	(Vor)städtisches Niederspannungsnetz Sögel	155
4.3.4.3.	Ländliches Mittelspannungsnetz Esterwegen	156
4.3.5	Gasnetz-Zielnetzplanung bei Kopplung von Strom- und Gasnetz.....	158
4.3.6	Bedarf an Netzintelligenz für die Kopplung von Strom- und Gasnetz.....	161
4.3.6.1.	Funktionalität des Smart-Grid-Systems	162
4.3.6.2.	Erweiterung zum Smart-Gas-Grid.....	164
4.3.6.3.	Ausgaben für den Aufbau der Funktionalität	166
4.3.7	Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit.....	166
4.4	Vergleich und Bewertung.....	168
4.4.1	Kostenmethodik.....	168
4.4.2	Vergleich und Bewertung der verschiedenen Netzstrukturen und Ausbauoptionen	169
4.4.2.1.	Ländliches Niederspannungsnetz Werlte.....	169
4.4.2.2.	(Vor)städtisches Niederspannungsnetz Sögel	170

4.4.2.3.	Ländliches Mittelspannungsnetz Esterwegen.....	171
4.4.2.4.	Ländliches Niederspannungsnetz Werlte unter Berücksichtigung der überlagerten Netzebene	173
4.5	Sensitivitätsanalysen.....	174
4.5.1	Regionales System	175
4.5.2	Verbessertes Marktumfeld für Power-to-Gas.....	187
5	Zusammenfassung der Ergebnisse und Schlussfolgerungen	195
6	Handlungsoptionen und Empfehlungen.....	199
7	Weiterer Forschungsbedarf	201
8	Literaturverzeichnis.....	203
9	Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	207
Anhang A	Verteilung der DEA-Anlagen in den Netzgebieten	217
Anhang B	Auslastung der GDRA.....	220
Anhang C	Einsatz der Kopplungselemente ohne und mit Berücksichtigung von Netzrestriktionen in Esterwegen.....	225

I Kurzfassung

Können die Gasnetze bei der Bewältigung der Herausforderungen im Stromnetz helfen?

Das deutsche Energieversorgungssystem befindet sich in einem grundsätzlichen und nie dagewesenen Wandel: Weg von einer zentralen Stromerzeugung durch große Kohle- oder Kernkraftwerke hin zu einer regenerativen Stromerzeugung, die im Wesentlichen auf kleinen dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) basiert. Nach dem Energiekonzept der Bundesregierung sollen bis 2050 über 80% der elektrischen Energie aus regenerativen Quellen stammen. Vor diesem Hintergrund ist zu erwarten, dass bis zum Jahr 2023 die installierte Leistung der DEA auf 125 GW ansteigt.

Dabei gilt es zwei wesentliche, bisher offene technische Herausforderungen zu bewältigen: Zum einen müssen bei langfristig hohen Anteilen von Erneuerbaren Energien (EE) erforderliche (Langzeit-)Speichermöglichkeiten entwickelt werden. Zum anderen fehlt es an geeigneten Netzstrukturen, denn die Versorgungsnetze sind für die veränderte Aufgabenstellung nicht geplant, dimensioniert und gebaut worden. Dies betrifft insbesondere die ländlichen Verteilungsnetze, in denen der überwiegende Teil der Windenergie-, Biomasse- und Photovoltaik-Anlagen angeschlossen wird. Schon mit der heutigen Durchdringung mit DEA erreichen viele ländliche Netze ihre technischen Grenzen und es kommt zu einer Invertierung der Lastflussrichtung.

Auf Seiten der Erdgasnetze ergeben sich durch den erwarteten Rückgang des Erdgasbedarfs u. a. in Folge einer höheren Energieeffizienz in der Wärmeversorgung von Gebäuden freie Kapazitäten, die anderweitig genutzt werden können. Gleichzeitig ermöglicht die verbesserte Ansteuerbarkeit einzelner Betriebsmittel in Strom- und Gasnetzen im Rahmen sogenannter „Smart Grids“ neue Möglichkeiten für Netzplanung und -betrieb.

Vor diesem Hintergrund wird im Rahmen dieser Studie untersucht, wie die Gasnetze die Stromnetze bei der Bewältigung der Herausforderungen unterstützen können. Als Lösungsansatz wird die Kopplung von Strom- und Gasnetzen auf Nieder- und

Mittelspannungsebene betrachtet. Erforscht wird, in welchem Umfang Nutzen durch den intelligenten gekoppelten Betrieb von Strom- und Gasverteilungsnetzen entstehen kann.

Kopplung der Netze mit Power-to-Gas-Anlagen und bivalenten Gasvorwärmanlagen möglich

Für die Kopplung von Strom- und Gasnetzen auf Verteilungsebene kommen grundsätzlich folgende Kopplungselemente in Frage: Power-to-Gas-Anlagen (PtG), bivalente Gasvorwärmanlagen (GVWA) und Mikro-KWK-Anlagen. Dabei könnten PtG-Anlagen und GVWA als Netzbetriebs-elemente in einem Smart Grid auch direkt vom Netzbetreiber gesteuert werden, weshalb diese von besonderer Relevanz sind. Außerdem können so der Stromversorgung die bei hohen EE-Anteilen erforderlichen Langzeitspeicher zur Verfügung gestellt werden. Die restlichen Kopplungselemente sowie weitere dezentrale Anlagen wie Wärmepumpen oder Elektro-Heizer werden mit einer ausschließlichen Steuerung durch den jeweiligen Anlagenbetreiber berücksichtigt.

Nutzenbewertung anhand eines Vergleichs zwischen getrennter und gekoppelter Planung

Um aussagekräftige Ergebnisse erzielen zu können, wird zunächst ein energiewirtschaftliches Rahmenszenario für die Stützjahre 2023, 2033 und 2050 erstellt. Anschließend wird als Referenzvariante eine getrennte Planung von Stromverteilungs- und Gasnetzen vorgenommen. Hierfür wird zunächst der Anlageneinsatz für den Bereich Strom, Gas und Wärme bestimmt, und anschließend eine Zielnetzplanung jeweils getrennt für das Strom- und Gasnetz durchgeführt, um den Netzausbaubedarf zu quantifizieren. Bei der Stromzielnetzplanung wird dabei sowohl ein innovativer Stromnetzausbau unter der Berücksichtigung von Smart-Grid-Elementen als auch eine konventionelle Variante betrachtet. In der gekoppelten Planung wird untersucht, wie sich durch den Einsatz von PtG-Anlagen und GVWA der Netzausbaubedarf auf Stromseite reduzieren lässt. Hierzu werden die Simulation des Anlageneinsatzes sowie die Zielnetzplanungen für Strom- und Gasnetz aufeinander abgestimmt durchgeführt. Abschließend erfolgt ein Vergleich sowie eine betriebswirtschaftliche Bewertung der Ausbauvarianten hinsichtlich der Investitionsausgaben, Betriebskosten und -erlöse. Zu den Kosten für die Umsetzung der

Kopplung zählen dabei neben den Investitionen in PtG-Anlagen und GVWA auch die Kosten der intelligenten Systeme für die Umsetzung eines Smart-Grids.

Konkret werden in der Studie drei reale Verteilungsnetze im Emsland betrachtet, die bereits heute eine hohe Durchdringung mit EE-Anlagen aufweisen: Ein ländliches Niederspannungsnetz und ein (vor)städtisches Niederspannungsnetz (NS-Netze) sowie ein ländliches Mittelspannungsnetz (MS-Netz) inklusive der entsprechenden Gasnetze. Der Zubau von DEA sowie die Annahmen zur zukünftigen Nachfrage nach elektrischer Energie, Gas und Wärme in den drei Netzgebieten basieren auf dem energiewirtschaftlichen Rahmenszenario des Netzentwicklungsplans Strom 2013, der BMU Leitstudie 2011 sowie der DVGW Systemanalyse II. Der Anlageneinsatz der Kopplungselemente wird durch die Großhandelspreise determiniert, welche gasseitig aus dem Rahmenszenario entnommen und für die Stromseite aus einer deutschlandweiten fundamentalbasierten Preissimulation für Fahrplanenergie und Reserve abgeleitet werden.

Signifikante Einsparungen beim Stromnetzausbau durch Kopplung mit dem Gasnetz möglich

Bei der gekoppelten Planung zeigt sich, dass durch Einsatz der PtG-Anlagen und GVWA eine signifikante Reduktion des erforderlichen Netzausbaus auf Stromseite erreicht werden kann. Kommt es zu einer Überlastung des lokalen Stromnetzes, so können PtG-Anlagen und GVWA als zusätzliche Last die Rückspeisung in die vorgelagerte Netzebene verringern. Die Gasnetze stellen für in der Niederspannungsebene installierte PtG-Anlagen ausreichend Potenzial zur Einspeisung von Wasserstoff zur Verfügung. Auch bivalente GVWA können überschüssige Energie aufnehmen, doch ist der Gasvorwärmbedarf in den betrachteten Gasdruckregelanlagen nicht ausreichend, um die erforderlichen Verschiebepotenziale bereitstellen zu können. Auf der Mittelspannungsebene fallen deutlich höhere Energieüberschüsse an. Da die Gasnetze hier nicht genügend Wasserstoff aufnehmen können, müssen PtG-Anlagen mit einer nachgeschalteten Methanisierung eingesetzt werden. So kann auch auf der Mittelspannungsebene ein ausreichendes Verschiebepotenzial für das Stromnetz zur Verfügung gestellt werden.

Auf Seiten des Gasnetzes ergeben sich durch die gekoppelte im Vergleich zur getrennten Planung keine signifikanten Änderungen. Lediglich im (vor)städtischen NS-Verteilungsnetz ist eine zusätzliche Gasleitung erforderlich.

Netzdienlicher Einsatz der Kopplungselemente Voraussetzung für verringerten Netzausbau

Die Betriebsweise der Kopplungselemente hat entscheidenden Einfluss auf das Einsparpotenzial beim Stromnetzausbau: Nur wenn PtG-Anlagen in Korrelation mit der lokalen DEA-Einspeisung betrieben werden, d. h. dass sie nur zu Zeitpunkten mit hoher lokaler Einspeisung von elektrischer Energie durch PV-, Windenergie- und KWK-Anlagen eine hohe Leistung aufnehmen, entlasten sie das Stromnetz und sind somit netzdienlich. Werden PtG-Anlagen und GVWA hingegen „frei am Markt“ eingesetzt, orientiert sich der Anlageneinsatz ausschließlich an den Großhandelspreisen für Strom und Erdgas. Somit ist die für die Entlastung der Netze erforderliche Korrelation des Einsatzes mit der lokalen DEA-Einspeisung nicht automatisch gegeben und häufig ergibt sich dadurch sogar ein zusätzlicher Netzausbaubedarf für die Stromnetze. Daher müssen die Anlagen für eine netzdienliche Fahrweise in ein Smart-Grid integriert und im Betrieb zusätzlich Netzrestriktionen berücksichtigt werden.

Kopplung der Strom- und Gasnetze auf möglichst niedriger Spannungsebene am effizientesten

Hinsichtlich der Topologie ergeben sich die größten Einsparungen von Stromnetzausbaumaßnahmen mit einer Kostenreduktion gegenüber dem konventionellen Ausbau um mehr als 60 % in den NS-Verteilungsnetzen. Allerdings ist im (vor-)städtischen Netz aufgrund der Kopplung der Bau einer zusätzlichen Gasleitung erforderlich. Auch im ländlichen MS-Netz ergeben sich Einsparpotenziale, welche jedoch aufgrund der Topologie geringer ausfallen als in den NS-Netzen. Weiterhin zeigt sich in den Untersuchungen des MS-Netzes, dass in diesem durch netzdienlich eingesetzte Kopplungselemente in der untergelagerten NS-Ebene ebenso Netzausbau reduziert werden kann. Diese Einsparungen können bilanziell den Anlagen in den NS-Netzen zugeordnet werden. Daraus lässt sich folgern,

dass zu einer effizienten Vermeidung von Netzausbau die Kopplung von Strom- und Gasnetzen auf möglichst niedriger Spannungsebene erfolgen sollte.

Wirtschaftlichkeit für Power-to-Gas nur möglich durch Deckungsbeiträge aus Markt und Netz

Die Untersuchungen zeigen, dass am Markt keine ausreichenden Deckungsbeiträge für einen wirtschaftlichen Betrieb der PtG-Anlagen erzielt werden können. Insbesondere in den ersten beiden Stützjahren 2023 und 2033 sind entsprechend des prognostizierten deutschlandweiten EE-Ausbaupfades die Preise für elektrische Energie nicht in ausreichend vielen Stunden gering genug, um einen positiven Deckungsbeitrag zu erzielen. Um eine Wirtschaftlichkeit der Kopplung zu erreichen, müssen deshalb zusätzlich zu den Deckungsbeiträgen aus dem Markt Erlöse aus dem vermiedenen Netzausbau generiert werden. Auch der langfristig erforderliche Zubau von (Langzeit-)Speichern kann kurz- und mittelfristig nur durch beide Erlösbestandteile wirtschaftlich werden. Da der höchste Ausbaubedarf im Stromverteilungsnetz bis zum Stützjahr 2023 besteht, muss eine Kopplung der Netze allerdings frühzeitig umgesetzt werden.

Vergleichbares Kostenniveau gegenüber dem konventionellen Stromnetzausbau erreichbar bei deutlich sinkenden Investitionskosten für Power-to-Gas-Anlagen

Die Wirtschaftlichkeit der Kopplung stellt sich im betrachteten (vor)städtischen NS-Verteilungsnetz sowie im ländlichen MS-Netz in der Gesamtbetrachtung nicht ein. Im ländlichen NS-Verteilungsnetz hingegen kann ein vergleichbares Kostenniveau gegenüber dem konventionellen Stromnetzausbau (ohne Kopplung von Strom- und Gasnetz) unter der Berücksichtigung der Reduktion des Netzausbaus im vorgelagerten MS-Netz erreicht werden. Voraussetzung hierfür sind Investitionskosten für kleine PtG-Anlagen (H₂, Gesamtanlage inkl. Einspeisung) von rund 1.000 EUR/kW_{el}, welche heute noch nicht realisierbar sind. Außerdem zeigt sich im Vergleich aller betrachteten Varianten, dass der Stromnetzausbau mit innovativen Betriebsmitteln (ohne Kopplung von Strom- und Gasnetz) nochmals deutlich kostengünstiger ist.

Gasnetze können zur Bewältigung der Herausforderungen im Stromnetz beitragen, wobei eine Wirtschaftlichkeit nur unter bestimmten Bedingungen erreicht wird

Zusammenfassend kann gefolgert werden, dass Gasnetze zur Bewältigung aktueller und zukünftiger Herausforderungen in Stromverteilungsnetzen beitragen können. Durch die Integration der Kopplungselemente PtG-Anlage und bivalente GVWA kann ein ausreichendes Verschiebepotenzial bereitgestellt werden, um bei netzdienlicher Fahrweise den erforderlichen Ausbaubedarf der Stromnetze signifikant zu reduzieren. Dazu müssen die PtG-Anlagen auf Verteilungsebene allerdings innerhalb der nächsten 10 Jahre errichtet werden, da der weitere Zubau an DEA größtenteils in dieser Zeitspanne erfolgen wird. Eine Wirtschaftlichkeit übergreifender Smart-Grid-Konzepte für Strom- und Gasverteilungsnetze wird dabei erreicht durch:

- Deckungsbeiträge aus Markt und Netz
- Kopplung der Netze auf möglichst niedriger Spannungsebene
- Investitionskosten für kleine PtG-Anlagen (H₂) von ca. 1.000 EUR/kW_{el} (inkl. Einspeisung)
- Ausreichendes Zumischungspotenzial für Wasserstoff in den Gasnetzen

II Formelzeichen und Abkürzungen

BGEA	Biogaseinspeiseanlage(n)
BHKW	Blockheizkraftwerk(e)
CH ₄	Methan
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage(n)
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
ELY	Elektrolyse
EW	Einwohner
GDRA	Gas-Druckregel-Anlage(n)
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
GVWA	Gasvorwärmanlage(n)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKA	Kraft-Wärme-Kopplungsanlage(n)
H ₂	Wasserstoff
HD	Hochdruck (HD ≥ 1 bar)
HH	Haushalte
HS	Hochspannung
IAEW	Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
MD	Mitteldruck (0,1 ≤ MD < 1 bar)
MOP	Maximaler Betriebsdruck [bar]
MR	Minutenreserve
MS	Mittelspannung
ND	Niederdruck
NS	Niederspannung
NTC	Net Transfer Capacity
OP	Betriebsdruck [bar]
ONS	Ortsnetzstation

ONT	Ortsnetztransformator(en)
PRR	Primärregelreserve
PtG	Power-to-Gas
PtGA	Power-to-Gas-Anlage(n)
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage(n)
rONT	Regelbare(r) Ortsnetztransformator(en)
SRR	Sekundärregelreserve
UW	Umspannwerk
WEA	Windenergieanlage(n)

1 Hintergrund und Ziel der Studie

Anlass der Studie ist zum einen der starke Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) in den Nieder- und Mittelspannungs-Verteilungsnetzen und die damit verbundene Herausforderung bei der Ertüchtigung der Stromnetze im Hinblick auf ihre neuen Aufgaben. So ergibt sich gemäß der dena-Verteilnetzstudie [1] ein Ausbaubedarf von 27,5 Milliarden Euro bis 42,5 Milliarden Euro für die Verteilungsnetze (NS/MS/HS) bis 2030. Insbesondere sind viele ländliche NS- und MS-Netze bereits heute an ihrer Leistungsgrenze angekommen, sodass vielfach kritische Netzzustände, wie beispielsweise Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsbandverletzungen, absehbar sind und daher Handlungsbedarf besteht. Um die Problematik grundlegender anzugehen, ist statt eines mit hohen Investitionsausgaben verbundenen konventionellen Netzausbaus die Erarbeitung neuer Planungsansätze notwendig und zielführend.

Auf der anderen Seite ist bei den Gasnetzen ein zunehmender Rückgang des Gasabsatzes zu verzeichnen [2]. Dies ist eine Folge des sinkenden Wärmebedarfs von Neubauten und energetisch sanierten Gebäuden sowie dem vermehrten Einsatz von Elektrowärmepumpen und Holzheizungen.

Daraus ergibt sich die Möglichkeit, die frei werdenden Kapazitäten im Gasnetz für andere Aufgaben zu nutzen. Ein Ansatz ist, durch die Produktion und Einspeisung des Energieträgers Wasserstoff (H_2) oder Methan (CH_4) das lokale, temporäre Überangebot an elektrischer Energie der DEA zu speichern und der Wärmeproduktion, der Mobilität, der Stromerzeugung oder der stofflichen Nutzung zur Verfügung zu stellen. Weiterhin würde so dem Energiesystem auch die langfristig bei einer hohen Durchdringung mit Erneuerbaren Energien (EE) benötigte Langzeitspeichertechnologie zur Verfügung gestellt [3]. Hinzu kommt, dass sich durch die verbesserte Ansteuerbarkeit einzelner Betriebsmittel im Rahmen sogenannter „Smart Grids“ neue Möglichkeiten für Netzplanung und -betrieb ergeben. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, in welchem Umfang Nutzen durch den intelligenten gekoppelten Betrieb von Stromverteilungs- und Gasnetzen entstehen kann und Gasnetze die Stromnetze bei der Bewältigung der Herausforderung unterstützen können.

Für die Kopplung von Strom- und Gasnetz können die unterschiedlichsten Typen von Betriebsmitteln eingesetzt werden (siehe Bild 1.1), die zur Kopplung auf der Verteilungsebene geeignet sind:

- Power-to-Gas-Anlagen (PtGA): Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen inkl. Einspeiseanlage zur Einspeisung des Gases in das Gasnetz
- Gas-to-Power-Anlagen wie z. B. Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWKA)
- Elemente zur Lastverschiebung, z. B. bivalente Gasvorwärmanlagen (GVWA)

Dabei sind unterschiedliche Zielgrößen für den Einsatz dieser Anlagen denkbar. So kann bspw. der Ausbau der Stromnetze reduziert, der Dispatch aller Anlagen optimiert oder die Versorgungssicherheit erhöht werden. Es ist bislang unklar, welcher quantitative Mehrwert durch die einzelnen, sich z.T. gegenseitig ausschließenden Maßnahmen entsteht. (Bild 1.1)

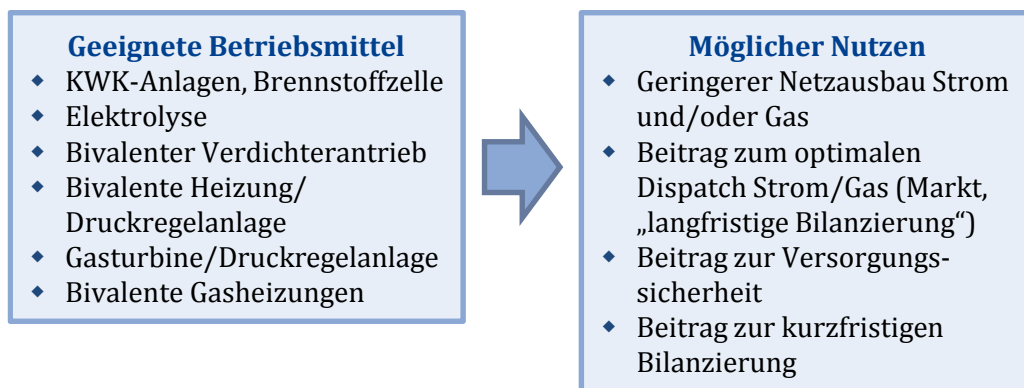


Bild 1.1: Auszug möglicher Betriebsmittel zur Kopplung von Strom- und Gasnetzen sowie möglicher Nutzeneffekte

Deshalb untersuchen der Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik (EVT) an der Bergischen Universität Wuppertal sowie das Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) an der RWTH Aachen zusammen mit der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (DBI) sowie der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (DVGW-EBI) im Rahmen des vom DVGW geförderten Forschungsprojektes den Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie, der Lastverschiebungselemente sowie von gasbasierten KWK-

Technologien anhand der Betrachtung von realen Beispielnetzen. Die EWE Netz GmbH (EWE) beteiligt sich als Industriepartner zur Gewährleistung der Anwendbarkeit der Forschungsergebnisse in regionalen Strom- und Gasnetzen und stellt insbesondere die Daten ihrer Netze zur Verfügung.

2 Untersuchungsmethodik und Modelle

2.1 Übersicht über die Gesamtmethodik

Ziel dieser Studie ist die Quantifizierung des Nutzens aus der gekoppelten Planung von Strom- und Gasnetzen unter der Berücksichtigung von Power-to-Gas (PtG) anhand realer Verteilungsnetze. Um diesen Nutzen zu ermitteln, wird eine mehrstufige Methodik angewendet (siehe Bild 2.1).

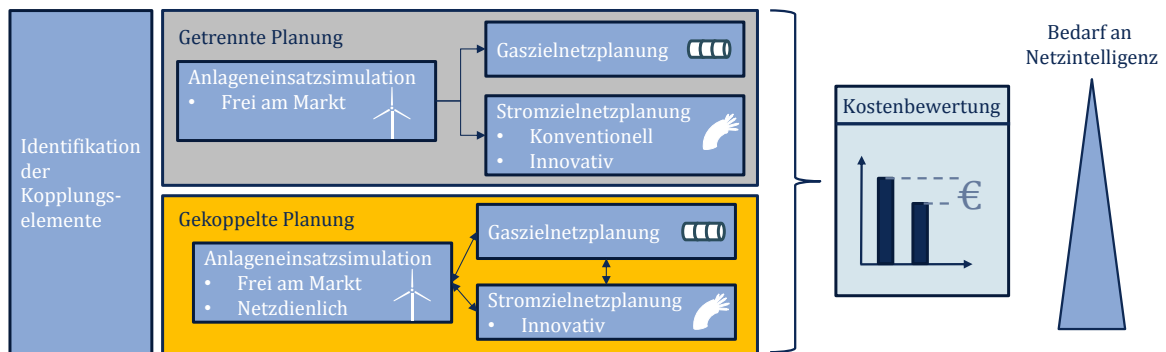


Bild 2.1: Gesamtmethodik der Studie

Im ersten Schritt werden die für die Kopplung der Netze relevanten Komponenten identifiziert (Kapitel 2.2) und hinsichtlich ihrer technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften analysiert (Kapitel 3.2). Anschließend werden repräsentative Netzgebiete ausgewählt (Kapitel 3.1) und jeweils eine getrennte und eine gekoppelte Planung der Netze für die drei betrachteten Stützjahre 2023, 2033 und 2050 durchgeführt.

Für den energiewirtschaftlichen Rahmen bis 2050 wird auf Basis öffentlicher Studien ein konsistentes Rahmenszenario abgeleitet (Kapitel 3.4). In der getrennten Planung ergibt sich der Netzausbaubedarf in der Zielnetzplanung von Strom- und Gasnetz direkt aus der Netzbelastung aufgrund der Last- und Einspeisesituationen. Die jeweils auslegungsrelevanten Situationen werden aus den Ergebnissen der Anlageneinsatzsimulation ermittelt, welche für jedes Stützjahr und Netzgebiet 8.760 zusammenhängende Stunden simuliert (Kapitel 2.3). In der Stromzielnetzplanung werden in der getrennten Planung die beiden Varianten „konventioneller Ausbau“ und „innovativer Ausbau“ betrachtet. In der gekoppelten Planung

werden zunächst die benötigten Kopplungselemente und insbesondere deren Leistung bestimmt. Die Potenziale für die Leistung der Kopplungselemente ergeben sich aus der Gaszielnetzplanung und der dabei zur angestrebten Einsparung von Netzausbaumaßnahmen notwendige Lastverschiebebedarf ergibt sich aus der Stromzielnetzplanung.

Anschließend wird der Anlageneinsatz simuliert, wobei dieser bei der gekoppelten Planung neben der rein „marktgeführten“ Variante (analog zur getrennten Planung) auch in einer „netzdienlichen“ Variante bestimmt wird, welche auf die gekoppelte Zielnetzplanung abgestimmt ist. So wird sichergestellt, dass der Einsatz der Kopplungselemente auch tatsächlich den Netzausbaubedarf verringert.

Für beide Varianten des Anlageneinsatzes wird abschließend eine gekoppelte Zielnetzplanung für das Strom- und Gasnetz durchgeführt, um die tatsächlich realisierte Einsparung von Netzausbaumaßnahmen zu überprüfen. Zur Realisierung des innovativen Strom- und Gasnetzes, welches für die gekoppelte Planung vorausgesetzt wird, ist ein zunehmendes Maß an Netzintelligenz erforderlich, welches in Kapitel 4.3.6 untersucht wird.

Die Bewertung des Nutzens aus der Kopplung von Strom- und Gasnetzen erfolgt durch den Vergleich der Kosten der beiden Varianten mittels der Barwertmethode. Dabei werden neben den Netzausbaukosten auf der Strom- und Gasseite auch die Kosten für die Kopplungselemente sowie die Kosten für die Ausstattung der Netze mit Smart-Grid-Elementen betrachtet (Kapitel 4.4).

2.2 Beschreibung des systemischen Betrachtungsbereichs

Im Rahmen dieser Studie werden Versorgungsgebiete mit Stromverteilungsnetzen der Mittel- und Niederspannung sowie Gasverteilungsnetzen der Hoch- und Mitteldruckebene betrachtet, welche durch den starken Ausbau der dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA), insbesondere der Photovoltaikanlagen (PVA) und Windenergieanlagen (WEA), einen hohen Netzausbaubedarf aufweisen. Um den Nutzen, welcher durch den intelligenten gekoppelten Betrieb von Stromverteilungs- und Gasverteilungsnetzen in solchen Netzgebieten entsteht bewerten zu können, sind neben den DEA, welche die Ursache für die steigende Belastung der

Stromverteilungsnetze darstellen, insbesondere diejenigen Komponenten relevant, welche eine Kopplung von Strom- und Gasnetz ermöglichen. Im Verteilungsnetz gehören hierzu (bio-)gasbetriebene Blockheizkraftwerke (BHKW), welche (Bio-)Gas verbrennen und so im Kraft-Wärme-Kopplungsbetrieb (KWK) zeitgleich Strom und Wärme erzeugen können. Im Haushalts- und Gewerbebereich ist dasselbe Konzept in Form von Mikro-KWKA, wie z. B. Otto-Motoren, Stirling-Motoren oder Brennstoffzellen, anzufinden. Im Gegensatz dazu können Wärmepumpen oder Elektro-Heizer als elektrische Lasten den Wärmebedarf decken.

Neben diesen bereits etablierten Technologien können zukünftig auch PtG-Anlagen sowie bivalente Gasvorwärmanlagen (GVWA) eingesetzt werden, welche durch die Kopplung der Energienetze zur Verfügung stehen. PtG-Anlagen bestehen primär aus einer Elektrolyseeinheit, welche unter Einsatz von Strom und Wasser Sauerstoff und Wasserstoff erzeugt. Optional kann in einer nachgeschalteten Methanisierung der erzeugte Wasserstoff zu Methan umgewandelt werden. Das erzeugte Wasserstoff- bzw. Methangas kann anschließend in das Gasverteilungsnetz eingespeist werden. Bivalente Gasvorwärmanlagen wiederum sind Vorwärmanlagen in Gasdruckregelanlagen des Gasnetzes, welche mit einer gasbefeuerter und einer strombeheizter Vorwärmeinheit ausgestattet sind. Somit können diese flexibel entweder Strom oder Gas einsetzen, um das Gas in der Gasdruckregelanlage (GDRA) zu erwärmen (siehe auch Kapitel 3.2.2). In dieser Studie sollen insbesondere diese beiden Technologien als Kopplungselemente betrachtet und bewertet werden, da sie u. A. auch direkt vom Netzbetreiber installiert und betrieben und somit unmittelbar zur Entlastung der Stromnetze eingesetzt werden können. Die restlichen Kopplungselemente werden mit einer ausschließlichen Steuerung durch den jeweiligen Anlagenbetreiber berücksichtigt. Im Folgenden sind deshalb unter dem Begriff Kopplungselemente ausschließlich PtG-Anlagen und bivalente GVWA zu verstehen. Bild 2.2 gibt einen Überblick über den resultierenden systemischen Betrachtungsbereich mit allen relevanten Komponenten.

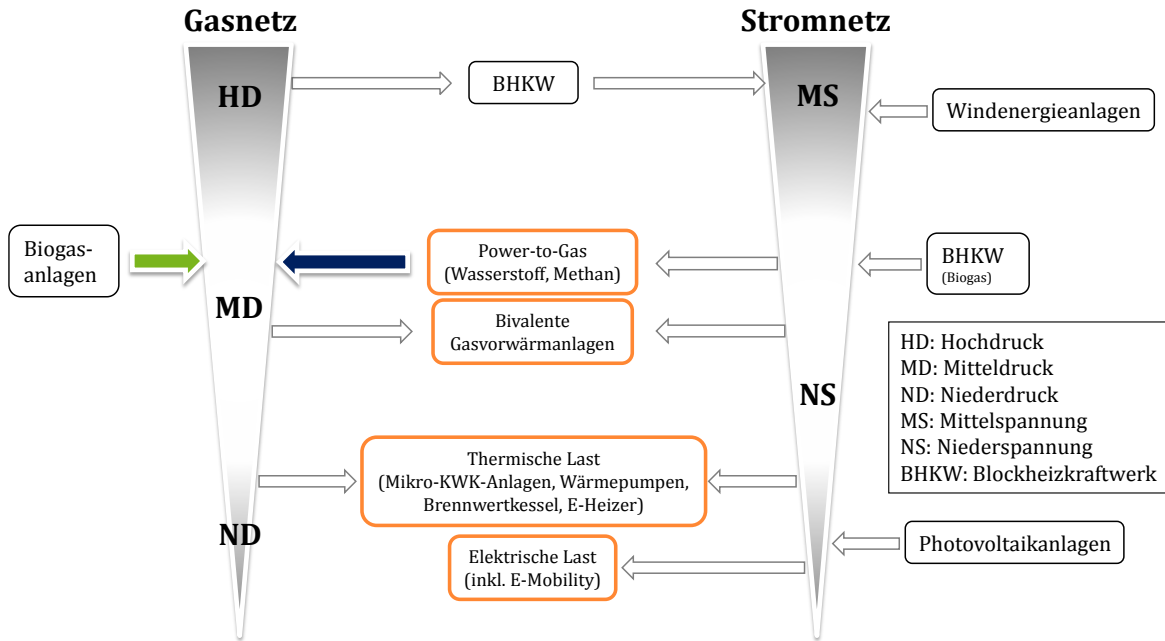


Bild 2.2: Resultierender systemischer Betrachtungsbereich

2.3 Methodik der Markt- und Anlageneinsatzsimulation

Im Rahmen der Gesamtmethodik der Studie stellt der Anlageneinsatz (Kopplungselemente, DEA, etc.) in den betrachteten Netzgebieten und die daraus resultierenden Kosten und Erlöse an den Märkten eine wichtige Auswertungsgröße dar. Weiterhin bildet der Einsatz der Anlagen eine Eingangsgröße für die nachgeschaltete Zielnetzplanung der Strom- und Gasnetze. Sowohl der Betrieb der Anlagen zur Stromerzeugung, wie z. B. KWKA, als auch der Kopplungselemente ist dabei abhängig von den marktseitigen Signalen in Form von Spotmarktpreisen für Erdgas und elektrische Energie sowie den Preisen für elektrische Reserveleistung in Deutschland. Da die zukünftige Preisentwicklung unbekannt ist, muss für die Simulation des Anlageneinsatzes auf Preisprognosen zurückgegriffen werden. Die dabei verwendeten Szenarien werden in Abschnitt 3.4 dargestellt. Die Spotmarktpreise für elektrische Energie und Reserveleistung sind wesentlich volatil als für Erdgas und abhängig von der jeweiligen Last- und Einspeisesituation. Daher wird für Erdgas ein konstanter Preis über das Jahr angenommen, während für elektrische Energie und Reserveleistung eine auf Fundamentaldaten basierte zweistufige Preissimulation durchgeführt wird. Im ersten Schritt dieser Preissimulation werden in einer europaweiten Kraftwerkseinsatzsimulation die

stündlichen Austausch zwischen den Marktgebieten für das jeweilige Betrachtungsjahr ermittelt, da diese im zunehmend vernetzten europäischen Binnenmarkt für Energie einen erheblichen Einfluss auf die Preise in Deutschland haben. Anschließend werden die Preise für das deutsche Marktgebiet unter Berücksichtigung der ermittelten Austausche mit detaillierter Abbildung der vorzuhaltenden Reserveleistung simuliert. Reserveleistung wird durch die Übertragungsnetzbetreiber beschafft [4] und zur Wahrung der Netzstabilität eingesetzt. Bild 2.3 gibt einen Überblick über die angewandte Methodik.

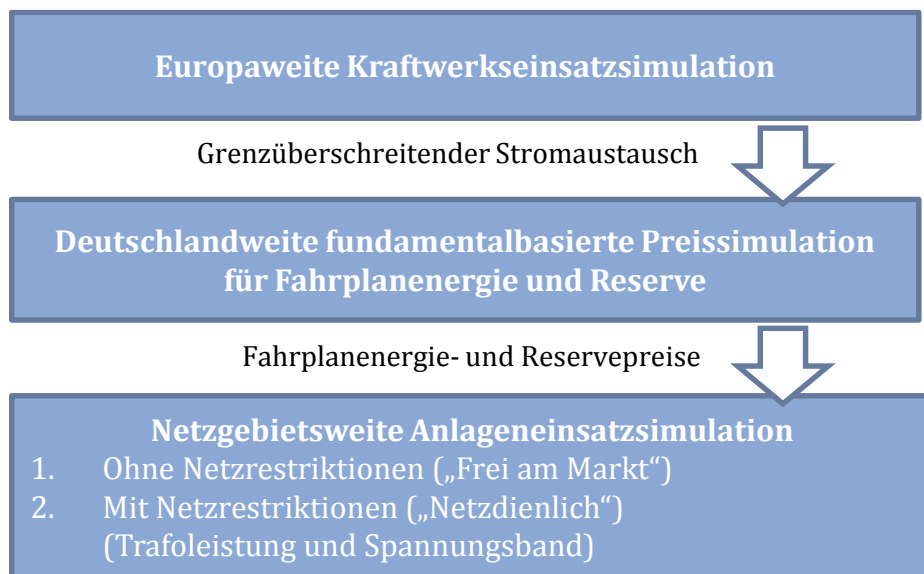


Bild 2.3: Methodik zur Ermittlung des Anlageneinsatzes

Auf Basis der berechneten Preise für Fahrplanenergie und Reserve wird schließlich der Anlageneinsatz für die einzelnen Netzgebiete und Stützjahre simuliert. In den Basisrechnungen werden Netzrestriktionen zunächst vernachlässigt. Da aus dieser Rechnung aufgrund der Last-Einspeise-Situationen unzulässige Betriebspunkte für einen netzdienlichen Einsatz resultieren können, werden in einer weiteren Simulation Transformator- und Spannungsbandrestriktionen explizit berücksichtigt. Die in den verschiedenen Stufen der Methodik verwendeten Simulationsmodelle werden im Weiteren genauer beschrieben.

2.3.1 Modellbeschreibungen

Modell zur Bestimmung der EE-Einspeisezeitreihen

Als Eingangsdaten für die europaweite Kraftwerkseinsatzsimulation werden stündliche Einspeisezeitreihen für Erneuerbare Energien (EE) benötigt. Bei Biomasse- und Laufwasserkraftwerken wird hierbei auf skalierte historische Erzeugungsprofile zurückgegriffen. Die Einspeisung dargebotsabhängiger Erzeugung aus Wind und Sonne wird in einem Modell auf Basis von historischen Wetterdaten ermittelt. Im Rahmen dieser Studie findet das Jahr 2007 als Basiswetterjahr für Wind, Sonneneinstrahlung und Temperaturentwicklung Anwendung. Unter Vorgabe der installierten Kapazitäten können mithilfe des Modells Einspeisezeitreihen für Windenergie und Photovoltaik je Marktgebiet erstellt werden. Bild 2.4 gibt eine Übersicht des Modells.

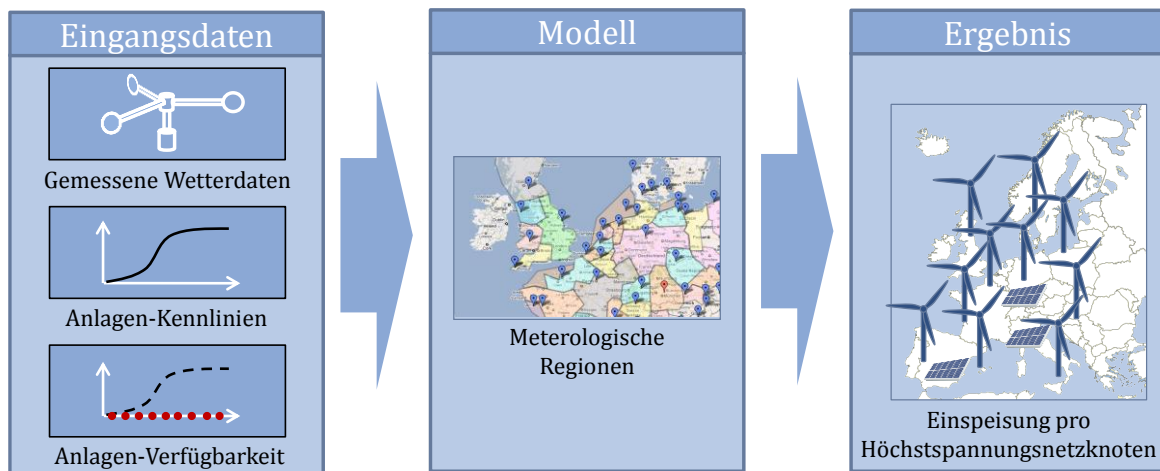


Bild 2.4: Modellierung der EE-Einspeisezeitreihen

Für die Simulation der Windeinspeisung werden die Marktgebiete in Regionen homogenen Wetters zerlegt. Das deutsche Marktgebiet ist beispielsweise in 16 Festland- und 2 Offshore-Regionen unterteilt. Anhand der installierten Windleistung in der jeweiligen Region, einer typischen Anlagenkennlinie und der technischen Verfügbarkeit kann aus gemessenen Windgeschwindigkeiten eine Leistungszeitreihe der Windenergieeinspeisung ermittelt werden. Die typischen Anlagenkennlinien werden dabei getrennt für On- und Offshore-Windenergieanlagen als Mittelwert der Daten verschiedener Anlagenhersteller gebildet. Da

Wettermessstationen sich üblicherweise in einer Höhe von 10 m über Grund, und damit deutlich unterhalb der Nabenhöhe von Windenergieanlagen, befinden, werden die gemessenen Windgeschwindigkeiten mit einem Skalierungsfaktor je Region, welcher anhand realer Daten parametrisiert wird, multipliziert. Ein analoges Vorgehen wird für die Einspeisung der PVA angewandt. Auf diese Weise ergibt sich ein konsistentes zeitvariantes Wettermodell für Deutschland und das europäische Ausland.

Europaweites Marktsimulationsverfahren und Preisbestimmung

Die europaweiten Marktsimulationen werden unter Anwendung eines am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) entwickelten Verfahrens zur Kraftwerkseinsatz- und Handelsplanung durchgeführt [5]. Auf Basis der Eingangsdaten, wie bspw. Kraftwerkspark inkl. technischer Daten der Anlagen, Primärenergiepreise, Nachfrage sowie Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern, erfolgt die Simulation des europäischen Strommarktes über die Ermittlung des kostenminimalen, d. h. volkswirtschaftlich optimalen, Kraftwerkseinsatzes zur Nachfragedeckung unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen in der Stromerzeugung und -übertragung. Dies entspricht genau den Einsatzentscheidungen bzw. Handelstätigkeiten, die unter Annahme eines vollkommenen Marktes, d. h. einer hinreichenden Anzahl von Marktteilnehmern, von vollständiger Transparenz und damit von vollkommener Konkurrenz, sowie unter Vernachlässigung von Handelsstrategien von Marktteilnehmern, durchgeführt werden. Die vorzuhaltende Reserve wird dabei aggregiert auf eine Summe aus positiver Sekundärregel- und Minutenreserve abgebildet.

Aufgrund der Komplexität der Optimierungsaufgabe, insbesondere infolge der zeitkoppelnden Nebenbedingungen für die Bewirtschaftung von Speicherbecken hydraulischer Kraftwerke sowie Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten thermischer Kraftwerke, ist eine geschlossene Lösung des Optimierungsproblems nicht möglich und somit ein mehrstufiger Ansatz erforderlich. Bild 2.5 gibt einen Überblick über das Gesamtverfahren der Marktsimulation.

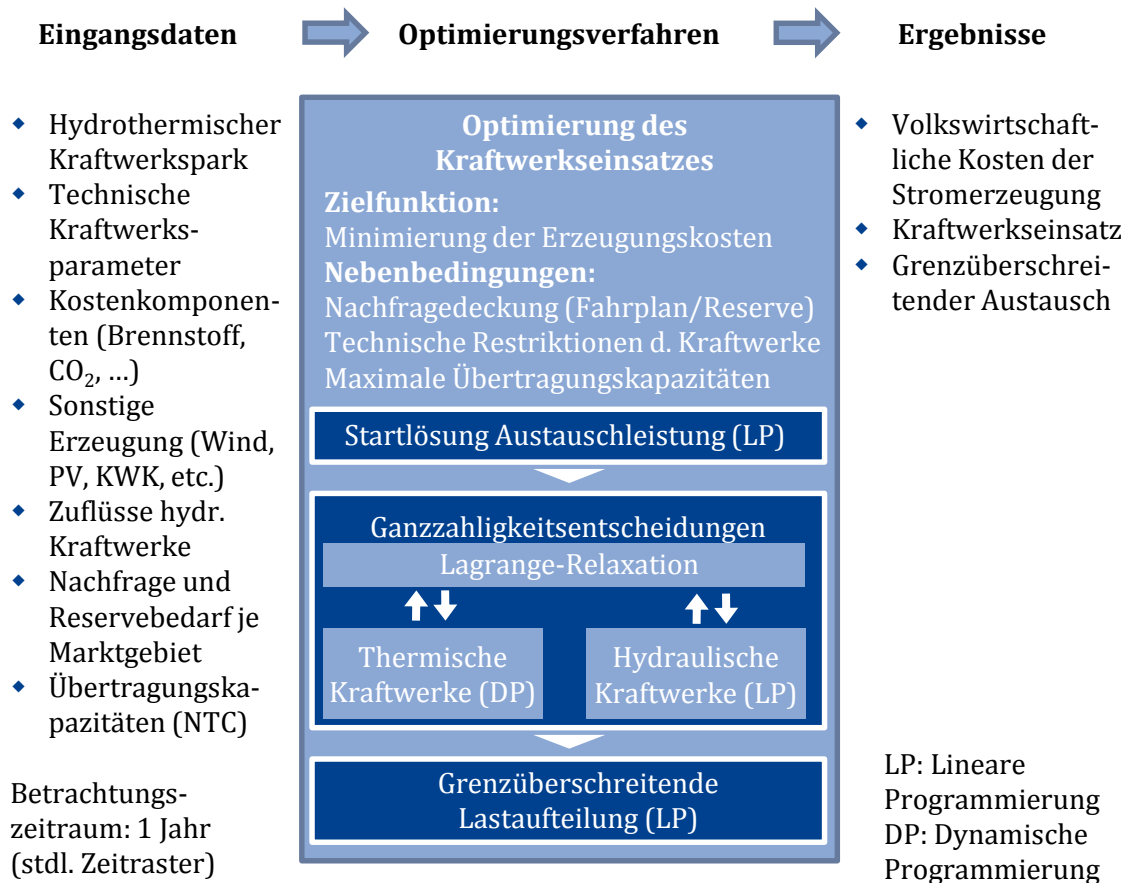


Bild 2.5: Marktsimulationsverfahren

Nach dem Einlesen und Aufbereiten der Eingangsdaten für die Marktsimulation wird in der ersten Verfahrensstufe ein optimaler Energieaustauschfahrplan zwischen den einzelnen Ländern des betrachteten Systems unter Minimierung der Erzeugungskosten zur Nachfragedeckung ermittelt. Dieser Fahrplan für den grenzüberschreitenden Energieaustausch wird über eine Lineare Programmierung unter Berücksichtigung u. a. von Übertragungskapazitäten sowie der Maximalleistung von Kraftwerken, jedoch unter Vernachlässigung von Ganzzahligkeitsentscheidungen, wie dem Einsatz thermischer Kraftwerke bei Mindestleistungen, geschlossen optimiert und dient als Startlösung des grenzüberschreitenden Energieaustauschs für die folgenden Verfahrensstufen.

Unter Berücksichtigung des Austauschfahrplans werden anschließend die optimalen ganzzahligen Einschaltentscheidungen thermischer Kraftwerke getroffen. Dabei wird die

Problemstellung für jedes Land über einen Dekompositionsansatz im Systembereich in leichter zu lösende Teilprobleme zerlegt, die Einsatzoptimierung der einzelnen Erzeugungseinheiten mit speziell angepassten Algorithmen gelöst und die systemkoppelnden Nebenbedingungen (Nachfrage- und Reservebedingungen) mit Hilfe einer Lagrange Relaxation koordiniert. Die optimalen Einschaltentscheidungen thermischer Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke werden über eine Dynamische Programmierung ermittelt. Der Einsatz vernetzter hydraulischer Kraftwerksgruppen, wie sie bspw. im alpinen Raum vorzufinden sind, wird mittels eines Network Flow Verfahrens optimiert.

Unter Übernahme der Ganzzahligkeitsentscheidungen wird in der dritten Verfahrensstufe das Restproblem mittels einer Linearen Programmierung gelöst. In dieser geschlossenen Optimierung der hydrothermischen Energieaufteilung wird der systemweite, kostenminimale Kraftwerkseinsatz zur Nachfragedeckung unter Optimierung des grenzüberschreitenden Energieaustausches ermittelt. Das wesentliche Ergebnis dieser Optimierung sind der optimierte Kraftwerkseinsatz, die Gesamtkosten der Stromerzeugung sowie der grenzüberschreitende Energieaustausch.

Auf Basis der ermittelten Austausche wird eine neue Marktsimulation nur für das Marktgebiet Deutschland durchgeführt, in der wiederum der kostenminimale Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Nachfrage und vorzuhaltender Reserve ermittelt wird. Aufgrund des reduzierten Betrachtungsbereiches kann die Reserve in diesem Simulationsdurchlauf detailliert für alle Reservequalitäten und unter der Berücksichtigung der durch ein Abrufsignal vorab definierten Reservearbeit abgebildet werden. Die in der zweiten Verfahrensstufe verwendeten Lagrange-Koordinatoren zur Einhaltung der systemkoppelnden Nebenbedingungen der Last- und Reservedeckung können dabei als Preissignale interpretiert werden. Somit können nach Abschluss der Optimierung stündliche Preisanreize für Fahrplanenergie und die verschiedenen Reservequalitäten generiert werden.

Modell zur Simulation des Anlageneinsatzes

Die Simulation des Einsatzes der dezentralen Erzeugungsanlagen und Speicher wird unter Anwendung eines am IAEW entwickelten Verfahrens zur Portfoliooptimierung dezentraler Energiesysteme mit dem Ziel der Deckungsbeitragsmaximierung des jeweiligen Portfolios

durchgeführt [6]. Auf Basis der Eingangsdaten, wie bspw. dezentrale Erzeugungsanlagen und Speicher mit ihren technischen Parametern, Primärenergiepreise, Marktpreise für elektrische Energie und Reserve sowie Nachfrage nach elektrischer Energie und Wärme, wird der Anlageneinsatz für ein Jahr in stündlicher zeitlicher Auflösung optimiert.

Die Optimierungsaufgabe weist aufgrund von zahlreichen Ganzzahligkeiten, wie Mindestleistungen von Erzeugungsanlagen oder an Märkten, quadratischen Kostenfunktionen und komponentenübergreifenden Nebenbedingungen wie die Einhaltung der gegebenen Last eine hohe Komplexität auf. Deshalb wird ein Zerlegungsansatz mittels Lagrange-Relaxation als Optimierungsverfahren gewählt, mit Hilfe dessen eine gute Handhabbarkeit erreicht werden kann ([7]-[10]). Der Ansatz erlaubt auch eine Simulation großer Portfolios in Jahresfrist in akzeptablen Rechenzeiten. Einen Überblick über das Verfahren gibt Bild 2.6.

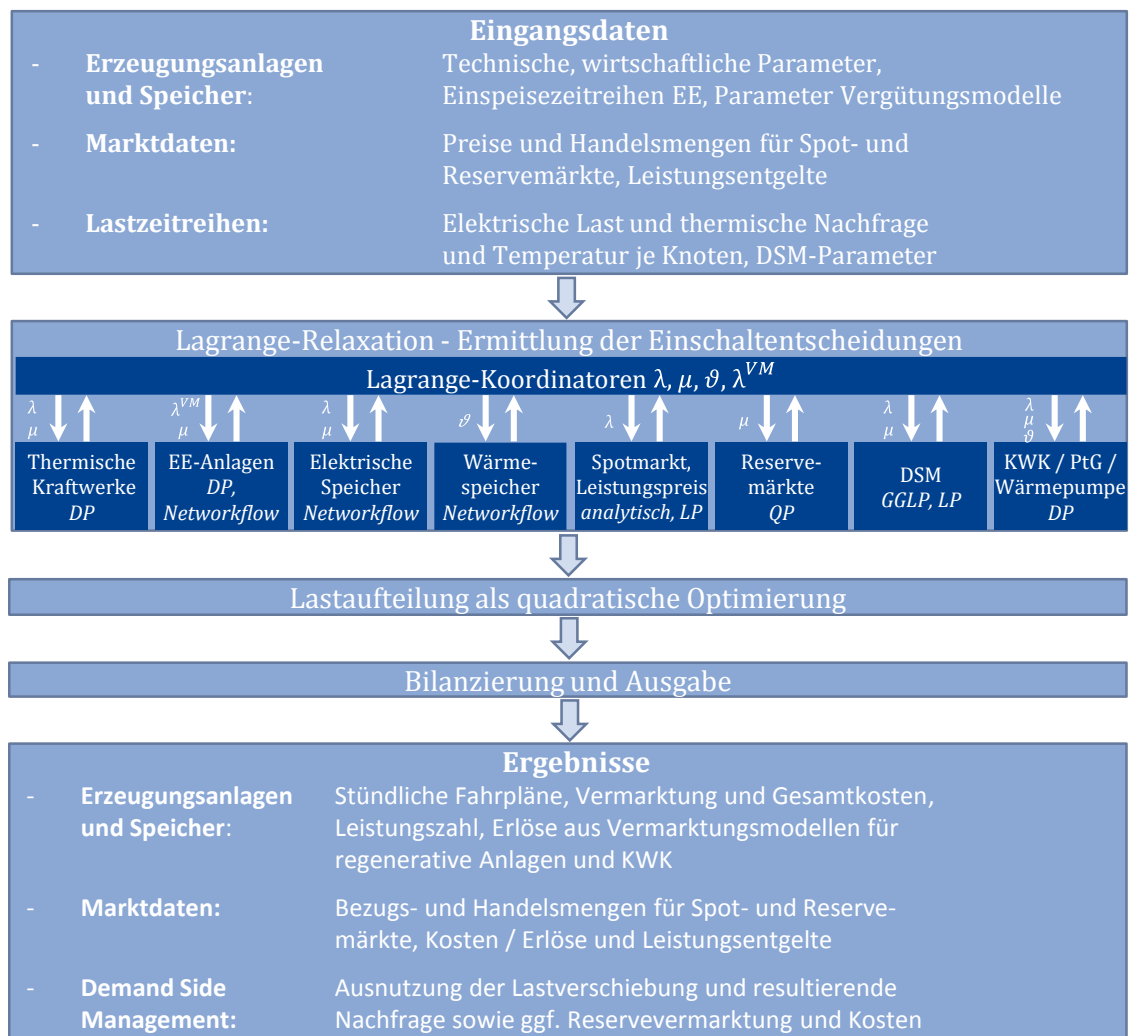


Bild 2.6: Schematischer Ablauf des Optimierungsverfahrens

Das Gesamtproblem wird in die einzelnen systemischen Komponenten zerlegt, die mit jeweils dafür geeigneten Optimierungsalgorithmen als Subproblem gelöst werden können. Die hierbei verwendeten Optimierungsverfahren sind Dynamische, Lineare und Quadratische Programmierung sowie Networkflow-Verfahren und analytische Bestimmung mathematischer Optima. Zur Einhaltung der systemkoppelnden Nebenbedingungen und als Preisanreiz für die Teilprobleme werden Lagrange-Koordinatoren für die elektrische und thermische Nachfrage sowie die unterschiedlichen Reservemärkte verwendet.

Ergebnisse der Optimierung sind neben dem Gesamtdeckungsbeitrag des Portfolios die Teildeckungsbeiträge der einzelnen Komponenten sowie die stündlichen Fahrpläne von Erzeugungsanlagen und Speichern und die Ausnutzung des gegebenen Potenzials an Demand Side Management. Auf Seiten der Vermarktungsalternativen umfasst das Ergebnis der Optimierung die Teilnahme an den einzelnen Märkten und ihre Kombination.

2.3.2 Zukünftige Anlageneinsatzkonzepte

Die zur Verfügung stehenden Flexibilitäten und Freiheitsgrade der einzelnen Anlagen können in unterschiedlicher Weise genutzt werden. Denkbar ist die Teilnahme an bestehenden Märkten wie dem börslichen Spotmarkt für elektrische Energie und den Reservemärkten. Dies setzt eine Integration des betrachteten Versorgungsgebietes in die bestehenden, zentralen Märkte für elektrische Energie voraus.

Neben dieser Teilnahme an zentralen Großhandelsmärkten ist auch die Bildung von kleinen, autarken Energieversorgungssystemen, so genannten Microgrids, mit lokalen, dezentralen Marktplätzen denkbar. Auf diesen lokalen Märkten sind neben der Erbringung von Energie zur Deckung der Versorgungsaufgabe auch Reserveleistungen handelbar, die zur Aufrechterhaltung und Absicherung des sicheren Betriebs des Microgrids benötigt werden.

Im Rahmen dieser Studie soll in erster Linie die Integration des Versorgungsgebietes in zentrale Großhandelsmärkte betrachtet werden („Integriertes System“), da dieses Konzept den heute gegebenen Möglichkeiten der Direktvermarktung entspricht und für die Zukunft am wahrscheinlichsten erscheint. Der Einsatz der einzelnen Anlagen wird hierbei in Abhängigkeit von den zuvor bestimmten Großhandelsmarktpreisen für elektrische Energie und Reserve optimiert. Dabei kann zu jeder Zeit uneingeschränkt am Großhandelsmarkt gehandelt werden. Der resultierende physikalische Energiefluss erfolgt über das Verteilungs- und Übertragungsnetz. Somit können auch Situationen auftreten, in welchen die lokalen, dezentralen Erzeugungsanlagen aufgrund niedriger (oder sogar negativer) Marktpreise nicht in Betrieb sind und die gesamte elektrische Last des Versorgungsgebiets über Bezug aus den vorgelagerten Netzebenen gedeckt wird. Andersherum können auch Situationen auftreten, in welchen aufgrund hoher Marktpreise trotz hoher lokaler Einspeisung aus dezentralen

Erzeugungsanlagen keine zusätzliche lokale Verbraucher oder Speicher elektrische Energie nachfragen. In diesem Fall muss die lokale Einspeisung fast vollständig in die vorgelagerten Netzebenen zurückgespeist werden.

Das Konzept dezentraler, lokaler Märkte wird separat davon in einer Sensitivitätsanalyse betrachtet („Regionale Versorgung“ in Kapitel 4.5.1). Im Gegensatz zum „integrierten System“ werden die Anlagen hierbei nicht in Abhängigkeit der Großhandelsmarktpreise optimiert, sondern zur Deckung der lokalen Last und des lokalen Reservebedarfs eingesetzt. Dabei wird eine weitestgehend autarke Versorgung des lokalen Netzgebiets angestrebt. Das impliziert tendenziell einen Ausgleich von lokaler DEA-Einspeisung und Nachfrage innerhalb des Versorgungsgebietes. Über die weiterhin bestehende Anbindung an das Verteilungs- und Übertragungsnetz ist auch in Situationen, in welchen die lokale Last nicht vollständig durch lokale Anlagen gedeckt werden kann, eine Versorgung des Netzgebietes gewährleistet. Jedoch soll die Nutzung dieser Backup-Option nach Möglichkeit vermieden werden, um eine weitestgehend autarke Versorgung zu gewährleisten.

Da der Betrachtungshorizont dieser Studie bis 2050 geht und deshalb ungewiss ist, wie sich der regulatorische Rahmen bis dahin verändert, wird bei der Bestimmung des Anlageneinsatzes generell von jeglichen Abgaben, Steuern und Fördermechanismen abstrahiert. Das heißt, dass alle am Stromnetz angeschlossenen elektrischen Anlagen zu Großhandelsmarktpreisen elektrische Energie verkaufen bzw. beziehen können, ohne dass EEG-Umlage, Stromnetzentgelte, etc. anfallen. Ebenso können alle am Gasnetz angeschlossenen Anlagen Gas zum Großhandelsmarktpreis verkaufen bzw. beziehen, ohne dass Gasnetzentgelte, etc. anfallen. Eine eventuell mögliche Förderung für PtG-Anlagen wird separat in einer Sensitivitätsanalyse betrachtet (siehe Kapitel 4.5.2).

Für diejenigen Anlagen, welche zur Kopplung der Strom- und Gasnetze betrachtet werden (Power-to-Gas-Anlagen und bivalente Gasvorwärmanlagen), wird für beide beschriebenen Markt-Konzepte einerseits ein rein marktgeführter Einsatz („Frei am Markt“) simuliert, und andererseits ein kombinierter markt- und netzgeführter Einsatz („Netzdienlich“) zur gezielten Entlastung der Stromversorgungsnetze in kritischen Netzsituationen. Ziel ist die Begrenzung des erforderlichen Netzausbaus durch den Einsatz der Komponenten zur Kopplung von Gas-

und Stromversorgungsnetzen. Hierfür ist ein stets netzdienlicher Einsatz der Kopplungselemente in allen kritischen Netzsituationen erforderlich. Es wird untersucht, inwiefern die Kopplungselemente bei rein marktgeführtem Einsatz diesem Ziel entsprechen, bzw. welche Restriktionen beim Anlageneinsatz eingehalten werden müssen, um einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten zu können. Der kombinierte markt- und netzgeführte Betrieb bedeutet, dass die Anlagen nur noch innerhalb der vorgegebenen Grenzen marktgeführt eingesetzt werden können. Außerdem ist eine Teilnahme an Reservemärkten im netzgeführten Betrieb nicht möglich, da kurzfristig auftretende Reserveabrufe ansonsten den sicheren Netzbetrieb gefährden könnten. Die Änderungen, welche sich bei einem kombinierten markt- und netzgeführten Einsatz gegenüber einem rein marktgeführten Einsatz ergeben, werden untersucht und die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit quantifiziert. Einen Überblick über die betrachteten zukünftigen Anlageneinsatzkonzepte gibt Bild 2.7.

Einsatzkonzept für Kopplungselemente

Markt-Konzept	Integriertes System ohne Kopplungselemente	Integriertes System Einsatz der Kopplungselemente „frei am Markt“	Integriertes System Einsatz der Kopplungselemente „netzdienlich“
	Regionale Versorgung ohne Kopplungselemente	Regionale Versorgung Einsatz der Kopplungselemente „frei am Markt“	Regionale Versorgung Einsatz der Kopplungselemente „netzdienlich“

Bild 2.7: Zukünftige Anlageneinsatzkonzepte

2.4 Methodik der Zielnetzplanung Gas

Die Zielnetzplanung dient der Ermittlung des Bedarfs an zukünftiger Modifizierung und Optimierung des Netzes unter Berücksichtigung von

- Absatzprognosen (hier Basis BMU-Leitstudie, siehe Abschnitt 3.4),
- dem optimiertem Anlageneinsatz und

- der Firmenphilosophie.

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit des Netzes steht dabei immer im Fokus.

Die Zielnetzplanung der Gasversorgungsnetze erfolgt zum einen getrennt für die Gasversorgungsnetze und zum anderen „gekoppelt“ für die Kopplung der Strom- und Gasversorgungsnetze unter Berücksichtigung der Kopplungskomponente: Anlagen zur Lastverschiebung (bivalente GVWA) und PtG-Anlagen (Power to Gas) zur Energiespeicherung in Form von Wasserstoff oder Methan.

Der Fokus bei der getrennten Zielnetzplanung liegt auf der Optimierung des Gasverteilungsnetzes und der damit möglichen Kostenreduzierung im Netz. Dazu wurde hier geprüft, welche GDRA zukünftig, aufgrund des zurück gehenden Gasabsatzes, nicht mehr benötigt und im Falle einer notwendigen Erneuerung außer Betrieb genommen werden können.

Bei der gekoppelten Zielnetzplanung spielt darüber hinaus die Erhöhung der Potenziale zur Lastverschiebung vom Strom- in das Gasnetz mittels bivalenter Vorwärmung und zur Einspeisung von Gasen aus PtG-Anlagen eine wesentliche Rolle. Durch die stromseitig betrachteten Ortsnetzstationen werden teilweise andere GDRA weiterbetrieben als bei der getrennten Zielnetzplanung, was u.U. einen erhöhten Bedarf an Anpassungen im Gasnetz zur Folge hat.

Begrenzende Parameter für die Anpassung des Netzes sind u. a. die maximal (hier $p_{\max}=0,9$ bar) und minimal (hier $p_{\min}=0,4$ bar) zulässigen Drücke im Netz sowie die jeweilige technische Leistung der GDRA.

2.5 Methodik der Zielnetzplanung Strom

Bei der Planung von Stromnetzen im Hinblick auf zukünftige Anforderungen (im Weiteren als Zielnetzplanung bezeichnet) wird ein dreistufiges Vorgehen angewendet:

Als Erstes wird für das jeweilige Stützjahr die veränderte Einspeise- und Lastsituation auf analysiert, die sich aus dem Rahmenszenarios ergibt. Daraus lässt sich dann die künftig zu

erwartenden Anforderungen an das jeweilige Netz ableiten. Auf Basis des jeweiligen Ausgangsnetzes aus dem vorherigen Stützjahr werden per Lastflussrechnungen in einem Netzberechnungsprogramm Netzengpässe und Überlastungen entsprechend der gültigen Normen und Richtlinien identifiziert. Dabei muss auch der szenarienspezifische Anlageneinsatz der DEA und ggf. der Kopplungselemente berücksichtigt werden.

Im zweiten Schritt wird das Netz durch Netzausbaumaßnahmen ertüchtigt. Ziel der Ausbauplanung ist die Beseitigung der identifizierten Probleme bei möglichst geringen Kosten bzw. Ausgaben. Dazu werden je nach Ansatz (ohne/mit Kopplung des Strom- und Gasnetzes) und je nach Ausbaukonzept („Konventionell“ oder „Innovativ“) Betriebsmittel getauscht oder ergänzt, Topologieänderungen vorgenommen oder Smart-Grid-Systeme eingesetzt.

Im dritten Schritt wird per Lastflussrechnungen überprüft, ob durch die Maßnahmen alle Probleme beseitigt worden sind. Insbesondere aufgrund von Rückkopplungseffekten wird der zweite und dritte Schritt iterativ wiederholt, bis alle Netzengpässe beseitigt worden sind.

Bei der Auslegung von Netzen für alle zu erwartenden Betriebszustände, müssen die folgenden kritischen Situationen betrachtet werden:

- Starklast-Situation: maximale Last bei minimaler Einspeisung
- Starkeinspeise-Situation: maximale Einspeisung bei minimaler Last

Insbesondere bei rein „konventioneller“ Planungen, wie sie derzeit noch bei Netzbetreibern etabliert ist, werden dabei keine Lastgänge betrachtet, sondern vereinfachende Annahmen getroffen. Eine verbreitete Annahme bei „konventionellen“ Planungen ist es für Niederspannungs-Netze (NS) eine maximale Einspeisung der PVA von 100% der Nennleistung anzusetzen. Diese Herangehensweise wird angewendet, da es sich um nichtüberwachte Netze handelt und daher im Betrieb der aktuelle Netzzustand unbekannt ist. Bei Einsatz von Kopplungselementen und Smart-Grid-Systemen ist dagegen dieses Vorgehen nicht mehr gerechtfertigt, da das Netz per Sensorik überwacht wird und der Netzzustand damit bekannt ist. Bei Auftritt von Zustandsverletzungen können aktiv Gegenmaßnahmen eingeleitet werden.

2.5.1 Spezifisches Vorgehen bei den Niederspannungsnetzen

Bei der Ausbauplanung der Niederspannungsnetze wird jeder Hausanschluss bzw. Lastabgang und jede DEA separat modelliert. Jedem Hausanschluss wird dazu pro Stützjahr eine Maximallast zugeteilt. Die Reduzierung der konventionellen Last (Elektroautos und Wärmepumpen gelten als nichtkonventionelle Last) für das jeweilige Stützjahr wird durch einen Skalierungsfaktor einbezogen.

Alle zum Stand 2013 gebauten und geplanten DEA werden am jeweiligen Standort positioniert und der Anlagentyp (PVA, BHKW, etc.) sowie die installierte Leistung übernommen. Entsprechend der lokalen Zubauprognose werden neue Anlagen im Gebiet anhand der Gebäudestandorte positioniert. Sowohl für die aufgenommene Leistung der Hausanschlüsse als auch für die eingespeiste Leistung der DEA wird, differenziert nach Typ (Last, PVA, BHKW etc.), ein globaler Manipulationsfaktor definiert, um im Weiteren verschiedene Betriebspunkte zu untersuchen. Für die Modellierung der PVA wird, soweit nicht anders angegeben, der Wirkfaktor $\cos(\varphi) = 1$ gesetzt, bei anderen (größeren) DEA werden vom Netzbetreiber Werte für die Blindleistung angegeben. Bei neuen Anlagen wird der Wirkfaktor anhand des Mittelwertes der Bestandsanlagen selben Typs eingestellt.

2.5.2 Spezifisches Vorgehen beim Mittelspannungsnetz

Für die Analyse des Netzausbaubedarfes auf Mittelspannungs-Ebene (MS) wird der Netzzustand der folgenden Betriebspunkte anhand der Ergebnisse von Lastflussrechnungen analysiert. Bei den Planungsvarianten mit innovativen Betriebsmitteln erfolgt eine Modifizierung des Grenzwertes.

- Betriebspunkt mit maximaler Einspeisung: Bei der konventionellen Zielnetzplanung wird angesetzt, dass alle nachgelagerten Ortsnetze mit 75% der im NS-Netz installierten DEA-Leistung in das MS-Netz einspeisen. Dieser Wert ergibt sich aus den Analysen der Lastreihen von NS-Netzen. Es wird dazu der Quotient aus maximaler Rückspeisung und installierte DEA-Leistung gebildet. Damit werden sowohl der der Gleichzeitigkeitsfaktor der PVA berücksichtigt und eine Mindestlast, die die Verbraucher im jeweiligen Ortsnetz abnehmen. Die Leistung aller DEA (außer PVA), die direkt in das MS-Netz speisen, werden auf 100% gesetzt. Für PVA mit MS-

Anschluss wird aufgrund der unterschiedlichen Ausrichtung ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 85% berücksichtigt.

- Maximale Last ohne Einspeisung durch die DEA (Starklastfall): Da in dem in dieser Studie betrachteten MS-Netz die Last nach Prognose nicht signifikant ansteigt und kein Rückbau vorgenommen werden soll, ist dieser Betriebspunkt nicht auslegungskritisch und wird daher nicht weiter berücksichtigt.
- Die Analyse der Spannungsanhebung durch die DEA: Basierend auf der BDEW-Richtlinie [11] wird überprüft, ob die Spannung an keinem Verknüpfungspunkt um mehr als 2% durch den Teil der DEA angehoben werden, dessen Anschlusspunkte in der MS-Ebene liegt. Dazu wird in der Simulation angenommen, dass alle DEA, die direkt im MS-Netz angeschlossen sind, mit Volllast einspeisen (Gleichzeitigkeitsfaktor bei PVA mit 85%). Anlagen, die in unterlagerte Niederspannungsnetze einspeisen, werden nicht berücksichtigt (also nicht eingeschaltet), da diese dem Spannungsband der NS-Ebene zugeordnet sind. Alle Lasten werden auf null gesetzt. Die Resultierende Spannung wird mit der Nennspannung verglichen (relative Änderung). Anlagen, die direkt an der Sammelschiene des Umspannwerks (UW) angeschlossen sind (z. B. der Windpark-Esterwegen), beeinflussen die Spannungsanhebung nicht, da der Transformator des UW die Spannung der Sammelschiene auf Nennspannung regelt. Der Transformator selbst wird daher hier nicht betrachtet, sondern die Spannung an der Sammelschiene vorgegeben.

Das Redundanzkriterium „(n-1)-Sicherheit“ ist grundsätzlich für MS-Netze anzuwenden. Bezogen auf MS-Netze bedeutet es, dass bei einem beliebigen Ausfall eines Betriebsmittels (z. B. eines Kabels) die Versorgung weiterhin möglich ist. Es ist dabei aber zulässig, dass beispielsweise erst eine Umschaltung erforderlich ist und es in der Zwischenzeit zu einer Versorgungsunterbrechung kommt. Für den Anschluss von DEA, die nach dem EEG einspeisen, ist das (n-1)-Kriterium nicht relevant (vgl.[1], S. 89). Im Rückspeisefall wird für den ungestörten Betrieb bei allen Betriebsmitteln eine zulässige Belastung von 100% zugelassen. Bei Ausfall eines Betriebsmittels, also im (n-1)-Fall, werden DEA vom Netz getrennt, um eine Überlastung zu verhindern. In dem MS-Netz, das in dieser Studie betrachtet wird, ist das (n-1)-Kriterium für alle Lasten bereits im Ist-Zustand sichergestellt. Des Weiteren werden im Rahmen dieser Studie nur Ausbauplanungen (und kein Rückbau) betrachtet, die alle durch den Zubau von DEA verursacht werden. Daraus folgt, dass das (n-1)-Kriterium nicht weiter betrachtet werden muss. Nur wenn Ringstrukturen verändert werden oder ein zusätzliches UW gebaut wird, muss noch einmal eine entsprechende Überprüfung stattfinden.

Bei allen DEA wird der Wirkfaktor $\cos(\varphi) = 1$ gesetzt, also kein Blindleistungsfluss angenommen. Grundsätzlich kann ein Netzbetreiber durch die Vorgabe eines anderen Wirkfaktors an DEA lokal unzulässig hohe Spannungsanhebungen leicht reduzieren, um dadurch Netzverstärkungsmaßnahmen zumindest aufzuschieben. Bei großflächigem Ausbau von DEA (wie für die Stützjahre prognostiziert) gilt dies allerdings nicht. Der erhöhte Blindstrom belastet die Kabel zusätzlich, sodass bereits stark ausgelastete Kabel überlastet werden können oder etwaige Überlastungen sogar verstärkt werden. Dies verursacht dann zusätzlichen Ausbaubedarf. Dies wurde in einer entsprechenden Analyse für das betrachtete MS-Netz überprüft.

2.5.3 Ermittlung der Netzrestriktionen der Kopplungselemente

Die in dieser Studie betrachteten PtG-Anlagen agieren in Stromverteilungsnetzen zunächst als große Lasten. So kann bereits ein relativ kleiner Elektrolyseur mit einer Leistung von 150 kW_{el} ein Niederspannungsnetz so stark belasten, dass es zu unzulässigen Betriebszuständen kommt: Beispielsweise liegt dann die Stromstärke höher als der thermische Grenzstrom des jeweiligen Kabels, die Bemessungsscheinleistungen des Ortsnetztransformator (ONT) wird überschritten oder es treten Spannungsbandverletzungen auf. Ob diese Belastungen jeweils auftreten hängt nicht nur von dem Ausbaugrad des Netzes selbst ab, sondern wird auch maßgeblich von dem jeweiligen Betriebspunkt des Netzes, also der Last und Einspeisesituation, bestimmt. In den im Weiteren betrachteten Netzen ist die momentane Leistung der DEA die auslegungsrelevante Größe.

Es sind prinzipiell vier Extrempunkte zu unterscheiden (Bild 2.8). Hohe Anforderungen an die Betriebsmittel und unzulässige Betriebszustände des Netzes werden prinzipiell insbesondere verursacht, wenn entweder eine hohe DEA-Leistung bei ausgeschalteter PtG-Anlage auftritt oder bei Vollastbetrieb der PtG-Anlage keine DEA einspeisen. In beiden Fällen muss der ONT hohe Leistungen transformieren, wobei sich lediglich die Richtung des Leistungsflusses umkehrt. Unter Berücksichtigung der Position der PtG-Anlage im Netzgebiet kann es in diesen beiden Fällen zu Spannungsbandverletzungen und Überlastungen von Kabeln kommen.

Auswirkung von PtG-Anlagen auf das Netz

- Fall 1: PtG-Anl. AUS, volle DEA-Einspeisung
- Fall 2: PtG-Anl. AUS, keine DEA-Einspeisung
- Fall 3: PtG-Anl. EIN, volle DEA-Einspeisung
- Fall 4: PtG-Anl. EIN, keine DEA-Einspeisung

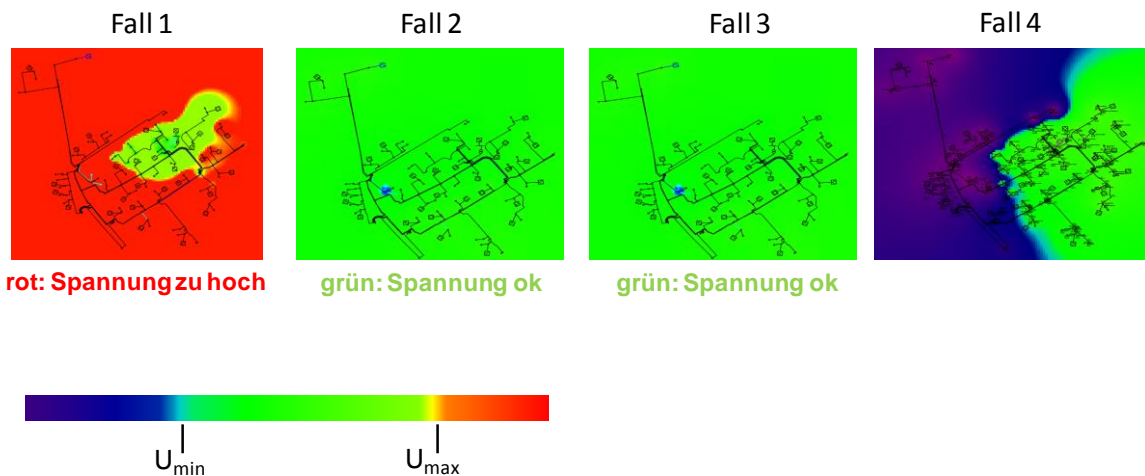


Bild 2.8: Ausgezeichnete Betriebspunkte des Netzes bei der Integration von PtG-Anlagen und DEA. Die Spannungsgrenzen werden durch die Netzebene und der Aufteilung des Spannungsbands bestimmt.

Durch Betriebsvorgaben an die PtG-Anlage soll das Erreichen der beiden kritischen Kombinationen (Fall 1 und Fall 4) verhindert werden. Dazu werden durch Lastflussrechnungen in den betrachteten Netzen insgesamt zwei Funktionen bestimmt:

1. Die maximal zulässige PtG-Leistung als Funktion der momentanen DEA-Leistung zur Absicherung von Betriebspunkten des Netzes geringer Einspeisung aus DEA.
2. Die minimale zulässige PtG-Leistung als Funktion der momentanen DEA-Leistung zur Absicherung von Betriebspunkten des Netzes hoher Einspeisung aus DEA.

2.5.4 Normung

Die Planung und der Betrieb von Stromverteilungsnetzen sind unter Einhaltung der gültigen Normen vorzunehmen.

Das zulässige Toleranzband der Versorgungsspannung wird in Norm *DIN EN50160* für NS-Ebene beschrieben [12] und beträgt:

$$\Delta U_{max} = \pm 10\% \cdot U_n$$

Eine Anpassung des Sollwertes erfolgt durch Stufensteller an den HS/MS-Transformators. Die Spannung an nachgelagerten Betriebsmitteln (und Netzebenen) ergibt sich aus der Last- und Einspeise-Situation. Dies gilt nicht bei Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren, die das NS-Netz von MS-Netz entkoppeln können. Ist kein regelbarer Ortsnetztransformator (rONT) vorhanden ist das Spannungsband auf die MS-Ebene, den ONT sowie die NS-Ebene aufzuteilen. Im Weiteren wird in Anlehnung an [1] von folgender Aufteilung ausgegangen:

$$\Delta U_{max,MS} = \pm 4\% \cdot U_n$$

$$\Delta U_{max,MS/NS} = \pm 3\% \cdot U_n$$

$$\Delta U_{max,NS} = \pm 3\% \cdot U_n$$

Bei Nichteinhaltung dieser Grenzen ist im Allgemeinen ein Netzausbau notwendig. Eine weitere Ursache für den Bedarf an Netzverstärkungsmaßnahmen ergibt sich durch VDE Anwenderrichtlinie [13], die für NS-Netze den durch DEA verursachte Spannungsanhebung begrenzt:

$$\Delta U_{max,NS} \leq 3\% \cdot U_n$$

Für die MS-Ebene ist analog durch die BDEW-Richtlinie [11] eine maximal zulässige Spannungsänderung für DEA definiert, die auf dieser Ebene angeschlossen sind:

$$\Delta U_{max,MS} \leq 2\% \cdot U_n$$

Beide Richtlinien haben im Wesentlichen den Zweck, die Einhaltung der *DIN EN50160* sicherzustellen. Bei Einsatz eines rONT kann je nach Konzept auf der NS-Ebene und bei flächendeckendem Einsatz sogar auf der MS-Ebene von diesen Vorgaben abgewichen werden (siehe Abschnitt 3.3.2).

Bei der Auslegung der Kabel für den Drehstrombetrieb in NS- und MS-Netze wird die DIN VDE 0276 angewendet. Diese definiert die Belastbarkeit (max. Stromstärke) der Kabel in Abhängigkeit vom Kabeltyp und Nennquerschnitt. Dabei wird im Weiteren ein Belastungsgrad von $m = 0,7$ vorausgesetzt. Dieser Wert ist anzusetzen, wenn der für ein Energieversorgungsunternehmen typische Belastungsverlauf vorliegt. Vernachlässigt wurde hingegen die Abweichungen für die Belastbarkeit der Kabel durch die Parallelverlegung (Anzahl der Kabel pro Graben > 1).

3 Eingangsdaten der Untersuchungen

3.1 Auswahl und Beschreibung der Netzgebiete

Da die Bearbeitung der Fragestellungen des Forschungsprojektes exemplarisch anhand dreier realer Netzgebiete im Verteilungsnetz der EWE erfolgt, ist ein gründlicher Auswahlprozess der betrachteten Netze entscheidend. Die Stromnetze sollten eine hohe Durchdringung mit EE-Anlagen aufweisen, die bereits heute zu problematischen Betriebszuständen führt. Entsprechende Netze haben hinsichtlich der deutschlandweiten Entwicklung eine Vorreiterrolle und die Ergebnisse sind somit auf aktuelle und zukünftige Situation in anderen Netzgebieten in Deutschland übertragbar. Betrachtet werden je ein:

- (Vor)städtisches Niederspannungs-/Gasverteilungsnetz
- ländliches Niederspannungs-/Gasverteilungsnetz
- ländliches Mittelspannungs-/regionales Gasverteilungsnetz.

Diese drei Netzarten stellen typische Versorgungsaufgaben von Verteilungsnetzen dar. Methodisch gliedert sich die Analyse in drei Teile. Zuerst werden Kriterien aufgestellt, anhand derer die Auswahl des Netzgebiets (d. h. der Versorgungsaufgabe) bzw. des Netzes erfolgt. Anschließend sucht der Netzbetreiber (EWE) konkrete Netze, die möglichst zu diesen Vorgaben passen. Im dritten Schritt erfolgen eine Evaluation der Vorschläge und eine endgültige Auswahlentscheidung in Abstimmung zwischen den Projektpartnern.

3.1.1 Auswahlkriterien

Die Definition eines Kriterienkataloges erfolgt anhand der weiteren Untersuchungsgegenstände dieser Studie:

Unter der Prämisse, dass PtG-Technologien für einige aber nicht alle Netze eine potenzielle Option ist, werden Gebiete gesucht, bei denen der Einsatz von PtG-Anlagen nicht a priori ausgeschlossen bzw. unwahrscheinlich ist. Es wird damit jeweils ein Stromnetz gesucht, bei dem einspeisegetriebener Handlungsbedarf besteht und zugleich ein für die Kopplung mittels

PtG-Technologie geeignetes benachbartes Gasnetz vorliegt. Hinzu kommt, dass für die theoretische Modellierung des Netzes und der Prognose für die Entwicklung bis 2050 (letztes Stützjahr) geeignete Daten verfügbar sein müssen.

In enger Abstimmung der Projektpartner ergibt sich insgesamt nachfolgender Kriterienkatalog. Es wird dabei zwischen *priorisierten* und *fakultativen* Kriterien unterschieden. Bei den priorisierten Kriterien handelt es sich um Mindestanforderungen oder sehr vorrangige Anforderungen, die für die weitere Untersuchungen von hoher Bedeutung sind. Weitere vorteilhafte, aber nicht notwendige Anforderungen werden als *fakultativ* bezeichnet. Sie können bei der Entscheidung zwischen zwei Netzgebieten den Ausschlag geben, wenn die Netze jeweils die Mindestanforderungen erfüllen.

Kriterienkatalog:

1) Allgemeine Grundsätze:

a) Notwendige Grundvoraussetzungen:

- Geographische Überlappung des Strom- und Gasnetzes vorhanden.
- Typische Versorgungsaufgabe und Netzstrukturgebiet ist hinsichtlich der Entwicklung von Bevölkerungsansiedlung und wirtschaftlicher Perspektiven repräsentativ für die im Antrag beschriebenen Netzgebietstypen.

b) Stromnetz

Priorisierte Kriterien:

- Auftreten von problematischen Betriebszuständen im Stromnetz (Spannungsbandverletzung, Betriebsmittelüberlastung) schon aktuell bzw. bis 2023 absehbar
- Einspeiseanlagen (Strom) vorhanden und vor allem Potenziale für Ausbau vorhanden (WEA, PV etc.)

Fakultative Kriterien:

- Smart-Grid Komponenten für Steuereingriffe im Stromnetz geplant/vorhanden
- KWK-Anlage mit Zugriffsmöglichkeit, für Einsatz am Markt für Minutenreserve
- Nutzung von Strom als Heizung vorhanden/geplant
- Elektrische Kurzzeitspeicher (z. B. Batterien) und andere Speicher vorhanden bzw. geplant

c) Gasnetz

Priorisierte Kriterien:

- Steuerbare Betriebsmittel im Gasnetz (Verdichterstationen, GDRA) lokal vorhanden
- Gasnetz /Komponenten prinzipiell geeignet für PtG-Realisierung/Wasserstoff

Fakultative Kriterien:

- Biogaseinspeiseanlagen vorhanden bzw. Potenziale vorhanden
- CO/CO₂-Quelle für PtG mit Methanisierung
- Abschaltbare Verbraucher zur Bewertung der Lasten
- CNG-Tankstellen

2) Anforderungen an die Datenqualität und -Quantität

Priorisierte Kriterien:

- Netzdaten in digitaler Form (GIS) vorhanden: Topologie, Betriebsmittel
- Lastdaten (Stundenwerte) für ausgewählte Gasleitungen verfügbar, um das Potenzial von PtG zu bewerten
- Lastdaten (Strom) für die Generierung von Lastprofilen (Stundenwerte) verfügbar
- Lastdaten (Wärme) in stündlicher Auflösung

Fakultativ Kriterien:

- Kundenstruktur im Netzgebiet
- Verbraucher, die keine Qualitätsschwankungen vertragen und dies vertraglich zugesichert bekommen
- Lastdaten (Stundenwerte) von Gasbetriebsmitteln (GDRMA, Verdichter) verfügbar, um das Lastverschiebungspotenzial zu bewerten
- CNG-Fahrzeugaufkommen zur Bewertung der potenziellen zukünftigen Verbräuche in der Mobilität

3) Spezifische Kriterien pro Netzgebiet:

a) (Vor)städtisches Niederspannungsnetz/Gasverteilungsnetz

Priorisierte Kriterien:

- Hohe Einspeiseleistung aus DEA vorhanden/zu erwarten (möglichst dezentral verteilt) und Ausbau absehbar (Fokus: PV-Anlagen). Eine Stadt der Zukunft (viele DEA) kann durch heutiges Dorf mit vermaschten Netz repräsentiert werden
- Gas-Druckregelanlagen (zur Umrüstung auf bivalente Wärmeerzeugung) vorhanden für Einbindung in Smart-Grid)

b) Ländliches Niederspannungsnetz/Gasverteilungsnetz

Priorisierte Kriterien:

- Hohe Einspeiseleistung aus DEA vorhanden/zu erwarten (möglichst dezentral verteilt) und Ausbau absehbar (Fokus: PV-Anlagen).
- Bestehende problematische Betriebszustände im Stromnetz
- Gas-Druckregelanlagen (zur Umrüstung auf bivalente Wärmeerzeugung) vorhanden für Einbindung in Smart-Grid)

c) Ländliches Mittelspannungsnetz/Gasverteilungsnetz

Priorisierte Kriterien:

- Hohe Einspeiseleistung aus DEA vorhanden/zu erwarten
- WEA-Einspeisung im Gebiet, am besten dezentral verteilt
- Errichtung von Erzeugeranlagen möglich/realistisch (Potenzialflächen vorhanden, Flächen für WEA, Repowering geplant...)
- Verdichterstation(en) mit möglichst ganzjähriger, hoher Mindestlast:
- Gas-Druckregelanlagen (zur Umrüstung auf bivalente Wärmeerzeugung) mit hoher Druckdifferenz und ausgewogener Jahresganglinie (nicht nur Anlagen zur Versorgung von Haushalten mit geringer Last im Sommer) vorhanden.

Fakultative Kriterien:

- Solarpark mit Einspeisung direkt ins Mittelspannungsnetz vorhanden
- Einspeisung Biogas zu erwarten bzw. vorhanden

3.1.2 Gewählte Netzgebiete

Auf Basis der Netzgebiete der EWE in Niedersachsen wurden anhand des Kriterienkatalogs folgende drei Netzgebiete ausgewählt:

- Sögel, Stauffenberg-Straße: (Vor)städtisches NS-Netz / Gasverteilungsnetz
- Werlte, Steinfeld: Ländliches NS-Netz / Gasverteilungsnetz
- Esterwegen: Ländliches MS-Netz / regionales Gasverteilungsnetz

Sie liegen alle im Landkreis Emsland (Bild 3.1), eine sehr ländlich geprägte Region, in der bereits heute eine hohe Durchdringung von DEA (insbesondere PVA und WEA) gegeben ist und ein hohes Potenzial für den Zubau weiterer Anlagen besteht.



Bild 3.1: Übersichtskarte des Landkreises Emsland mit der Lage des Zentrums der drei Netzregionen.[14],[15]

Die Einteilung der ausgewählten Netze nach „ländlich“ und „(vor)städtisch“ bezieht sich primär auf das Stromnetz und hängt nur von Kenngrößen auf der betrachteten Netzebene ab, wie etwa der Struktur und der Hausanschlussdichte. So ist es beispielsweise für die

Einordnung eines NS-Netzes als „(vor)städtisch“ nicht relevant, wie groß der Ort bzw. Stadt ist, sondern nur die lokale Situation in den wenigen Straßen, die über das eine ONS versorgt wird.

Die Fläche der betrachteten Gasnetze erstreckt sich jeweils über einen signifikant größeren Bereich als das entsprechende Stromnetz. Während stromseitig im NS-Netz jeweils eine ONS mit den dazu gehörigen Straßenzügen betrachtet wird, wird gasseitig immer das ganze Mitteldruck-Ortsnetz untersucht, da die Potenziale zur Lastverschiebung mittels bivalenter Gasvorwärmung oder Wasserstoffeinspeisung immer vom gesamten Volumenstrom einer GDRA, und somit des Gasverbrauchs des ganzen nachgelagerten Netzes, abhängig sind.

Der in diesem Projekt betrachtete Teil des Gasnetzes der EWE Netz GmbH im Gebiet Sögel, Werlte und Esterwegen mit Umgebung ist in Bild 3.2 dargestellt. Das Mitteldrucknetz (MD) wird durch das vorgelagerte Hochdrucknetz (HD, rote Leitungen) der Druckstufe MOP 70 bar (OP 42 bar) gespeist. Die Besonderheit der betrachteten Verteilungsnetze liegt einerseits im hohen Vermaschungsgrad und andererseits der vollständigen Ausführung als MD-Netz. Die Versorgungsreichweite ist daher im Vergleich zu ND-Netzen erhöht und es sind weniger Anlagen für die Versorgung eines großen Gebiets notwendig. Im betrachteten Netzgebiet speisen zwei Biogaseinspeiseanlagen (BGEA) direkt in die MD-Ebene ein: BGEA Börger und BGEA Werlte. Die BGEA sind derart ausgestattet, dass auch eine Einspeisung in das HD-Netz möglich ist, falls die Kapazität des MD-Netzes zeitweise nicht ausreicht.

Die Struktur der Gasnetze von Sögel und Werlte ähneln sich stark in ihrer Vermaschung als auch der Größe der Versorgungsgebiete. Beide Gebiete entsprechen bei der Betrachtung der Kriterien Netzstruktur, Einwohnerzahl (Sögel ca. 7.000, Werlte ca. 9.500) und der Einwohnerdichte (126 / 149 EW/km²) einem ländlichen Gebiet.

Der jährliche Gasabsatz im Netzgebiet Sögel entspricht mit ca. 20 Mio. m³/a einem Gasverteilungsnetz in einem vorstädtischen Gebiet wie Oldenburg, allerdings aufgrund des Industriegebiets mit geringeren unterjährlichen Schwankungen als ein reines Wohngebiet. Der Gasabsatz in Werlte liegt bei ca. 9 Mio. m³/a und entspricht einem ländlichen Gasverteilungsnetz mit überwiegender Gasverwendung zur Deckung des Wärmebedarfs.

Da stromseitig das Mittelspannungsnetz rund um das Umspannwerk in Esterwegen betrachtet wird, wird nicht das MD-Netz von Esterwegen an sich sondern ein größerer Teil des Transportnetzes, entsprechend dem betrachteten Stromnetzgebiet, untersucht.

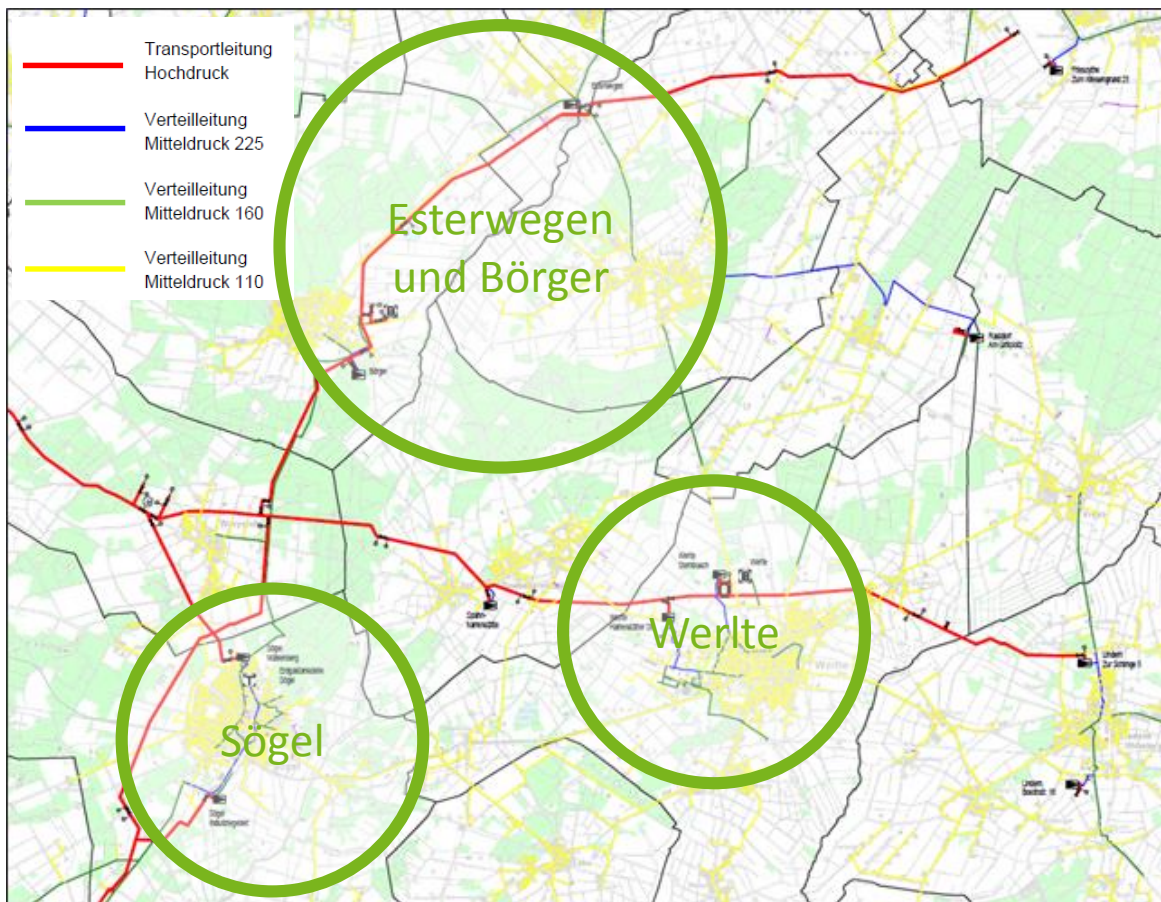


Bild 3.2: Übersicht Netzgebiet Sögel, Werlte, Esterwegen der EWE Netz GmbH, nach (EWE Netz GmbH)

Im Weiteren werden die drei Netzgebiete separat beschrieben um insbesondere deren spezifische elektrische Versorgungsaufgabe darzustellen.

3.1.2.1. (Vor)städtisches Niederspannungs- und Gasverteilungsnetz

Die Versorgungsaufgabe eines (vor)städtisches Niederspannungs-/Gasverteilungsnetzes wird entsprechend der Vorgaben durch ein heutiges Dorfnetz abgebildet. Als geeignetes Gebiet wurde die Gemeinde Sögel, Station Stauffenberg-Straße (Bild 3.3) in der Samtgemeinde Sögel des Landkreises Emsland identifiziert. Die Topologie des Netz zeichnet sich durch eine

hohen Grad an Vermaschung und einer relativ hohen Hausanschlussdichte aus, wie sie typisch für städtische Gebiete sind; andererseits ist ein hoher Bestand an DEA gegeben, der dem Zustand entspricht, der in den nächsten Jahrzehnten auch in städtischen Wohngebieten zu erwarten ist.

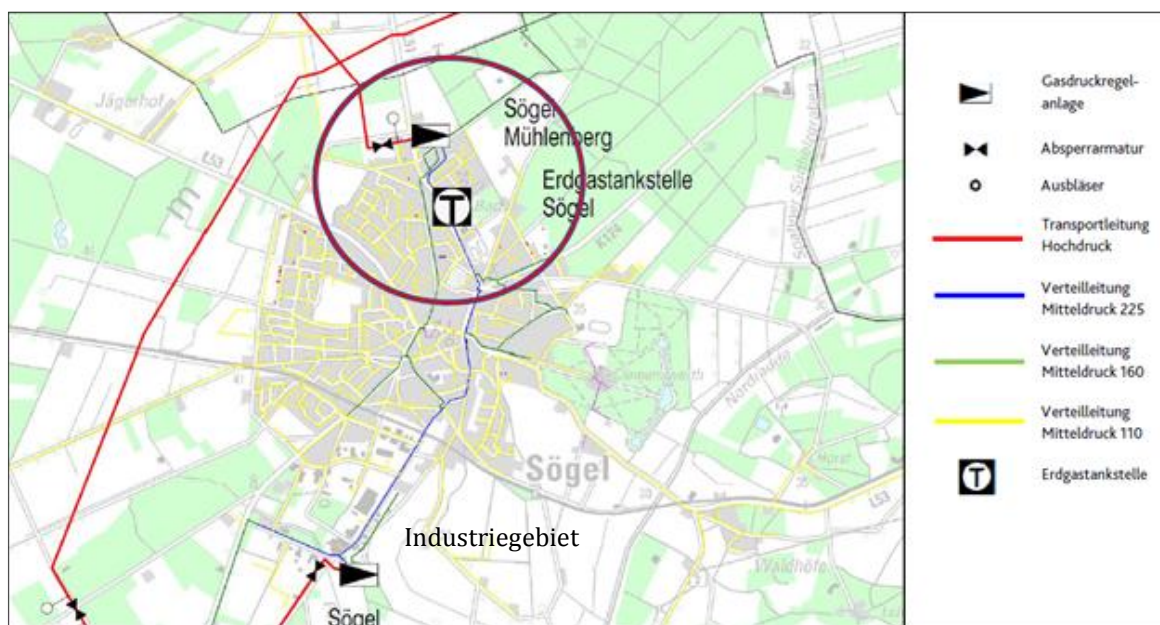


Bild 3.3: Gasverteilungsnetz Sögel, nach (EWE Netz GmbH)

Etwa 240 m von der ONS Stauffenberg-Straße entfernt liegt die GDRA *Mühlenberg* (vgl. Tabelle 3.1). In der Gemeinde Sögel befinden sich insgesamt zwei GDRA. Eine im Norden (GDRA *Mühlenberg*) und eine im Süden (GDRA *Sögel Industriegebiet*) des Ortes.

Für die Versorgung der Industriekunden findet eine zweistufige Entspannung (GDRA *Sögel Industriegebiet*) zunächst auf 4 bar und für die Versorgung der Kunden aus Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) und Haushaltskunden (HH) auf 0,9 bar statt. Die GDRA *Mühlenberg* versorgt die im Norden von Sögel befindliche Erdgastankstelle, sowie Kunden aus Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) und Haushaltskunden (HH) mit einem Versorgungsdruck bis maximal 0,9 bar.

Damit ist gezeigt, dass die für die Kopplung von Strom- und Gasnetzen per PtG-Technologie notwendige Überlappung von Strom- und Gasnetz gegeben ist (vgl. Bild 3.4).



Bild 3.4: Sögel, Stauffenberg-Straße: Strom und Gasnetz (Quelle: EWE)

Aufgrund der hohen Einspeiseleistung durch über das Netzgebiet verteilte DEA (vgl. Tabelle 3.1) ist das Gebiet repräsentativ für eine (vor)städtische Versorgungsaufgabe der Zukunft (vgl. mit Kriterienkatalog in Abschnitt 3.1.1)

Tabelle 3.1: Sögel, Stauffenberg-Straße: Kennzahlen des Ortsnetzes (Quelle: EWE)

Größe (Stand 1. Quartal 2013)	Wert
ONT: installierte Leistung [kVA]	400
DEA: installierte Leistung [kW _{el}]	510
DEA: installierte Leistung (inkl. Kurzzeitplanung) [kW _{el}]	523
Anzahl PVA	19
Anzahl PVA (inkl. Kurzzeitplanung)	20
Hochgerechneter Jahresverbrauch Erdgas [MWh]	1.463
Hochgerechnete gelieferte elektrische Energie [MWh]	448
Distanz: ONS zu GDRA [m]	240
Länge Mittelspannungsleitung (ED01) vom UW zur ONS [m]	5.381
Umspannwerk Sögel (Transformator T121) [MVA]	50
Maximale Bezugsleistung [MW _{el}]	2,7
Maximale Lieferleistung [MW _{el}]	23,2

Das Verhältnis aus installierter DEA-Leistung und Transformatorleistung sowie der Prognose für das Ausbaupotenzial von PVA lassen darauf schließen, dass in naher Zukunft problematische Betriebszustände wahrscheinlich sind und daher Handlungsbedarf entsteht. Eine ausreichende Datenqualität ist ebenfalls vorhanden und daher erfüllt das Gebiet alle Mindestkriterien (vgl. Kriterienkatalog aus Abschnitt 3.1.1)

3.1.2.2. Ländliches Niederspannungsnetz / Gasverteilungsnetz

Als Repräsentant für ein typisches ländliches Niederspannungsnetz / Gasverteilungsnetz wird das Ortsnetz Steinfehn in Werlte im Landkreis Emsland untersucht. In Werlte existieren zwei GDRA (*Sternbusch* und *Harrenstätter Str*) und im Nachbarort Spanharrenstätte die GDRA *Spahnharrenstätte*, deren Einspeisedruck in das regionale Verteilungsnetz 0,9 bar beträgt (Bild 3.5).

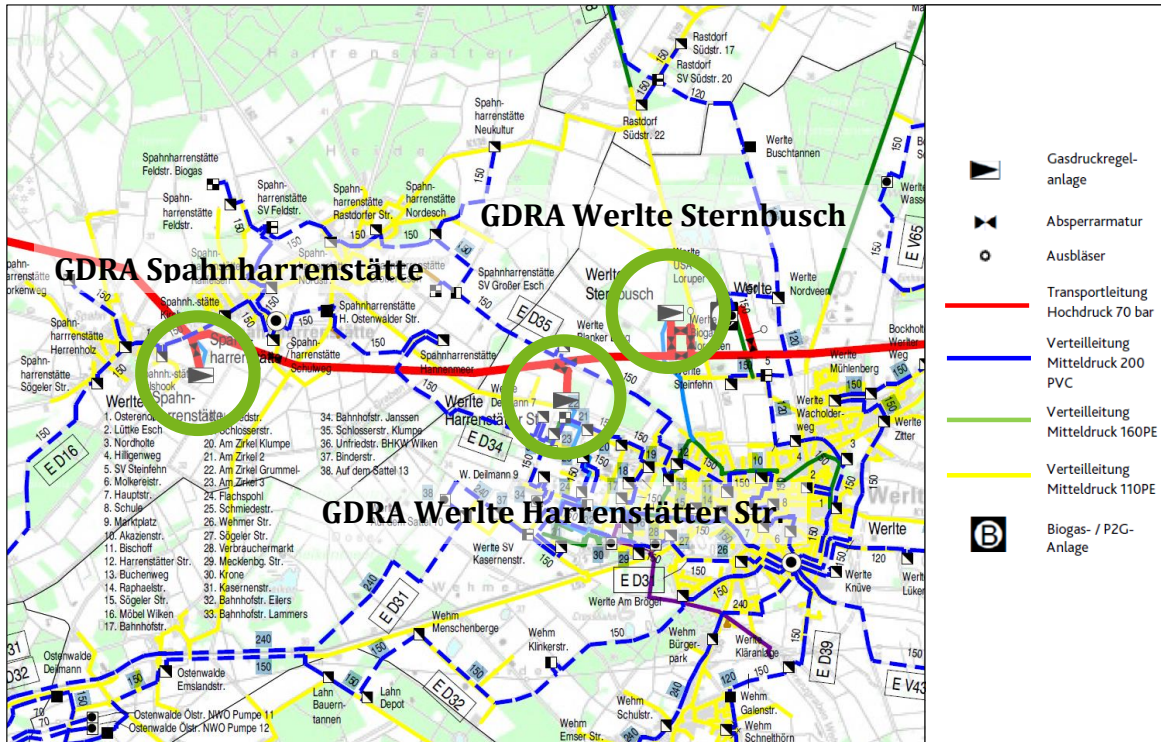


Bild 3.5: Werlte: Gasverteilungsnetz Werlte und Spahnharrenstätte (Quelle: EWE)

Aufgrund der günstigen Lage der GDRA *Sternbusch* am Rande des Stromnetzes (ca. 720 m entfernt zur ONS Steinfehn) besteht eine Kopplungsoption mittels PtG. Neben vier PVA sind zwei BHKW, eine Biogasanlage und sogar schon eine PtG-Anlage der AUDI AG vorhanden (Bild 3.6), die allerdings an das MS-Netz angeschlossen ist und daher nicht weiter betrachtet werden soll.

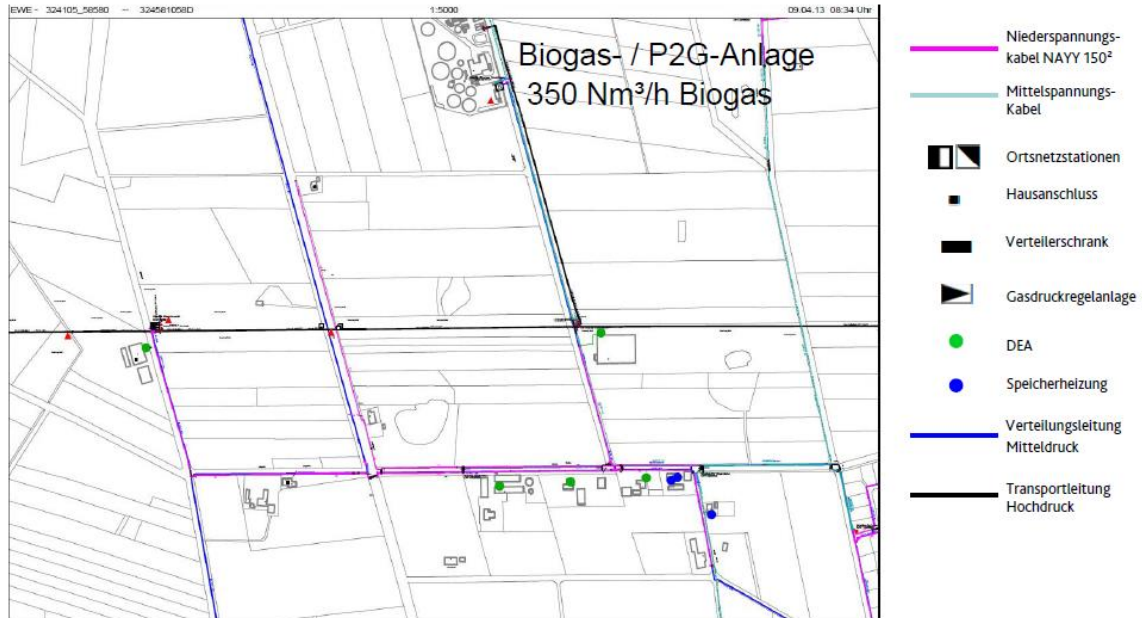


Bild 3.6: Werlte, Steinfeld: Stromnetz (Quelle: EWE)

Die Kennzahlen des Netzgebietes (Tabelle 3.2) belegen eine hohe Einspeiseleistung und eine sehr hohe Ausbaurrate an DEA in den nächsten Jahren, die nach konventionellen Planungsgrundsätzen einen hohen Ausbaubedarf des Stromnetzes erforderlich werden lassen.

Tabelle 3.2: Werlte, Steinfeld: Kennzahlen des Ortsnetzes (Quelle: EWE)

Größe (Stand 1. Quartal 2013)	Wert
ONT: installierte Leistung [kVA]	250
DEA: installierte Leistung [kW _{el}]	169
DEA: installierte Leistung (inkl. Kurzzeitplanung) [kW _{el}]	437
Anzahl PVA	4
Anzahl PVA (inkl. Kurzzeitplanung)	6
PVA: installierte Leistung [kW _p]	149
PVA: installierte Leistung (inkl. Kurzzeitplanung) [kW _p]	341
Anzahl BHKW	2
Anzahl BHKW (inkl. Kurzzeitplanung)	3
BHKW: installierte Leistung [kW _{el}]	20,7
BHKW: installierte Leistung (inkl. Kurzzeitplanung) [kW _{el}]	95,7
Hochgerechneter Jahresverbrauch Erdgas [MWh]	927
Hochgerechnete gelieferte elektrische Energie [MWh]	205
Distanz: ONS zu GDRA [m]	720
Länge Mittelspannungsleitung (ED01) vom UW zur ONS [m]	16.491
Umspannwerk Sögel (Transformator T122) [MVA]	31,5
Maximale Bezugsleistung [MW _{el}]	25
Maximale Lieferleistung [MW _{el}]	28,6

3.1.2.3. Ländliches Mittelspannungsnetz / regionales Gasverteilungsnetz

Die Versorgungsaufgabe Mittelspannungsnetz / regionales Gasverteilungsnetz wird am Beispiel des Versorgungsgebietes des **Umspannwerks Esterwegen** in der Samtgemeinde Nordhümmling im Landkreis Emsland betrachtet, das geeignete Voraussetzungen hinsichtlich einer Kopplungsoption mit dem Gasnetz aufweist: So befindet sich im Gebiet des MS-Netzes eine Gastransportleitung und mehrere Mitteldruckleitungen (Bild 3.7). Für die Kopplung sind

neben den GDRA in *Börger* und *Esterwegen* auch die GDRA *Börgermoor*, *Neubörger* und *Rastdorf* relevant. Der Einspeisedruck aller GDRA beträgt jeweils 0,9 bar.

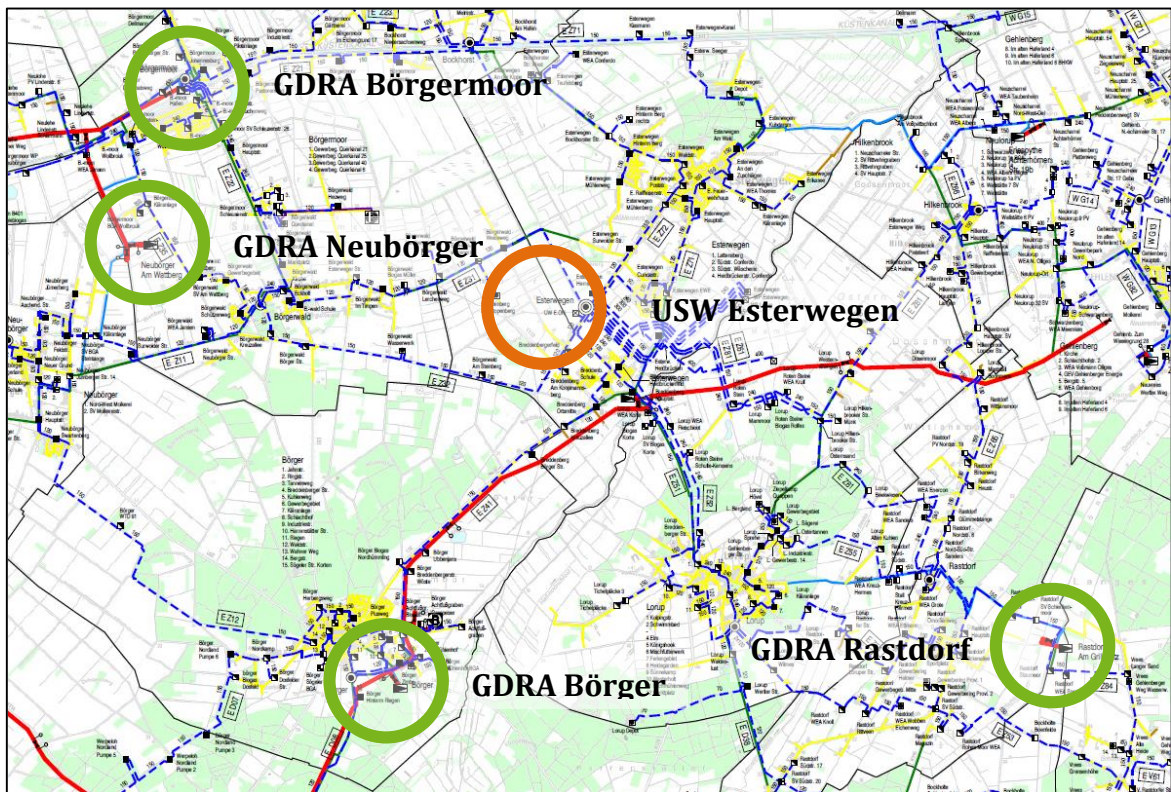


Bild 3.7: Regionales Gasverteilungsnetz Esterwegen und Umgebung mit BGEA Börger (Quelle: EWE)

Es sind sowohl dezentrale WEA, PVA, BHKW, sowie Brennstoffzellen im Netzgebiet (MS/NS) vorhanden und weitere Anlagen geplant (Tabelle 3.3). Daraus ergibt sich Handlungsbedarf, da bereits heute die maximal rückgespeiste Leistung oberhalb der Nennleistung des Transformators liegt.

Tabelle 3.3: Esterwegen: Kennzahlen des Mittelspannungsnetzes (Quelle: EWE)

Größe (Stand 1. Quartal 2013)	Wert
Transformator des UW: installierte Leistung [MVA]	31,5
Maximale Bezugsleistung [MW_{el}]	7,3
Maximale Lieferleistung [MW_{el}]	38,4
DEA: installierte Leistung [MW_{el}]	87,8
DEA: installierte Leistung (inkl. Kurzzeitplanung) [MW_{el}]	99,6
Anzahl PVA	1.517
Anzahl PVA (inkl. Kurzzeitplanung)	1.653
PVA: installierte Leistung [MWp]	50,7
PVA: installierte Leistung (inkl. Kurzzeitplanung) [MWp]	57,9
Anzahl BHKW	44
Anzahl BHKW (inkl. Kurzzeitplanung)	47
BHKW: installierte Leistung [MW_{el}]	11,5
BHKW: installierte Leistung (inkl. Kurzzeitplanung) [MW_{el}]	12,1
Anzahl WEA	55
Anzahl WEA (inkl. Kurzzeitplanung)	60
WEA: installierte Leistung [MW_{el}]	25,6
WEA: installierte Leistung (inkl. Kurzzeitplanung) [MW_{el}]	29,6

Die Region Esterwegen ist daher für diese Studie geeignet und ermöglicht viele Optionen hinsichtlich der Einsatzmöglichkeiten von Smart-Grid-Technologie und PtG-Komponenten, deren Einsatz im Weiteren untersucht wird.

3.2 Technische Komponenten

3.2.1 Erzeugungstechnologien

Um die eingespeiste Energie der DEA für das jeweilige Stützjahr zu ermitteln, muss neben der installierten Leistung und dem Wetterjahr auch die technische Entwicklung berücksichtigt werden. Für WEA an Land wird eine Steigerung der Volllaststundenzahl für den Anlagenbestand erwartet (Tabelle 3.4). Es ist dabei zu berücksichtigen, dass heute noch viele Anlagen aus den 1990er-Jahren in Betrieb sind, die typischerweise nach etwa 20 Jahren ersetzt werden. Durch das EEG wird zudem gefördert, dass leistungsschwache Altanlagen vorzeitig durch moderne WEA im Megawattbereich ersetzt werden (sog. Repowering). Dies erhöht zusätzlich die Summe der installierten WEA-Leistung. Dementsprechend werden die Bestandsanlagen in den drei Stützjahren deutlich weiterentwickelt sein: Die Nabenhöhe von neuen Anlagen liegt deutlich über dem jetzigen Durchschnitt, die Zuverlässigkeit steigt, eine effizientere Leistungselektronik ist verbaut und die WEA laufen teilweise auch bei kleineren Windgeschwindigkeiten. Auch bei PVA wird eine erhöhte spezifische Ausbeute erwartet, da die PV-Module und die Umrichter effizienter werden. [2]

Im Weiteren wird folgende technische Weiterentwicklung vorausgesetzt:

Tabelle 3.4: Technische Entwicklung der DEA (nach[2])

	2010	2023	2033	2050
WEA an Land mittlere Ausnutzung [h/a]	1.500	2.195	2.345	2.600
PVA inkl. Umrichter mittlere spez. Ausbeute [kWh/kW_p/a]	809	890	912	950

3.2.2 Kopplungselemente

Kopplungselemente sind technische Erzeugungsanlagen, die klassisch sowohl an das Strom- als auch an das Gasnetz angeschlossen sind. Darunter fallen Anlagen, die entweder Strom erzeugen oder Strom verbrauchen und mit dem Gasnetz verbunden sind, wie KWK-Anlagen, Gaskraftwerke und Power-to-Gas-Anlagen (PtG). Bei PtG-Anlagen wird mit Hilfe eines Elektrolyseurs Wasserstoff hergestellt. Dieser Wasserstoff kann gespeichert, stofflich genutzt, der Mobilität oder der Weiterveredelung zu Methan in einer Methanisierungsstufe zugeführt werden. In der Methanisierungsstufe wird der Wasserstoff mit Kohlenstoffdioxid unter Freisetzung von Wärme (200 – 300 °C) zu Methan umgesetzt. Mit PtG-Anlagen ist es möglich, die Stromerzeugung durch regenerative Quellen vom Stromverbrauch zu entkoppeln, indem das gespeicherte Methan bzw. der gespeicherte Wasserstoff nach Bedarf z. B. in KWK Anlagen wieder verstromt wird. KWK-Anlagen weisen die Besonderheit auf, dass sie neben der Stromproduktion zur Wärmedeckung von z. B. Haushalten, kommunalen oder industriellen Einrichtungen dienen können. Dies bedeutet, dass die KWK-Anlagen üblicherweise wärmegeführt eingesetzt werden und einen hohen Gesamtnutzungsgrad aufweisen. Hierdurch kann aber der Fall auftreten, dass Strom produziert wird, wenn schon eine Überkapazität zur Verfügung steht. Daher ist eine stromgeführte Fahrweise mit Randbedingung „Wärmebedarf“ für den Einsatz als Kopplungselement sinnvoll. Allerdings bedarf solch eine Anordnung zwingend einen Wärmespeicher, der ausreichend dimensioniert ist.

Ferner fallen unter Kopplungselemente Anlagen, die bivalent ausgerüstet sind. Das sind Anlagen, die entweder mit Strom oder mit Gas betrieben werden können und einer Lastverschiebung dienen. Diese Anlagen können nur überschüssigen Strom verbrauchen. Hierzu zählen Verdichter- und Vorwärmanalgen in Gasnetzen. Zu beachten ist, dass immer zwei Anlagen vorhanden sein müssen und somit eine erhöhte Investition zu tätigen ist sowie erhöhter Platzbedarf mit eventuell größeren Hallen einzuplanen ist.

Im Weiteren können im erweiterten Sinne Anlagen dazugerechnet werden, die mit Strom Wärme erzeugen. Dies sind unter anderem Elektrowärmepumpen oder Elektro-Heizstäbe. Diese Anlagen können bei entsprechender Betriebsweise Strom in Wärme umwandeln. Die

stromgeführte Betriebsweise führt auch dazu, dass ein Wärmespeicher benötigt wird, um eine ständige Verfügbarkeit an Wärme zu gewährleisten. Bei den Elektrowärmepumpen ist zu beachten, dass diese üblicherweise nur bis zu einer Temperatur von ca. 35 °C gute Jahresarbeitszahlen aufweisen und höhere Temperaturen mit einem Elektro-Heizstab erzeugen. Es sind jedoch jetzt schon Wärmepumpen auf dem Markt, die auch Vorlauftemperaturen von über 60 °C erreichen können und somit z. B. für eine Nachrüstung im Gebäudealtbestand grundsätzlich geeignet wären, wobei die Leistungszahl und sich somit die Jahresarbeitszahl verschlechtert. Dies bedeutet einen erhöhten Stromverbrauch.

Die oben kurz erläuterten und in Tabelle 3.5 und Tabelle 3.6 näher spezifizierten Kopplungselemente sind abhängig von der Größe, der Flexibilität und Stromspeicherfähigkeit unterschiedlich für den Lastausgleich im Stromnetz geeignet. Die PtG-Technologie ist die einzige Technologie, die größere Mengen Strom langfristig speichern kann. Wärmespeicher können zwar in Nahwärmenetzen saisonal ausgeführt werden, sind aber in Gebieten, die nicht mit Nahwärme versorgt werden, auf häusliche Anwendungen und aufgrund des zur Verfügung stehenden Platzes meist nur auf wenige Stunden oder Tage ausgelegt. Bivalente Kopplungselemente können einer Lastverschiebung dienen und sind z. B. in Gastransportleitungen (Transportventilatoren) und Gasdruckregelanlagen (Vorwärmer) einzusetzen. Hierdurch können insbesondere bei großen Gasleitungen abhängig vom Gasfluss „Überschussstrom“ zum Betrieb genutzt werden. Zu betonen ist, dass der Einsatz von Kopplungselementen vom Standort abhängig ist.

Ein wesentlicher Aspekt der Nutzung ist die Flexibilität bzw. Teillastfähigkeit. Diese ist für KWK-Anlagen eher mit gut zu bewerten (s. Tabelle 3.5 und Tabelle 3.6). Elektrolyseure sind mit sehr gut bis gut zu bewerten. Die eventuell angeschlossene Methanisierung ist etwas träger, was aber durch entsprechende Pufferspeicher ausgeglichen werden kann.

Tabelle 3.5: Kopplungselemente Teil 1

	Energieträger Bezug	Energieträger Abgabe	Leistungsbereich in kW	Entwicklungsstand
Gasturbine (klein)	Gas	Strom/Wärme	30 – 100 (el)	kommerzialisiert

Gasturbine (mittel)	Gas	Strom/Wärme	100 – 10.000 (el)	kommerzialisiert
Gasturbine (groß)	Gas	Strom	10.000 – 250.000 (el)	kommerzialisiert
Ottomotor (µKWK)	Gas	Strom/Wärme	0,3 – 5 (el)	kommerzialisiert
Ottomotor (BHKW)	Gas	Strom/Wärme	50 – 20.000 (el)	kommerzialisiert
Stirlingmotor (µKWK)	Gas	Strom/Wärme	1 – 5 (el)	kommerzialisiert
Stirlingmotor (BHKW)	Gas	Strom/Wärme	5 – 200 (el)	kommerzialisiert
Brennstoffzelle (µKWK)	Gas	Strom/Wärme	0,3 – 5 (el)	kommerzialisiert
Brennstoffzelle (KWK)	Gas	Strom/Wärme	5 – 250 (el)	Testphase
Alkalischer Elektrolyseur	Strom	H ₂	5 – 3.400 (el)	Testphase
PEM-Elektrolyseur	Strom	H ₂	5 – 350 (el)	Testphase
Methanisierung	H ₂ /CO ₂	CH ₄ /Wärme	5.000 – 50.000 (th)	Konzeptphase
Transportverdichter Turbine	Gas	Verdichtungsarbeit	< 30.000 (th)	kommerzialisiert
Transportverdichter elektrisch	Strom	Verdichtungsarbeit	< 30.000 (th)	kommerzialisiert
Vorwärmer gasbetrieben	Gas	Wärme	< 10.0000 (th)	kommerzialisiert
Vorwärmer elektrisch	Strom	Wärme	< 10.0000 (th)	kommerzialisiert
Elektrische Wärmepumpe	Strom	Wärme	1,5 – 60 (th)	kommerzialisiert
Heizstab	Strom	Wärme	1 – 60	kommerzialisiert

Tabelle 3.6: Kopplungselemente Teil 2

	Elektrischer Wirkungsgrad	Gesamtnutzungsgrad in %	Teillastverhalten	Regelbarkeit
Gasturbine (KWK)	15 - 33	75 - 85	nein	gut
Gasturbine (mittel)	25 - 40	75 - 80	gut	gut
Gasturbine (groß)	35 - 43 55 - 60 (GuD)	-	gut	gut
Ottomotor (µKWK)	25 - 30	85 - 90	nein	ein/aus
Ottomotor (BHKW)	30 - 45	80 - 90	gut	gut
Stirlingmotor (µKWK)	7 - 15	90	nein	ein/aus
Stirlingmotor (BHKW)	10 - 20	85	bedingt	bedingt
Brennstoffzelle (µKWK)	40 - 60	85 - 90	sehr gut	bedingt
Brennstoffzelle (KWK)	40 - 60	85 - 90	sehr gut	bedingt
alkalischer Elektrolyseur	55 - 60	-	gut	gut
PEM-Elektrolyseur	55 - 65	-	sehr gut	gut
Methanisierung	-	80 - 90	bedingt	bedingt
Transportverdichter Turbine	-	-	gut	k. A.
Transportverdichter elektrisch	-	-	gut	k. A.
Vorwärmer gasbetrieben	-	-	gut	k. A.

Vorwärmer elektrisch	-	-	gut	k. A.
elektrische Wärmepumpe	-	Jahresarbeitszahl 3 - 5	gut	k. A.
Heizstab	-	100	nein	ein/aus

Kostenanalyse Power-to-Gas (inkl. spezifischer Kostenentwicklung)

Im Folgenden ist die Kostenanalyse für PtG-Anlagen (Wasserstoff und Methan) am Beispiel von Anlagen mit einer Leistung von 200 kW_{el} dargestellt. Diese Anlagengröße hat sich im Projekt als interessanteste Anlage für den Einsatz in der Niederspannung herausgestellt.

Die Kosten für die PtG-Anlage beinhalten folgende Komponenten:

- Aufstellung/Bau, Straßen, Zaun, Fundamente, Ausgleichsmaßnahmen
- Elektrolyseanlage (inkl. Wasseraufbereitung, Piping, Gleichrichter, Abwärmebehandlung, ...) und, im Falle der Methanisierung, die Methanisierungsstufe
- Zwischenspeicher und Verdichter
- MSR-Technik (zur Einbindung in die Leitwarte, Medienheranführung, externes Piping)
- Einspeiseanlage inkl. Messtechnik

Der Stromanschluss der Anlagen (Trafo und Kabel) werden im Projekt auf der Stromseite berücksichtigt.

Die Betrachtung der Kostenentwicklung erfolgt für drei Technologiesprünge, sowohl unter konservativen als auch unter optimistischen Annahmen. Diese unterscheiden sich hinsichtlich des jeweiligen Faktors zur Kostenreduzierung. In den Diagrammen (Elektrolyse Bild 3.8,

Methanisierung Bild 3.9) sind die optimistischen Annahmen detailliert aufgeschlüsselt, die konservative Variante wird als Differenz (▨) zur optimistischen Variante dargestellt.

Technologiesprung I – Serienfertigung:

- Generelle stetige Kostenreduktion durch Weiterentwicklung/Optimierung
- Starke Kostensenkung beim Elektrolyseur durch Optimierung bis zur Serienfertigung

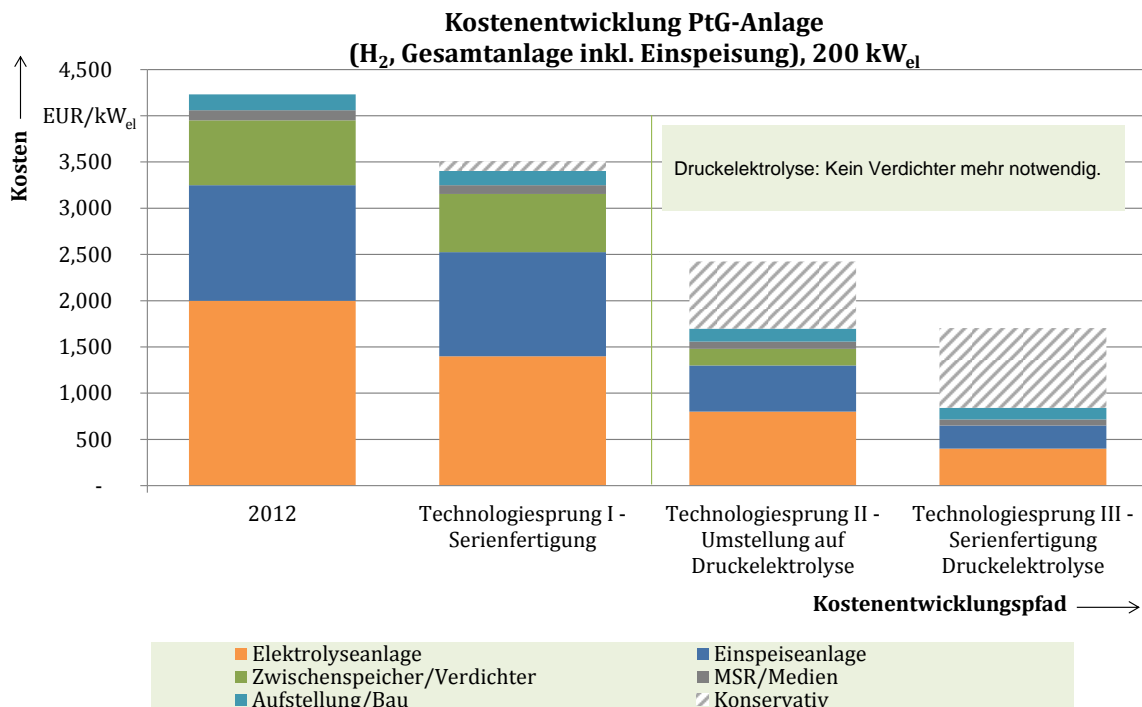


Bild 3.8: Kostenentwicklung PtG-Anlage (H₂, Gesamtanlage inkl. Einspeisung), 200 kW_{el}

Technologiesprung II – Umstellung auf Druckelektrolyse:

- Generelle stetige Kostenreduktion durch Weiterentwicklung/Optimierung
- Technologiesprung von atmosphärische Elektrolyse auf Druckelektrolyse (kein Verdichter für die Einspeisung/Zwischenspeicherung mehr notwendig)
- Die Einspeiseanlage benötigt keine Prozessgaschromatographen (PGC) mehr

- Zwischenspeicherbedarf sinkt stark durch dynamische Druckfahrweise und flexiblere Regeln bei der Gasbeschaffenheit
- Starke Kostenreduzierung durch Modulare Bauweise der Einspeiseanlage

Technologiesprung III – Serienfertigung Druckelektrolyse:

- Starke Kostensenkung bei der Druckelektrolyse durch Optimierung bis zur Serienfertigung
- Einspeiseanlage ist Teil der Elektrolyseanlage
- Kein Zwischenspeicher mehr benötigt

Bei der Methanisierung sind neben der generellen Kostenentwicklung und der Technologiesprünge für die Elektrolyse zusätzlich die Kosten für die Methanisierung beaufschlagt. Die höheren Kosten der konservativen Betrachtung sind als Block über den optimistischen Kosten dargestellt und in Bild 3.9 grauschraffiert (▨) hervorgehoben. Die Reduzierung der Methanisierungskosten fällt bei der konservativen Betrachtung geringer aus als bei der optimistischen.

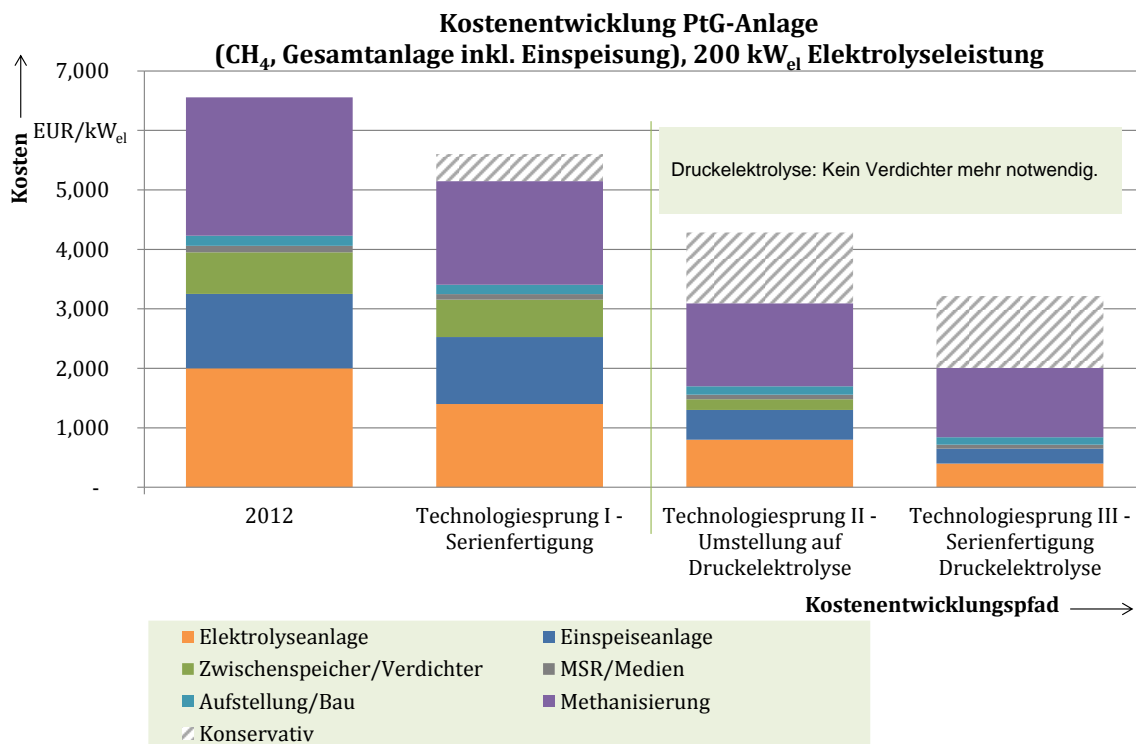


Bild 3.9: Kostenentwicklung PtG-Anlage (CH₄, Gesamtanlage inkl. Einspeisung), 200 kW_{el} Elektrolyseleistung

Die spezifischen Kosten für PtGA nehmen mit zunehmender Anlagenleistung deutlich ab. Für Methanisierungsanlagen mit einer Elektrolyseurs-Leistung von 10 MW_{el} wird von folgenden Kosten ausgegangen:

Tabelle 3.7: Kostenentwicklung Methanisierung (Elektrolyseurs-Leistung 10 MW_{el})

2013	2020	2030	2050
1.500 EUR	1.300 EUR	750 EUR	500 EUR

Kostenanalyse bivalente GVWA (Lastverschiebung)

In folgendem Bild 3.10 sind die Kosten für den Einbau einer elektrischen Vorwärmung (E-Patrone) in eine bestehende gasbetriebene Vorwärmanlage dargestellt. Darin enthalten

sind Material (E-Patrone, Piping, ...) und Arbeitszeit (Schweißnähte, ...), die Kosten für den Stromanschluss werden auf der Stromseite berücksichtigt.

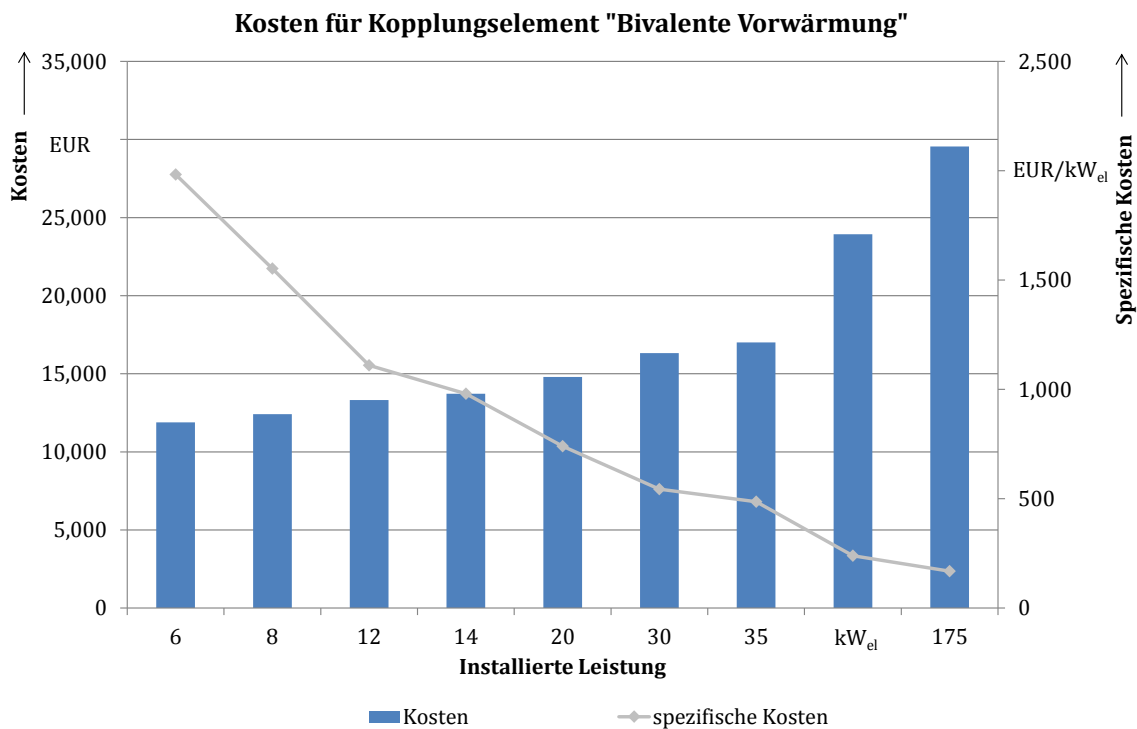


Bild 3.10: Kosten für elektrische/bivalente Vorwärmung

3.3 Netzausbauoptionen

3.3.1 Vorstellung der Betriebsmittel für den Ausbau der Gasnetze

Die für dieses Projekt relevanten Komponenten für Ausbau und Anpassung des Gasnetzes sind Gas-Druckregel-Anlagen (GDRA) und die Verlegung von Leitungen zur Netzverstärkung im Bedarfsfall.

GDRA werden dahingehend geprüft, ob die Versorgungsaufgabe mehrerer Anlagen auch durch eine einzige Anlage erfüllt werden kann, um Kosten für Betrieb und Erneuerung einzusparen. Im Falle der Erneuerung einer GDRA fallen Kosten in Höhe von ca. 300.000 EUR an. Diese lassen sich bei Zusammenlegung von mehreren Anlagen zu einer GDRA einsparen.

Bei der Zusammenlegung von GDRA wird unter Umständen eine Netzverstärkung in Form einer zusätzlichen oder erneuerten Leitung notwendig, um die Unterschreitung des minimal zulässigen Druckes im Netz zu verhindern. Die Parameter und Kosten dieser Leitungen lassen sich nicht verallgemeinern, da sie vom konkreten Netz und dessen Struktur abhängen. Die Parameter und Kosten für die im Projekt betrachteten Netzverstärkungen werden in Abschnitt 4.3 dargestellt.

3.3.2 Vorstellung der Betriebsmittel für den Ausbau der Stromnetze

Die wesentlichen Betriebsmittel der Verteilungsnetze der NS-Ebene sind vieradrige Kabel, Ortsnetzstationen und Transformatoren. Für Ausbaumaßnahmen wird einheitlich der Kabeltyp NAYY¹ verwendet. Bei ONT werden die Ausführungen mit 250 kVA, 400 kVA, 630 kVA und 800 kVA verwendet.

Auf MS-Ebene wird bei allen Ausbaumaßnahmen der Kabeltyp NA2XS2Y 3X1X500² eingesetzt. Bei Verstärkungsmaßnahmen am UW werden neue Transformatoren der Größen 40 MVA, 63 MVA und 80 MVA verwendet. Zudem sind bei Erweiterung eines UW um einen zusätzlichen Transformator Umbauarbeiten zu betrachten, die nur pauschal angesetzt werden. Bei zusätzlichen Abgängen von MS-Leitungen werden neue Leitungsfelder benötigt. Sekundärtechnik (Leit- und Schutztechnik) soll im Rahmen dieser Studie nicht explizit

¹ Bei Kabeln des Typ NAYY handelt es sich um: Normkabel (N) mit Aluminiumleiter (A) sowie einer Isolierung aus PVC (Y) und Mantel aus PVC (Y). Die Kabel sind stets vieradrig (4X). Der Nennquerschnitt (Angabe in Quadratmillimeter) variiert.

² Normkabel (N) mit Aluminiumleiter (A), Isolierung aus VPE (2X), Schirmung aus Kupfer (S) und Mantel aus PE (2Y). Es wird stets ein System mit drei Leitern (3) verlegt. Der Nennquerschnitt beträgt hier 500 mm².

berücksichtigt werden, da der untersuchte Ausbauplan keine grundlegenden Auswirkungen auf die installierten Systeme hat.

Als innovative Betriebsmittel kommt dem regelbaren Ortsnetztransformator (rONT) eine Schlüsselrolle zu. Erste rONT-Modelle sind inzwischen am Markt verfügbar³ und bereits heute von mehreren Netzbetreibern Verbaut werden. Durch dessen Einsatz kann das Spannungsband des NS-Netzes von dem vorgelagerten MS-Netz entkoppelt werden und dadurch eine höhere Spannungsanhebung auf der Niederspannungsebene zugelassen werden. Regelbare Ortsnetztransformatoren sind durch den Einsatz von Stufenstellern, die die Windungszahl der (Oberspannungs-)Wicklung verändern, oder durch den Einsatz von Leistungselektronik in der Lage, die Spannung der Niederspannungs-Sammelschienen an der Station zu regeln. Dadurch kann in der Niederspannung die Nennspannung innerhalb einer Toleranz eingehalten werden, auch wenn es im vorgelagerten Netz zu einer Spannungsanhebung oder -absenkung kommt. Das Spannungsband ist dann entkoppelt. [16]

Wie in Bild 3.11 gezeigt, erhöht sich durch die Spannungsregelung an der ONS der zulässige Bereich zu beiden Seiten hin (höhere Anhebung und Absenkung auf der NS-Ebene). Daher eignet sich der rONT auch in Gebieten mit inhomogener Last-/ Einspeise-verteilung. Oftmals wird es aber keine Notwendigkeit für eine Veränderung der zulässigen Spannungsabsenkung (unter -3%) geben. Dann kann die Spannung an der Sammelschiene der Station durch die Regelung auch unter Nennspannung gehalten werden, um dadurch den zulässigen Bereich der Spannungsanhebung durch DEA zu vergrößern (bis ca. 13% bei 4% Toleranzband des Stufenstellers/der Leistungselektronik).

In Ortsnetzen mit langen Strängen, bei denen einzelnen Strängen eine hohe Last und andere eine hohe Einspeiseleistung anbinden, kann der rONT Spannungsbandverletzungen in

³ Beispielsweise bietet der Hersteller Maschinenfabrik Reinhausen GmbH das Modell GRIDCON® TRANSFORMER an, der in der Größe 800 kVA verfügbar ist [32].

einzelnen Strängen nicht verhindern. Die Technologie kommt hier an ihre Grenze, da kein geeigneter, für alle Stränge gemeinsamer Betriebspunkt für die Spannungsregelung existiert.

Bei einem flächendeckenden Einsatz von rONT in allen nachgelagerten ONS eines UW profitiert auch die MS-Ebene. Durch die Entkopplung kann dann eine zulässige Spannungsbandanhebung von weit über 2% in der Mittelspannung zugelassen werden, wodurch die Möglichkeit geschaffen wird, eine höhere eingespeiste Leistung der DEA ohne zusätzlichen Ausbaubedarf aufzunehmen (Bild 3.12). Anders ausgedrückt: bei vorgegebener DEA-Leistung kann durch die rONT-Technologie ein großer Teil der konventionellen Netzausbaumaßnahmen entfallen.

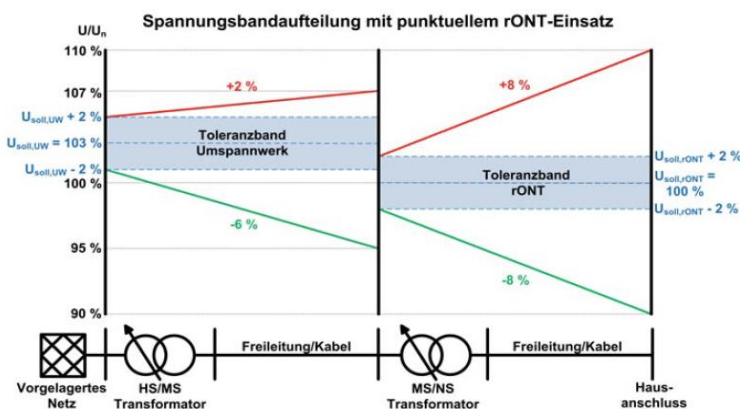


Bild 3.11: Spannungsbandaufteilung durch Einsatz von rONT in einzelnen Ortsnetzen [16]

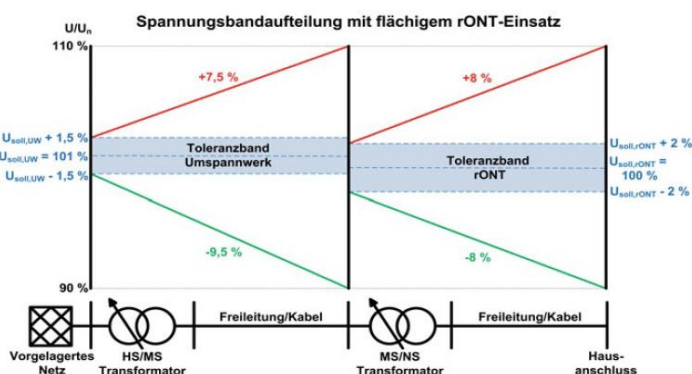


Bild 3.12: Spannungsbandaufteilung mit flächendeckendem Einsatz von rONT im Gebiet des UW [16]

Der Einsatz eines rONT ermöglicht es also, das Potenzial vorhandener Netze besser Auszunutzen um die neue Anforderung für Verteilungsnetze bei einer dezentralen Energieversorgung zu erfüllen. Es handelt sich damit um ein sehr wirksames Instrument für den Netzbetrieb. Zahlreiche Praxistest haben der Nutzen dieses innovativen Betriebsmittels bestätigt [16].

Ein weiterer Ansatz, um die Verteilungsnetze für die Integration weitere DEA zu ertüchtigen, ist der Einsatz von Smart-Grid-Systemen. Das derzeit führende System für die Niederspannungsebene ist **iNES** - *die intelligente Ortsnetzstation*, die am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal entwickelt wurde, und bereits kommerziell verfügbar ist. Bei iNES handelt es sich um ein Automatisierungssystem für die Niederspannung, das den Leistungsfluss und die Spannungszustände überwacht, Grenzwertverletzungen erkennt und autonom geeignete Maßnahmen ergreift. [17],[18]

Dazu führt das System zyklisch eine Lastflussrechnung in einem stark unterbestimmten System mittels Zustandsschätzung durch (Anzahl der Sensoren ist signifikant kleiner als die Anzahl der Knoten) und verringert bei Bedarf durch Aktoren z. B. die Leistung von DEA, um dadurch etwa die Überlastung des Transformators oder von Kabeln sicher zu verhindern (Bild 3.13).

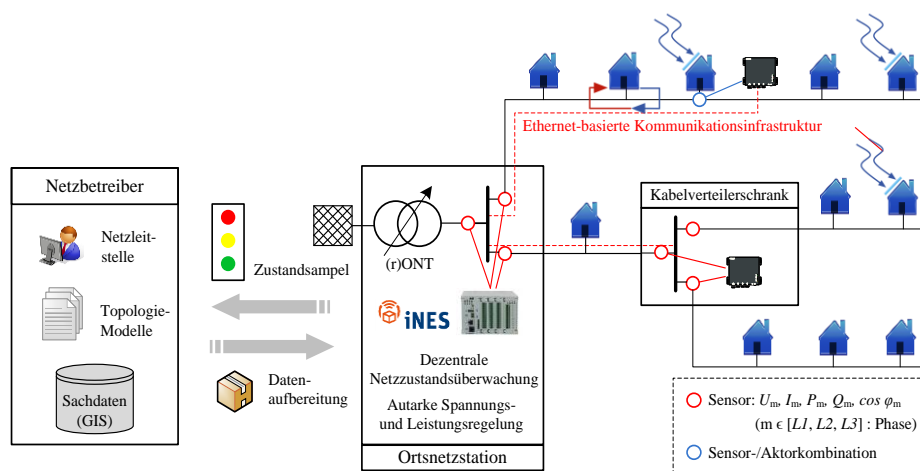


Bild 3.13: Funktionsprinzip des Smart-Grid-Systems iNES, nach [18]

Das System iNES ist insbesondere in Netzen geeignet, in denen PVA eine sehr hohe Belastung des Netzes verursachen, die aber nur in sehr wenigen Stunden im Jahr auftritt. Denn dann muss iNES nur eine sehr geringe Anzahl von Eingriffen vornehmen und demzufolge ist die abgeregelte Energiemenge sehr gering (unterer einstelliger Prozentbereich). Entsprechende Systeme sind auch für die Mittelspannungsebene in der Entwicklung [19]. Daher wird im Hinblick auf den Untersuchungszeitraum deren Verfügbarkeit vorausgesetzt und diese beispielsweise eingesetzt, um Lastspitzen des Transformator (110 kV/ MS), die in geringer Häufigkeit auftreten, abzusenken.

Tabelle 3.8: Eingangsgrößen und Parameter für die Berechnung der Investitionsausgaben für die Planung der Stromnetze

Größe	Preise 2013 ⁴	
	inkl. allgemeiner Inflationrate von 2,00% /a	Inflation bereits abgezogen
spezifische Preissteigerung		
Konventionellen Komponenten	+1,50% /a	-0,49% /a
bei Smart-Grid-Systemen	-1,00% /a	-2,94% /a
rONT	0,00% /a	-1,96% /a
NS-Komponenten:	Preise	
Kabelverlegung unter Gehweg/Straße [EUR/m]	60	
Kabelverlegung unbefestigte Oberfläche [EUR/m]	20	
Kabel NAYY 4X240 ohne Verlegung [EUR/m]	20	

⁴ Die Tabelle wurde auf Basis von Angaben des Netzbetreibers EWE erstellt und ergänzt um Richtwerte, die am EVT standardmäßig für wirtschaftliche Abschätzungen verwendet werden.

Grundbetrag pro Kabel [EUR]	650
neue Station (ohne Trafo) [EUR]	18.000
Ortsnetztransformator 250 kVA [EUR]	8.000
Ortsnetztransformator 400 kVA [EUR]	10.000
Ortsnetztransformator 630 kVA [EUR]	13.000
Ortsnetztransformator 800 kVA [EUR]	15.000
regelbarer Ortsnetztransformator [EUR]	30.000
Smart-Grid-NS ⁵ (Pauschale) [EUR]	14.000
MS-Komponenten:	Preise
Kabel NA2XS2Y 3X1X500 Einzelverlegung [EUR/m]	90
Kabel NA2XS2Y 3X1X500 Parallelverlegung [EUR/m]	80
Grundbetrag Einschleifen [EUR]	4.000
Transformator 63 MVA [EUR]	600.000
Transformator 80 MVA [EUR]	720.000
Umbau des UW für zusätzlichen Transformator [EUR]	600.000
zusätzliches MS-Leitungsfeld am UW [EUR]	75.000
Smart-Grid-MS ⁵ (Pauschale) [EUR]	200.000

3.4 Energiewirtschaftliches Rahmenszenario

In diesem Kapitel wird das deutsche bzw. europäische energiewirtschaftliche Rahmenszenario vorgestellt, welches den Untersuchungen in dieser Studie zugrunde liegt. Ziel

⁵ Für eine detaillierte Kostenbetrachtung für Smart-Grid-Systeme siehe Abschnitt 4.3.6

bei der Erstellung des Rahmenszenarios ist es, für die Bereiche Strom und Gas eine konsistente Entwicklung unter Berücksichtigung eines zunehmenden Anteils an Erneuerbaren Energien in der Stromversorgung abzubilden. Deshalb wird auf möglichst wenige und anerkannte Studien und die darin enthaltenen Prognosen zurückgegriffen.

Hydrothermischer Kraftwerkspark und EE-Kapazitäten

Die Entwicklung des hydraulischen und thermischen Kraftwerksparks sowie der Ausbaupfad für Erneuerbare Energien in Deutschland wird entsprechend des Szenarios B des Netzentwicklungsplans Strom 2013 (nachfolgend „NEP Strom“) [20] angenommen. Dieses Szenario bildet im Rahmen des NEP Strom als Referenzszenario für die Stützjahre 2023 und 2033 die wahrscheinlichste Entwicklung ab.

Da für die weitere Entwicklung nach 2033 im NEP Strom keine Angaben gemacht werden, muss für das Stützjahr 2050 eine Abschätzung getroffen werden. Hierzu wird die BMU Leitstudie 2011 (nachfolgend „BMU Leitstudie“) [2] herangezogen, in welcher ein Szenario bis 2050 für Deutschland definiert ist. Um einen konsistenten EE-Ausbaupfad darzustellen, wird der relative Zubau zwischen 2033 und 2050 aus der BMU-Leitstudie als Zuwachs auf die installierten Kapazitäten des Stützjahres 2033 gerechnet. Für den thermischen Kraftwerkspark wird nach 2033 ein weitergehender Zubau von Gaskraftwerken unterstellt. Als Prämisse wird angenommen, dass die Spitzenlast weiterhin von thermischen Kraftwerken gedeckt werden kann und somit die installierte Leistung thermischer Kraftwerke zwischen den Stützjahren näherungsweise gleich bleibt. Die nach Berücksichtigung der Gaskraftwerke fehlende Leistung wird daher durch Braun- und Steinkohlekraftwerke entsprechend des Verhältnisses der Kapazitäten im Jahr 2033 bereitgestellt. Kernkraftwerke sind aufgrund des Kernenergieausstiegs in Deutschland ab dem Stützjahr 2023 nicht mehr vorhanden. Bild 3.14 zeigt die Kapazitätsentwicklung für Deutschland bis 2050.

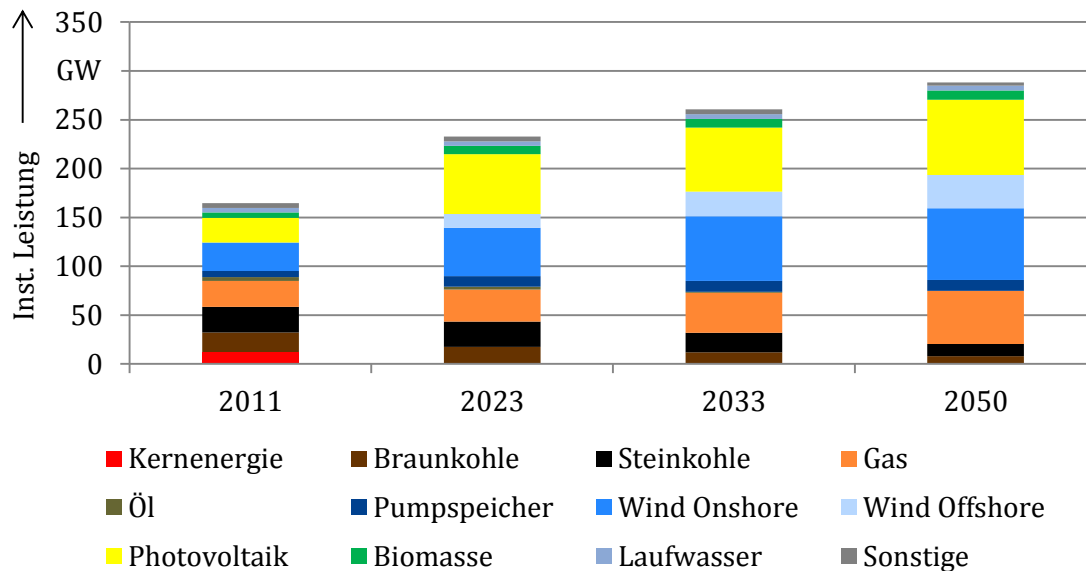


Bild 3.14: Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland

Für die Kraftwerksparks im europäischen Ausland werden analog zum Vorgehen im NEP Strom aus dem ENTSO-E „System Adequacy Forecast & Scenario Outlook“ [21] das Szenario B für das Stützjahr 2023 und das Szenario EU2020 für das Stützjahr 2033 hinterlegt. Im Stützjahr 2050 wird für die EE-Kapazitäten ein relativer Zuwachs entsprechend der Kapazitätsentwicklung in Deutschland unterstellt, während der thermische Kraftwerkspark als konstant angenommen wird.

Insgesamt bildet das skizzierte Szenario für Deutschland und auch das europäische Ausland einen kontinuierlichen Wandel hin zu einer EE-basierten Stromversorgung ab. Konventionelle Kraftwerke stehen allerdings weiterhin zur Verfügung und stellen die notwendige Back-Up-Kapazität für Zeiten mit geringer EE-Einspeisung dar.

Nachfrage nach elektrischer Energie

Als Eingangsdatum für die Simulationen werden sowohl Höhe als auch Verlauf der Nachfrage nach elektrischer Energie benötigt. Die Entwicklung des jährlichen Strombedarfs ist dabei mit großer Unsicherheit behaftet. Zwar ist im Energiekonzept der Bundesregierung die Erhöhung der Energieeffizienz als wichtiger Baustein der Energiewende verankert, doch lässt die Entwicklung des Strombedarfs in den letzten Jahren auf eine Verfehlung der gesetzten

Effizienzziele schließen. Weiterhin könnten in Zukunft neue Verbraucher wie z. B. Elektrofahrzeuge zu einem Nachfrageanstieg beitragen. Daher wird im NEP Strom als Abschätzung von einem konstanten Nettostrombedarf von 535,4 TWh bis 2033 ausgegangen. Im Rahmen dieser Studie wird dieser Ansatz für den Gesamtstrombedarf in Deutschland übernommen. Allerdings wird entsprechend der BMU-Leitstudie ein zunehmender Anteil von E-Mobility und Wärmepumpen an der Nachfrage unterstellt. Somit ergibt sich für den „konventionellen“ Anteil des Strombedarfs aufgrund von Effizienzgewinnen ein Rückgang um etwa 10,5% bis 2050. Bild 3.15 stellt die Entwicklung des Nettostrombedarfs in Deutschland dar.

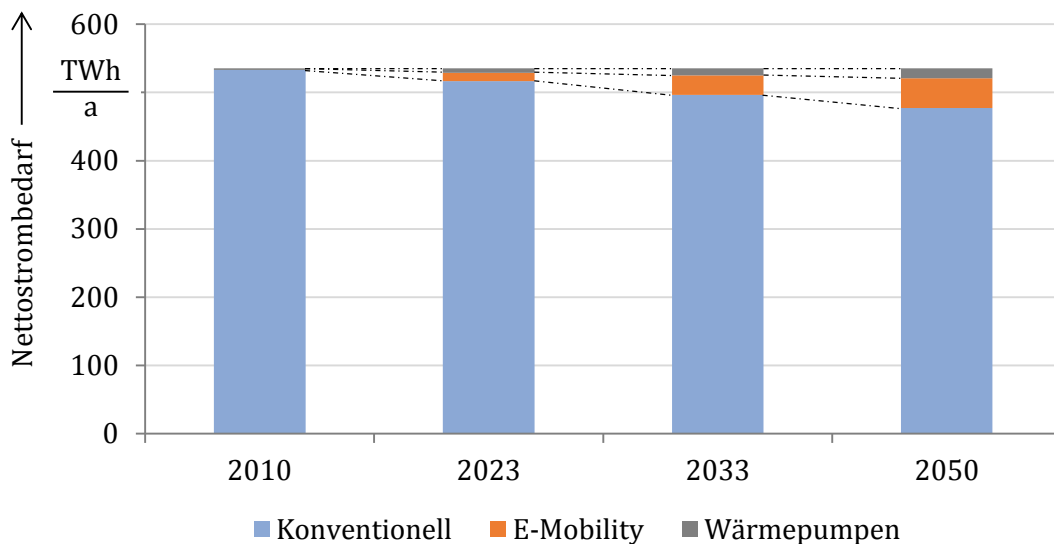


Bild 3.15: Entwicklung des Nettostrombedarfs in Deutschland

Zur notwendigen Flexibilität im Stromsystem werden in Zukunft neben den Erzeugern auch steuerbare Lasten (Stromkunden) beitragen. Unter dem Begriff Demand Side Management (DSM) wird dabei eine Laststeuerung von bestimmten Verbrauchergruppen z. B. auf Basis von Preissignalen diskutiert. Insbesondere Elektrofahrzeugen wird ein großes DSM-Potenzial zugeschrieben, da die zeitliche Verschiebung der Ladung der Batterie vor allem nachts ohne größere Komforteinbußen möglich ist. Daher wird entsprechend der BMU Leitstudie ein Anstieg der Steuerbarkeit von 20% (2020) auf 60% (2050) der Elektrofahrzeuge modelliert. Der daraus resultierende Anteil DSM-fähiger Elektrofahrzeuge in den drei betrachteten Stützjahren kann Tabelle 3.9 entnommen werden.

Tabelle 3.9: Anteil der DSM-fähigen E-Fahrzeuge an gesamter E-Fahrzeugflotte [2]

	2023	2033	2050
Anteil DSM-fähige Elektrofahrzeuge	26%	43%	60%

Neben der Elektromobilität lassen sich auch in den Sektoren Haushalte, GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistungen) sowie Industrie zukünftig Verschiebepotenziale heben. Zur Abschätzung dieser Potenziale wird wiederum auf Werte aus der BMU-Leitstudie nach Bild 3.16 zurückgegriffen.

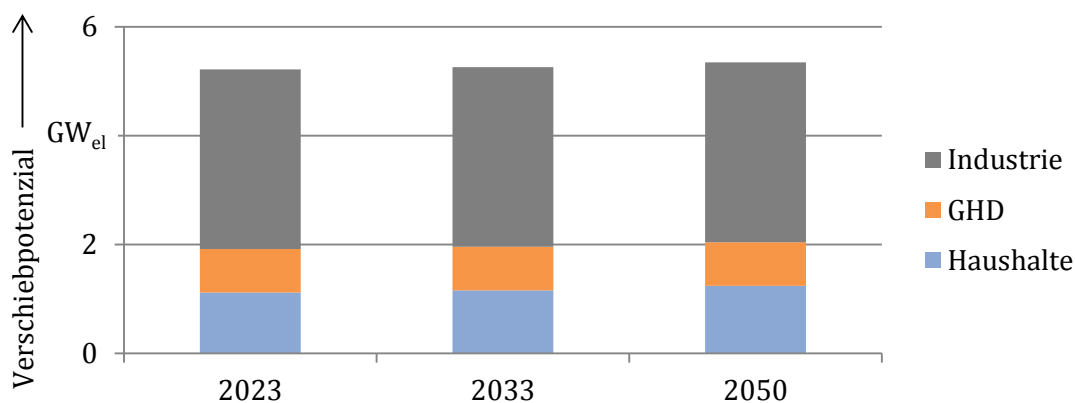


Bild 3.16: Lastverschiebepotenzial nach Sektoren

Insgesamt entspricht das DSM-Potenzial, abgesehen von der EMobilität, einer eher konservativen Abschätzung, welche unter anderem dem Rückgang der konventionellen Nachfrage Rechnung trägt.

Um aus dem energetischem Strombedarf die notwendige stündliche Nachfrageleistung zu generieren, wird für den konventionellen Anteil der Nachfrage auf historische Lastprofile zurückgegriffen. Zur Wahrung der Konsistenz mit dem gewählten Wetterjahr wird hierzu die Lastzeitreihe des Jahres 2007 auf den jeweiligen Zielenergiebedarf skaliert. Die Nachfrage der Elektrofahrzeuge wird anhand synthetischer Lastprofile unter Berücksichtigung des

entsprechenden Verschiebepotenzials modelliert. Für die Nachfrage der Wärmepumpen wird ein temperaturabhängiges Lastprofil hinterlegt.

Nachfrage nach Erdgas

Die Entwicklung des Gasverbrauchs in Deutschland stützt sich im Rahmen dieser Studie auf die BMU-Leitstudie. Der NEP Gas bildet zwar die Entwicklung für die einzelnen Abnehmergruppen: Industrie, Haushalte, GHD, Verkehr, Heizwerke und Kraftwerke detailliert ab, die Prognosereichweite (bis 2023) ist allerdings für die Untersuchung dieses Projekts (bis 2050) nicht ausreichend.

Die Prognose der Entwicklung des Gasverbrauchs der genannten Studien ist in Bild 3.17 dargestellt. Der NEP Gas prognostiziert bereits bis 2023 einen Rückgang des Gasverbrauchs. Die Daten der BMU Leitstudie zeigen einen kontinuierlichen Rückgang des Gasverbrauchs erst ab 2030. Bis 2050 hat sich der gesamte Erdgasverbrauch gegenüber 2020 halbiert.

In der BMU-Leitstudie erfolgt die Prognose des Erdgasverbrauchs für die Bereiche Strom aus Kondensationskraftwerken, Strom und Wärme aus KWK, Raumheizung Warmwasser, Prozesswärme (Industrie) und Kraftstoff bis zum Betrachtungsjahr 2050. Im untersuchten Szenario 2010 A der BMU Leitstudie sind für die verschiedenen Verbrauchergruppen unterschiedliche Entwicklungen zu verzeichnen. In den Haushalten sinkt der Gasverbrauch aufgrund des stark abnehmenden Wärmebedarfs am meisten. Ein nur leichter Rückgang im Gasbedarf besteht hingegen bei der Prozesswärmeentwicklung (Industrie/GHD). Der steigende Einsatz von Gas als Kraftstoff führt zur Erhöhung des Gasbedarfs im Mobilitätssektor. Ein Rückgang des Einsatzes von Gaskraftwerken zur Stromerzeugung wird ab ca. 2040 prognostiziert.

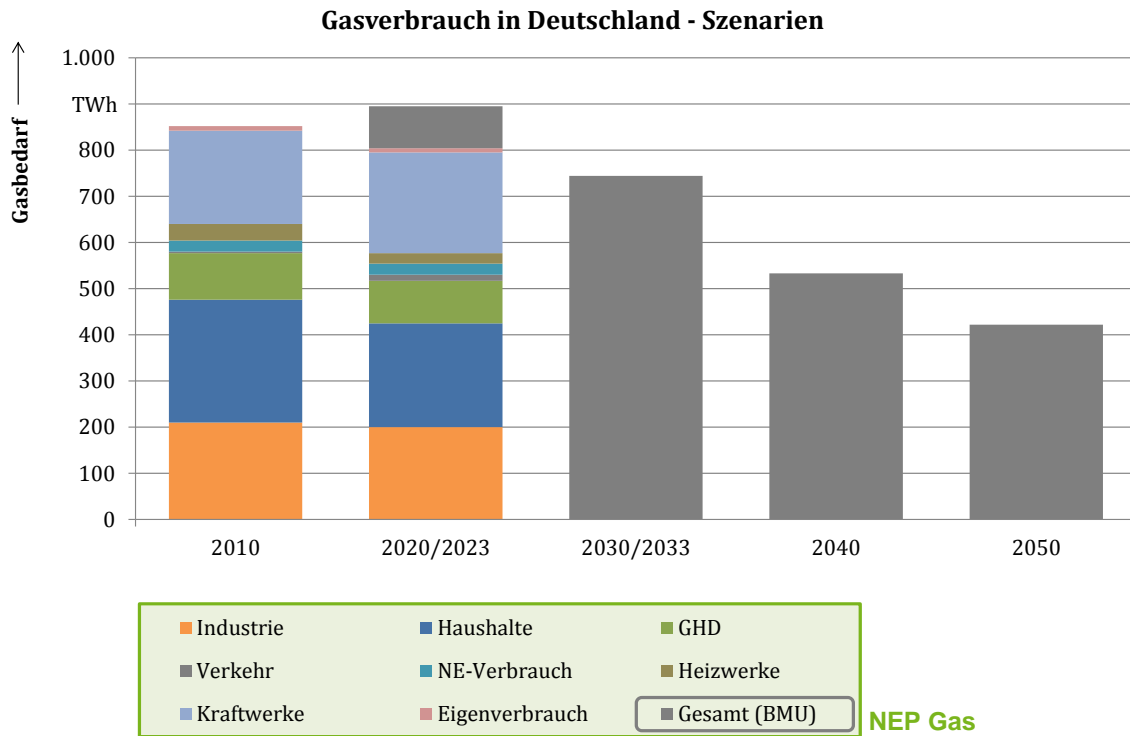


Bild 3.17: Szenario Entwicklung Erdgasverbrauch [2],[22]

Bedarf an Reserveleistung und Reservemarktteilnahme

Für die Aufrechterhaltung eines Gleichgewichts zwischen Stromerzeugung und -nachfrage und damit eines stabilen Netzbetriebes benötigen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber den Zugriff auf Reserveleistung. Die Reserveleistung ist dabei in Abhängigkeit der Anforderungen an die Erbringung unterteilt in Primärregelreserve (PRR), Sekundärregelreserve (SRR) und Minutenreserve (MR). Da die Höhe der insgesamt in Deutschland vorzuhaltenden Reserveleistung Einfluss auf den Kraftwerkseinsatz und somit die Preissimulation hat, ist die zukünftige Entwicklung für alle drei Reservequalitäten abzuschätzen. Für die PRR wird von einem konstanten Bedarf für die Zukunft ausgegangen, da sich deren Höhe an dem Ausfall der zwei größten Blöcke im europaweiten Verbundnetz orientiert und hier keine fundamentale Änderung zu erwarten ist. Der Bedarf an SRR und MR wird unter Berücksichtigung von u. a. dem zukünftigen Kraftwerkspark mithilfe des Reservebemessungsverfahrens nach Graf/Haubrich ermittelt [23]. Die resultierende Entwicklung des Reserveleistungsbedarfs ist in Bild 3.18 dargestellt.

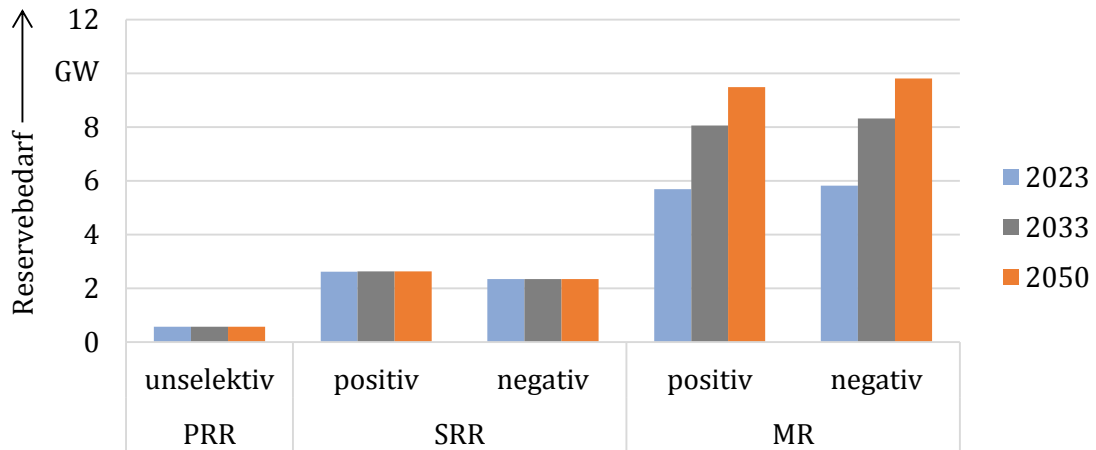


Bild 3.18: Entwicklung des Bedarfs an elektrischer Regelleistung

Es ist zu erkennen, dass der Bedarf an SRR näherungsweise konstant bleibt, während der Bedarf für Minutenreserve deutlich ansteigt. Dies liegt daran, dass der Prognosefehler der Einspeisung aus EE hauptsächlich der Minutenreserve zugeschlagen wird.

Die Teilnahme der Kraftwerke an den verschiedenen Reservequalitäten richtet sich nach der jeweiligen Erzeugungstechnologie und abstrahiert damit ggf. von den derzeit in Realität präqualifizierten Erzeugungsanlagen. Während Braunkohle-, Steinkohle- und GuD-Kraftwerke entsprechend ihrer Flexibilität alle drei Reservearten bereitstellen können, nehmen ältere Öl- und Gaskraftwerke aus technischen Gründen nur an der MR teil. PRR und SRR können nur durch im Betrieb befindliche thermische Anlagen vorgehalten und erbracht werden. Demgegenüber sind im Bereich der MR im Gegensatz zu anderen thermischen Kraftwerken Gasturbinen aufgrund hoher Leistungsgradienten und damit kurzen Anfahrzeiten in der Lage, diese aus dem Stillstand zu stellen. Alle Pumpspeicherkraftwerke können an der MR und als Abschätzung mit der Hälfte der installierten Leistung zusätzlich an der SRR teilnehmen. In Zukunft ist davon auszugehen, dass auch große EE-Anlagen an der Reservestellung teilnehmen. Daher werden für die Untersuchungen 50% der ab 2023 zugebauten Windenergieanlagen in der MR und SRR berücksichtigt.

Brennstoffkosten und CO₂-Zertifikatspreise

Entscheidend für die Einsatzreihenfolge der verschiedenen Erzeugungstechnologien in den Marktsimulationen sind die variablen Kosten und damit die Primärenergie- und CO₂-Zertifikatspreise. Für Braunkohle bzw. Kernenergie werden Preise von 1,5 EUR/MWh_{th} bzw. 0,35 EUR/MWh_{th} als konstant für alle Stützjahre angenommen. Bei allen anderen Energieträgern und den CO₂-Zertifikaten werden die Werte aus der dem NEP Strom zugrunde liegenden Prognos-Studie [24] bzw. für das Stützjahr 2050 aus der Prognos-Studie [25] nach Tabelle 3.10 verwendet, welche für Erdgas und Steinkohle gegenüber heute einen moderaten Anstieg unterstellen. Bei Erdöl und den CO₂-Zertifikaten hingegen werden für die Zukunft deutlich ansteigende Preise erwartet.

Tabelle 3.10: Entwicklung der Brennstoffkosten und CO₂-Zertifikatspreise

	2010	2023	2033	2050
Uran [EUR ₂₀₁₀ /MWh _{th}]	k. A.	0,35	0,35	0,35
Braunkohle [EUR ₂₀₁₀ /MWh _{th}]	k. A.	1,5	1,5	1,5
Steinkohle [EUR ₂₀₁₀ /MWh _{th}]	10,4	9,7	10,6	13,9
Erdgas [EUR ₂₀₁₀ /MWh _{th}]	21,0	26,0	27,0	32,9
Leichtes Heizöl [EUR ₂₀₁₀ /MWh _{th}]	38,3	49,1	59,8	83,6
CO ₂ -Zertifikate [EUR ₂₀₁₀ /t]	13	27	45	77

Austauschkapazitäten im Stromübertragungsnetz

Im Rahmen der Studie wird das in Europa gebräuchliche Modell der Net-Transfer-Capacities (NTC) für die Stromübertragungskapazitäten zwischen Marktgebieten verwendet. Als Grundlage für den Ausbau grenzüberschreitender Leitungen und der damit verbundenen Erhöhung der NTC wird der „Ten-Year Network Development Plan 2012“ von ENTSO-E verwendet [26]. Dabei gehen neue HGÜ-Verbindungen aufgrund ihrer Steuerbarkeit mit 100% ihrer thermischen Leistung in den NTC, während bei Drehstromleitungen ein aus historischen Werten ermittelter Abschlagsfaktor berücksichtigt wird.

Wärmenachfrage und Kraft-Wärme-Kopplung

Die deutschlandweite Nachfrage nach Wärme kann aufgeteilt werden in den Bedarf für Prozesswärme, Warmwasser und Raumwärme. Während Prozesswärme hauptsächlich für industrielle Prozesse benötigt wird, bilden die Sektoren Haushalte und GHD den größten Anteil an der Nachfrage nach Warmwasser und Raumwärme. Aufgrund von

Gebäudesanierungen, dem geografischen Wandel sowie Effizienzsteigerungen bei industriellen Prozessen wird für die Zukunft von einem sinkenden Wärmebedarf ausgegangen. Im Rahmen dieser Studie wird eine Entwicklung der Wärmenachfrage entsprechen den Prognosen der BMU Leitstudie angenommen (siehe Bild 3.19).

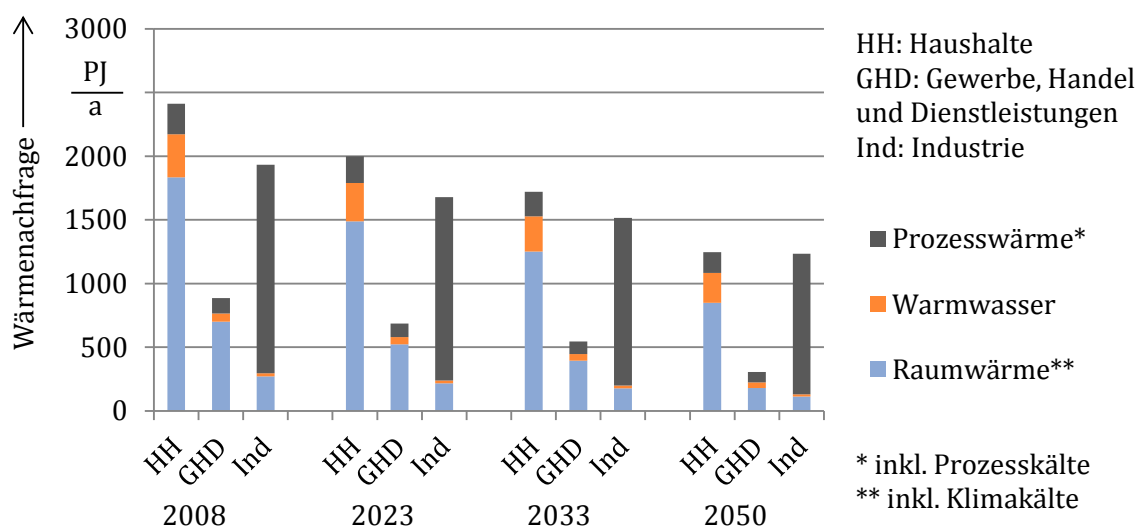


Bild 3.19: Entwicklung der Wärmenachfrage nach Sektoren

Zwischen 2008 und 2050 wird von einem Rückgang der gesamten Wärmenachfrage um 47% ausgegangen, wobei der Bedarf an Raumwärme mit einer Reduktion von knapp 60% den größten Anteil des Rückgangs ausmacht.

Neben der Höhe wird sich auch die Struktur der Deckung der Wärmenachfrage in Zukunft ändern. Da in der BMU Leitstudie keine hinreichend genaue Spezifizierung der Wärmebereitstellung durchgeführt wird, dient als Grundlage der Untersuchungen das Szenario „Innovationsoffensive Gas“ der DVGW-Studie Systemanalyse II [27]. Eine Konsistenz zur BMU Leitstudie ist in diesem Szenario aufgrund einer guten Übereinstimmung der Entwicklung der Wärmenachfrage für den im Rahmen der Studie relevanten Sektor der privaten Haushalte gegeben. Bild 3.20 zeigt die Entwicklung der Struktur der Wärmebereitstellung im Sektor Haushalte für Deutschland.

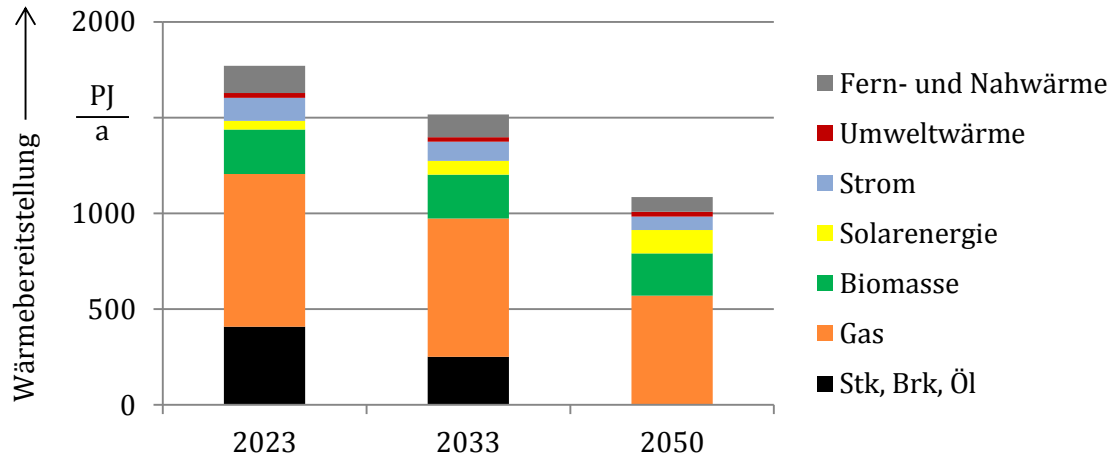


Bild 3.20: Entwicklung der Struktur der Wärmebereitstellung

Die Entwicklung spiegelt den generell geringer werdenden Wärmebedarf wider. Hinsichtlich der Struktur nimmt der Anteil von Öl weiter ab und trägt im Jahr 2050 nicht mehr zur Wärmebereitstellung bei. Demgegenüber bleibt der Anteil von Gas näherungsweise konstant, während bei erneuerbaren Energiequellen ein leichter Zuwachs prognostiziert wird. Im Zuge der Dezentralisierung der Energieversorgung nimmt der Anteil der Fernwärme an der gesamten Wärmebereitstellung für private Haushalte in Zukunft leicht ab.

3.5 Zukünftige Entwicklungen in den ausgewählten Netzgebieten

3.5.1 Entwicklung der Verbrauchssituation

Der elektrische Lastgang für die drei Netzgebiete wird aus dem für Deutschland bestimmten „konventionellen“ Lastgang der drei betrachteten Stützjahre abgeleitet. Der Lastverlauf zukünftiger Stützjahre basiert dabei auf dem historischen Lastverlauf des Jahres 2007, korrigiert um den zukünftigen Energiebedarf von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen, um die „konventionelle“ Last von der Gesamtlast zu trennen (vgl. Abschnitt 3.4). Hierzu wird die stündliche deutschlandweite „konventionelle“ Last auf die Netzgebiete herunterskaliert. In Sögel und Werlte sind die gemessenen Jahresstrombedarfe aller angeschlossenen Verbraucher aus dem Jahr 2012 bekannt, weshalb als Skalierungsfaktor das Verhältnis des gesamten Jahresumsatz an elektrischer Energie 2012 im jeweiligen Netzgebiet zur

umgesetzten Menge an elektrischer Energie 2012 in Deutschland verwendet werden kann. In Esterwegen liegen keine gemessenen Werte für den Jahresumsatz an elektrischer Energie für alle angeschlossenen Verbraucher vor. Deshalb wird hier die Anzahl der Verbraucheranschlüsse im Verhältnis zur Anzahl der Haushalte in Deutschland als Abschätzung für den Skalierungsfaktor gewählt.

Der E-Mobility-Energiebedarf wird bestimmt, indem der für die gewählten Stützjahre prognostizierte deutschlandweite Stromverbrauch von Elektrofahrzeugen mithilfe des Skalierungsfaktors der Anzahl der Verbraucheranschlüsse im Netzgebiet im Verhältnis zur Anzahl der Haushalte in Deutschland auf die Netzgebiete heruntergebrochen wird. Im Gegensatz zur „konventionellen“ Nachfrage wird hier auch in Sögel und Werlte die Abschätzung über die Anzahl der Haushalte gewählt, da eine zukünftige Verteilung von Elektrofahrzeugen entsprechend der Haushaltsanzahl sinnvoller erscheint als eine Verteilung entsprechend des bisherigen Bedarfs an elektrischer Energie. Anschließend wird der nicht-DSM-fähige E-Mobility- Energiebedarf mithilfe des in Bild 3.21 dargestellten, vereinfachten Lastprofils für E-Mobility, welches eine Aufladung um 18:00 Uhr mit Gleichzeitigkeitsfaktor 70% abbildet, in einen fixen E-Mobility-Lastgang umgewandelt. Dieser wird dann zur „konventionellen“ Last hinzu addiert, was zusammen den Gesamtlastgang des jeweiligen Netzgebietes ergibt, welcher als fest vorgegebene Lastzeitreihe ins Modell eingeht.

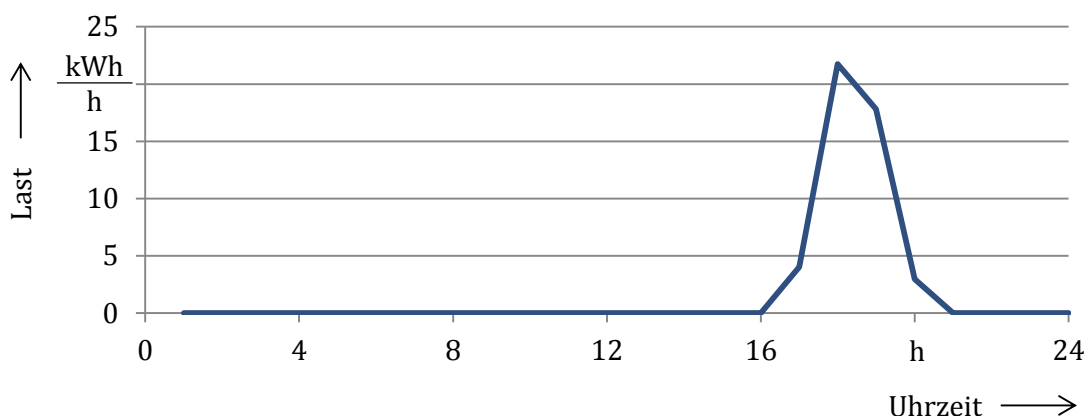


Bild 3.21: Lastgang der nicht-DSM-fähigen E-Fahrzeuge (exemplarisch für Sögel 2050)

Der restliche, DSM-fähige Anteil der E-Mobility-Nachfrage, welcher entsprechend der Angaben in Tabelle 3.9 im Laufe des Betrachtungszeitraums ansteigt, wird als zusätzlicher

Inputparameter des Anlageneinsatz-Modells berücksichtigt. Im Verlauf der Anlageneinsatzsimulation wird dieser dann entsprechend der Marktsignale optimal in die günstigsten Stunden während der Nacht verschoben, unter der Nebenbedingung, dass die DSM-fähigen Elektrofahrzeuge im Zeitraum zwischen 18:00 Uhr und 07:00 Uhr des Folgetages geladen werden müssen und somit am Morgen geladen zur Verfügung stehen.

Die Höhe der umgewandelten Energie von Wärmepumpen geht nicht als im Voraus festgelegte Lastzeitreihe in das Modell ein, da Wärmepumpen als Erzeugungseinheit modelliert werden und somit innerhalb der Simulation als Nachfrager elektrischer Energie auftreten und die als Zeitreihe vorgegebene Wärmelast zu decken.

Für alle Endverbraucher, welche mit Strom oder Gas betriebene Wärmeerzeugungsanlagen (Mikro-KWK-Anlagen, Brennwertkessel, Wärmepumpen oder Elektro-Heizer, ggf. in Kombination mit Wärmespeichern) besitzen, ist eine stündliche thermische Last als Eingangsparameter für das Anlageneinsatzmodell erforderlich. Damit ist eine Optimierung des stromgeführten Betriebs unter Berücksichtigung der thermischen Lastdeckung als Nebenbedingung möglich. Der Wärmelastgang wird mit einem am IAEW entwickelten Modell bestimmt. Das Modell basiert auf stündlichen Lastprofilen für die Gasnachfrage von Einfamilien- bzw. Mehrfamilienhäusern sowie verschiedenen Gewerbebetrieben. Als Modellinput werden sowohl der jährliche Gasverbrauch der einzelnen Endverbraucher als auch die Temperaturzeitreihe des Jahres 2007 von der Wetterstation Werpeloh verwendet, welche in der Nähe der betrachteten Netzgebiete liegt. Für den jährlichen Gasverbrauch der Endverbraucher wird dabei ein Rückgang entsprechend der BMU Leitstudie [2] berücksichtigt (vgl. Abschnitt 3.4).

In Sögel und Werlte liegt der gemessene Jahresgasverbrauch 2012 der einzelnen Endverbraucher vor und kann direkt als Eingangsparameter zur Bestimmung der Wärmelastgänge verwendet werden. In Esterwegen wird der Jahresgas- bzw. Wärmeverbrauch anhand des gesamten deutschen Jahreswärmebedarfs abgeschätzt, indem dieser über die Einwohnerzahl im Netzgebiet Esterwegen im Vergleich zur Einwohnerzahl Deutschlands herunterskaliert wird. Anschließend wird der Verbrauch auf die einzelnen, nach

Ausstattung mit den unterschiedlichen Heizungstechnologien geclusterten Endverbraucher verteilt, und für diese jeweils der Wärmelastgang ermittelt.

Der prognostizierte Rückgang des Wärmebedarfs wirkt sich auch auf die Potenziale zur Lastverschiebung und Energiespeicherung im Gasnetz aus. Dabei wird angenommen, dass in den betrachteten Gasnetzen der überwiegende Anteil des Gases für die Raumwärme verwendet wird, und somit der globale Rückgang des Wärmebedarfs auch auf den Gasabsatz angewandt werden kann. Die sich ergebende Halbierung des Gasabsatzes bis 2050 ist in den folgenden Diagrammen exemplarisch fürs Netzgebiet Werlte dargestellt (vgl. Bild 3.22 und Bild 3.23).

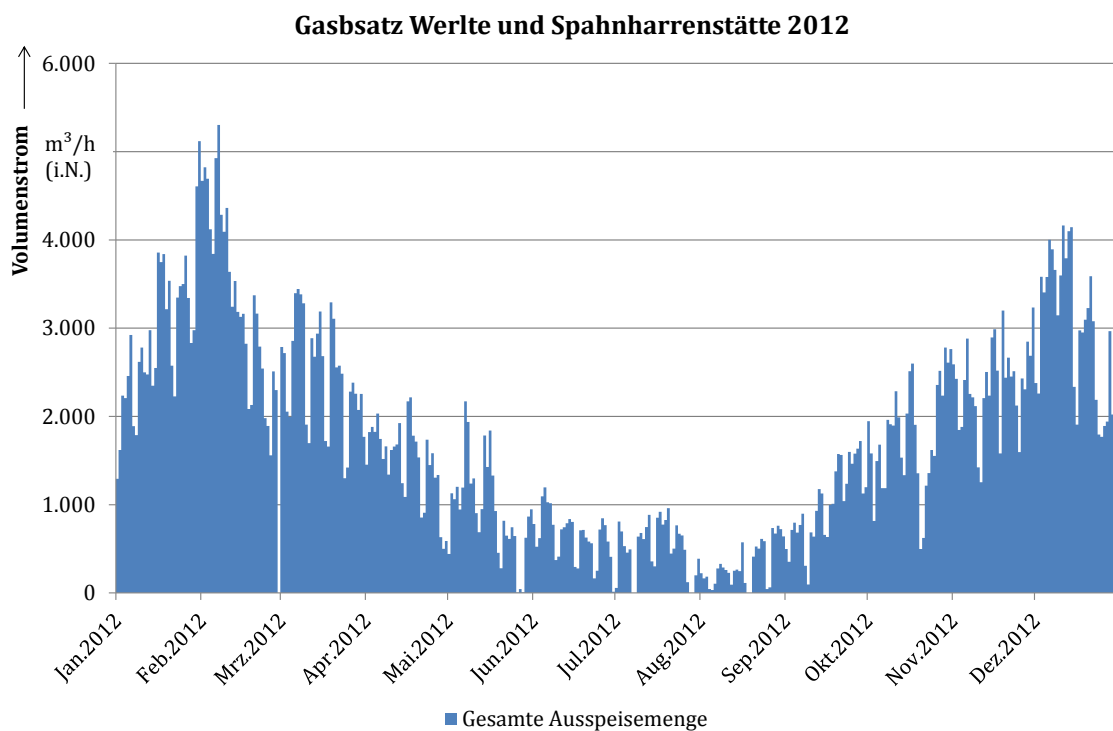


Bild 3.22: Gasabsatz Werlte/Spahnharrenstätte 2012

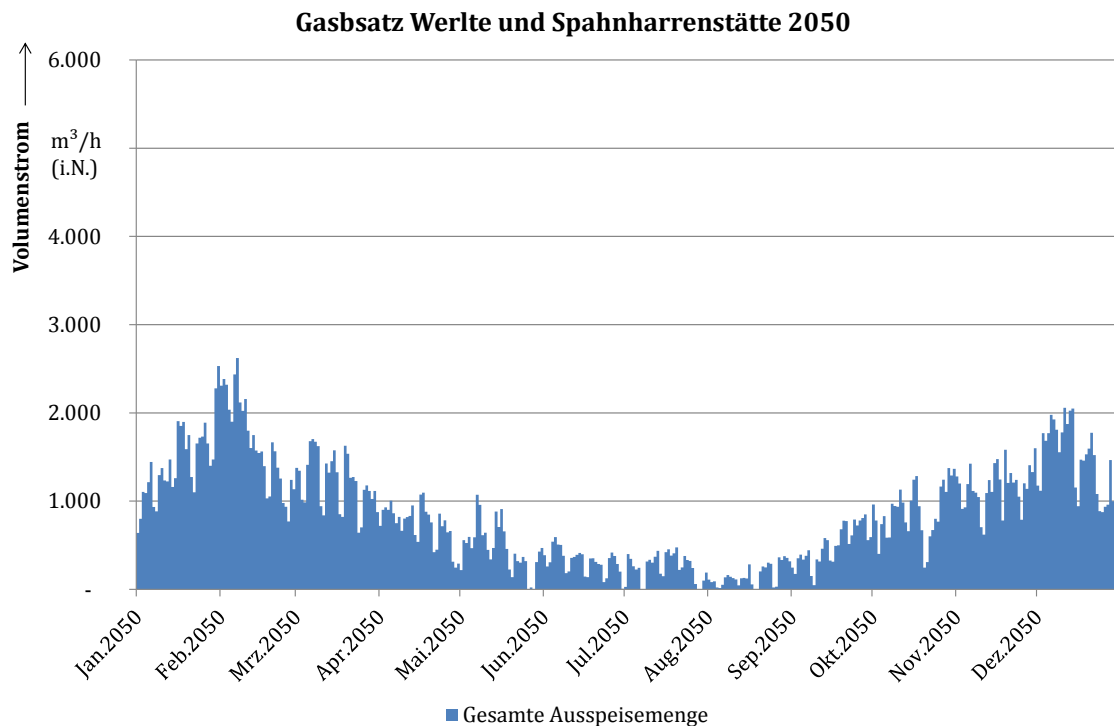


Bild 3.23: Gasabsatz Werlte/Spahnharrenstätte 2050

Für das Gebiet Sögel, bei welchem ein großer Teil des Gasabsatzes aus der Versorgung eines Industriegebiets resultiert, wird die Halbierung des Gasabsatzes bis 2050 nur für den raumwärmebedingten Teil angewandt, so dass hier ein wesentlich geringerer Rückgang des Gasabsatzes prognostiziert wird als in Werlte (vgl. Bild 3.24).

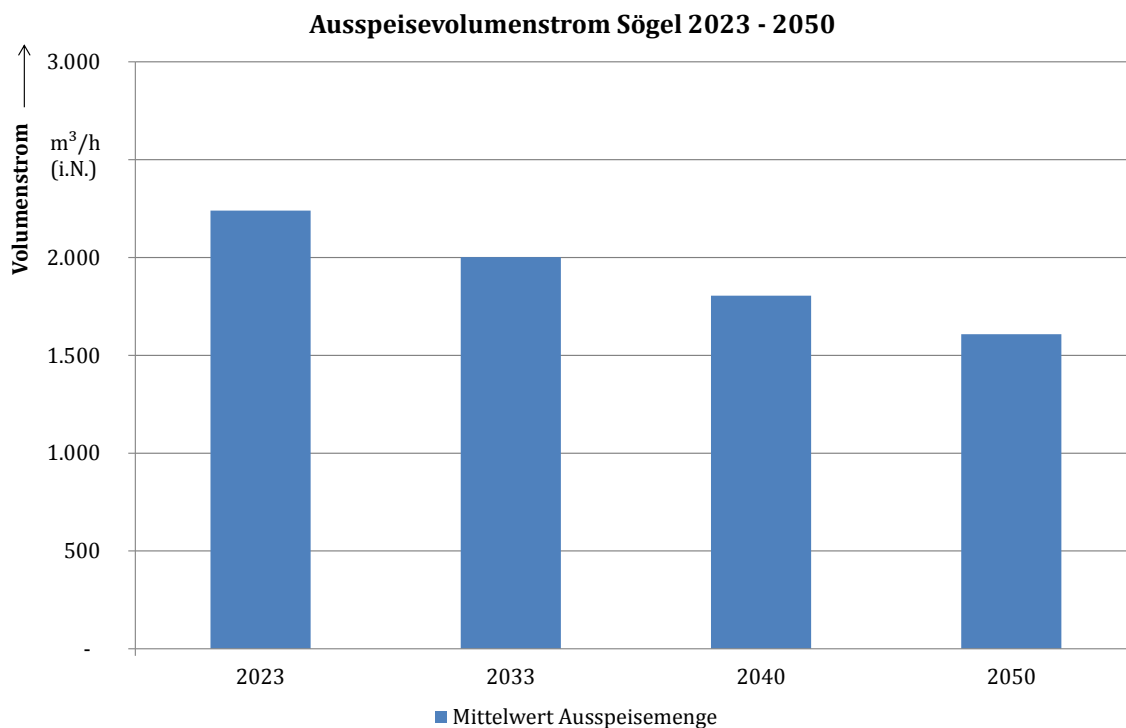


Bild 3.24: Entwicklung Gasabsatzes in Sögel 2023 - 2050

3.5.2 Entwicklung der Einspeisesituation

In den drei betrachteten Netzgebieten Sögel, Werlte und Esterwegen leitet sich die in den gewählten Stützjahren installierte Leistung an Erneuerbaren Energien (Photovoltaik, Windenergie, Biomasse) aus dem für Deutschland beschriebenen Rahmenszenario ab. Hierzu wird die heute (Stand: Ende 2012) installierte und geplante Leistung in den drei Netzgebieten mit den prozentualen Zuwachsraten, welche im Rahmenszenario für ganz Deutschland gegeben sind, hochskaliert. Analog zur deutschlandweit angenommenen Entwicklung kommt es so auch in den drei betrachteten Netzgebieten zu einem starken Ausbau der Erneuerbaren Energien, insbesondere der Photovoltaik (vgl. Bild 3.25).

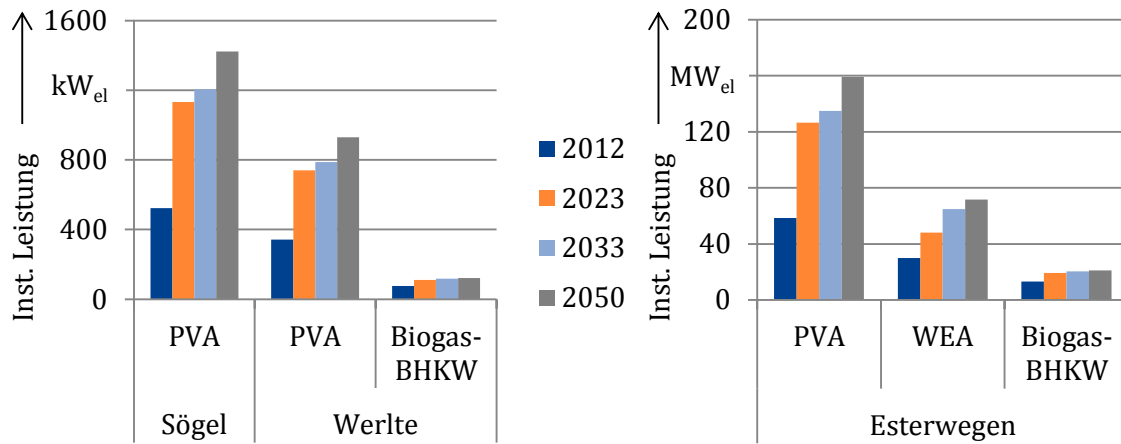


Bild 3.25: Entwicklung der installierten Leistung aus Erneuerbaren Energien

Für die beiden NS-Gebiete Sögel und Werlte werden alle zum Stand Ende 2012 bestehenden und projektierten DEA explizit in allen Berechnungen standortspezifisch berücksichtigt. Entsprechend der Zubauprognose für die drei Stützjahre werden neue PVA und Biogas-BHKWs im Gebiet positioniert. Bei PVA wird dies anhand der Gebäudestandorte (freie Dachflächen) vorgenommen, wobei im ländlichen Bereich der Neubau von Scheunen benachbart zu bestehender Häuser mit einkalkuliert wird. Bei den Biogas-BHKW wird eine Erweiterung der bestehenden Anlagen angenommen. Bei der Betrachtung des MS-Netzes Esterwegen wird der Zubau von neuen und erneuerten Anlagen nicht wie in den NS-Netzgebieten explizit durch neue DEA-Standorte modelliert. Stattdessen wird mittels der Zubauprognose die installierte Leistung der vorhandenen Anlagen hochskaliert. Die detaillierte Verteilung der DEA in den einzelnen Netzgebieten ist Anhang A zu entnehmen.

Die Einspeisezeitreihen für die PVA und WEA werden mithilfe des in Kapitel 2.3.1 beschriebenen EE-Modells unter Einbeziehung der installierten Leistungen und der Solarstrahlungs- bzw. Windgeschwindigkeitsdaten aus dem Jahr 2007 der Wetterstation Werpeloh generiert. Der Einsatz der Biogas-BHKW wird vom Anlageneinsatz-Modell optimiert, unter Berücksichtigung der maximal zur Verfügung stehenden Primärenergie. Diese wurde anhand der gemessenen 6.382 Volllaststunden im Jahr 2012 des bestehenden Biogas-BHKW Nordhümmlinger in Börger (Netzgebiet Esterwegen) festgelegt.

Die zukünftige Ausstattung der Verbraucher mit Mikro-KWK-Anlagen und Wärmepumpen orientiert sich an den in der DVGW Systemanalyse II [27] getroffenen Annahmen zum zukünftigen Anteil der einzelnen Heizungstechnologien an allen Heizungsanlagen in Deutschland, welche aus Tabelle 3.11 hervorgehen.

Tabelle 3.11: Anteil Heizungstechnologien an Heizungsanlagen in Deutschland

	2012	2023	2033	2050
Brennstoffzellen (KWK)	0,1%	0,8%	3,1%	12,3%
Stirling-Motoren (KWK)	0,2%	1,5%	4,1%	10,5%
Otto-Motoren (KWK)	0,4%	2,4%	4,6%	7,3%
Wärmepumpen (elektrisch)	2,0%	2,8%	3,1%	3,2%
Gas-Wärmepumpen	0,1%	0,8%	1,4%	1,7%
Sonstige	97,1%	91,7%	83,6%	65,0%

Auf Basis dieser Daten wird die Anzahl der einzelnen Heizungstypen bestimmt, welche vereinfachend gleichmäßig auf die Verbraucher im jeweiligen Netzgebiet verteilt werden. Die jeweilige Anlagengröße der Einzelanlagen ergibt sich aus dem individuellen Wärmelastgang der einzelnen Verbraucher.

Da nur KWK- und Wärmepumpensysteme das Stromnetz durch Einspeisung bzw. Last beeinflussen, wird nur für KWK und Wärmepumpen ein Speicherbedarf untersucht. Alle

anderen Heizungstypen haben keine Auswirkungen aufs Stromnetz und werden daher nicht näher betrachtet.

Der Wärmespeicherbedarf und die KWK- bzw. Wärmepumpendimensionierung wird aus ermittelten Lastkurven mit einer stündlichen Auflösung über das komplette Referenzjahr abgeleitet. Hierfür werden zuerst die folgenden Randbedingungen für den KWK- und Wärmepumpeneinsatz definiert:

A) Randbedingungen für KWK-Anlagen-Auslegung:

- Zur Minimierung des Verschleißes soll die KWK-Anlage nur einmal am Tag anlaufen
- Insgesamt soll die KWK-Anlage $\frac{1}{2}$ Jahr betrieben werden können, um eine Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten
- Der Speicher ist ein Wasserspeicher mit einer Arbeitstemperatur von 20 K und einem optimistischen Verlust von 1%/Tag
- Wärme zum Kochen wird nicht betrachtet

B) Randbedingung für Wärmepumpen-Auslegung:

- Elektrowärmepumpen dürfen öfter am Tag anlaufen, sollen aber mindestens 1 h laufen
- Die Einbindung von Strom aus WEA und PVA soll möglichst hoch sein
- Die Wärmepumpe soll 75% der Wärme liefern und der Rest wird über einen Spitzenlast-Elektro-Heizstab erzeugt.
- Der Speicher ist ein Wasserspeicher mit einer Arbeitstemperatur von 20 K und einem optimistischen Verlust von 1%/Tag
- Wärme zum Kochen wird nicht betrachtet

Anschließend wird der Wärmebedarf für 24 h-Scheiben für das Gebiet ermittelt. Aus diesem täglichen Wärmebedarf kann dann die KWK- und Wärmepumpendimensionierung und die Speichergröße abgeleitet werden (vgl. Bild 3.26). Anschließend werden die Ergebnisse auf den individuellen Verbraucher mit den unterschiedlichen Heizungstypen aufgeteilt, was zu einem spezifischen Wärmespeicherbedarf als Basis für weitere Berechnungen führt.

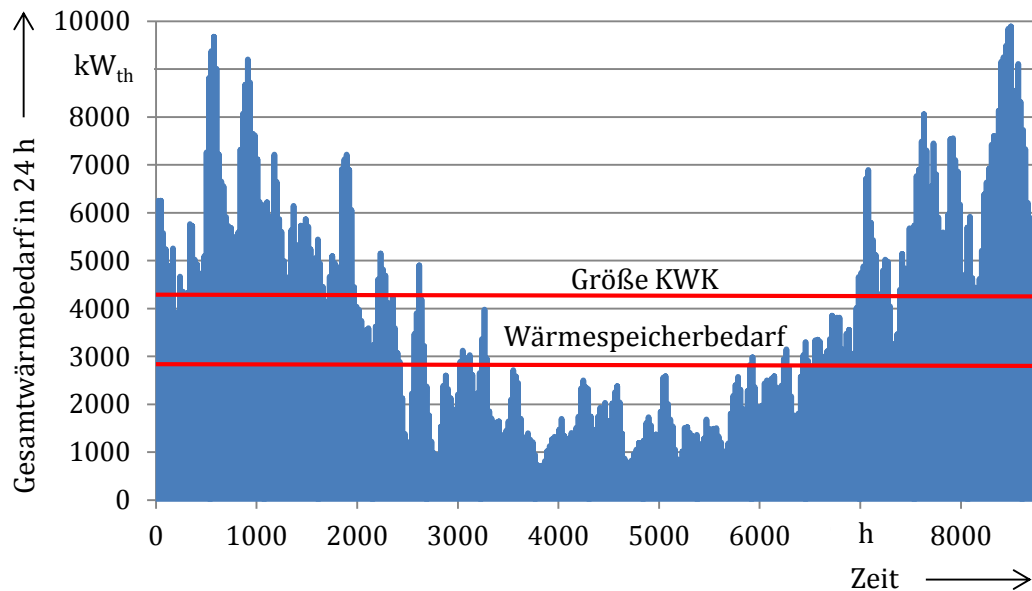


Bild 3.26: Wärmebedarf für 24 h am Beispiel Sögel

Insgesamt ergibt sich in den Netzgebieten Sögel und Esterwegen auch bei den Mikro-KWK-Anlagen und Wärmepumpen ein signifikanter Zuwachs der zukünftig installierten Leistung (vgl. Bild 3.27 und Bild 3.28). In absoluten Zahlen fällt der Zubau der KWK-Anlagen und Wärmepumpen im Gegensatz zum Ausbau der Erneuerbaren Energien jedoch eher gering aus. Da außerdem die Wärmenachfrage der Verbraucher stetig zurück geht, geht ab dem Stützjahr 2033 auch die installierte Leistung einzelner Heizungstechnologien trotz weiterhin wachsender oder zumindest konstant bleibender Anlagenanzahl teilweise wieder zurück, da größere Anlagen altersbedingt durch kleinere Anlagen ersetzt werden.

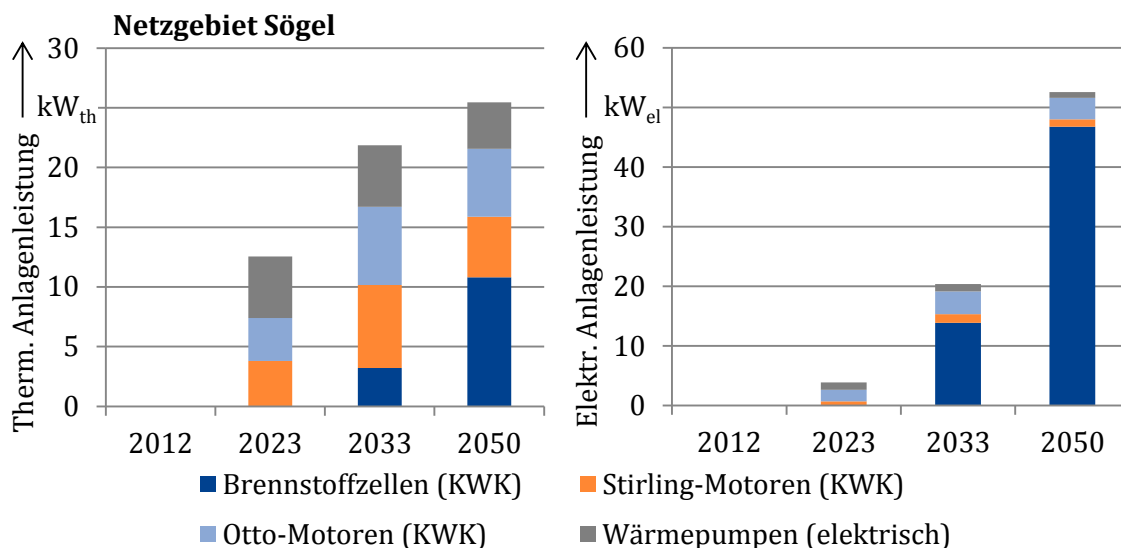


Bild 3.27: Installierte Leistung der KWK-Anlagen und Wärmepumpen in Sögel

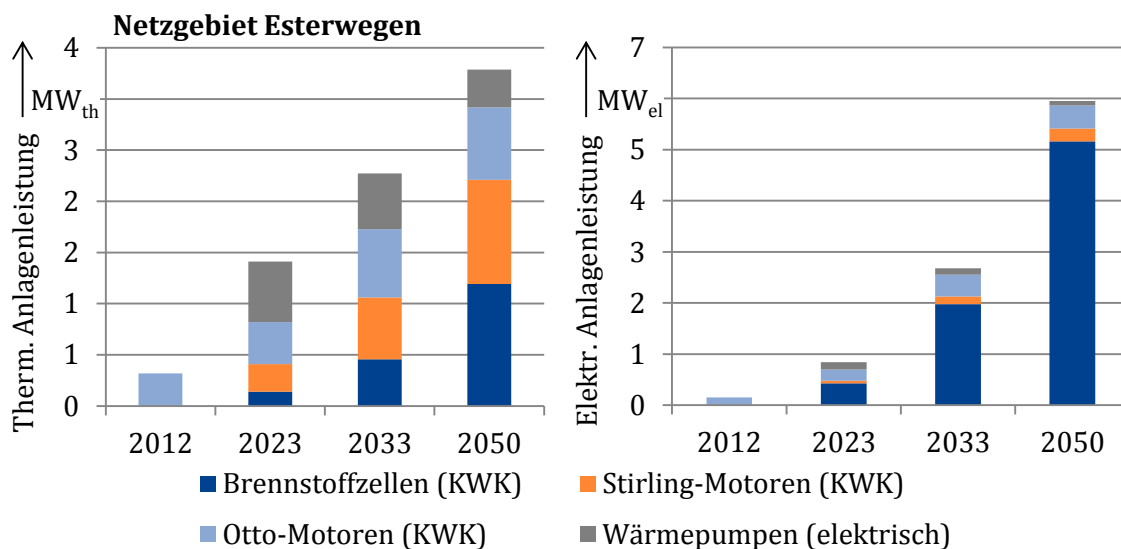


Bild 3.28: Installierte Leistung der KWK-Anlagen und Wärmepumpen in Esterwegen

Im Netzgebiet Werlte ist der Anteil der Otto-Motoren aufgrund von zwei installierten relativ großen Anlagen bereits im Jahr 2012 überproportional hoch. Da diese Anlagen erst zum Ende ihrer Lebensdauer zwischen 2023 und 2033 ersetzt werden, wird die Anlagenanzahl und -leistung in Werlte im Stützjahr 2023 konstant gelassen und nicht entsprechend der zuvor beschriebenen Methodik festgelegt.

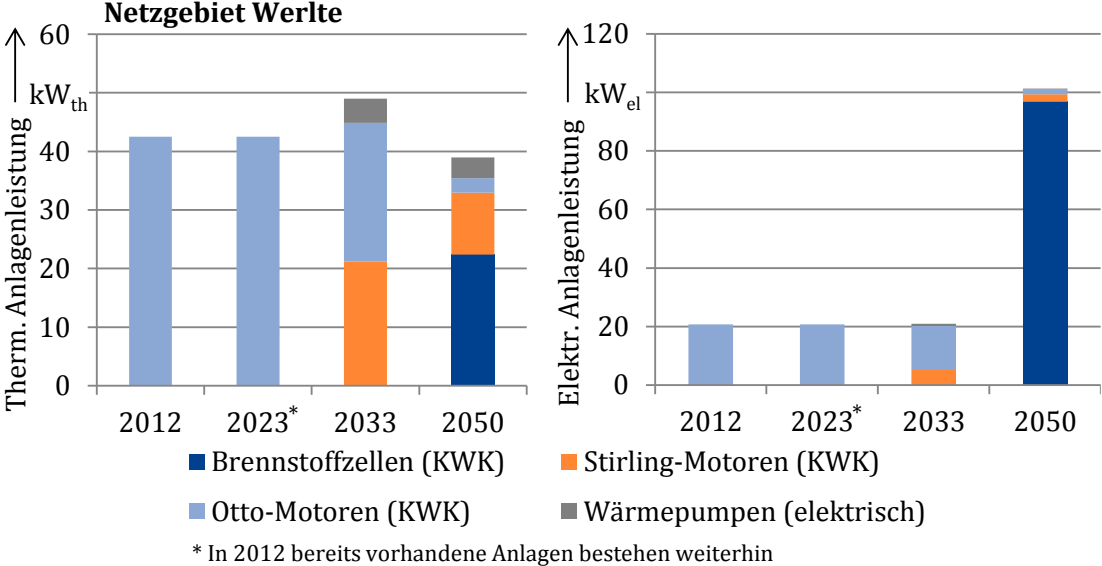


Bild 3.29: Installierte Leistung der KWK-Anlagen- und Wärmepumpen in Werlte

4 Ergebnisse

4.1 Simulation zukünftiger Preise für Fahrplanenergie und Reserve in Deutschland

Die für den Anlageneinsatz in den betrachteten Netzgebieten relevanten Preise für Fahrplanenergie und Reserve leiten sich entsprechend der in Abschnitt 2.3 beschriebenen Vorgehensweise aus einer europaweiten Kraftwerkseinsatzsimulation ab. In Bild 4.1 ist die aus den Simulationen resultierende Entwicklung der Stromerzeugungsstruktur für Deutschland dargestellt.

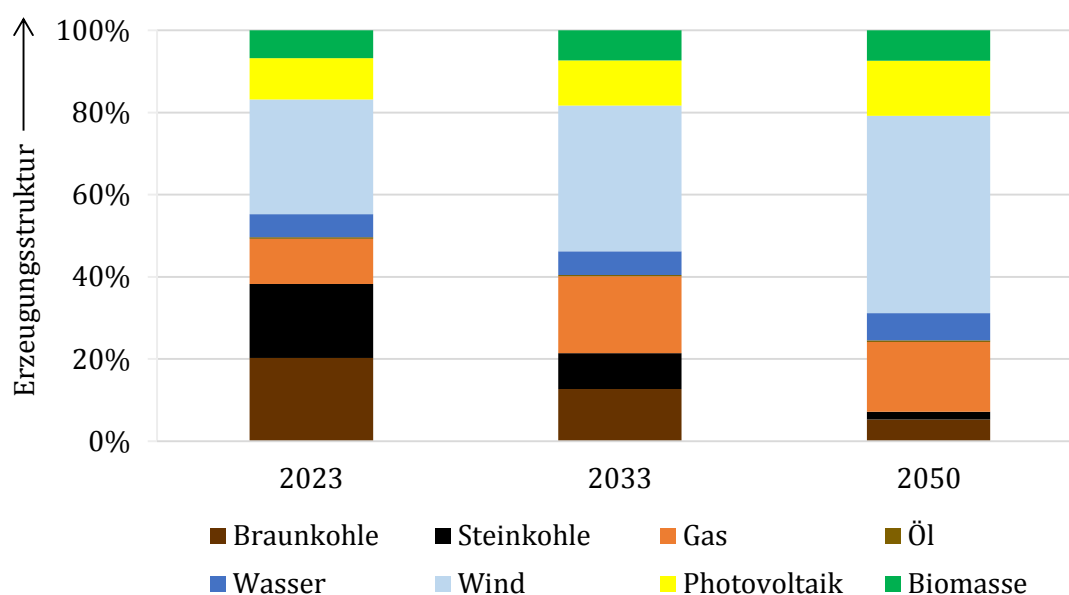


Bild 4.1: Entwicklung der Stromerzeugungsstruktur in Deutschland

Es ist deutlich zu erkennen, dass durch den EE-Ausbau der Anteil der konventionellen Kraftwerke an der Stromerzeugung zurückgeht. Im Gegenzug wächst die Stromerzeugung durch EE-Anlagen, insbesondere aus Windenergie und Photovoltaik, im Betrachtungszeitraum signifikant an. Während EE im Stützjahr 2023 mit einer Einspeisung von insgesamt 315 TWh elektrischer Energie einen Anteil an der Nachfrage von 55% stellen, steigt dieser Anteil auf 84% in 2050 bei einer Energie aus EE-Anlagen von insgesamt 477 TWh.

In Relation zur installierten Leistung ist der Beitrag der Photovoltaik zur EE-Erzeugung vergleichsweise gering, da aufgrund des Dargebots nur geringe Volllaststundenzahlen erzielt werden können.

Durch die zunehmende volatile Einspeisung kommt es in Zeiten mit hoher EE-Einspeisung und geringer Nachfrage zu negativer Residuallast. Als Residuallast wird dabei die Nachfrage nach elektrischer Energie abzüglich nicht-disponibler Erzeugung wie beispielsweise aus PVA und WEA aber auch wärmegeführten KWK-Anlagen bezeichnet. Zu beachten ist, dass eine negative Residuallast nicht gleichbedeutend mit überschüssigem Strom ist, da in der Regel die Option besteht, elektrische Energie ins Ausland zu exportieren und somit den Einsatz thermischer Kraftwerke im Ausland zu substituieren. Somit besteht ein bilanzieller Überschuss nur dann, wenn EE-Einspeisung trotz Ausnutzung von vorhandenen (Pump-)Speichern und Exportmöglichkeiten nicht mehr in das Stromversorgungssystem integriert werden kann. In diesem Fall müssten Windenergie- oder Photovoltaikanlagen abgeregelt werden. Netzrestriktionen innerhalb von Marktgebieten (z. B. innerhalb Deutschlands) werden dabei vernachlässigt, da das Netz aus Sicht des Marktes eine „Kupferplatte“ darstellt. Allerdings ist nach aktuellem Regulierungsregime ein Netzausbau entsprechend der Einspeisung vorgeschrieben, so dass nicht von signifikanten lokalen Stromüberschüssen aufgrund von Netzüberlastungen ausgegangen werden kann. Die aus der Simulation resultierende Dauerlinie der Residuallast sowie die korrespondierende Überschussleistung für Deutschland ist in Bild 4.2 dargestellt.

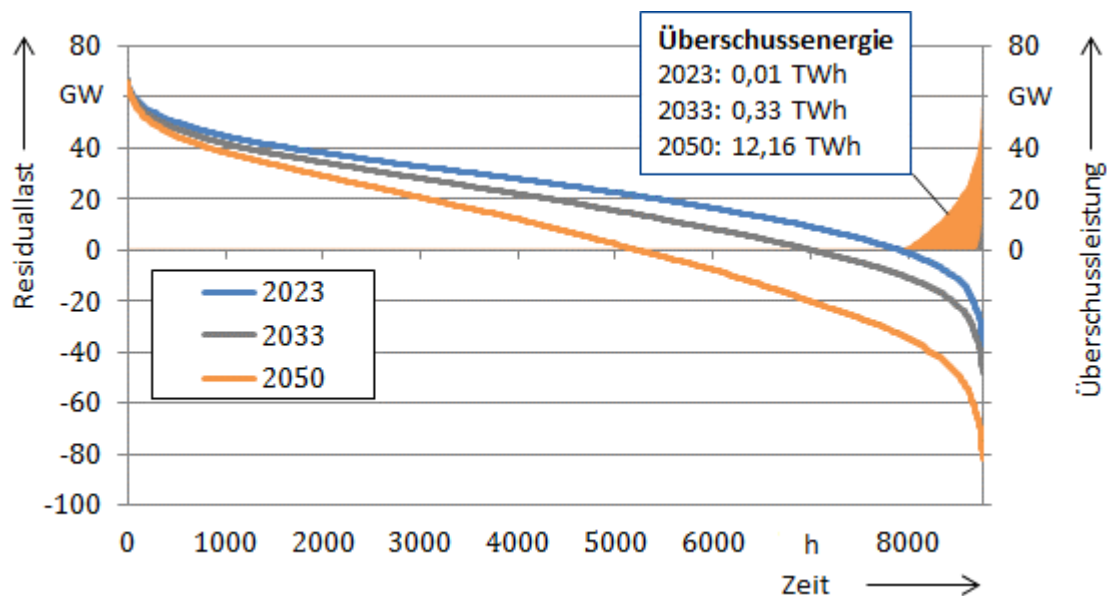


Bild 4.2: Dauerlinien der Residuallast und der Überschussleistung

Mit zunehmendem Ausbau der EE nimmt die Anzahl der Stunden mit negativer Residuallast zu. Im Stützjahr 2050 übersteigt die nicht-disponible Einspeisung die Nachfrage in mehr als 3.500 Stunden des Jahres, was einer Energiemenge von insgesamt knapp 80 TWh entspricht. Allerdings wird in den Stunden mit negativer Residuallast tendenziell elektrische Energie aus Deutschland in die benachbarten Marktgebiete exportiert, so dass die tatsächliche Überschussenergie lediglich 12,16 TWh beträgt. In den früheren Stützjahren 2023 und 2033 fallen die Überschüsse mit 0,01 TWh bzw. 0,33 TWh nochmals deutlich geringer aus.

Aus den deutschlandweiten Simulationen können bereits Rückschlüsse auf das marktseitige Potenzial von PtG geschlossen werden. Da PtG-Anlagen in ihrer Funktion als Speicher dann eingesetzt werden, wenn in Deutschland überschüssige Energie vorhanden ist und dadurch niedrige Marktpreise vorliegen, werden voraussichtlich erst im Zeitraum zwischen den Stützjahren 2033 und 2050 signifikante Volllaststunden erreicht werden können. Die für den Einsatz der PtG-Anlagen relevanten Marktpreise für elektrische Energie sind in Bild 4.3 in geordneter Reihenfolge zu sehen.

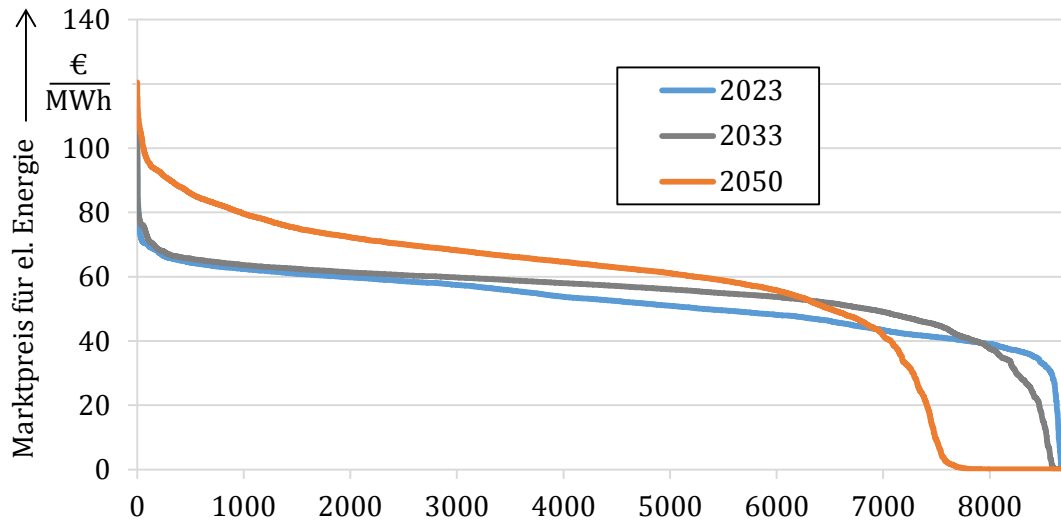


Bild 4.3: Dauerlinien der Marktpreise für elektrische Energie

In Stunden mit Überschussenergie hat der Strom keinen Wert und der Marktpreis fällt auf 0 EUR/MWh. Daher bildet sich im Stützjahr 2050 am Ende Dauerlinie ein Sockel mit Preisen bei oder nahe Null. In den vorherigen Stützjahren tritt dieser Effekt nur sehr selten auf. Im mittleren Bereich der Dauerlinie sind zwischen den Stützjahren tendenziell steigende Preise zu beobachten. Der Grund ist, dass die in diesem Bereich preissetzenden thermischen Kraftwerke aufgrund steigender Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise höhere variable Kosten aufweisen und dementsprechend auch höhere Marktpreise für den Betrieb benötigen.

Neben den Preisen für Fahrplanenergie werden weiterhin zukünftige Reservepreise ermittelt. Die resultierenden Reserveleistungspreise sind in Bild 4.4 dargestellt.

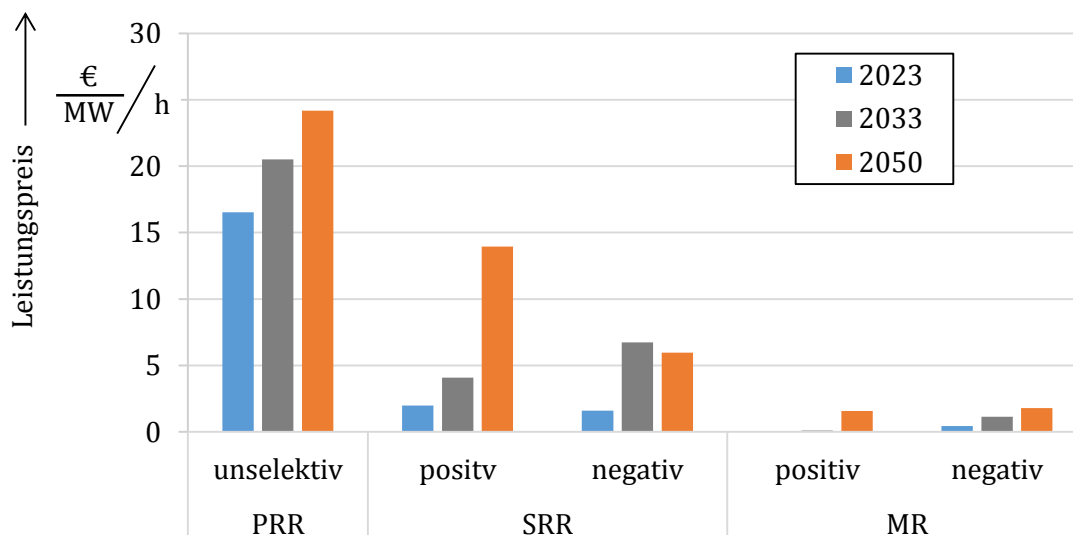


Bild 4.4: Entwicklung der Reserveleistungspreise⁶

Bei den Reserveleistungspreisen hat die PRR die höchste Wertigkeit. Zwar ist der Bedarf vergleichsweise gering, jedoch führen hohe technische Anforderungen an die Bereitstellung dieser Reserveart zu einem geringen Angebot und somit zu hohen Preisen. Die Preisindikatoren für Minutenreserve sind vor allem in den frühen Stützjahren sehr gering. Gerade positive Minutenreserveleistung kann durch eine Vielzahl von Kraftwerken, darunter auch Gasturbinen im Stillstand und Pumpspeicherkraftwerke, bereitgestellt werden und ist deshalb trotz des hohen Bedarfs wenig kostenintensiv. Für die SRR ergeben sich Leistungspreise, die zwischen denen der Primärregel- und Minutenreserve liegen. Weiterhin lässt sich der Effekt der Teilnahme der Windenergieanlagen an der SRR und MR anhand der sinkenden Preise für negative Sekundärregelleistung in 2050 sowie anhand des nur leichten Anstieges der Preise für negative Minutenreserveleistung trotz des stark erhöhten Bedarfs erkennen. Die Auswirkungen auf die positiven Leistungspreise sind dagegen sehr gering, da

⁶ Alle dargestellten Preise sind in [EUR/MW/h] als Durchschnittspreis angegeben. Diese Darstellung weicht von heutigen Produktdefinitionen und -preisen ab, die jeweils für den gesamten Produktzeitraum aggregiert veröffentlicht werden (bspw. Minutenreserve für 4 Stunden, Primärregelreserve für 168 Stunden).

hierfür eine angedrosselte Fahrweise der Windenergieanlagen notwendig wäre und die Anlagen aufgrund ihrer vernachlässigbaren variablen Kosten vorzugsweise zur Lastdeckung eingesetzt werden.

4.2 Getrennte Planung von Strom- und Gasnetz

4.2.1 Anlageneinsatzsimulation ohne Kopplung von Strom- und Gasnetz

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der Anlageneinsatzsimulation ohne Kopplung von Strom- und Gasnetz für die drei untersuchten Netzgebiete vorgestellt. Entsprechend des in Kapitel 2.3.2 beschriebenen Anlageneinsatzkonzeptes „Integriertes System“ nehmen die DEA sowohl am Markt für Fahrplanenergie (Spotmarkt) als auch am Reservemarkt für Minutenreserve teil. Abhängig von den an diesen Märkten gegebenen Preisen wird ein optimaler Fahrplan für die einzelnen DEA bestimmt. Für PV-Anlagen und WEA resultiert hieraus ein Einsatz, der zunächst bedingt ist durch das Solarstrahlungs- bzw. Winddargebot. In den Stunden mit Dargebot werden diese EE-Anlagen in der Regel immer eingesetzt, da die variablen Betriebskosten nahe Null und somit zu vernachlässigen sind. Somit kann es einzig bei negativen Spotmarktpreisen (oder, sofern technisch möglich und zulässig, bei Vorhaltung positiver Reserveleistung oder Reserveabrufen) zur Abschaltung bzw. Drosselung dieser EE-Anlagen kommen. KWK-Anlagen hingegen werden nur dann eingesetzt, wenn die am Spot- und Reservemarkt zu erzielenden Erlöse oberhalb der variablen Betriebskosten liegen. Die variablen Betriebskosten entsprechen hierbei weitgehend den Brennstoffkosten. Zusätzlich gehen bei KWK-Anlagen die Opportunitätskosten der Bereitstellung von Wärme als Erlöse in die Optimierung mit ein: Bei Stillstand der KWK-Anlage muss die Wärmelast vollständig vom Spitzenlast-Brennwertkessel und/oder aus dem Wärmespeicher gedeckt werden, wodurch Brennstoffkosten durch Erdgasverbrauch anfallen, welche bei Einsatz der KWK-Anlage eingespart werden können. Da die Wärmelast des Verbrauchers in jedem Fall gedeckt werden muss, kann es außerdem zu Einsatz der KWK-Anlagen unabhängig von den Marktpreisen kommen. Dies tritt bei hoher Wärmelast auf, wenn die thermische Leistung des Spitzenlast-Brennwertkessels und des Wärmespeichers nicht ausreichen, um die Wärmelast zu decken. Biogas-BHKW haben nur eine eingeschränkte Brennstoffmenge pro Jahr zur Verfügung (siehe

Kapitel 3.5.2). Somit laufen diese in denjenigen Stunden des Jahres, in denen die höchsten Erlöse generiert werden können. Dadurch hängt der Einsatz der Biogas-BHKW ebenso unmittelbar von den Marktpreisen ab.

4.2.1.1. Ländliches Niederspannungsnetz Werlte

Der resultierenden Anlageneinsatz der DEA im Netzgebiet Werlte ist exemplarisch für zwei Tage im Stützjahr 2050 in Bild 4.5 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass sowohl die KWK-Anlagen als auch die Biogas-BHKW nur bei relativ hohen Spotmarktpreisen für elektrische Energie in Betrieb sind. Die PV-Anlagen speisen hingegen immer dann ein, wenn es das Dargebot an Solarstrahlung hergibt, also auch bei niedrigen Spotmarktpreisen. Aufgrund der hohen installierten Gesamtleistung an DEA in den betrachteten zukünftigen Stützjahren kommt es in vielen Stunden des Jahres zu einer Überspeisung des Netzgebietes, d. h. die Einspeisung aus DEA ist um ein Vielfaches höher als die Verbraucherlast. Wie ebenso in Bild 4.5 zu erkennen ist, können trotz der hohen installierten Leistung an DEA auch Stunden auftreten, in denen keine der DEA ins Netz einspeist und somit die komplette Verbraucherlast durch Netzbezug aus der vorgelagerten Netzebene gedeckt werden muss. Weiterhin sind in der Nachfragekurve zwei kleine Peaks zu erkennen. Diese treten bei den niedrigsten Spotmarktpreisen während der Nacht auf, da in diesen günstigsten Stunden alle Elektrofahrzeuge mit Verschiebepotenzial geladen werden und somit die restliche Verbraucherlast in diesen Stunden signifikant erhöht wird. Diese Peaks sind im Stützjahr 2050 am deutlichsten ausgeprägt, da die Anzahl der Elektrofahrzeuge mit Verschiebepotenzial dann entsprechend des angenommenen Szenariorahmens (vgl. Kapitel 3.4) besonders hoch ist.

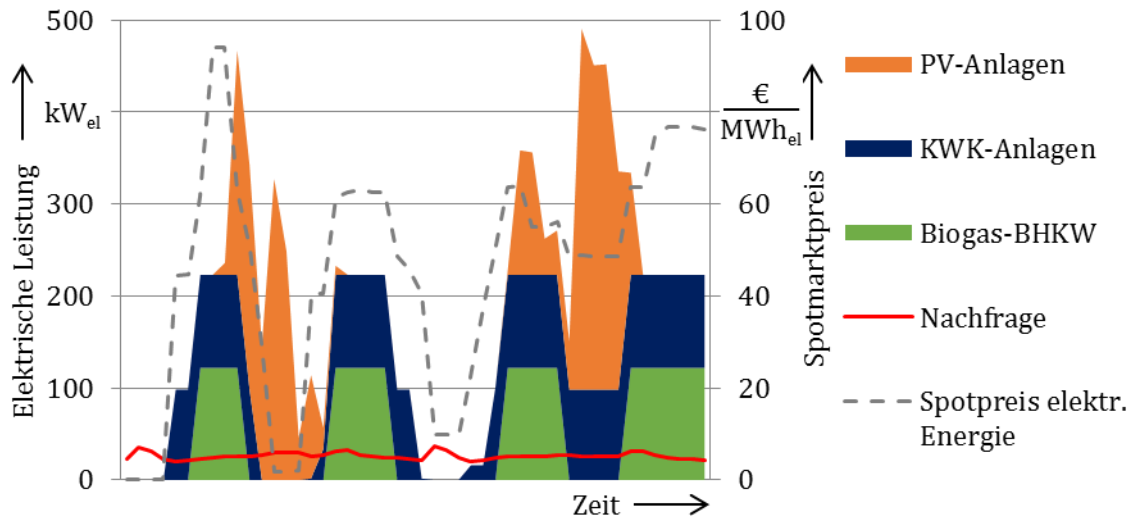


Bild 4.5: Exemplarischer Fahrplan der DEA in Werlte (01.03.2050 - 02.03.2050)

Das Zusammenspiel zwischen KWK-Anlagen und zugehörigen Spitzenlast-Brennwertkesseln sowie Wärmespeichern ist in Bild 4.6 exemplarisch für einen Otto-Motor im Netzgebiet Werlte dargestellt. Der Otto-Motor ist immer dann in Betrieb, wenn die Spotmarktpreise für elektrische Energie hoch genug sind, so dass sich die gekoppelte Erzeugung von elektrischer Energie und Wärme lohnt. Übersteigt die vom Otto-Motor erzeugte Wärmeleistung den Wärmebedarf in einzelnen Stunden, so kann in diesen Stunden der Wärmespeicher gefüllt werden, anstatt den Otto-Motor mit verringerter Leistung zu betreiben. In Stunden mit niedrigen Spotmarktpreisen für elektrische Energie wird der Wärmebedarf hingegen vom Spitzenlast-Brennwertkessel gedeckt. Wenn die Wärmelast höher ist als die thermische Leistung einer der beiden Komponenten allein, so wird diese vom Otto-Motor und dem Spitzenlast-Brennwertkessel gemeinsam gedeckt.

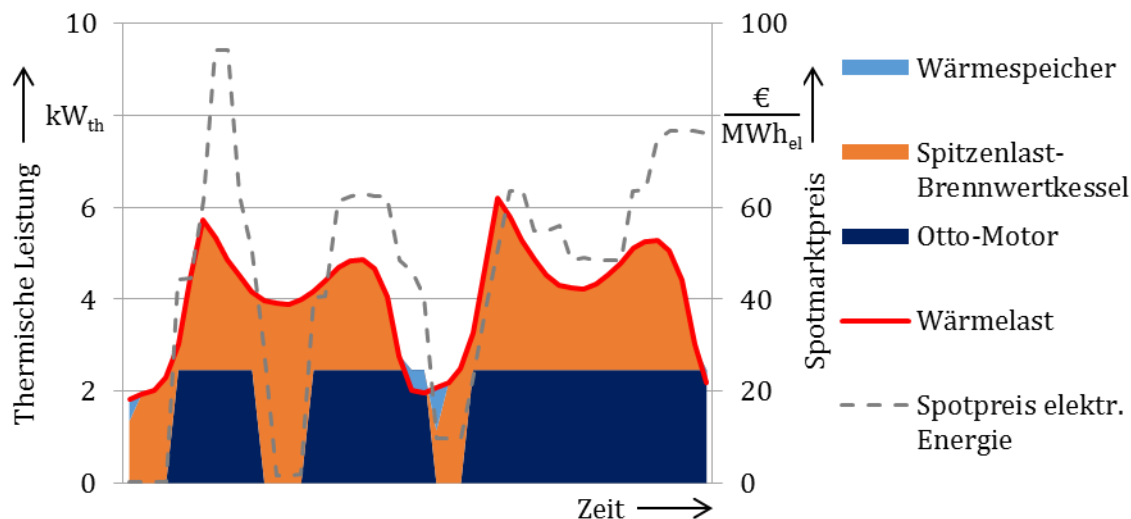


Bild 4.6: Exemplarische Fahrweise einer KWK-Anlage (01.03.2050 - 02.03.2050)

Analog erfolgt auch der Einsatz von elektrischen Wärmepumpen in Kombination mit einem Wärmespeicher und Spitzenlast-Elektroheizer. Letztendlich geht der daraus resultierende Energiebedarf in die Nachfrage nach elektrischer Energie ein.

In der Jahresbilanz für Stromerzeugung und Nachfrage von elektrischer Energie im Netzgebiet Werlte, welche in Bild 4.7 dargestellt ist, ergibt sich aus dem simulierten Anlageneinsatz eine hohe lokale Stromerzeugung durch DEA. Insbesondere die Biogas-BHKW tragen trotz des verhältnismäßig moderaten Anteils an der installierten DEA-Leistung aufgrund ihrer hohen Volllaststundenzahl relativ viel zur Stromerzeugung bei. Im Stützjahr 2050 steigt auch der Anteil der KWK-Anlagen an der Jahresstromerzeugung deutlich an, da zwischen 2033 und 2050 entsprechend des in Kapitel 3.5.2 beschriebenen Szenarios bestehende Otto-Motoren durch Brennstoffzellen ersetzt werden. Die jährliche Stromerzeugung von Brennstoffzellen ist im Vergleich zu anderen KWK-Anlagen deutlich höher, da die elektrische Leistung bei gleichbleibender thermischer Leistung wesentlich höher ausfällt (vgl. Bild 3.29).

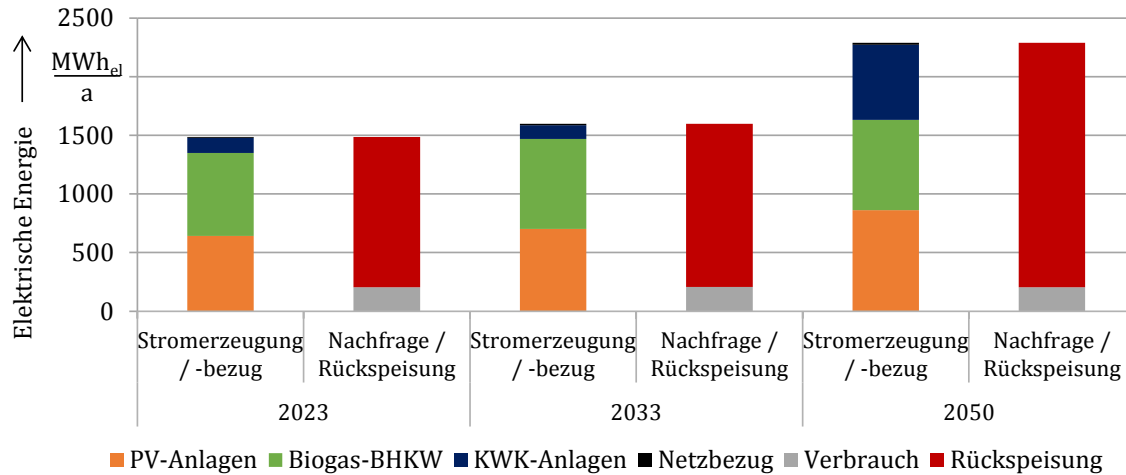


Bild 4.7: Jahresbilanz für Stromerzeugung und Nachfrage nach elektrischer Energie in Werlte

Wie Bild 4.7 ebenso zu entnehmen ist, müssen große Teile der lokale Stromerzeugung in die vorgelagerte Netzebene zurückgespeist werden, da die jährliche lokale Nachfrage nach elektrischer Energie in Werlte deutlich geringer ist als die jährlich lokale Stromerzeugung. Aufgrund der hohen Volllaststundenzahl des Biogas-BHKW und der somit meist vorhandenen DEA-Einspeisung im Netzgebiet fällt der Netzbezug aus der vorgelagerten Netzebene, welcher nur noch in wenigen Stunden ohne Einspeisung aus lokalen DEA zur Versorgung der Verbraucher erforderlich ist, verschwindend gering aus. Durch die hohe Rückspeisung ergibt sich zukünftig eine stark steigende Belastung des Verteilungsnetzes. Maßgeblich hierfür ist die hohe maximale DEA-Einspeisung bzw. maximale Rückspeisung, die im Laufe eines Jahres auftritt. In Werlte übertrifft diese zukünftig die maximale Verbraucherlast des Jahres, welche in der Vergangenheit auslegungsrelevant für die Planung von Verteilungsnetzen war, um etwa den Faktor 20 (vgl. Tabelle 4.1). Deshalb muss das Verteilungsnetz so ausgebaut werden, dass es auch in den zukünftig auftretenden Situationen maximaler DEA-Einspeisung bzw. maximaler Rückspeisung weiterhin zuverlässig und sicher betrieben werden kann. Somit kann die stark ansteigende elektrische Energiemenge, welche von DEA im Netzgebiet eingespeist wird, vollständig in die vorgelagerte Netzebene hochgespeist werden.

Tabelle 4.1: Maximale DEA-Einspeisung, Last und Rückspeisung in Werlte

	2023	2033	2050
Max. DEA-Einspeisung [kW_{el}]	675,5	737,4	960,6
Max. Verbraucherlast [kW_{el}]	35,1	38,7	45,5
Max. Rückspeisung ⁷ [kW_{el}]	649,3	712,2	936,0

4.2.1.2. (Vor)städtisches Niederspannungsnetz Sögel

In der Jahresbilanz für Stromerzeugung und Nachfrage von elektrischer Energie (vgl. Bild 4.8) ergibt sich auch im (vor)städtischen Netzgebiet Sögel eine hohe jährliche Stromerzeugung durch die installierten DEA, welche die Nachfrage um mehr als das doppelte übersteigt. Da es sich bei Sögel um ein (vor)städtisches Netzgebiet handelt, gibt es im Vergleich zu Werlte kein Biogas-BHKW. Deshalb stellen die PV-Anlagen den mit Abstand größten Anteil an der lokal erzeugten Jahresstrommenge. Weiterhin sind mehr Verbraucher angeschlossen als in Werlte. Hierdurch wird auch ein höherer Anteil der lokalen Stromerzeugung direkt vor Ort wieder genutzt.

⁷ Maximale DEA-Einspeisung und maximale Verbraucherlast treten in der Regel nicht gleichzeitig auf. Deshalb ist die maximale Rückspeisung nicht genau gleich der Differenz aus maximaler DEA-Einspeisung und maximaler Verbraucherlast.

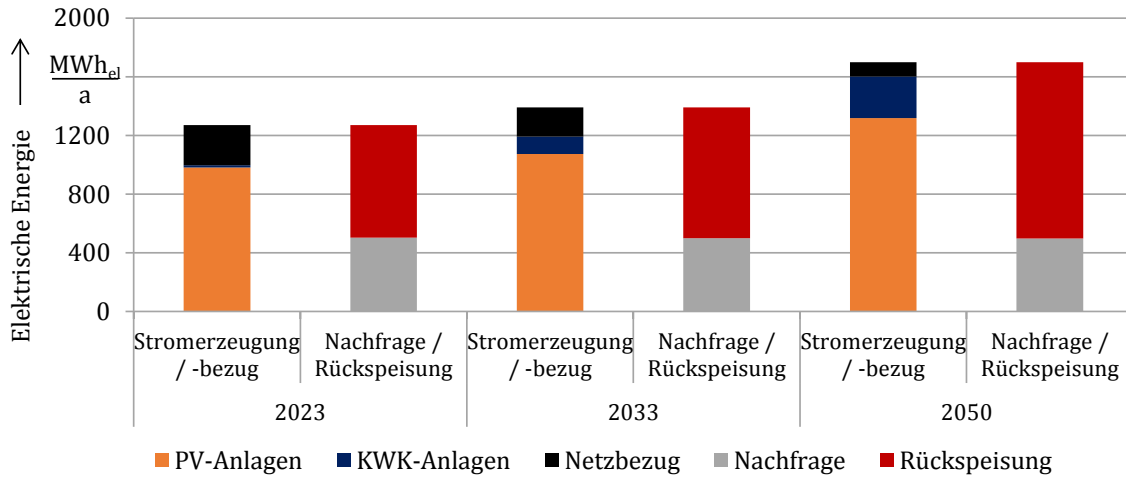


Bild 4.8: Jahresbilanz für Stromerzeugung und Nachfrage nach elektrischer Energie in Sögel

Auch im Netzgebiet Sögel übersteigt die maximale DEA-Einspeisung bzw. die maximale Rückspeisung, die im Laufe des Jahres auftritt, die maximale Verbraucherlast zukünftig um etwa den Faktor 10 (vgl. Tabelle 4.2). Insgesamt ergibt sich somit auch in Sögel eine sehr starke Belastung des Verteilungsnetzes durch die zu integrierende Erzeugung aus DEA. Im Vergleich zum ländlich geprägten Verteilungsnetz in Werlte fällt diese jedoch etwas moderater aus.

Tabelle 4.2: Maximale DEA-Einspeisung, Last und Rückspeisung in Sögel

	2023	2033	2050
Max. DEA-Einspeisung [kW_{el}]	855,4	940,7	1168,8
Max. Verbraucherlast [kW_{el}]	91,1	97,6	119,6
Max. Rückspeisung7 [kW_{el}]	802,3	881,9	1109,9

4.2.1.3. Ländliches Mittelspannungsnetz Esterwegen

Im MS-Netzgebiet Esterwegen kommt es durch die zunehmende installierte Leistung an PV-Anlagen, WEA und Biogas-BHKW zu einem starken Anstieg der jährlichen Stromerzeugung aus DEA. Wie Bild 4.9 zu entnehmen ist, erhöht sich die jährliche Stromerzeugung aus PVA und Biogas-BHKW, welche zu einem Großteil aus den unterlagerten NS-Netzen ins MS-Netz zurückgespeist wird, nochmals signifikant um den Anteil, den die meist in der MS-Ebene angeschlossenen Windparks beisteuern. Durch diesen insgesamt sehr hohen Anstieg der Stromerzeugung aus DEA muss auch im MS-Netz ein Großteil der lokalen Stromerzeugung in die vorgelagerte 110 kV-Netzebene zurückgespeist werden, da nur ein Bruchteil davon durch die Nachfrage im MS-Netz selber und in den unterlagerten NS-Netzen wieder lokal genutzt wird.

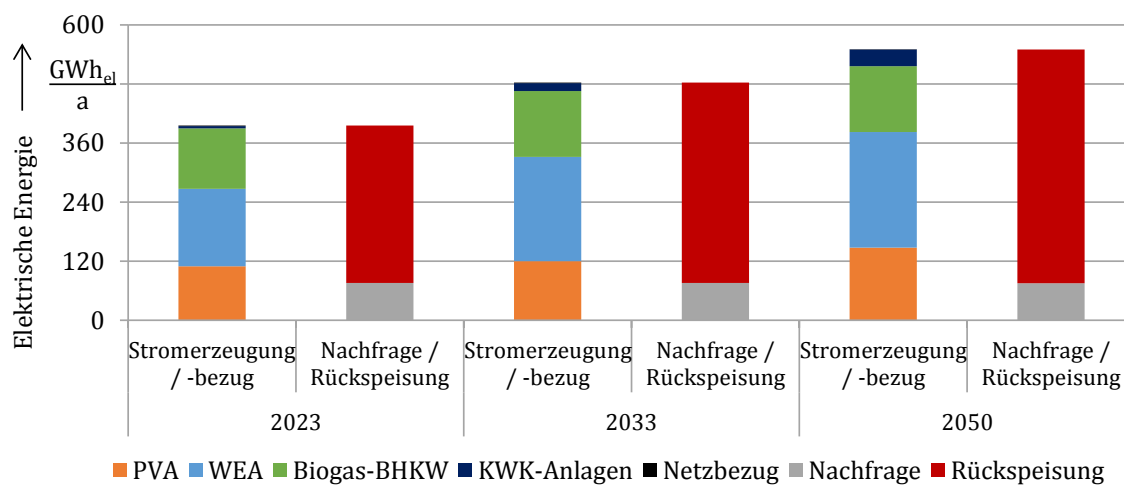


Bild 4.9: Jahresbilanz für Stromerzeugung und Nachfrage nach elektrischer Energie in Esterwegen

Eine Betrachtung der maximalen Einspeisung bzw. maximalen Rückspeisung im Vergleich zur maximalen Last, die im MS-Netz und den unterlagerten NS-Netzen innerhalb eines Jahres auftritt, ergibt auch hier einen Größenunterschied um den Faktor 10-12 (vgl. Tabelle 4.3). Aufgrund der stark zunehmenden Belastung ist auch im MS-Netz ein signifikanter Netzausbau erforderlich, um die angeschlossenen DEA ins System integrieren zu können.

Tabelle 4.3: Maximale DEA-Einspeisung, Last und Rückspeisung in Esterwegen

	2023	2033	2050
Max. DEA-Einspeisung [MW _{el}]	157,7	182,7	213,4
Max. Verbraucherlast [MW _{el}]	13,8	15,2	18,7
Max. Rückspeisung ⁷ [MW _{el}]	147,8	173,3	204,3

4.2.2 Stromnetz-Zielnetzplanung ohne Kopplung von Strom- und Gasnetz

Für jedes der drei betrachteten Netzgebiete wird in diesem Abschnitt eine Zielnetzplanung ohne Berücksichtigung der Kopplungselemente (PtG-Anlagen und GVWA) für die betrachteten drei Stützjahre vorgenommen. Das Vorgehen entspricht der Beschreibung in Abschnitt 2.5. Verwendet werden dabei alle in Abschnitt 3.3.2 aufgeführten Betriebsmittel.

- **Variante 1 „Konventionell“:** Ausbau des Netzes mit „konventionellen“ Netzverstärkungsmaßnahmen: Einsatz von Kabeln mit größerem Querschnitt, Einsatz von Transformatoren mit einer höheren Bemessungsscheinleistung, Topologieänderungen z. B. durch zusätzliche ONS.
- **Variante 2 „Innovativ“:** Berücksichtigung von neuen Betriebsmitteln wie rONT und Smart-Grid-Systemen, deren Verfügbarkeit bis spätestens 2023 absehbar ist. Durch den Einsatz von Smart-Grid-Systemen wird der Netzzustand im laufenden Betrieb überwacht und es ist zu jedem Zeitpunkt ein genaues Abbild des Netzzustands vorhanden. Dadurch kann das Spannungsband effizienter ausgenutzt werden da die bisher starre Verteilung des zur Verfügung stehenden Spannungsbandes auf die MS- und NS-Netzebenen aufgehoben werden kann.

4.2.2.1. Ländliches Niederspannungsnetz Werlte

Für das erste Stützjahr 2023 zeigt die Analyse der auslegungsrelevanten Betriebsmittel, dass durch den hohen Zubau von DEA (vgl. Kapitel 3.5.2) ein Ausbau des Netzes notwendig ist. In

drei Netzabschnitten kommt es durch eine hohe Leistung der DEA zu signifikanten Kabelüberlastungen, bei denen die Stromstärke bis zu 302% des zulässigen Maximalwertes für die Dauerbelastung entspricht. Die leicht veränderte Lastsituation hat dagegen keinen signifikanten Einfluss. Im Rückspeisefall beträgt die prognostizierte maximale Transformatorleistung $S = 539 \text{ kVA}$. Dies ist eine deutliche Überlastung des derzeit eingesetzten Transformators mit einer Bemessungsscheinleistung von 250 kVA . Die nach der VDE Anwenderrichtlinie [13] zulässige Spannungsbandanhebung von 3% wird bei maximaler DEA-Einspeisung in großen Teilen des Ortsnetzes deutlich überschritten (Bild 4.10).

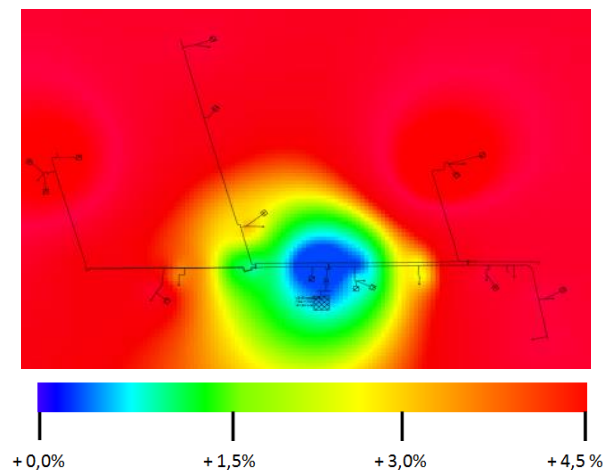


Bild 4.10: Werlte 2023: Spannungsanhebung im Netzgebiet. Anhebung größer 3% in rot gefärbt

Im Weiteren werden Netzausbaumaßnahmen in den beiden Ausbauvarianten „Konventionell“ und „Innovativ“ für die Stützjahre 2023, 2033 und 2050 vorgestellt.

Stützjahr 2023

- Ausbauvariante 1 („Konventionell“):

- Um die transformierbare Leistung zu erhöhen und gleichzeitig die Impedanz zwischen DEA und ONS zu verringern (Spannungsanhebung wird so reduziert), wird eine zweite Ortsnetzstation (im weiteren ONS2 genannt) mit einem 400 kVA ONT im Westen des Netzgebietes errichtet und damit das Gebiet in zwei getrennte Ortsnetze geteilt (Bild 4.11).

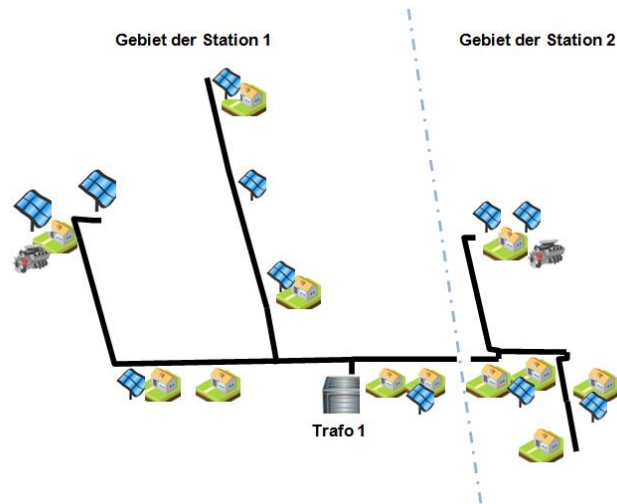


Bild 4.11: Werlte 2023: Grenze der neuen Netzgebiete für ONS1 und ONS2

- An der vorhandenen Station (ONS1) wird der bisherige Transformator mit 250 kVA durch einen größeren mit 400 kVA ersetzt. Die Gesamtleistung beider ONS ist dann mit 800 kVA deutlich höher als die für das erste Stützjahr prognostizierten Leistungsanforderungen aus den Einspeise- und Lastzeitreihen, da durch den Netzausbau (neue Kabel) und die neue ONS2 die Netzverluste signifikant verringert werden. Da zwei neue ONT benötigt werden, wird bei deren Auslegung auch der Leistungsbedarf für 2033 berücksichtigt.
- Die nach der Teilung noch auftretenden Überlastungen von Leitungen werden durch Kabelverstärkungsmaßnahmen beseitigt (Bild 4.12). Insgesamt müssen bei konventioneller Planung 3.576 m Kabel auf einer Trassenlänge von 1.504 m (Kabelgraben) verlegt werden (Tabelle 4.4).

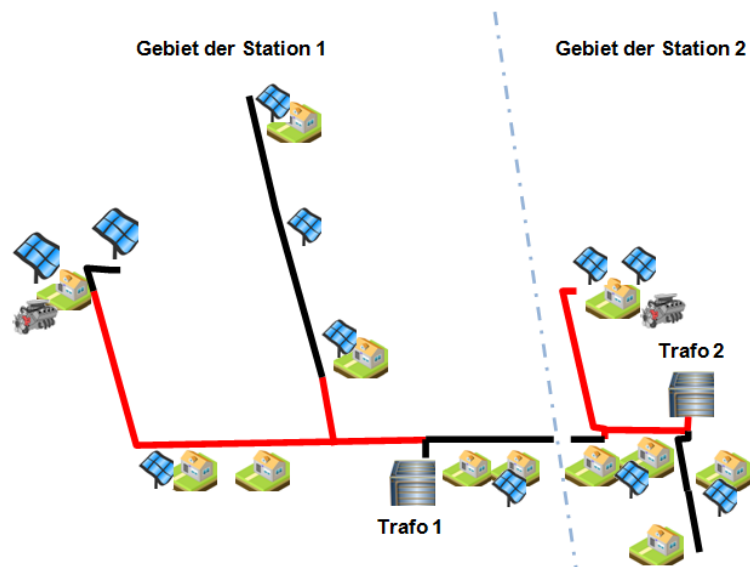


Bild 4.12: Werlte, Steinfeld 2023: Ausbauvariante 1 „Konventionell“ (neue Kabel in rot)

- Ausbauvariante 2 („Innovativ“):

Als Alternative wird in der innovativen Ausbauvariante 2 eine Planung mit neuen Betriebsmitteln betrachtet. Für das Netz Werlte, Steinfeld ist insbesondere ein rONT geeignet, da der Netzausbau größtenteils durch die Spannungsanhebung der DEA hervorgerufen wird. Der Stufensteller am rONT wird so parametrisiert, dass eine Spannungsanhebung um bis zu 10% (statt vormals 3%) im NS-Netz zugelassen werden kann, da das Spannungsband des Ortsnetzes von der Spannung des vorgelagerten MS-Netzes entkoppelt ist. Für dieses Netz wird ein rONT mit 800 kVA eingesetzt. Untersucht man die Spannungsanhebung im Netz mit dem neuen Kriterium (Grenze der Spannungsanhebung 10%), ergibt die Lastflussrechnung die in Bild 4.13 dargestellte Verteilung.

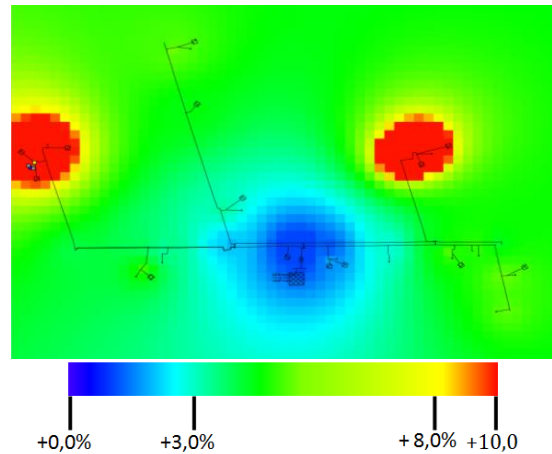


Bild 4.13: Werlte, Steinfeld 2023: Spannungsanhebung im Netzgebiet

Eine unzulässig hohe Spannungsanhebung ist nur noch in zwei Bereichen zu beobachten, und kann durch Kabelverstärkungsmaßnahmen beseitigt werden (Bild 4.14). Die Errichtung einer zweiten ONS ist somit bei innovativer Planung nicht notwendig. Der Netzausbau erfordert in Ausbauvariante 2 insgesamt 1.224 m neue Kabel, die sich auf 964 m Kabelgraben verteilen (Tabelle 4.4).

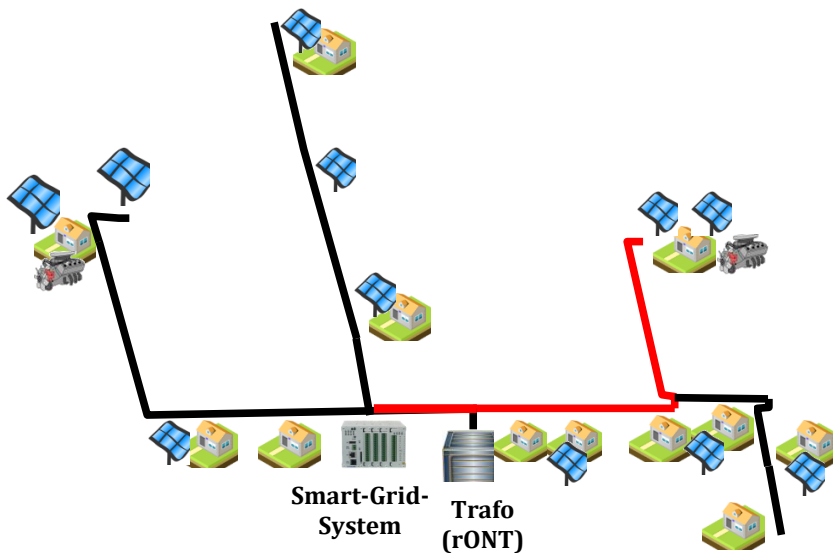


Bild 4.14: Netzgebiet Werlte: 2023: Ausbauvariante 2 „Innovativ“ (neue Kabel in rot)

Stützjahr 2033

Aufbauend auf den Ausbauvarianten für das Stützjahr 2023 ergibt sich für den Zeitraum bis 2033 kein weiterer Ausbaubedarf, da nur wenige DEA zwischen dem ersten und dem zweiten Stützjahr zugebaut werden (vgl. Kapitel 3.5.2).

Stützjahr 2050

- Ausbauvariante 1 („Konventionell“):

Im Hinblick auf das dritte Stützjahr (2050) muss in der konventionellen Variante der ONT der ONS2 verstärkt werden auf 630 kVA.

- Ausbauvariante 2 („Innovativ“):

Am Kabelverteilerschrank SV Steinfeld wird im Westen des Netzgebietes eine zusätzliche ONS mit regelbarem Transformator errichtet (ONS2) und Teile des Netzgebietes an die neue ONS angebunden (Aufteilung analog zur Darstellung in Bild 4.11). Dazu müssen 15 m Kabel gelegt werden.

Alle Ausbaumaßnahmen für die drei Stützjahre sind in Tabelle 4.4 zusammengefasst. Ein Vergleich der beiden Ausbauvarianten zeigt, dass durch das innovative Planungskonzept der notwendige Leitungsausbau (neue Kabel) um 66% bezogen auf die ersten beiden Stützjahre verringert wird. Auch muss in der Variante „Innovativ“ erst im dritten Stützjahr (2050) statt im ersten eine zweite ONS errichtet werden.

Tabelle 4.4: Netzausbaumaßnahmen der Stromzielnetzplanung ohne Kopplung von Strom- und Gasnetz für Werlte

	Variante 1: „Konventionell“	Variante 2: „Innovativ“
2023	<ul style="list-style-type: none"> - Transformator ersetzen durch 400 kVA-Transformator - zusätzliche Station: ONS2 (400 kVA) - 3.576 m Kabel - 1.504 m Trasse (Graben) 	<ul style="list-style-type: none"> - Transformator ersetzen durch rONT (800 kVA) - 1.224 m Kabel - 964 m Trasse (Graben)
2033	<ul style="list-style-type: none"> - kein zusätzlicher Ausbaubedarf 	<ul style="list-style-type: none"> - kein zusätzlicher Ausbaubedarf
2050	<ul style="list-style-type: none"> - Transformator ersetzen durch 630 kVA-Transformator 	<ul style="list-style-type: none"> - weitere ONS mit rONT - 15 m Kabel - 15 m Trasse (Graben)

Die Ergebnisse aus den Berechnungen des Investitionsbedarfs für die Ausbauplanung in Werlte, ist Tabelle 4.5 zu entnehmen.

Tabelle 4.5: Investitionen der Zielnetzplanung ohne Kopplung für Werlte

Barwerte 2018: [EUR]	2023	2033	2050	Gesamt
Variante 1: „Konventionell“	148.262	0	2.370	150.623
Variante 2: „Innovativ“	73.675	0	6.850	80.525

4.2.2.2. (Vor)städtisches Niederspannungsnetz Sögel

Für das (vor)städtische NS-Netz in Sögel wird ebenfalls nach der gleichen Methodik eine Zielnetzplanung für jedes Stützjahr vorgenommen. Für 2023 werden sowohl eine konventionelle als auch eine innovative Ausbauvariante betrachtet. Aufgrund der großen

technischen und finanziellen Vorteile durch die innovativen Betriebsmittel konzentrieren sich die weiteren Planungen für 2033 und 2050 auf diesen Ansatz.

Das Netz Sögel, Stauffenbergstraße ist teilweise vermascht und weist eine signifikant höhere Hausanschlussdichte als das zuvor betrachtete Netz in Werlte auf (Bild 4.15).

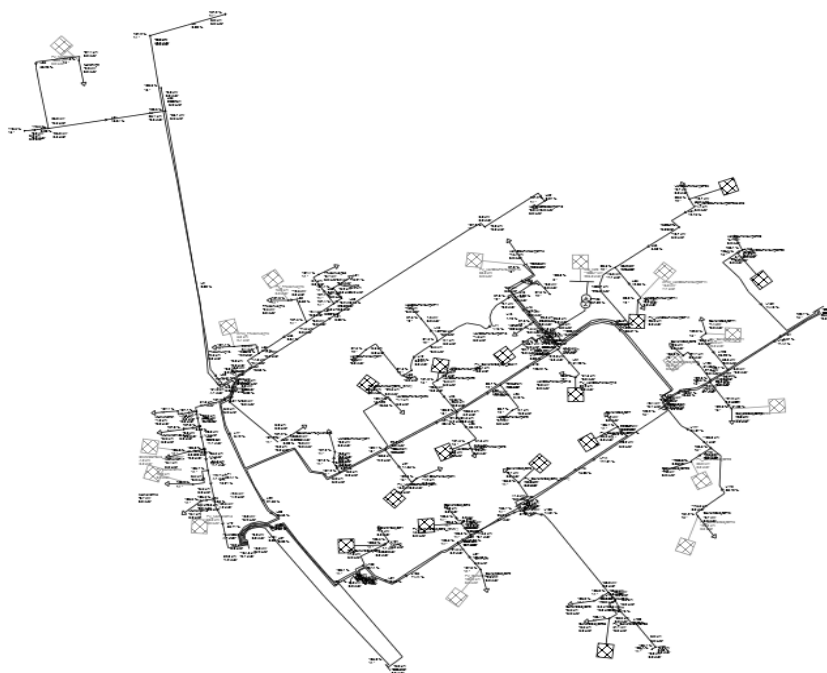


Bild 4.15: Netzstruktur von Sögel, Stauffenbergstraße 2023

Bei der Zielnetzplanung mit konventionellen Betriebsmitteln muss auch dieses Netzgebiet in zwei Teile aufgeteilt und 2023 eine zweite ONS errichtet werden, damit keine Überlastung der Kabel und zu hohe Spannungsanhebungen an Hausanschlusspunkten mehr auftreten. Zusätzlich müssen noch 651 m Kabel verstärkt werden.

Bei der innovativen Variante wird ein rONT verwendet, damit im gesamten Netzgebiet keine Spannungsbandverletzungen bzw. problematische Spannungsanhebungsprobleme auftreten. Die 2033 auftretenden Kabel- und Transformatorüberlastungen werden durch den Einsatz eines Smart-Grid-Systems verhindert. Vorteil dieser Variante ist, dass auf den Bau einer zweiten ONS/ONT verzichtet werden kann. Durch das Smart-Grid-System ist ein 800 kVA-Transformator auch 2033 ausreichend. Erst im 2050 muss bei der Planung mit innovativen

Betriebsmitteln eine zweite ONS errichtet werden. Die durchgeführten Ausbaumaßnahmen sind in Tabelle 4.6 zusammengefasst. Der entsprechen Investitionsbedarf kann Tabelle 4.7 entnommen werden.

Tabelle 4.6: Netzausbaumaßnahmen der Zielnetzplanung ohne Kopplung für Sögel

	Variante 1: „Konventionell“	Variante 2: „Innovativ“
2023	<ul style="list-style-type: none"> - Transformator verstärken (800 kVA) - zusätzliche ONS (400KVA) - 651 m Kabel - 523 m Trasse 	<ul style="list-style-type: none"> - Transformator ersetzen durch rONT (800 kVA) - 132 m Kabel - 132 m Trasse
2033	<i>nicht Betrachtet</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Smart-Grid-System - 165 m Kabel - 165 m Trasse
2050	<i>nicht Betrachtet</i>	<ul style="list-style-type: none"> Zusätzliche ONS (400 kVA) 4 m Kabel 4 m Trasse

Tabelle 4.7: Investitionen Zielnetzplanung ohne Kopplung für Sögel

Barwerte 2018: [EUR]	2023	2033	2050	GESAMT
Variante 1: „Konventionell“	90.353	---	---	90.353
Variante 2: „Innovativ“	39.378	12.917	7.295	60.462

Ein Vergleich der beiden Versorgungsaufgaben (Werlte und Sögel) zeigt, dass die Investitionskosten in Sögel trotz der höheren Anzahl an DEA und größerer installierter DEA-Leistung geringer sind. Die Ursache liegt darin begründet, dass die Netzstruktur in Sögel einen vorstädtischen Charakter hat. Dementsprechend ist die Last signifikant größer, die Abstände zwischen den Hausanschlüssen geringer (höhere Bevölkerungsdichte) und daher die heutigen

Kabel bereits für eine höhere maximale Stromstärke dimensioniert worden (größerer Querschnitt).

4.2.2.3. Ländliches Mittelspannungsnetz Esterwegen

Für das Mittelspannungsnetz Esterwegen (Bild 4.16) sind hier analog die Ergebnisse der dreistufige Zielnetzplanung in beiden nichtgekoppelten Varianten dargestellt.

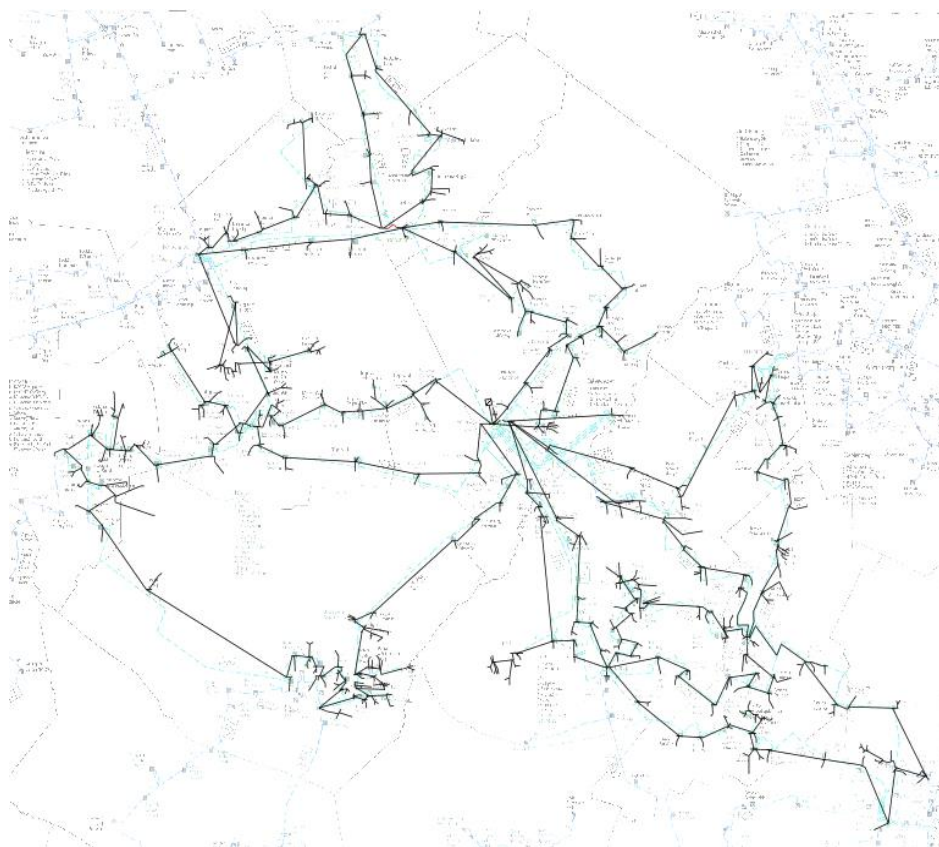


Bild 4.16: Esterwegen 2012: Netzmodell mit hinterlegtem Netzplan nach geografischer Zuordnung der Knoten.

Alle 1.802 DEA des Jahres 2013 aus dem Netzgebiet Esterwegen werden im Modell implementiert. Die Daten aller Anlagen liegen als Excel-Tabelle vor. Pro Standort wird getrennt nach Netzebene (MS/NS) und nach Anlagentyp (PVA, WEA, BHKW, etc.) jeweils die Summe der installierten Leistung berechnet. Daraus ergeben sich 244 Netzeinspeisepunkte. Um für die drei Stützjahre den Zubau von neuen und erneuerten Anlagen zu berücksichtigen,

werden nicht wie in den Simulation für Niederspannungsnetze neue DEA implementiert, sondern durch globale Faktoren die installierte Leistung der vorhandenen Einspeiser des Netzmodells hochskaliert. Exemplarisch wird im Weiteren die Detailplanung für 2023 vorgestellt. Alle weiteren Ergebnisse sind in der Übersicht (Tabelle 4.8) aufgelistet. Die einzelnen Maßnahmen zur Netzertüchtigung erfolgen in Anlehnung an die Planungsgrundsätze aus den Untersuchungen in [1].

In Variante 1 „Konventionell“ wird insbesondere die BDEW-Richtlinie [11] (vgl. Abschnitt 2.5.4) angewendet. Nach der Analyse aller auslegungskritischen Betriebspunkte (insbesondere die mit hoher DEA-Leistung) wird mit folgenden Maßnahmen ein normgerechter Netzzustand hergestellt:

Das Umspannwerk Esterwegen (110 kV / 20 kV) wird erweitert und verstärkt:

- Getrennter Betrieb des linken und rechten Teils der vorhandenen Sammelschiene (Schalter öffnen). Beide Teile versorgen entsprechend der Leitungsabgänge aus 2013 jeweils ein Teil des Netzgebietes (Bild 4.17).
Beide Teile erhalten einen neuen Transformator mit je 80 MVA Leistung⁸
- Zusätzlich wird eine weitere Sammelschiene errichtet, an der der vorhandene 40 MVA-Transformator angeschlossen wird.
- An die neue Sammelschiene werden größere DEA direkt angeschlossen. Zunächst der WP Esterwegen mit vorhandener Leitung und alle WEA in Vrees (über eine neue direkte Leitung).

⁸ HS/MS-Transformatoren mit dieser hohen Bemessungsscheinleistung von 80 MVA sind beispielsweise im Sortiment bei Schneider-Electric vorhanden.

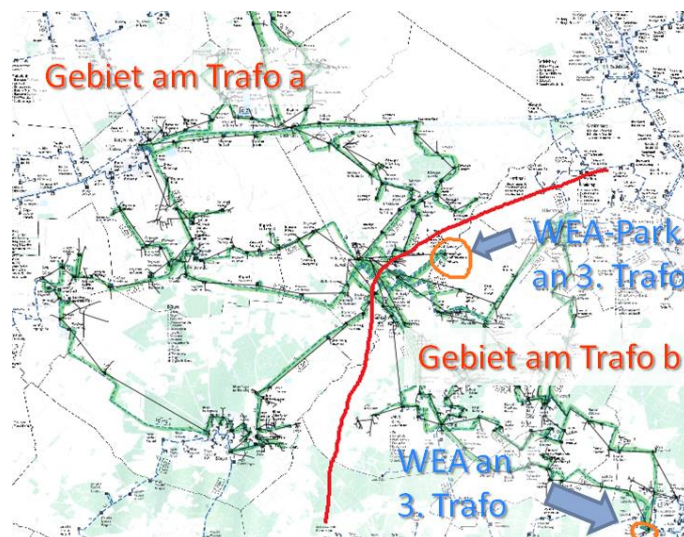


Bild 4.17: Esterwegen 2023: Versorgungsgebiete der drei Sammelschienen bzw. Transformatoren

Im Netzgebiet müssen 11 Leitungen durch neue Kabel verstärkt und ein neuer Ring gebildet werden. Dazu werden weit entfernte Bereiche mit hoher DEA-Leistung durch zwei Leitungen direkt an das UW angeschlossen werden (Bild 4.18).

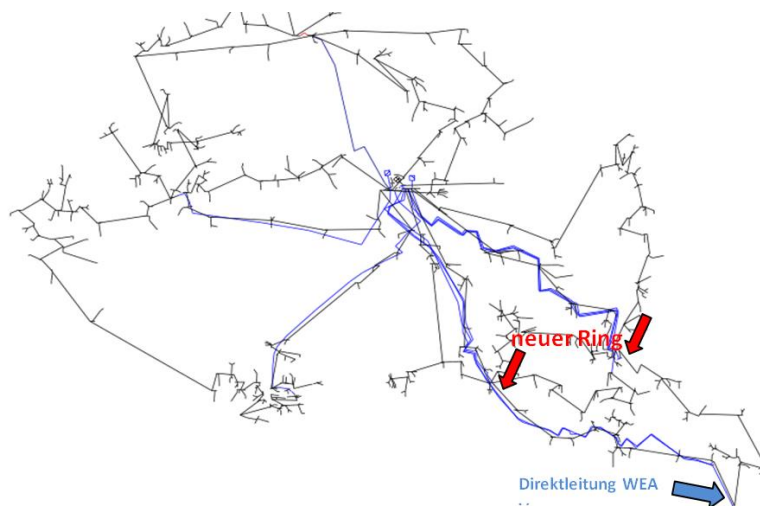


Bild 4.18: Esterwegen 2023: Maßnahmen zur Verstärkung von Leitungen (neue Kabel in blau)

Die Zielnetzplanung in der Ausbauvariante 1 „Konventionell“ erfordert bis 2023 in Summe 96,0 km neue Kabel auf einer Trassenlänge von 50,3 km. Eine große Ausbaumaßnahme ist die Erweiterung des UW mit zwei neuen Transformatoren und einer zusätzlichen Sammelschiene.

Als Alternative für den Netzausbau werden in Variante 2 ein Smart-Grid-Systeme eingesetzt. In Ortsnetzen, die durch das UW Esterwegen versorgt werden, ist mit einem hohen Ausbau von PVA in NS-Netzen zu rechnen. In der Zielnetzplanung der untersuchten NS-Gebiete (Sögel und Werlte) hat sich der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren als sehr wirkungsvoll erwiesen (vgl. Abschnitt 4.2.2.1). Daher wird im Weiteren angenommen, dass flächendeckend alle nachgelagerten ONS, die über das MS-Netz Esterwegen versorgt werden, über einen rONT verfügen. Damit ist das Spannungsband von NS-Netz und MS-Netz entkoppelt und es kann daher auf der MS-Ebene eine Spannungsanhebung von 10% statt 2% zugelassen werden, wodurch der Ausbaubedarf sinkt. Zusätzlich kommt eine intelligente DEA-Steuerung am UW zum Einsatz, um kurzzeitig auftretende Transformatorüberlastung zu verhindern. Das weitere Vorgehen ist ansonsten identisch mit dem in der anderen Variante.

Als Ergebnis der Ausbauvariante 2 ist, das im Hinblick auf das erste Stützjahr 2023 am UW Esterwegen nur ein neuer Transformator (HS/MS) ist, statt zwei neuer Transformatoren in Variante 1. Da die Spannungsanhebung durch den flächendeckender Einsatz von rONTs unkritisch ist, müssen deutlich weniger Kabelstrecken verstärkt oder neu gebaut werden. Statt 96,3 km sind nur noch 59,5 km Kabel verlegt werden. Entsprechend kürzer ist auch die Trassenlänge, auf der Verlegearbeiten notwendig sind. Eine Übersicht der gesamten Planung für alle drei Stützjahre ist in Tabelle 4.8 aufgelistet.

Tabelle 4.8: Netzausbaumaßnahmen der Zielnetzplanung ohne Kopplung für Esterwegen

	Variante 1: „Konventionell“	Variante 2: „Innovativ“
2023	<ul style="list-style-type: none"> - T122 ersetzen durch 80-MVA-Trafo - dritter Transformator mit 80 MVA - neue Sammelschiene für große DEA - vorhandene Trafo T121 versorgt neue Sammelschiene - 96,3 km Kabel - 50,3 km Trasse 	<ul style="list-style-type: none"> - dritter Transformator mit 80 MVA - neue Sammelschiene für große DEA - vorhandene Trafo T121 versorgt neue Sammelschiene - 59,5 km Kabel - 39,3 km Trasse
2033	<ul style="list-style-type: none"> - 19,0 km Kabel - 19,0 km Trasse 	<ul style="list-style-type: none"> - Transformatoren T122 verstärken auf 80 MVA - 3,0 km Kabel - 3,0 km Trasse
2050	<ul style="list-style-type: none"> - 20,1 km Kabel - 12,0 km Trasse 	<ul style="list-style-type: none"> - 22,1 km Kabel - 21,0 km Trasse

Der Vergleich der beiden Planungsansätze des MS-Netzes Esterwegen zeigt, dass bis 2050 durch die Variante 2 statt 135 km nur 85 km Kabel auf einer 63 km Trasse (statt 81 km in Variante 1) verlegt werden müssen. Dies entspricht einer Einsparung von 37% Kabellänge und 26% Kabelgraben. Dieses wirkt sich signifikant auf die Investitionsausgaben aus (Tabelle 4.9), die durch den Einsatz innovativer Betriebsmittel um 25% gesenkt werden konnten.

Tabelle 4.9: Investitionen der Zielnetzplanung ohne Kopplung für Esterwegen

Barwerte 2018: [Millionen EUR]	2023	2033	2050	Gesamt
Variante 1: „Konventionell“	10,4	1,0	0,4	11,7
Variante 2: „Innovativ“	7,8	0,6	0,4	8,8

Für den Netzausbau in Variante 1 belaufen sich bis 2050 die Investitionsausgaben auf $11,7 \cdot 10^6$ EUR (barwertig). Mit neuen Planungsgrundsätzen, die den Einsatz eines Smart-Grid-Systemen und lokaler Spannungsregelungen an allen ONT beinhaltet, verringert sich der Nettogegenwartswert der Investitionen auf $8,8 \cdot 10^6$ EUR. Die Ausbauvariante 2 ist deutlich wirtschaftlicher und stellt daher die Referenz dar, an der sich alle gekoppelten Ausbauvarianten messen lassen müssen.

Bei den zusätzlichen Ausgaben für den Einsatz von rONTs ist zu beachten, dass die Spannungsregelung einen hohen Nutzen sowohl für die NS-Seite und für die MS-Ebene erbringt. Es wird daher die Annahme getroffen, dass der rONT in ca. 67% der Fälle aufgrund von Anforderungen der NS-Ebene beschafft wird und bei den restlichen ca. 33% der ONS der rONT nur eingebaut wird, um dessen Vorteil für die MS-Ebene nutzen zu können (vergleiche Abschnitt 3.3.2). Daher werden die Mehrkosten (rONT gegenüber ONT) bei 1/3 der ONS dem Mittelspannungsnetz bilanziell angerechnet.

4.2.3 Gasnetz-Zielnetzplanung ohne Kopplung von Strom- und Gasnetz

Der Fokus der getrennten Zielnetzplanung ohne Kopplung von Strom- und Gasnetz liegt in der Optimierung des Gasverteilungsnetzes zur Reduzierung der Kosten für das Netz und dessen Betrieb.

Die im Netzgebiet vorhandenen GDRA (Gas-Druckregel-Anlagen), welche in Abschnitt 3.1 näher betrachtet werden, sind in

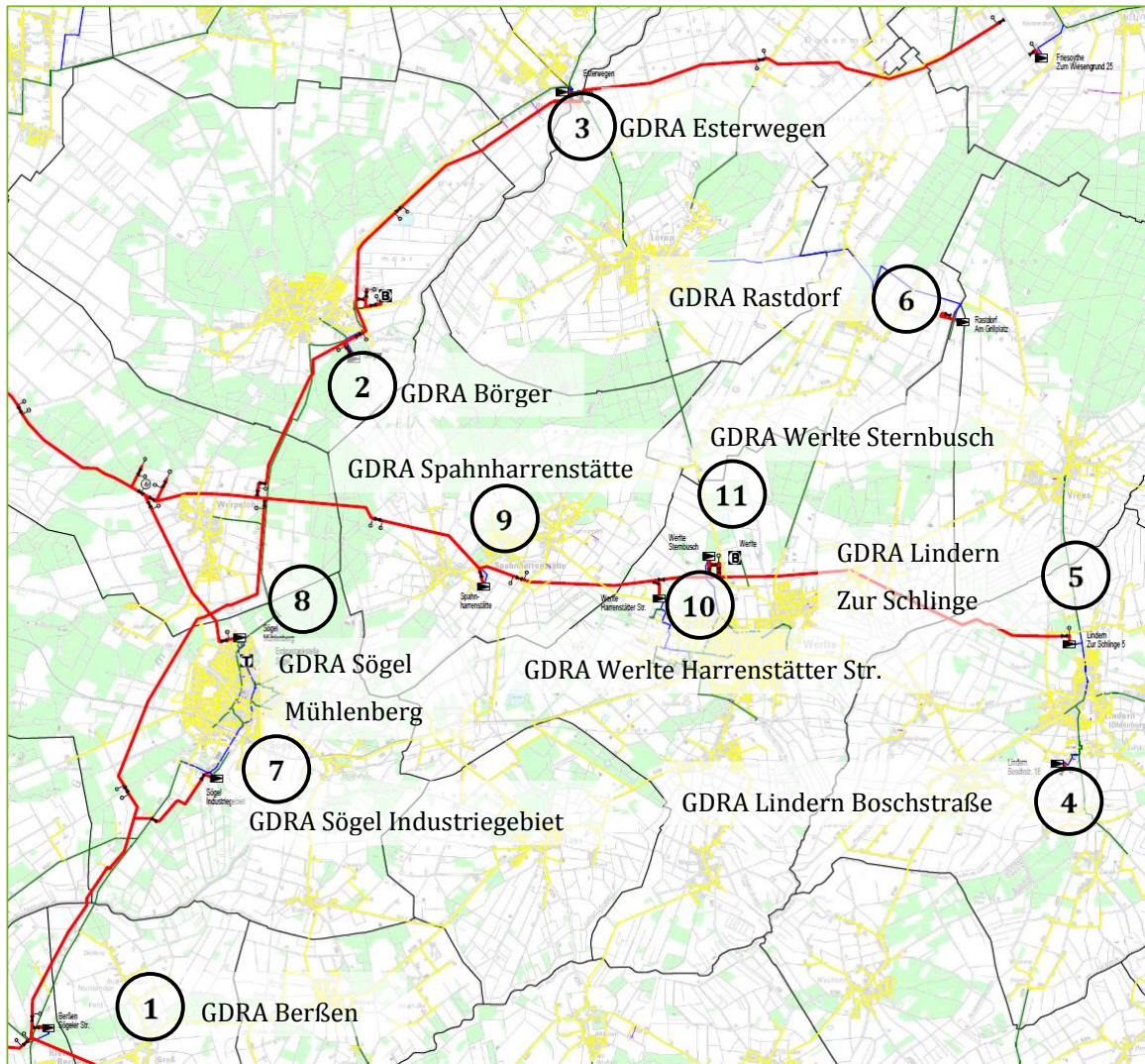


Bild 4.19 dargestellt. Die Orte Sögel und Werlte werden derzeit jeweils über zwei GDRA mit Gas versorgt.

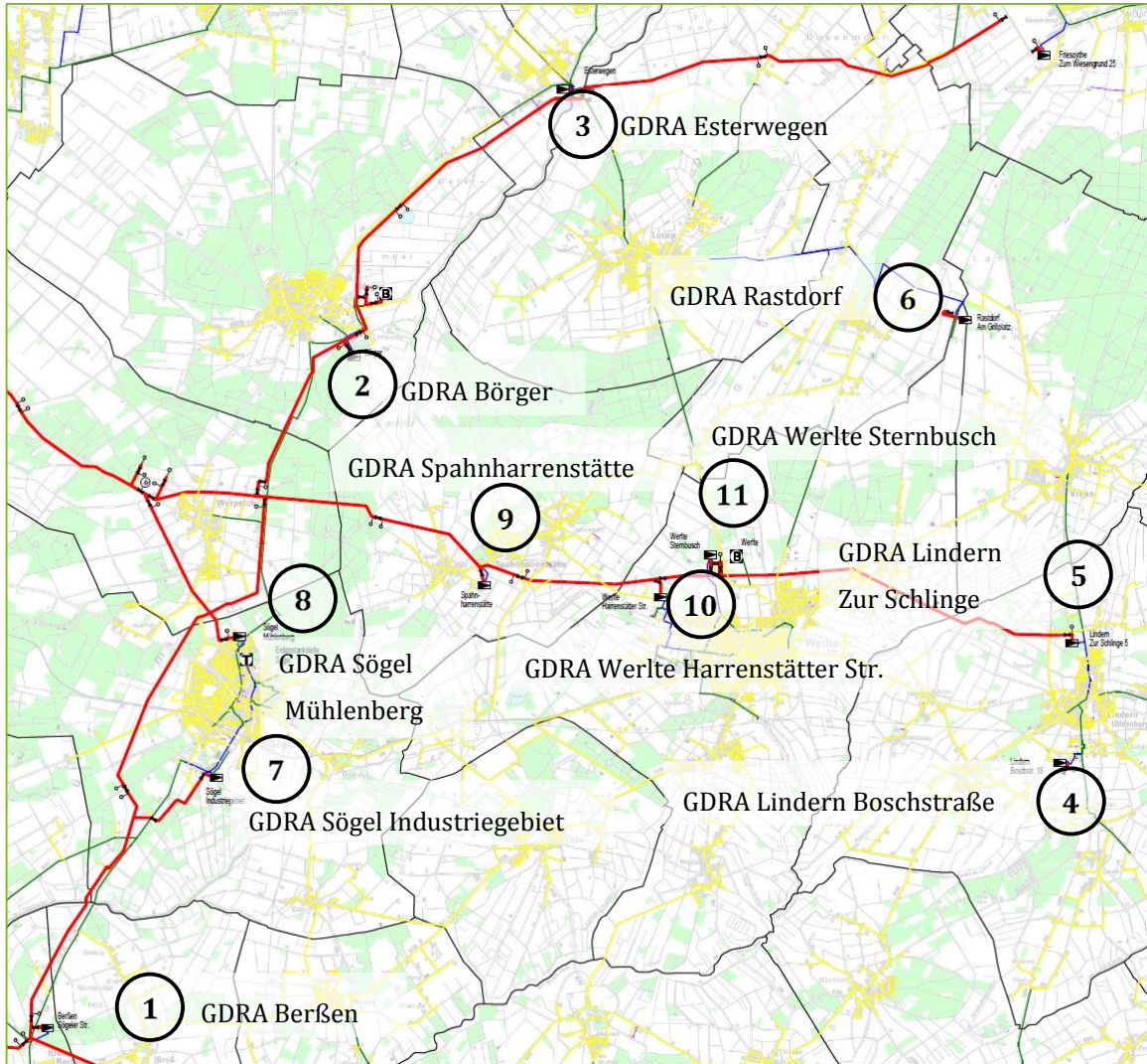


Bild 4.19: Übersicht GDRA im Netzgebiet Sögel, Werlte und Esterwegen, nach [EWE]

Eine Analyse der Ausspeiselastgänge von Januar 2010 bis Dezember 2012 hat ergeben, dass die GDRA im Netzgebiet selbst in Spitzenlastzeiten maximal zu ca. 80% und im Durchschnitt zu weniger als 50% ausgelastet sind. Die GDRA im betrachteten Gebiet mit der höchsten Anlagenauslastung ist die GDRA *Sögel Industriegebiet* (vgl. Bild 4.19). Die Auslastungen der übrigen GDRA sind den Abbildungen in Anhang B zu entnehmen.

Durch die teils geringe Auslastung der GDRA ergeben sich Redundanzen, was sich positiv hinsichtlich der Versorgungssicherheit auswirkt, darüber hinaus ergeben sich aber auch

Einsparpotenziale. Der Betrieb, die Wartung und die Erneuerung von GDRA sind mit Kosten verbunden, welche durch die Einsparung/Zusammenlegung von GDRA reduziert werden können. Durch die Ausführung des Netzes als Mitteldrucknetz und die hohe Vermaschung kann die Versorgungssicherheit auch ohne redundante Anlagen in den Orten gewährleistet werden.

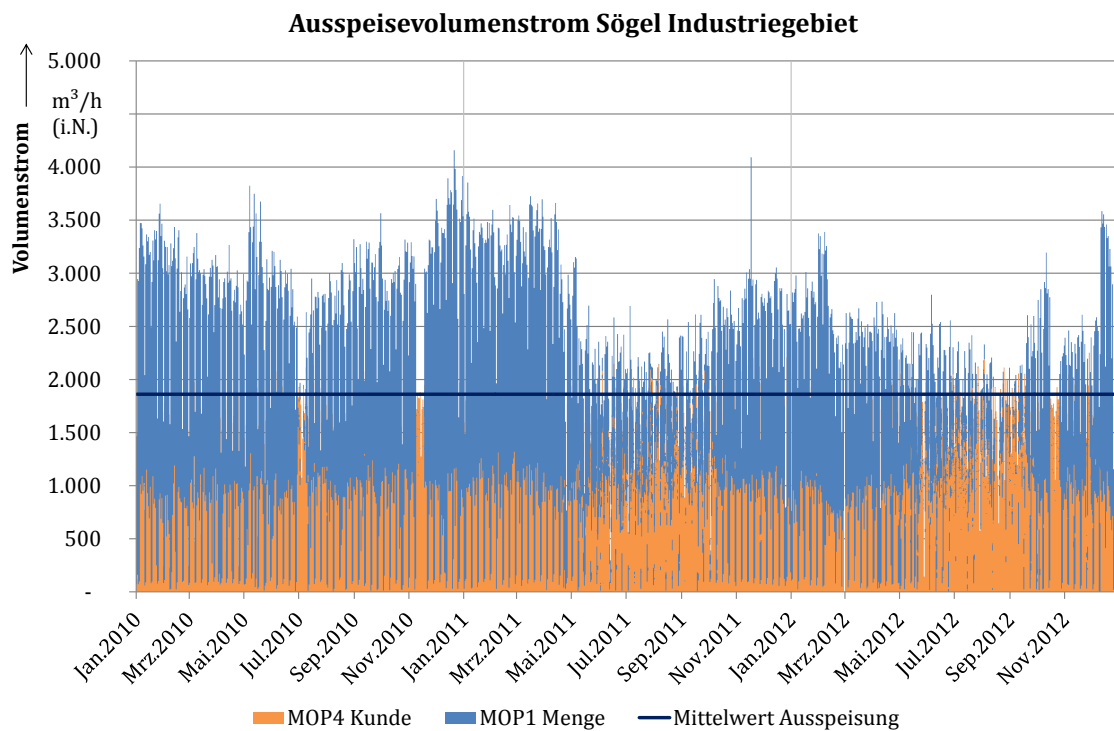


Bild 4.20: Auslastung der GDRA Sögel Industriegebiet (Installierte Leistung 5.000 m³/h)

Für die Zielnetzplanung des Gasversorgungsnetzes ohne Kopplung des Strom- und Gasnetzes werden zwei Varianten untersucht. In Tabelle 4.10 und Tabelle 4.11 sind entsprechend die 11 GDRA aus Bild 4.19 und die GDRA, welche zusammengelegt werden können, aufgeführt. Die GDRA die außer Betrieb genommen werden, sind in den Tabellen **rot** und die GDRA, die in Betrieb bleiben **grün** hervorgehoben. Es werden zwei Varianten untersucht, welche sich hinsichtlich der außer Betrieb zu nehmenden GDRA unterscheiden.

In **Variante 1** (Tabelle 4.10) werden in Esterwegen die GDRA *Esterwegen*, in Sögel die GDRA *Sögel Industriegebiet* und in Werlte die GDRA *Spahnharrenstätte* und die GDRA *Werlte Sternbusch* weiterbetrieben.

In **Variante 2** (Tabelle 4.11) wird zusätzlich die Möglichkeit der Außerbetriebnahme der GDRA *Spahnharrenstätte* berechnet.

Bei der Netzberechnung wird für die beiden Varianten in den drei Stützjahren 2023, 2033 und 2050 geprüft, ob die minimal und maximal zulässigen Drücke auch dann eingehalten werden, wenn weniger GDRA zur Einspeisung in die Gasverteilungsnetze zur Verfügung stehen. Für die Stützjahre wird der Gasabsatz entsprechend der Szenarien aus Kapitel 3.4 für die im Netzberechnungsprogramm Stanet hinterlegte Starklaststunde entsprechend der angenommenen Entwicklung variiert.

Die Ergebnisse der Zielnetzplanungen für die Stützjahre 2023, 2033 und 2050 (Bedarf an Netzverstärkung: ja/nein) sind in Tabelle 4.10 (Variante 1) bzw. Tabelle 4.11 (Variante 2) dargestellt.

Die Netzberechnung für Variante 1 (Außerbetriebnahme von 5 GDRA) zeigt, dass trotz der Reduzierung der GDRA im Netzgebiet in keinem der drei Stützjahre ein Bedarf an netzverstärkenden Maßnahmen besteht. Die Variante 1 könnte daher so umgesetzt werden.

Tabelle 4.10: Zielnetzplanung Gasversorgungsnetz (Variante 1)

Nr.	GDRA	Weiterbetrieb	Netzverstärkung notwendig?		
			2023	2033	2050
1	Berßen	-	Nein	Nein	Nein
2	Börger	-	Nein	Nein	Nein
3	Esterwegen	✓	Nein	Nein	Nein
4	Lindern Boschstraße	✓	Nein	Nein	Nein
5	Lindern Zur Schlinge	-	Nein	Nein	Nein
6	Rastdorf	-	Nein	Nein	Nein
7	Sögel Industriegebiet	✓	Nein	Nein	Nein
8	Sögel Mühlenberg	-	Nein	Nein	Nein
9	Spahnharrenstätte	✓	Nein	Nein	Nein
10	Werlte Harrenstätter Str.	-	Nein	Nein	Nein
11	Werlte Sternbusch	✓	Nein	Nein	Nein

Tabelle 4.11: Zielnetzplanung Gasversorgungsnetz (Variante 2)

Nr	GDRA	Weiterbetrie b	Netzverstärkung notwendig?		
			2023	2033	2050
1	Berßen	-	Nein	Nein	Nein
2	Börger	-	Nein	Nein	Nein
3	Esterwegen	✓	Nein	Nein	Nein
4	Lindern Boschstraße	✓	Nein	Nein	Nein
5	Lindern Zur Schlinge	-	Nein	Nein	Nein
6	Rastdorf	-	Nein	Nein	Nein
7	Sögel Industriegebiet	✓	Nein	Nein	Nein
8	Sögel Mühlenberg	-	Nein	Nein	Nein
9	Spahnharrenstätte	-	Ja*	Nein	Nein
10	Werlte Harrenstätter Str.	-	Nein	Nein	Nein
11	Werlte Sternbusch	✓	Nein	Nein	Nein

* Netzverstärkung: ca. 5 km zwischen Werlte und Spahnharrenstätte

Die Simulation von Variante 2 (Außerbetriebnahme von 7 GDRA) führt im Stützjahr 2023 im Gebiet Werlte und Spahnharrenstätte zum Absinken des Netzdrucks unter den zulässigen Mindestdruck (hier 0,4 bar). Zur Gewährleistung eines ausreichend hohen Versorgungsdrucks

wäre eine Netzverstärkung zwischen Werlte und Spahnharrenstätte notwendig (Bild 4.21). Die Länge der parallel zur bestehenden Leitungen zu verlegenden PE-Leitung (DN 225) beträgt ca. 5 km.

Erfolgt die Außerbetriebnahme der GDRA Spahnharrenstätte erst ab dem Stützjahr 2033 sind aufgrund des prognostizierten Rückganges des Gasverbrauches keine Netzverstärkungsmaßnahmen mehr notwendig.

Der Zeitpunkt der Zusammenlegung/Außerbetriebnahme der GDRA hängt vom Baujahr der Anlagen und der wahrscheinlichen Nutzungsdauer ab. Die Außerbetriebnahme der GDRA ist, basierend auf den Baujahren der Anlagen, in Sögel ca. 2022, in Werlte ca. 2022 und in Spahnharrenstätte ca. 2031 sinnvoll. Durch die Außerbetriebnahme der GDRA in Spahnharrenstätte ab ca. 2033 sind keine netzverstärkenden Maßnahmen für Variante 2 mehr notwendig. Die Variante 2 ist gegenüber der Variante 1 zu bevorzugen, da die zusätzliche Außerbetriebnahme einer GDRA zu Kosteneinsparungen führt.

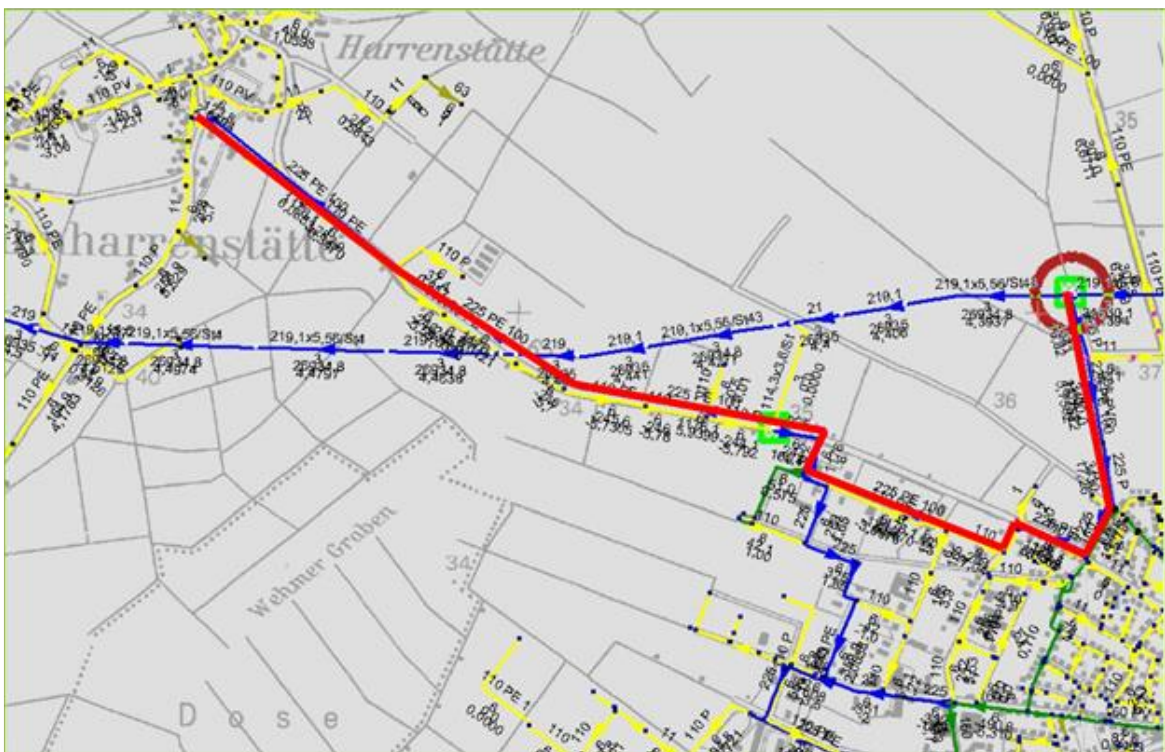


Bild 4.21: Netzverstärkung Werlte und Spahnharrenstätte (Parallelverlegung Rohrleitung), [EWE]

4.3 Gekoppelte Planung von Strom- und Gasnetz

4.3.1 Dimensionierung der Kopplungselemente

In folgendem Unterkapitel wird die Dimensionierung der Kopplungselemente PtG-Anlage und GVWA für die gekoppelte Planung vorgestellt. Dabei wird zunächst das gaseitige Potenzial untersucht und anschließend der Bedarf an Last(verschiebung) auf Stromseite quantifiziert. Schließlich wird die konkrete Auslegung der Kopplungselemente für die drei Netzgebiete hergeleitet.

4.3.1.1. Bestimmung des Lastverschiebepotenzials bivalenter Vorwärmung

Die Bereitstellung der für die Erdgasvorwärmung benötigten Wärme in den GDRA der betrachteten Netzgebiete (vgl. Abschnitt 3.1) wird mit Erdgas realisiert. Um für das Stromnetz Potenziale zur Lastverschiebung anzubieten, können die GDRA für die Vorwärmung zusätzlich mit einer elektrischen Vorwärmung mittels Heizstab (E-Patrone) ausgestattet werden. Bei stromseitigem Bedarf erfolgt dann die Umschaltung zwischen gas- und strombetriebener Vorwärmung.

Das maximal verfügbare Potenzial zur elektrischen Gasvorwärmung wird anhand des Vorwärmbedarfs auf Basis der Gaslastgänge der GDRA aus dem Jahr 2012 ermittelt und für die Stützjahre 2023, 2033 und 2050, basierend auf den Annahmen zur Entwicklung des Gasabsatzes (Abschnitt 3.4), prognostiziert.

Der Gaslastgang von Sögel ist in Bild 4.22 als Basis für die Ermittlung des Gasvorwärmebedarfs (vgl. Bild 4.23) dargestellt. In Anlehnung an die Zielnetzplanung (vgl. Abschnitt 4.3.5) wird der Vorwärmebedarf für die Zusammenlegung der zwei GDRA in Sögel betrachtet, wodurch ein größeres Potenzial zur Verfügung steht.

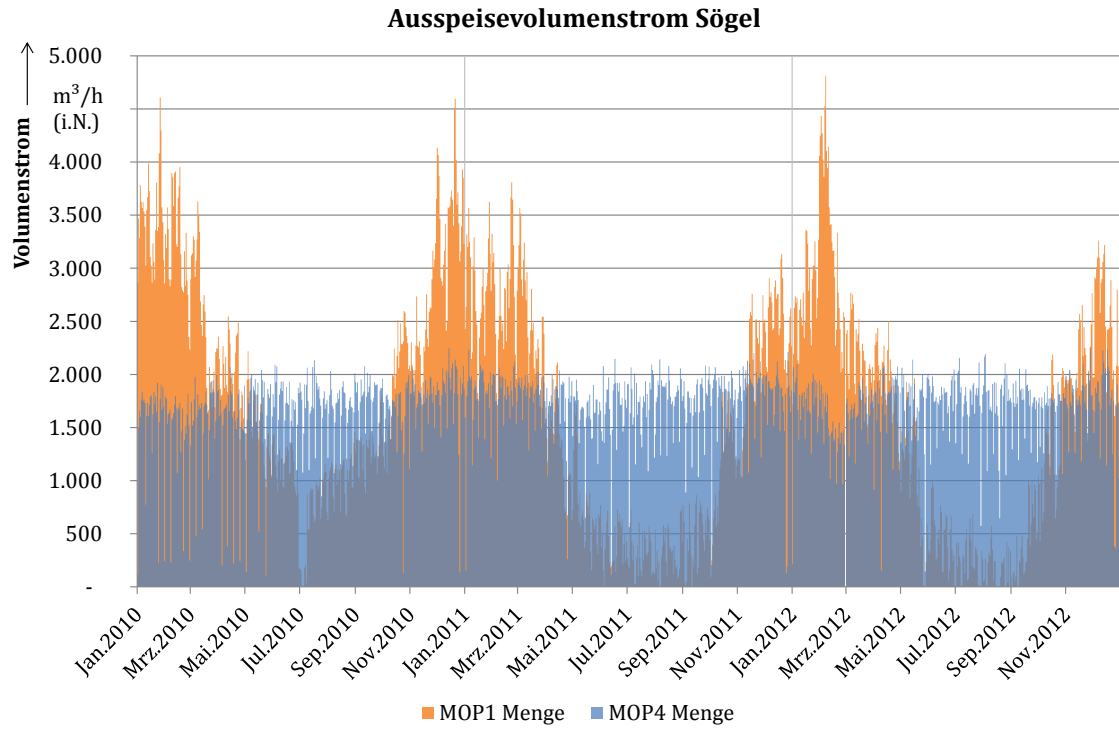


Bild 4.22: Ausspeisevolumenstrom Sögel 2010 - 2012

In den Jahren 2010 bis 2012 hätte dem Stromnetz durchschnittlich eine Last von ca. 20 kW_{el} zur Lastverschiebung bereitgestellt werden können (vgl. Bild 4.23).

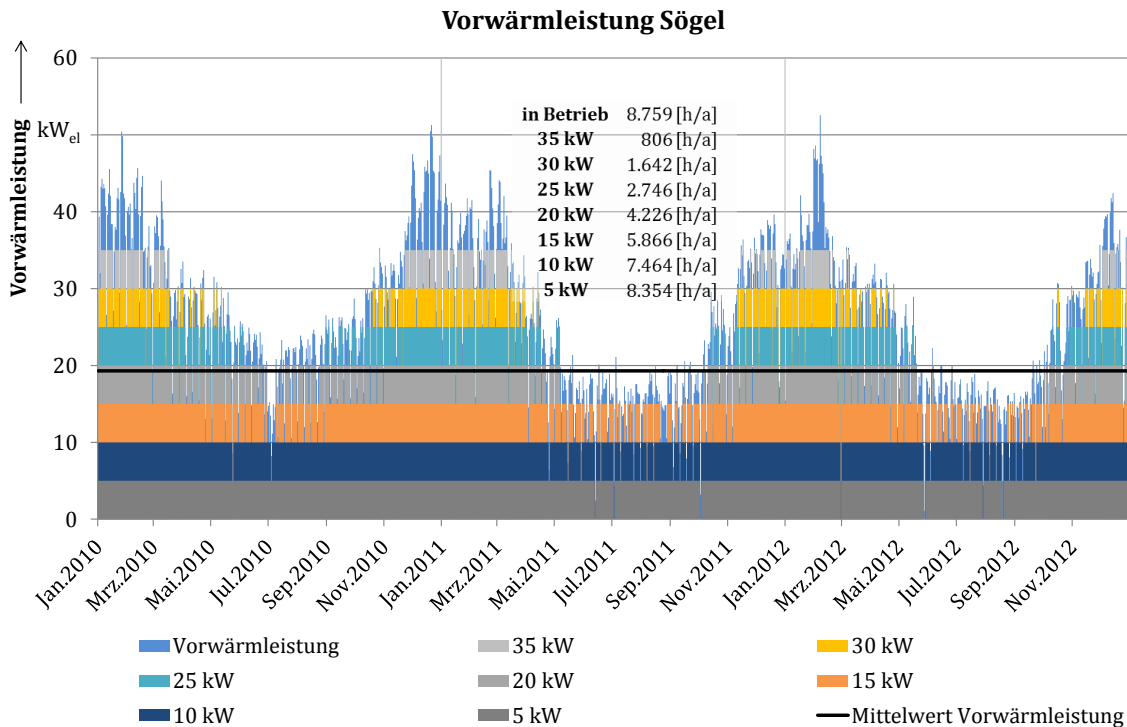


Bild 4.23: Bedarf an Vorwärmleistung Sögel

Das Lastverschiebungspotenzial mittels bivalenter Vorwärmung fällt für das Netzgebiet Werlte mit durchschnittlich ca. 10 kW_{el} ähnlich gering aus wie im Netzgebiet Sögel. Auch für die GDRA *Esterwegen-Breddeberg* und GDRA *Börger* besteht nur ein geringes Potenzial. Die Auswertung der Lastgänge zeigt somit, dass die betrachteten GDRA in Werlte, Sögel und Esterwegen keinen relevanten Beitrag zur Lastverschiebung leisten können.

Die Vorteile der bivalenten Vorwärmung liegen in den gegenüber der PtG-Technologie deutlich geringeren Kosten, so dass bei geeigneten Standorten mit ausreichend hohem Vorwärmbedarf ggf. auch heute schon ein Potenzial zur Lastverschiebung wirtschaftlich dargestellt werden kann. Daher werden für diese Studie aus weiteren Netzgebieten GDRA untersucht um zu zeigen, dass beispielsweise mit Dörpen (vgl. Tabelle 4.12) generell geeignete Anlagenstandorte existieren, diese jedoch eher eine Einzelfalllösung sind und keine Flächenlösung zur Entlastung der Stromnetze darstellen wie die PtG-Technologie.

Tabelle 4.12: Übersicht elektrische Vorwärmleistung

GDRA	Lastverschiebung (Biv. Vorwärmung) inst. Leistung [kW _{el}]		
	2023	2033	2050
Oldenburg	20	20	12
	12	12	8
	14	12	6
	14	14	12
Dörpen Nordlandpapier	175	175	175

Es werden Lastgänge von vier GDRA aus Oldenburg untersucht: zwei Mischgebiete (Wohnen und Gewerbe), ein Wohngebiet (Stadtrand) und ein Gewerbe- und Industriegebiet. Diese versorgen zwar Gebiete mit einer gegenüber Sögel/Werlte deutlich höheren EW-Dichte, die Zahl der versorgten Kunden ist jedoch ähnlich.

- Einwohner-Zahl: Sögel ca. 7.000, Werlte ca. 9.500, Oldenburg ca. 160.000
- Einwohner-Dichte: 126 EW/km², 149 EW/km², 1.532 EW/km²

Die technischen Angaben zu den vier Anlagen sind im Vergleich zu den GDRA aus Sögel in Tabelle 4.12 aufgeführt. Die GDRA sind hinsichtlich ihrer Auslegungsleistung und der Druckspreizung zwischen Ein- und Ausgangsdruck deutlich kleiner als die Anlagen in Sögel. Dies spiegelt eine weitere Besonderheit des EWE-Netzes in Oldenburg wieder. Die geringe Druckspreizung der Oldenburger Anlagen führt dazu, dass die Potenziale zur Lastverschiebung (vgl. Tabelle 4.12) noch deutlich geringer sind als in Sögel, trotz vergleichbarer Lastgänge. Der Nutzen des Kopplungselementes Lastverschiebung (bivalente Vorwärmung) ist somit bei den hier betrachteten Anlagen eher gering.

Tabelle 4.13: Technische Größen der GDRA Sögel und Oldenburg (OL)

Netzgebiet	Sögel Mühlen- berg	Sögel Industrie- gebiet	OL Misch- gebiet 1	OL Misch- gebiet 2	OL Wohn- gebiet	OL Industrie- gebiet
Eingangs- druck [bar]	70 (42)	70 (42)	16	16	16	16
Ausg. 1 [bar]	1	4	1	1	1	1
Ausg. 2 [bar]		1				
Techn. Leistung [m ³ /h (i.N.)]	5.000	5.000	4.000	4.000	3.500	3.500
Gasabsatz 2012 [Mio. m ³]	20		17	11	8	12

Sinnvoll kann die bivalente Vorwärmung bei speziellen Anlagen mit hoher Druckspreizung und großen, konstanten Volumenströmen, wie z. B. bei der untersuchten GDRA *Dörpen Nordlandpapier* (Papierfabrik), aber auch bei Gasspeichern (UGS, in diesem Projekt nicht untersucht), eingesetzt werden. Die Auswertung der Lastgänge 2010 bis 2012 zeigt für *Dörpen* einen durchschnittlichen Vorwärmebedarf von 130 kW (vgl. Bild 4.24).

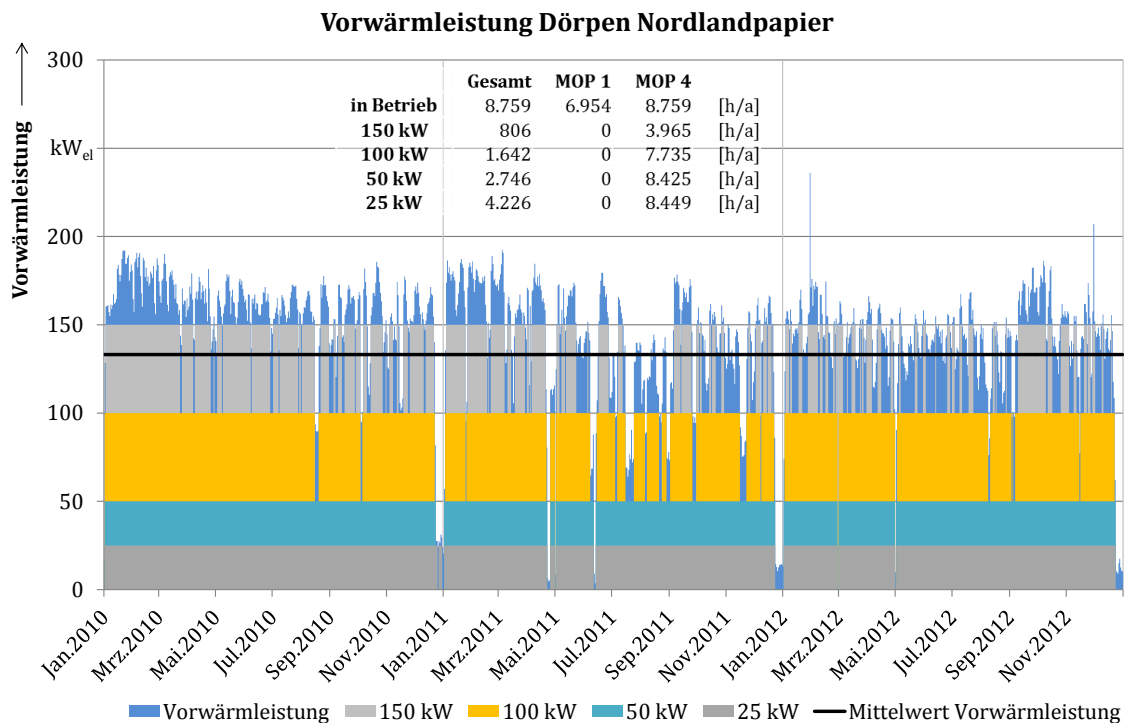


Bild 4.24: Bedarf an Vorwärmleistung Dörpen 2010 - 2012

4.3.1.2. Bestimmung der Potenziale für Wasserstoff-/Methaneinspeisung

Die Abschätzung des Energiespeicherpotenzials für den Einsatz von PtG-Anlagen erfolgt abhängig von den Lastgängen der GDRA und für die Wasserstoffeinspeisung (Elektrolyse) zusätzlich von der in Tabelle 4.14 dargestellten möglichen Wasserstoffkonzentration im Kontext der betrachteten Gasnetztopologie.

Tabelle 4.14: Mögliche Wasserstoffkonzentrationen

2023	2033	2050
10 Vol.-%	10 Vol.-%	15 Vol.-%

Power-to-Gas - Wasserstoff

Die Basis für die Ermittlung des maximalen Potenzials bilden die für die Betrachtungsjahre adaptierten Gaslastgänge der GDRA. Die Anlagenleistung des Elektrolyseurs resultiert aus der möglichen Wasserstoffzumischung entsprechend des Gaslastgangs und der festgelegten Wasserstoffkonzentrationen (vgl. Tabelle 4.14).

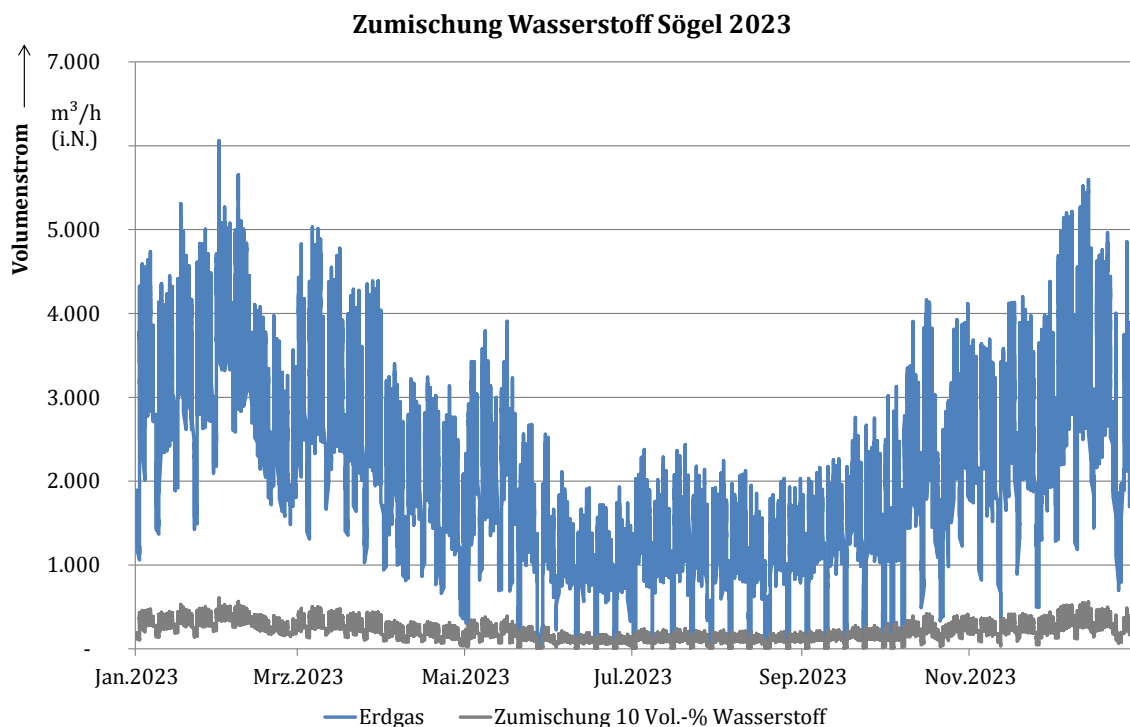


Bild 4.25: Mögliche Wasserstoffeinspeisung 2023 Sögel

Für das Netzgebiet Sögel ist beispielhaft für das Betrachtungsjahr 2023 die Wasserstoffzumischung in Bild 4.25 und die Ermittlung der Anlagenleistung in Bild 4.26 grafisch dargestellt. Bei einer durchschnittlich möglichen Einspeisung von $220 \text{ m}^3/\text{h}$ i.N. Wasserstoff wäre der Einsatz eines Elektrolyseurs mit einer Anlagenleistung von ca. $1.100 \text{ kW}_{\text{el}}$ möglich. Aufgrund des in den Sommermonaten deutlich geringeren Gasabsatzes, der maximalen elektrischen Anschlussleistung im Niederspannungsnetz sowie des Bedarfs zur Lastverschiebung/Energiespeicherung an der betrachteten Ortsnetzstation weicht die bei der gekoppelten Zielnetzplanung gewählte Anlagenleistung hiervon deutlich ab (vgl. Abschnitt 4.3.1.4).

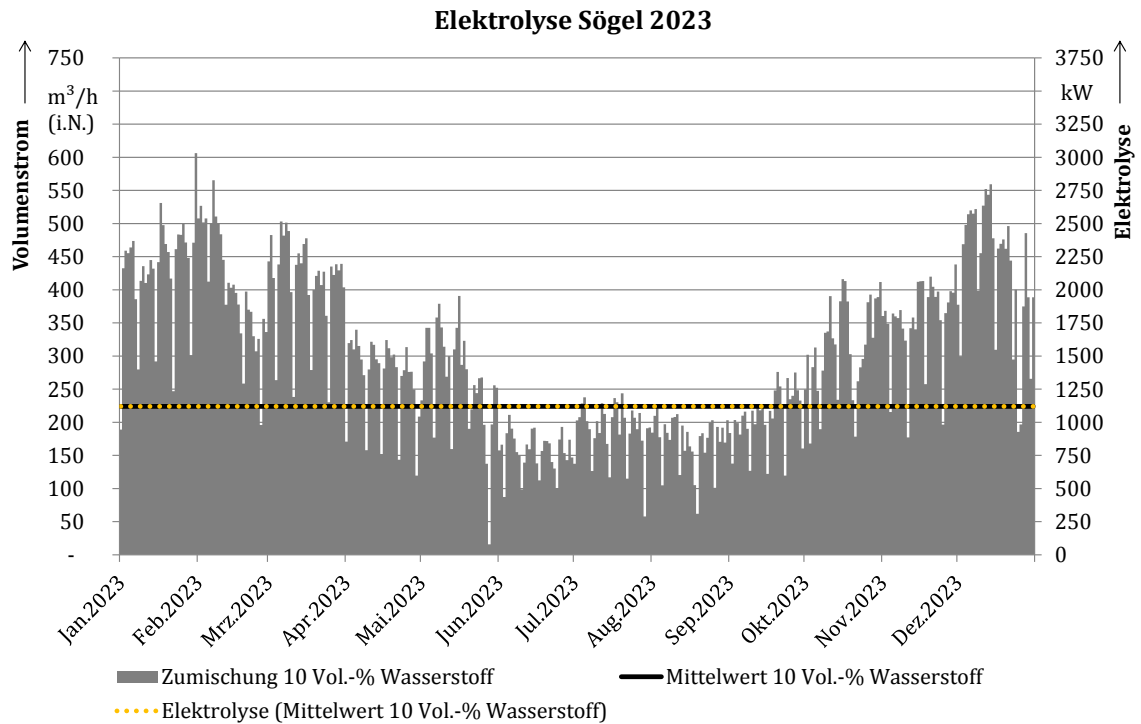


Bild 4.26: Mögliche Leistung Elektrolyseur 2023 Sögel

Die Ergebnisse der Auswertung für die drei Stützjahre sind in Bild 4.27 dargestellt. Die Grafik zeigt, dass das Potenzial zur Energiespeicherung bis 2050 zwar aufgrund des abnehmenden Gasbedarfs sinkt, die Entwicklung aber durch die steigende mögliche Wasserstoffkonzentration teilweise kompensiert wird. Der Rückgang des Gasbedarfs ist in Sögel geringer als z. B. Werlte, da der Verbrauch der Industriekunden im Vergleich zu den vorwiegend temperaturabhängigen Kunden weniger zurück geht (vgl. Abschnitt 3.4).

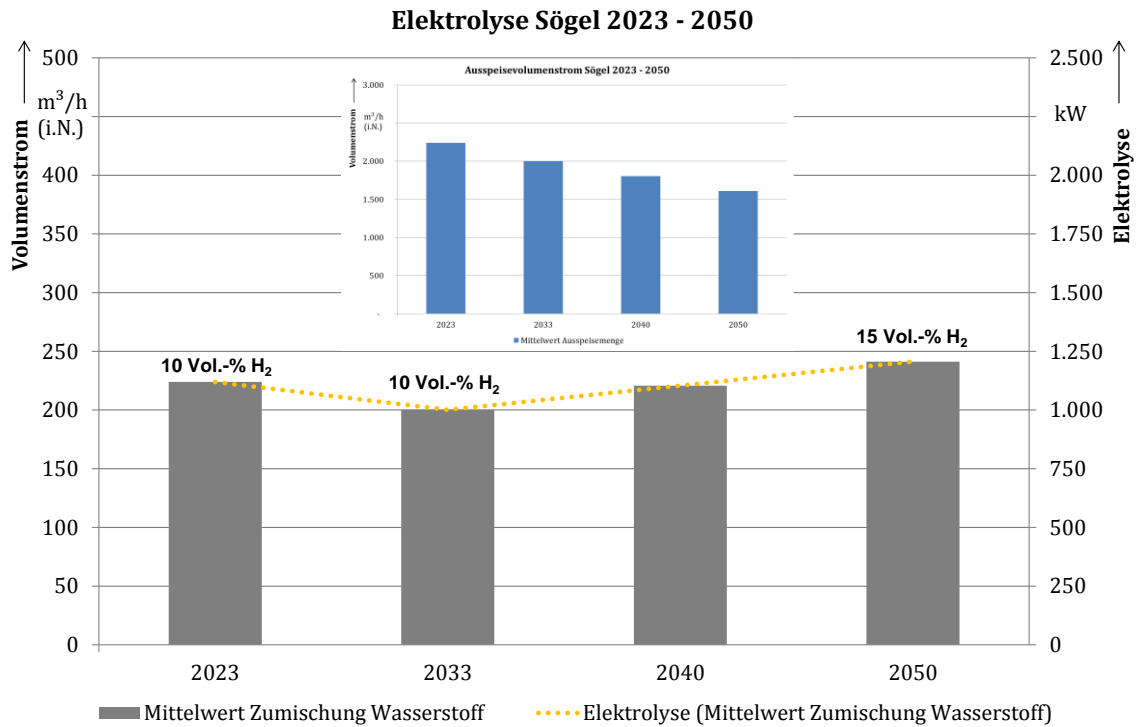


Bild 4.27: Potenzielle Anlagenleistung Elektrolyseur 2023 - 2050 Sögel

Die Ergebnisse sind für die drei Netzgebiete in Tabelle 4.15 aufgeführt. Das Potenzial zur Energiespeicherung durch die Wasserstoffeinspeisung ist für das Netzgebiet Esterwegen im Vergleich zu den anderen Netzgebieten geringer und durch die stromseitige Betrachtung eines Mittelspannungsnetzgebiets und den hohen Anteil an EE im Gebiet nicht ausreichend. Für die Betrachtung der Energiespeicherpotenziale in Kombination mit dem Mittelspannungsnetz rund um Esterwegen wird daher die Kombination aus Methanisierung und Einspeisung in die das Gastransportnetz betrachtet.

Tabelle 4.15: Potenzial Elektrolyse

Netzgebiet		2023	2033	2050
Sögel	Ø Wasserstoff [m ³ /h]	220	170	155
	Ø Elektrolyse [kW _{el}]	1.100	850	800
Werlte	Ø Wasserstoff [m ³ /h]	60	100	90
	Ø Elektrolyse [kW _{el}]	300	500	450
Esterwegen	Ø Wasserstoff [m ³ /h]	50	40	35
	Ø Elektrolyse [kW _{el}]	250	200	175

Die konkrete Anlagendimensionierung (siehe Abschnitt 4.3.1.4) ergibt sich u. a. aus dem tatsächlichen Bedarf zur Lastverschiebung. Dafür werden der vorhandenen Überschussstrom und die Stromnetzrestriktionen (Abschnitt 4.3.1.3), die Lastgänge des Gasnetzes und die Wasserstoffzumischgrenzen betrachtet.

Power-to-Gas - Methan

Bei dem Energiespeicherpotenzial mittels Methanisierung wird der Gasbedarf in den Netzgebieten, abzüglich der Biogaseinspeisung, komplett durch Methan aus den PtG-Anlagen gedeckt. Das Potenzial ist dementsprechend sehr hoch und ermöglicht Anlagenleistungen von 5-20 MW_{el}. In Tabelle 4.16 sind für die Netzgebiete die möglichen jährlichen Betriebsstunden für die potenziellen Anlagengrößen 5 MW_{el} und 10 MW_{el} / 20 MW_{el} aufgeführt.

Tabelle 4.16: Potenzial Methanisierung

Netzgebiet	Durchschnittliche Methanisierung	Betriebsstunden [h]		
		2023	2033	2050
Sögel	5 MW _{el}	8.392	8.369	8.291
	20 MW _{el}	7.496	7.036	5.506
Werlte	5 MW _{el}	6.583	6.422	5.869
	10 MW _{el}	5.409	5.036	4.153
Esterwegen	5 MW _{el}	5.026	4.949	4.560
	10 MW _{el}	4.165	3.760	2.588

4.3.1.3. Bedarf an Kopplungselementen auf der Stromseite

Bei der Dimensionierung der Anlagengröße der Kopplungselemente (PtG-Anlage / GVWA) sind die technischen Gegebenheiten des lokalen Stromnetzes, an das die Anlage angeschlossen werden, zu berücksichtigen. Dabei ist der Anlagenstandort ein entscheidender Parameter, da es für das Stromnetz einen relevanten Unterschied macht, ob die Anlage benachbart zum Transformator oder am Ende eines Stiches positioniert ist.

Zwei Aspekte sind bei der Bestimmung der installierten Leistung der Kopplungselemente zu beachten:

1. Die maximale installierbare Leistung ist beschränkt durch die Spannungsebene und die Robustheit des einzelnen Netzes (Tragfähigkeit der Kabel, Spannungshaltung). So kann in einem NS-Netz im Allgemeinen maximal eine Anlage der Größe 100 kW_{el} bis 300 kW_{el} installiert werden. Größere Lasten sind der MS-Ebene vorbehalten.
2. Um eine signifikante Entlastung beim Ausbau des Stromnetzes zu erzielen, muss die Anlage eine bestimmte Mindestleistung aufnehmen können. Dabei darf nur die gesicherte Leistung betrachtet werden. Insbesondere bei der GVWA ist daher der mindestens benötigte Vorwärmebedarf der GDRA zu berücksichtigen. Die Mindestleistung der Kopplungselemente orientiert sich an der installierten DEA-Leistung in dem Strang bzw. in dem Netzabschnitt, in der das Kopplungselement positioniert ist. Sie muss eine so hohe Leistung aufnehmen können, dass Ströme in den benachbarten Kabeln so stark reduziert werden, dass die zulässige Tragfähigkeit der Kabel nicht länger überschritten wird. Außerdem sollte im Einspeisefall die Spannungsanhebung durch den Betrieb der PtG-Anlage bzw. GVWA abgesenkt werden und dann innerhalb der Grenzwerte liegen (vgl. Abschnitt 2.5.4).

Für die drei Netzgebiete wird folgender Leistungsbedarf bestimmt (Tabelle 4.17).

Tabelle 4.17: Bedarf an Kopplungsleistung

Netzgebiet	Leistungsbedarf in Summe [kW _{el}]		
	2023	2033	2050
Werlte	170	170	170
Sögel	280	280	350
Esterwegen	40.000	40.000	40.000

- Werlte: Die PtG-Anlage sowie die GVWA sind am Ende eines Strangs im nordwestlichen Teil des NS-Netzes positioniert. Die Kopplungselemente müssen in

Summe mindestens eine elektrische Leistung von 170 kW_{el} aufweisen. Wenn die Anlagen entsprechend des Bedarfs des Stromnetzes betrieben werden, ist damit sichergestellt, dass im Nordwesten des Netzgebietes bis 2050 kein Betriebsmittel überlastet ist. Zudem wird der ONT deutlich entlastet, sodass die verfügbare Transformatorleistung ggf. weniger stark erhöht werden muss.

- Sögel: Die im Westen des Leitungsrings positionierten Kopplungselemente sollten für die ersten zwei Stützjahre (2023 und 2033) in Summe eine Leistung von 280 kW_{el} aufweisen. Bis 2050 erhöht sich der Leistungsbedarf auf ca. 350 kW_{el}. Mit dieser Größe der Kopplungselemente kann bei entsprechender Betriebsweise erreicht werden, dass der ONT deutlich entlastet wird und der Leitungsausbau, der sich bei getrennter Planung für den Nordteil des Netzes ergibt, entfallen kann.
- Für das MS-Netz Esterwegen ist bei den vier dezentral gelegenen Anlagenstandorten mindestens eine Summenleistung von 40 MW_{el} notwendig, um die Erweiterung des UW einzusparen zu können (vgl. Ausbauplanung ohne Kopplung in Abschnitt 4.2.2.3). Da eine PtG-Anlage direkt am UW gelegen kein Ausbau in der Fläche einsparen kann, wird die dezentrale Errichtung klar bevorzugt. Um direkt an den PtG-Anlage keinen unnötig hohen Netzverstärkungsbedarf hervorzurufen, ist es sinnvoll, dass die vier Anlagen jeweils $\frac{1}{4}$ zu dieser Leistung beitragen, also mit einer elektrischen Leistung von 10 MW_{el} ausgelegt werden.

4.3.1.4. Auslegung der Kopplungselemente

Die hohe DEA-Einspeisung in den betrachteten Netzgebieten führt zu einem signifikanten Netzausbaubedarf. Zur Vermeidung des Netzausbaus ohne EE Abschaltung ist eine lokale Aufnahme von lokal überschüssiger Leistung notwendig. Dies wird im gekoppelten Szenario durch die steuerbaren Kopplungselemente PtG-Anlage und GVW-Anlage ermöglicht. Da der weitere Zubau von DEA zu einem großen Teil bis zum Jahr 2023 erwartet wird (vgl. Abschnitt 3.5.2), müssen die Kopplungselemente bereits dann errichtet worden sein, um als Alternative zum Stromnetzausbau eingesetzt werden zu können. Entsprechend der in Abschnitt 4.3.1.1 und 4.3.1.2 bestimmten Potenziale sowie des in Kapitel 4.3.1.3 ermittelten

Leistungsaufnahmebedarfs werden die Kopplungselemente wie in Tabelle 4.18 für Werlte, Tabelle 4.19 für Sögel und Tabelle 4.20 für Esterwegen dargestellt dimensioniert.

Für Werlte ergibt die Auslegung der GVWA für die drei Stützjahre 2023, 2033 und 2050 unter Berücksichtigung der Strom- und Gaslastflüsse Anlagenleistungen von 35 kW_{el}, 30 kW_{el} und 20 kW_{el} (vgl. Tabelle 4.18). Die abnehmende Leistung der GVWA resultiert aus dem zurückgehenden Gasabsatz und dem damit verbundenen geringeren Gasvorwärmbedarf. Zur Gewährleistung eines langjährigen Betriebs der Anlagen wird die auch 2050 noch sinnvolle elektrische Leistung von 20 kW_{el} gewählt. Dem steht jedoch ein wesentlich höherer Bedarf an Lastverschiebung der Stromseite gegenüber, wodurch in Sögel durch die bivalente Vorwärmung nur ein geringer Beitrag zur Entlastung des Stromnetzes geleistet werden kann. Daher wird die GVWA durch eine PtG-Anlage (Wasserstoffeinspeisung) mit 150 kW_{el} ergänzt.

Tabelle 4.18: Entwicklung der Leistung der Kopplungselemente im Netzgebiet Werlte

	2023	2033	2050
PtG [kW _{el}]	150	150	150
GVWA [kW _{el}]	35	35	20

Auch im (vor)städtischen Netzgebiet Sögel kommt es aufgrund des hohen PV-Zubaus zu einem signifikanten Netzausbaubedarf. Die zur Reduktion des Ausbaubedarfs notwendige Leistung an PtG- und GVW-Anlagen ist in Tabelle 4.19 dargestellt. Das Gasnetz kann ausreichend Wasserstoff aufnehmen, so dass die PtG-Anlage als Elektrolyseanlage (250 kW_{el}) mit Wasserstoffeinspeisung ausgeführt werden kann. Ergänzt wird die PtG-Anlage um eine GVWA mit 20 kW_{el}.

Tabelle 4.19: Entwicklung der Leistung der Kopplungselemente im Netzgebiet Sögel

	2023	2033	2050
PtG [kW_{el}]	250	250	350
GVWA [kW_{el}]	35	30	20

Das Mittelspannungsnetzgebiet in Esterwegen umfasst einen wesentlich größeren Bereich als die bisher betrachteten Niederspannungsnetzgebiete in Werlte in Sögel. Aufgrund der Hochspeisung aus den unterlagerten Netzgebieten und den angeschlossenen Windenergieanlagen kommt es im Mittelspannungsnetzgebiet zu einer erheblichen Hochspeisung und einem damit verbundenen Netzausbaubedarf.

Entsprechend der Zielnetzplanung werden zur Verringerung des Netzausbaus insgesamt vier über das Netzgebiet verteilte PtG-Anlagen mit einer Leistung von jeweils $10 \text{ MW}_{\text{el}}$ benötigt (vgl. 4.3.1.3). Aufgrund der hohen PtG-Leistung ist eine Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz nicht mehr möglich, so dass diese Anlagen mit einer nachgeschalteten Methanisierung parametrisiert werden. Das erzeugte Methan dieser PtG-Anlagen kann allerdings nicht ganzjährig vom Mitteldrucknetz aufgenommen werden, so dass zeitweise eine Einspeisung in die Hochdruck-/Transport-Ebene notwendig ist. Die Realisierung kann mit einer zweiseitigen Anlage unter Einsatz eines Verdichters (auf ca. 45 bar) erfolgen, analog zu den Biogaseinspeiseanlagen des Netzbetreibers.

GVWA werden im Netzgebiet Esterwegen nicht berücksichtigt, da deren Verschiebeleistung gegenüber der benötigten Leistung vernachlässigbar klein ist.

Tabelle 4.20: Leistung der Kopplungselemente (Methanisierung) Esterwegen

Gebiet	GDRA	Anlagenleistung [MW _{el}]
Börger	GDRA Börger	10
Bürgerwald und Neubörger	GDRA Neubörger	10
Nord	GDRA Börgermoor	10
Süd	GDRA Rastdorf	10

4.3.1.5. Bestimmung der Netzrestriktionen

Gemäß der in Abschnitt 2.5.3 beschriebene Methodik werden für jedes Stützjahr und alle drei Netzgebiete entsprechende Netzrestriktionen für den Betrieb der PtG-Ablagen bestimmt („netzdienliche“ Fahrweise). Für die Ermittlung des Anlageneinsatzes ergibt sich jeweils ein Korridor, bei dem die maximale und minimale Leistung der Kopplungselemente als Funktion der momentanen DEA-Leistung definiert ist (Bild 4.28).

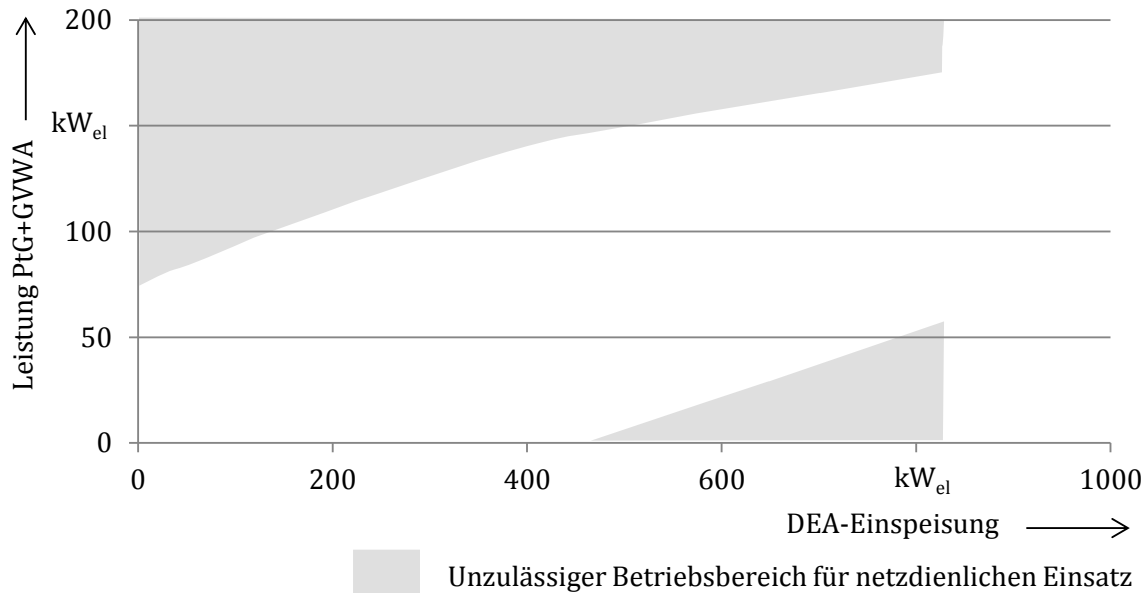


Bild 4.28: Visualisierung der Netzrestriktionen für den Anlageneinsatz der Kopplungselemente (PtG, GVWA)

Die Grenzwerte für die Leistung der Kopplungselemente sind so ausgelegt, dass es zu keiner Spannungsbandverletzung kommt und die Ströme in allen Kabeln unterhalb spezifischer Belastbarkeitsgrenzen liegen. Zudem ist entsprechend des vorhandenen ONT auf NS-Ebene bzw. der Transformatoren am MS-UW die maximal zu transformierende Leistung begrenzt.

4.3.2 Anlageneinsatzsimulation bei Kopplung von Strom- und Gasnetz

Im Folgenden werden die Ergebnisse der gekoppelten Anlageneinsatzsimulation für Strom und Gas für die drei untersuchten Netzgebiete bei Einsatz der Kopplungselemente „frei am Markt“ vorgestellt. Der Einsatz der Anlagen zur Wärmelastdeckung sowie der EE-Anlagen weist dabei keine signifikanten Änderungen gegenüber dem Szenario ohne Kopplung auf, da dieser Einsatz hauptsächlich durch die Fahrplanenergie- und Reservepreise determiniert wird. Aus diesem Grund wird in diesem Kapitel der Fokus auf den Einsatz der Kopplungselemente, das heißt PtG-Anlagen und GVWA, und die daraus resultierenden Auswirkungen gelegt.

4.3.2.1. Ländliches Niederspannungsnetz Werlte

Aus den Anlageneinsatzsimulationen mit und ohne Berücksichtigung der Kopplungselemente ergeben sich für das Netzgebiet Werlte die elektrischen Energiebilanzen für die verschiedenen Stützjahre, welche in Tabelle 4.21 zu sehen sind.

Tabelle 4.21: Elektrische Energiebilanz für Werlte mit und ohne Kopplungselemente

	2023		2033		2050	
	Ohne Kopplung	Mit Kopplung	Ohne Kopplung	Mit Kopplung	Ohne Kopplung	Mit Kopplung
DEA-Stromerzeugung [MWh/a]	1.479	1.477	1.587	1.585	2.274	2.273
Netzbezug [MWh/a]	7	12	12	28	16	142
Lokale Nachfrage [MWh/a]	-204	-204	-207	-207	-204	-204
Rückspeisung [MWh/a]	-1.282	-1.279	-1.392	-1.372	-2.086	-1.998
Stromaufnahme GVWA [MWh/a]	-	-0,4	-	-2	-	-8
Stromaufnahme PtG [MWh/a]	-	-5	-	-31	-	-205

Zunächst lässt sich festhalten, dass die lokale DEA-Stromerzeugung sowie die lokale Nachfrage durch die Kopplungselemente kaum beeinflusst werden. Der Grund ist, dass, wie bereits oben erwähnt, der Einsatz der DEA durch die Preise determiniert ist. Selbiges gilt für den verschiebbaren E-Mobility-Teil der Last. Die Kopplungselemente haben in den ersten beiden Stützjahren einen geringen Einfluss auf die Energiebilanz, da in diesen Jahren die Spotpreise für elektrische Energie in den meisten Stunden zu hoch sind, um einen positiven

Deckungsbeitrag aus dem Einsatz der PtG-Anlage oder GVWA erzielen zu können (siehe auch Bild 4.3). Erst im Stützjahr 2050 sind die Preise in ausreichend vielen Stunden sehr gering, so dass sich der Einsatz der Kopplungselemente deutlich erhöht. Zudem steigt der Gaspreis im verwendeten Szenario zwischen 2023 und 2050 um insgesamt 27% an, was zusätzlich der Wirtschaftlichkeit der Kopplungselemente zu Gute kommt. Der vermehrte Einsatz von PtG- und GVW-Anlage hat Auswirkungen auf den Bezug und die Rückspeisung des Netzgebietes Sögel. So nimmt der Bezug von elektrischer Energie aus der vorgelagerten Netzebene durch die erhöhte Stromaufnahme zu, während die Rückspeisung reduziert wird. Allerdings ist der Rückgang der Rückspeisung geringer als die Erhöhung des Bezuges. Dies lässt sich durch eine Betrachtung des konkreten Einsatzes der Kopplungselemente erklären. Beispielhaft sind in Bild 4.29 der Fahrplan der Kopplungselemente sowie Spotpreis, DEA-Leistung und Trafo-Leistung für die ersten beiden Tage im März des Stützjahres 2050 dargestellt.

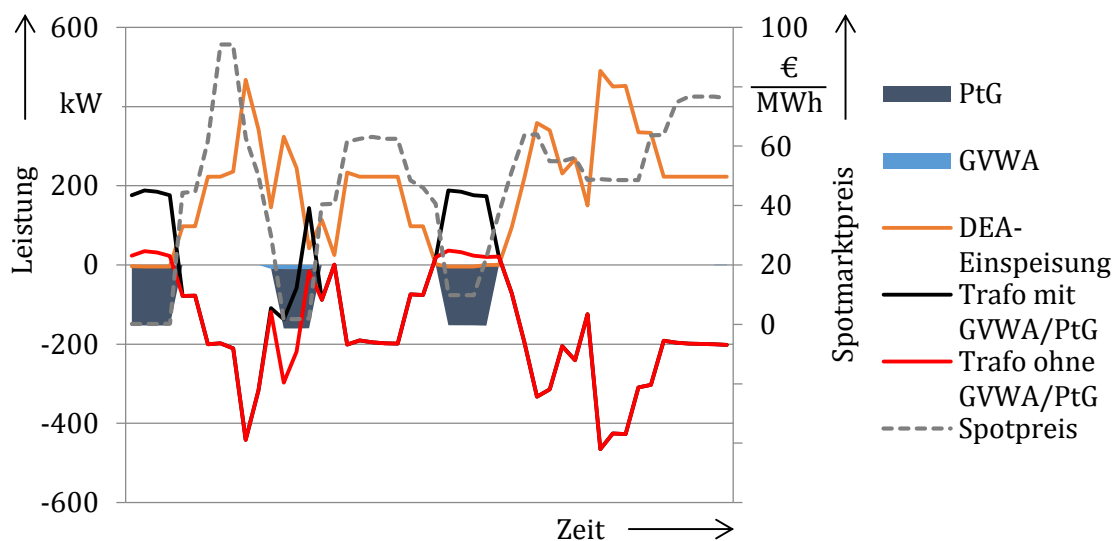


Bild 4.29: Exemplarischer Fahrplan der Kopplungselemente (01.03.2050 - 02.03.2050)

Es ist zu erkennen, dass der Einsatz der Kopplungselemente zum Teil mit der lokalen DEA-Einspeisung korreliert ist. Allerdings treten zu einem Stunden auf, in denen PtG- und GVW-Anlage in Betrieb sind aber keine Einspeisung durch DEA vorliegt. Zum anderen gibt es Stunden, in denen DEA-Anlagen mit einer hohen Leistung einspeisen, aber die Kopplungselemente nicht in Betrieb sind. Die Kopplungselemente orientieren sich beim Einsatz „frei am Markt“ ausschließlich an den Marktpreisen und reduzieren, wie anhand der

Trafo-Leistung zu sehen ist, nicht zwangsläufig die Netzbelastung. Eine zusätzliche Berücksichtigung von Netzrestriktionen in der Anlageneinsatzsimulation wird in Abschnitt 4.3.3 betrachtet.

Die Kopplungselemente erwirtschaften durch ihren Einsatz am Markt einen Deckungsbeitrag. Dieser resultiert aus dem Spread zwischen dem Preis für elektrische Energie und dem Preis für Erdgas sowie dem Wirkungsgrad der Kopplungselemente. In Bild 4.30 ist die Entwicklung der Volllaststunden sowie der in den Stützjahren erwirtschaftete Deckungsbeitrag für die Kopplungselemente PtG- und GVW-Anlage im Netzgebiet Werlte zu sehen. Der Deckungsbeitrag ist dabei aggregiert für beide Kopplungselemente dargestellt.

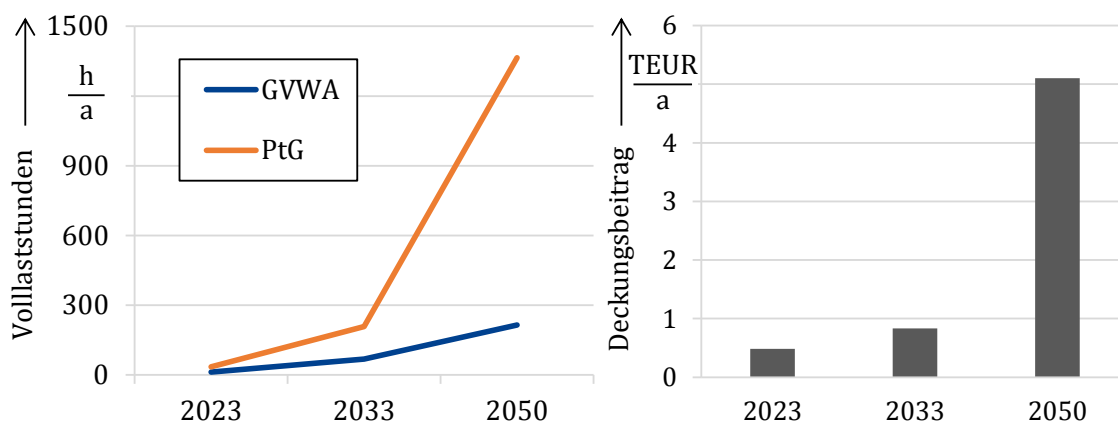


Bild 4.30: Entwicklung der Volllaststunden und Deckungsbeiträge der Kopplungselemente in Werlte

Wie bereits in der elektrischen Energiebilanz für Werlte zu sehen, nimmt der Einsatz und somit die Volllaststundenzahl der Kopplungselemente in den betrachteten Stützjahren zu. Dementsprechend steigt der erzielbare Deckungsbeitrag von PtG-Anlage und GVWA von etwa 500 EUR/a in 2023 auf über 5.100 EUR/a in 2050 an.

4.3.2.2. (Vor)städtisches Niederspannungsnetz Sögel

Aus der Anlageneinsatzsimulation mit und ohne Kopplungselemente ergibt sich im (vor)städtischen Netzgebiete Sögel die elektrische Energiebilanz entsprechend Tabelle 4.22.

Tabelle 4.22: Elektrische Energiebilanz für Sögel mit und ohne Kopplungselemente

	2023		2033		2050	
	Ohne Kopplung	Mit Kopplung	Ohne Kopplung	Mit Kopplung	Ohne Kopplung	Mit Kopplung
DEA-Stromerzeugung [MWh/a]	997	997	1.192	1.192	1.602	1.602
Netzbezug [MWh/a]	275	279	199	224	97	412
Lokale Nachfrage [MWh/a]	-504	-504	-499	-499	-498	-498
Rückspeisung [MWh/a]	-767	-765	-892	-863	-1.202	-1.025
Stromaufnahme GVWA [MWh/a]	-	-1	-	-4	-	-14
Stromaufnahme PtG [MWh/a]	-	-5	-	-50	-	-476

Die grundsätzliche Entwicklung zwischen den Stützjahren ist im Netzgebiet Sögel ähnlich zu der im Netzgebiet Werlte. Da der Anlageneinsatz im Szenario „Frei am Markt“ hauptsächlich von den Marktpreisen für elektrische Energie und Erdgas abhängt, sind auch in Sögel erst in den späteren Stützjahren signifikante Einsätze der Kopplungselemente zu verzeichnen. Die resultierenden Volllaststunden und Deckungsbeiträge von PtG- und GVW-Anlage sind in Bild 4.31 dargestellt.

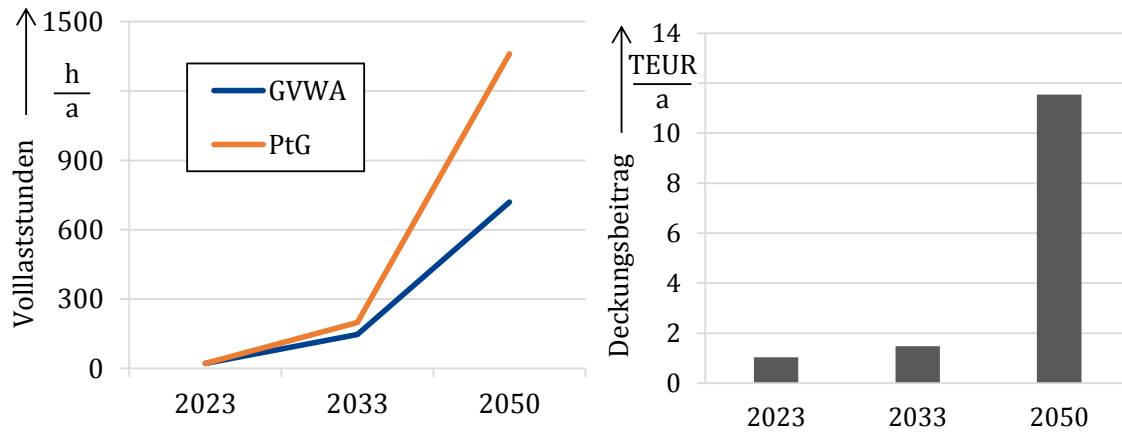


Bild 4.31: Entwicklung der Volllaststunden und Deckungsbeiträge für die Kopplungselemente in Sögel

Aufgrund des höheren Vorwärmbedarfs weist die GVWA in Sögel etwas höhere jährliche Volllaststunden als in Werlte auf. Die Entwicklung der Deckungsbeiträge in den betrachteten Stützjahren verläuft näherungsweise analog zum Netzgebiet Werlte, wobei das generelle Niveau aufgrund der größeren installierten PtG-Leistung höher liegt.

4.3.2.3. Ländliches Mittelspannungsnetz Esterwegen

Das Ergebnis der elektrischen Energiebilanz der gekoppelten Anlageneinsatzsimulation im Vergleich zu getrennten Simulation für das Mittelspannungsnetzgebiet Esterwegen ist in Tabelle 4.23 dargestellt.

Tabelle 4.23: Elektrische Energiebilanz für Esterwegen mit und ohne Kopplungselemente

	2023		2033		2050	
	Ohne Kopplung	Mit Kopplung	Ohne Kopplung	Mit Kopplung	Ohne Kopplung	Mit Kopplung
DEA-Stromerzeugung [GWh/a]	394,7	394,7	481,8	481,8	549,9	550,0
Netzbezug [GWh/a]	1,2	1,6	0,9	2,2	0,3	13,4
Lokale Nachfrage [GWh/a]	-76,2	-76,2	-76,0	-76,0	-75,4	-75,4
Rückspeisung [GWh/a]	-319,7	-318,6	-406,7	-401,0	-474,8	-437,1
Stromaufnahme PtG [GWh/a]	-	-1,5	-	-7,0	-	-50,9

Analog zu den vorher betrachteten Niederspannungsnetzgebieten werden auch in Esterwegen die PtG-Anlagen aufgrund der Preisentwicklung für elektrische Energie und Erdgas erst in den späteren Stützjahren vermehrt eingesetzt. Ein Strombezug aus dem überlagerten 110 kV-Netz ist nur im geringen Maße notwendig. Durch die hohe installierte Leistung an WEA und Biogas-BHKW, welche im Vergleich zu PVA höhere Volllaststunden aufweisen, speist das Netzgebiet Esterwegen in den meisten Fällen in das überlagerte Netz zurück. Die Entwicklung der jährlichen Volllaststundenzahlen sowie der Deckungsbeiträge hat einen ähnlichen Verlauf wie in den bisher betrachteten Netzgebieten der Niederspannungsebene (siehe Bild 4.32).

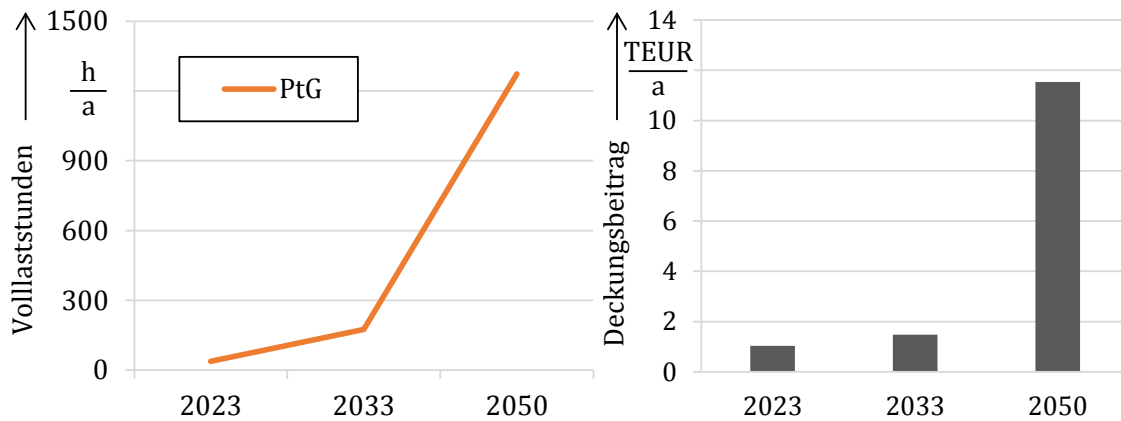


Bild 4.32: Entwicklung der Volllaststunden und Deckungsbeiträge für die Kopplungselemente in Esterwegen

4.3.3 Anlageneinsatzsimulation bei Kopplung von Strom- und Gasnetz unter der Berücksichtigung von Netzrestriktionen

Die Bestimmung des Anlageneinsatzes der Kopplungselemente „frei am Markt“ führt zu keiner Reduzierung des notwendigen Netzausbaus in den betrachteten Netzgebieten. Vielmehr kann sogar zusätzlicher Netzausbau erforderlich sein. Um netzdienlich eingesetzt zu werden, sollte der Betrieb von PtG- und GVW-Anlagen mit der lokalen DEA-Einspeisung korrelieren. Daher werden im Folgenden die Ergebnisse der Anlageneinsatzsimulation unter der Berücksichtigung der im Kapitel 4.3.1.5 beschriebenen Netzrestriktionen vorgestellt.

4.3.3.1. Ländliches Niederspannungsnetz Werlte mit Netzrestriktionen

Die Reduktion des notwendigen Netzausbaus durch die Kopplungselemente erfordert für das Niederspannungsnetzgebiet Werlte die Berücksichtigung von Netzrestriktionen und somit eine netzdienliche Fahrweise von PtG- und GVW-Anlage. In Bild 4.33 sind die Betriebspunkte der Kopplungselemente (d.h. die elektrische Leistung, die in jeder einzelnen Stunde des Jahres von den Kopplungselementen bezogen wird) in Abhängigkeit der DEA-Leistung für die Szenarien „Frei am Markt“ und „Netzdienlich“ für das Stützjahre 2033 dargestellt. Weiterhin ist der für eine netzdienliche Fahrweise zulässige Betriebskorridor gekennzeichnet.

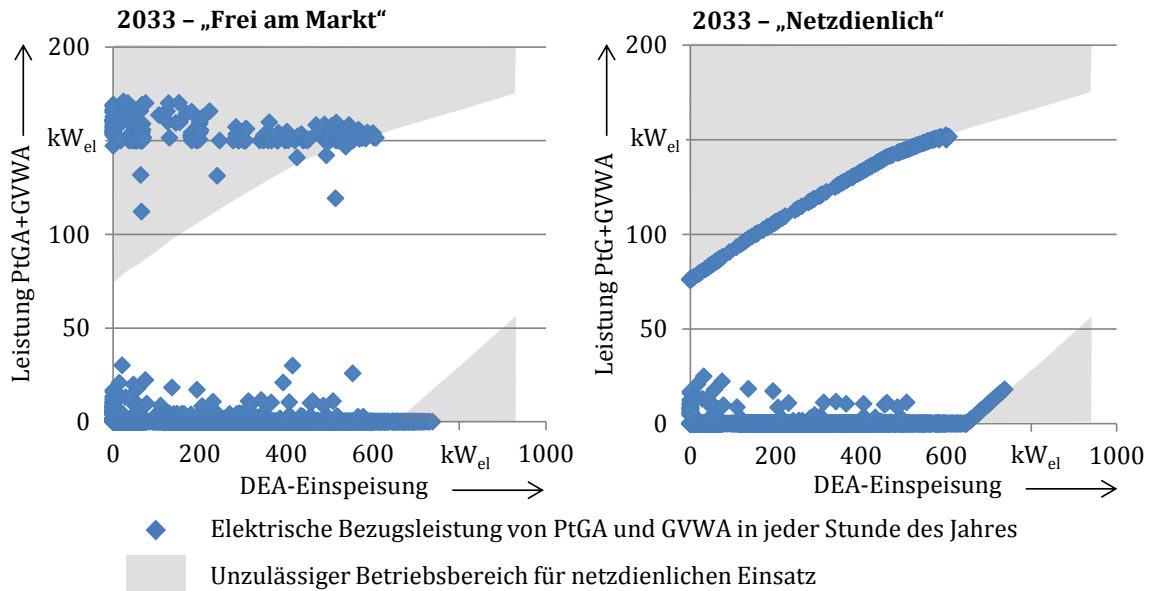


Bild 4.33: Einsatz der Kopplungselemente ohne und mit Berücksichtigung von Netzrestriktionen in Werlte

Es ist zu erkennen, dass sich die Betriebspunkte bei einer Vermarktung „frei am Markt“ oftmals außerhalb des zulässigen Korridors befinden. Durch eine Berücksichtigung der Netzrestriktionen im Anlageneinsatz können alle Punkte in den zulässigen Bereich verschoben werden. Allerdings führt der netzdienliche Betrieb zu einem dazu, dass PtG-Anlagen und GVWA zum Teil eingesetzt werden, wenn sich ein Einsatz aufgrund der Marktpreise nicht lohnt. Zum anderen muss die Leistung bei positivem Spread zum Teil gedrosselt werden. Dies führt zu einer Veränderung der jährlichen Volllaststunden und zu einer Verringerung der Deckungsbeiträge (siehe Bild 4.34).

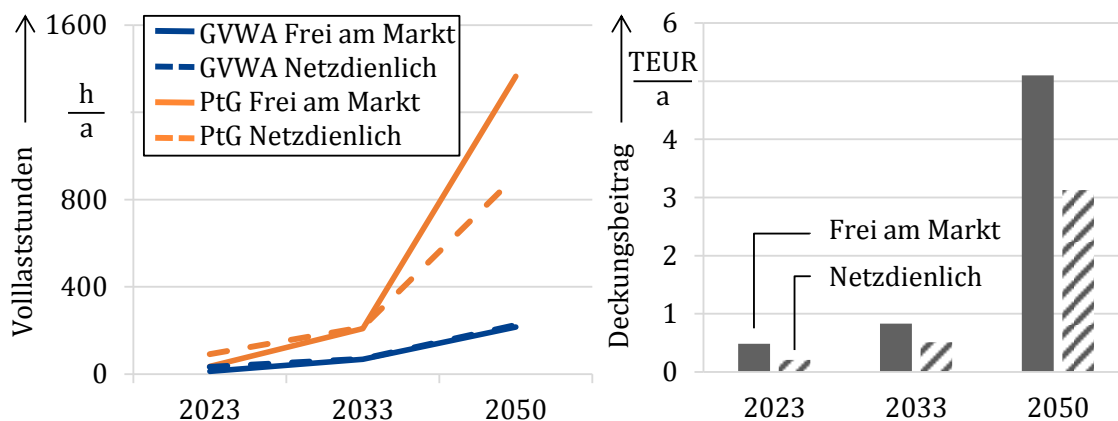


Bild 4.34: Auswirkungen von netzdienlicher Fahrweise auf Volllaststunden und Deckungsbeiträge der Kopplungselemente in Werlte

Im Stützjahr 2023 führt die Berücksichtigung von Netzrestriktionen zu einer Erhöhung der jährlichen Volllaststunden, da die Anlagen auch bei hoher lokaler DEA-Einspeisung aufgrund der Preise im Szenario „Frei am Markt“ oftmals nicht in Betrieb sind. Im letzten betrachteten Stützjahr 2050 befinden sich die Kopplungselemente auch rein marktgetrieben oftmals in Betrieb. Da dieser Betrieb auch in Stunden mit geringer lokaler DEA-Einspeisung auftritt, führt ein netzdienliches Verhalten in 2050 zu einer Einsatzreduktion.

Der Betrieb der Kopplungselemente unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen führt zu einer Reduktion der erzielbaren jährlichen Deckungsbeiträge zwischen ca. 39% (2033 und 2050) und 57% (2023). Für eine umfassende Bewertung werden diese Deckungsbeitragsverluste den vermiedenen Netzausbaukosten gegenüber gestellt (siehe Kapitel 4.4).

4.3.3.2. (Vor)städtisches Niederspannungsnetz Sögel mit Netzrestriktionen

Wie auch in Werlte wird auch im (vor)städtischen Netzgebiet Sögel eine Reduzierung des Netzausbaus nur durch eine Berücksichtigung von Netzrestriktionen im Anlageneinsatz der Kopplungselemente erreicht. Die entsprechenden Betriebspunkte in Abhängigkeit der lokalen DEA-Einspeisung sind in Bild 4.35 zu sehen.

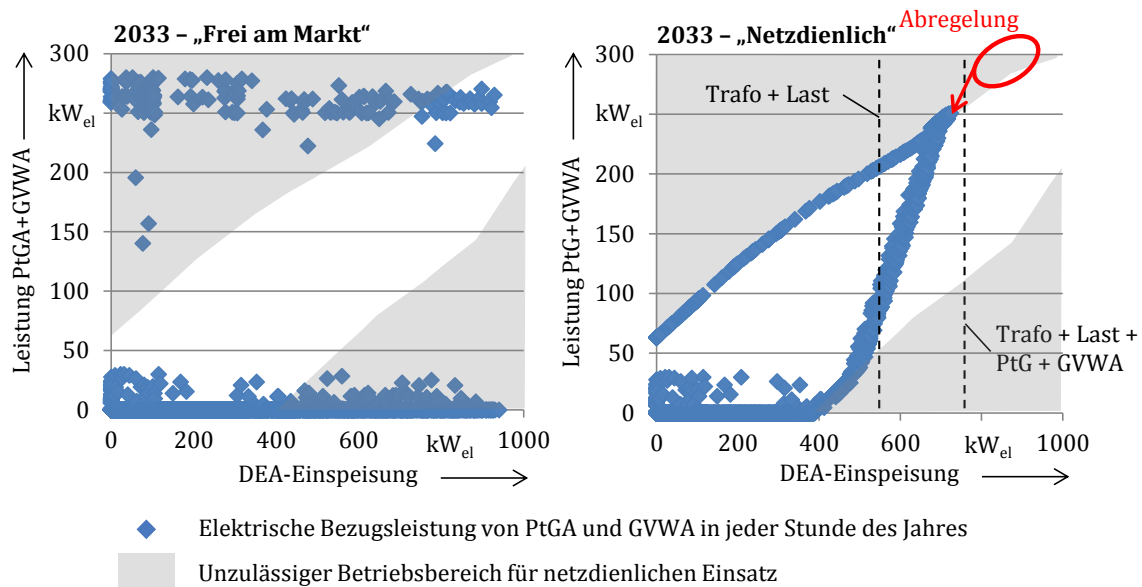


Bild 4.35: Einsatz der Kopplungselemente ohne und mit Berücksichtigung von Netzrestriktionen in Sögel

Wie auch im Netzgebiet Werlte liegen im Szenario „Frei am Markt“ viele Betriebspunkte außerhalb des zulässigen Korridors. Im netzdienlichen Fall zeigt sich für das Stützjahr 2023, dass der Transformator nicht die komplette DEA-Leistung hochspeisen kann.⁹ Sobald die lokale Einspeisung die Summe aus Transformatorleistung und lokaler Nachfrage übersteigt, werden die Stromüberschüsse durch PtG- und die GVW-Anlage genutzt. Erst wenn die eingespeiste DEA-Leistung höher als die Summe aus Transformatorleistung, lokaler Nachfrage und Leistung der Kopplungselemente ist, kommt es zu einer EE-Abregelung. Energetisch müssen allerdings nur 1,0% (2023) bzw. 2,7% (2023) der DEA-Erzeugung abgeregelt werden. Im Stützjahr 2050 kann aufgrund des neuen 800 kW-Transformators die komplette Leistung aufgenommen werden.

⁹ Der Transformator wird zur Vermeidung einer mehrfachen Ersetzung erst später vergrößert (vgl. Kapitel 4.2.1.2)

Bild 4.36 zeigt die Auswirkungen der netzdienlichen Fahrweise auf die jährlichen Volllaststunden und die erzielbaren Deckungsbeiträge der Kopplungselemente.

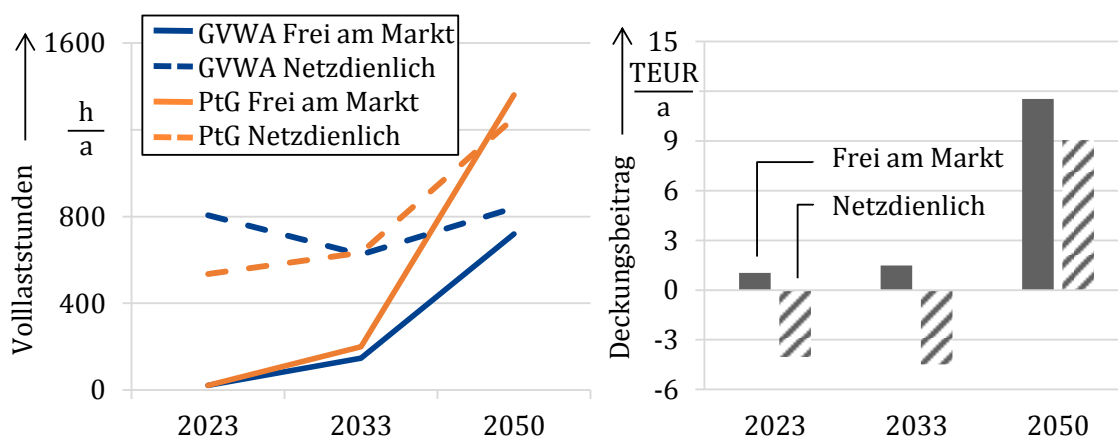


Bild 4.36: Auswirkungen von netzdienlicher Fahrweise auf Volllaststunden und Deckungsbeiträge der Kopplungselemente in Sögel

In den ersten beiden Stützjahren muss die Leistung der Kopplungselemente für eine netzdienliche Fahrweise überwiegend erhöht werden. Dabei wird bei entsprechendem Wärmebedarf zunächst die GVWA angepasst, da diese einen höheren Wirkungsgrad als die PtG-Anlage aufweist. Da der Vorwärmbedarf in Sögel höher ist als in Werlte, erreicht die GVWA im ersten Stützjahr über 800 Volllaststunden. Im Stützjahr 2050 sind die Kopplungselemente rein marktgetrieben oftmals in Betrieb, so dass – zumindest für die PtG-Anlage – zur Vermeidung von Netzausbau ein verringerter Einsatz erforderlich ist.

Aufgrund der häufigen Eingriffe in den Fahrplan am Markt kommt es im Netzgebiet Werlte zu einer deutlichen Reduzierung des erzielbaren Deckungsbeitrages der Kopplungselemente. In den ersten beiden Stützjahren wird dieser sogar negativ.

4.3.3.3. Ländliches Mittelspannungsnetz Esterwegen mit Netzrestriktionen

Die Netzrestriktionen machen es erforderlich, das Netzgebiet in zwei Teilgebiete „Nord-West“ und „Süd-Ost“ aufzuteilen. In beiden Teilgebieten erweisen sich hauptsächlich die unteren Grenzen des zulässigen Betriebskorridors als restriktiv (siehe Anhang C). Somit sind die PtG-Anlagen häufig bei negativen Deckungsbeiträgen in Betrieb, was sich auch in den in Bild 4.37

dargestellten Volllaststunden und Deckungsbeiträgen je Stützjahr zeigt. Die Ergebnisse der beiden Teilgebiete sind hierbei aggregiert dargestellt.

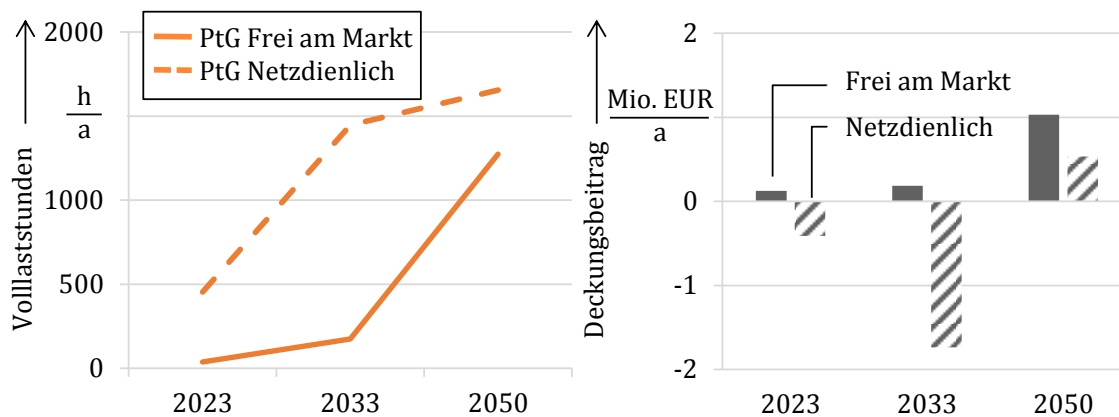


Bild 4.37: Auswirkungen von netzdienlicher Fahrweise auf Volllaststunden und Deckungsbeiträge der Kopplungselemente für Esterwegen

Aufgrund der relevanten unteren Begrenzung des zulässigen Betriebskorridors kommt es im netzdienlichen Szenario insbesondere in den ersten beiden Stützjahren zu einem deutlichen Anstieg der Volllaststunden. Dies führt allerdings zu negativen Deckungsbeiträgen in diesen Stützjahren. Erst im Stützjahr 2050 lässt sich mit der netzdienlichen Fahrweise ein positiver Deckungsbeitrag von etwas über 1 Mio. EUR/a erzielen.

4.3.4 Stromnetz-Zielnetzplanung bei Kopplung von Strom- und Gasnetz

Für die drei betrachteten Stromnetze werden in diesem Abschnitt die Ergebnisse der Zielnetzplanung unter Berücksichtigung von Kopplungselementen (PtG-Anlagen und GVWA) vorgestellt. Die bei der Gaszielnetzplanung in Abschnitt 4.3.1 bestimmten Anlagenstandorte dienen genauso wie der ermittelte Anlageneinsatz (siehe Abschnitt 4.3.2) dabei als Eingangsdaten. Bei der Ausbauplanung mit rein marktgeführten Betriebsweise der Kopplungselemente (als Variante 3 bezeichnet) wird das Stromnetz stets soweit verstärkt, dass die Anlagen die marktoptimierte Betriebsweise uneingeschränkt ausführen können. In Variante 4 hingegen, werden die Anlagen innerhalb eines vom Netzzustand vorgegebenen Korridors für die zulässige Leistungsaufnahme betrieben. Zusätzlich wird auch als allerletztes Mittel eine Abregelung der DEA in sehr geringem Umfang zugelassen, um einen

unwirtschaftlich Netzausbau aufgrund von äußerst selten auftretenden Leistungsspitzen zu vermeiden (vergleiche mit Simulationsergebnissen in Abschnitt 4.3.3).

4.3.4.1. Ländliches Niederspannungsnetz Werlte

Auf der Grundlage des simulierten Einsatzprofils für den Elektrolyseur und für die GVWA ist in Variante 3 eine gekoppelte Zielnetzplanung vorgenommen worden, in der die Anlagen „frei am Markt“ agieren. Wie zu erwarten, zeigen die Kopplungselemente in diesem Fall kein netzdienliches Verhalten, sondern belasten das Stromnetz zusätzlich. Insbesondere der Vollastbetrieb des Elektrolyseurs verursacht in Zeiten hoher Haushaltslast und niedriger DEA-Leistung hohe Ströme in den Kabel und eine hohe zu übertragende Leistung am ONT. Die lokale Spannungsabsenkung in der Umgebung der PtG-Anlage (benachbarte Hausanschlüsse) liegt teilweise bei über 20% (Spannung unter 80% der Nennspannung). Daraus resultiert ein hoher Netzverstärkungsbedarf: Für die Integration der PtG-Anlage in dem NS-Netz ist insbesondere ein regelbarer Transformator (rONT) notwendig. Dieser wird daher in Varianten 3 und 4 im ersten Stützjahr installiert. Zudem wird ein Smart-Grid-System installiert, welches den Netzzustand erfasst und bei kritischen Netzzuständen Gegenmaßnahmen einleitet. Die PtG-Anlage selbst wird allerdings nur in Variante 4 durch das Smart-Grid-System gesteuert. Bei Betriebspunkten mit hoher eingespeister Leistung der DEA entlasten „frei am Markt“ agierende PtG-Anlagen im Allgemeinen das Stromnetz nicht, da sie dann häufig aufgrund von Marktanreizen ausgeschaltet sind. Insgesamt ist der Netzausbaubedarf, wie in Tabelle 4.24 dargestellt, höher als in der nichtgekoppelten Variante 2 (vergleiche mit Tabelle 4.4).

Tabelle 4.24: Netzausbaumaßnahmen der gekoppelten Zielnetzplanung für Werlte

	Variante 3: Gekoppelter Ausbau, „Frei am Markt“	Variante 4: Gekoppelter Ausbau, „Netzdienlich“
2023	<ul style="list-style-type: none"> - Smart-Grid-System zur Steuerung der PtG-Anlagen - Transformator ersetzen durch rONT (800 kVA) - 1132 m Kabel - 829 m Trasse 	<ul style="list-style-type: none"> - Smart-Grid-System zur Steuerung der PtG-Anlagen - Transformator ersetzen durch rONT (800 kVA) - 231 m Kabel - 231 m Trasse
2033	<ul style="list-style-type: none"> - 48 m Kabel - 48 m Trasse 	<ul style="list-style-type: none"> - 48 m Kabel - 48 m Trasse
2050	<ul style="list-style-type: none"> - weitere ONS mit rONT - Netze trennen - 191 m Kabel - 191 m Trasse 	<ul style="list-style-type: none"> - 299 m Kabel - 299 m Trasse

Wird die PtG-Anlage hingegen netzdienlich betrieben, also ihre Betriebspunkte entsprechend der jeweiligen DEA-Leistung angepasst, verringert sich der Netzausbaubedarf (siehe Bild 4.38). In diesem Fall kann die PtG-Anlage einen Teil der elektrischen Leistung der DEA direkt aufnehmen, wodurch die Ströme in der Nähe der ONT sinken und die durch die DEA hervorgerufene Spannungsanhebung verringert wird.

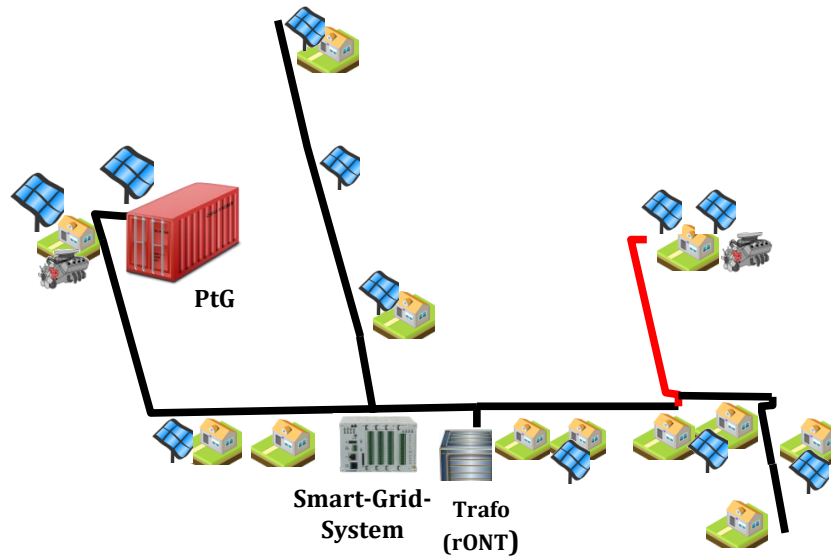


Bild 4.38: Netzgebiet Werlte: 2023 Ausbauvariante 4 „Netzdienlich“ (neue Kabel in rot)

Wie in Tabelle 4.25 gezeigt, reduziert sich durch die Kopplung mit netzdienlicher Fahrweise der Kopplungselemente der Investitionsbedarf im NS-Netz Werlte um 40%.

Tabelle 4.25: Investitionen der gekoppelten Zielnetzplanung für Werlte

Barwerte 2018: [EUR]	2023	2033	2050	Gesamt
Variante 3 Gekoppelter Ausbau, „Frei am Markt“	87.540	1348	11.889	100.777
Variante 4 Gekoppelter Ausbau, „Netzdienlich“	54.482	1.348	5.409	61.239

Durch die netzdienliche Betriebsweise ist der Investitionsbedarf in das Stromnetz von Werlte bei der gekoppelten Ausbauplanung (Variante 4) barwertig mit 61.239 EUR deutlich geringer als bei der günstigsten nichtgekoppelten Ausbauplanung (Variante 2) mit 80.525 EUR.

Allerdings sind die nicht unerheblichen Investitionen für die Kopplungselemente (insbesondere für den Elektrolyseur) dabei noch nicht berücksichtigt.

4.3.4.2. (Vor)städtisches Niederspannungsnetz Sögel

Bei der Ausbauplanung des (vor)städtischen NS-Netzes Sögel bietet die PtG-Technologie ein deutlich geringeres Einsparpotenzial. Dies hat den Hintergrund, dass die Hausanschlussdichte signifikant höher als im ländlichen Bereich ist und daher die vorhandenen Kabel bereits vergleichsweise hohe Ströme führen können. Der notwendige Netzausbau ist ohnehin (wie in Abschnitt 4.2.2.2 gezeigt) deutlich geringer. Die Maschen im Netz begünstigen die Integration von weiteren DEA zusätzlich.

Die am Beispiel von Werlte dargestellten netztechnischen Auswirkungen zwischen den Varianten „Frei am Markt“ und „Netzdienlich“ sind analog auch in Sögel vorhanden. Nur durch eine netzgeführter Betriebsweise wird durch die PtG-Anlage der Netzausbaubedarf reduziert (Tabelle 4.26).

Dementsprechend fällt der geringste Investitionsbedarf in das Stromnetz mit 33.804 EUR in der netzdienlichen Variante 4 an (Tabelle 4.27). Bei Betrieb „frei am Markt“ sind die notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen um den Faktor 2,9 höher.

Tabelle 4.26: Netzausbaumaßnahmen der gekoppelten Zielnetzplanung für Sögel

	Variante 3: Gekoppelter Ausbau, „Frei am Markt“	Variante 4: Gekoppelter Ausbau, „Netzdienlich“
2023	<ul style="list-style-type: none"> - Smart-Grid-System zur Steuerung der PtG-Anlagen - Transformator ersetzen durch rONT (800 kVA) - 233 m Kabel - 233 m Trasse 	<ul style="list-style-type: none"> - Smart-Grid-System zur Steuerung der PtG-Anlagen - 79 m Kabel - 79 m Trasse
2033	<ul style="list-style-type: none"> - Zusätzliche ONS am KVS 2 mit 800 KVA rONT und Smart-Grid - 155 m Kabel - 155 m Trasse 	<ul style="list-style-type: none"> - 50 m Kabel - 50 m Trasse
2050	<ul style="list-style-type: none"> - 54 m Kabel - 54 m Trasse 	<ul style="list-style-type: none"> - Transformator ersetzen durch rONT (800 kVA) - 54 m Kabel - 54 m Trasse

Tabelle 4.27: Investitionen der gekoppelten Zielnetzplanung für Sögel

Barwerte 2018: [EUR]	2023	2033	2050	Gesamt
Variante 3 Gekoppelter Ausbau, „Frei am Markt“	64.588	30.901	3.837	99.325
Variante 4 Gekoppelter Ausbau, „Netzdienlich“	24.127	2.439	7.238	33.804

4.3.4.3. Ländliches Mittelspannungsnetz Esterwegen

Für das MS-Netz Esterwegen sind im Weiteren die Ergebnisse für die gekoppelte Planung in der Varianten „Frei am Markt“ und „Netzdienlich“ dargestellt. Bei allen Ausbauvarianten für

Esterwegen, bei denen eine Kopplung mittels der PtG-Technologie vorgesehen ist, wird genau wie in der Variante „Innovativ“ vorausgesetzt, dass an alle ONT ein rONT installiert ist. Die bilanzielle Berücksichtigung dieser Maßnahme erfolgt ebenfalls analog zu der in Abschnitt 4.2.2.3.

Es zeigt sich, dass durch die Installation von vier Methanisierungsanlagen mit jeweils einer elektrischen Anschlussleistung von 10 MW_{el} der Netzausbau durch den „netzdienlichen“ Anlageneinsatz zwar reduziert werden kann (siehe Tabelle 4.28), die relativen Einsparungen mit 31% (Variante 4 zu Variante 1) aber signifikant kleiner sind im Vergleich zu den Unterschieden auf Niederspannungsebenen (in Werten: Variante 4 zu Variante 1). Eine Ursache ist, dass auf MS-Ebene hohe elektrische Leistungsflüsse zwischen den ONS und den Standorten mit PtG-Anlagen auftreten. Der Vergleich zwischen Variante 3 und Variante 4 bestätigt, dass auch auf der MS-Ebene ein Nutzen der PtG-Anlage nur durch die „netzdienliche“ Betriebsweise erreicht werden kann.

Tabelle 4.28: Netzausbaumaßnahmen der gekoppelten Zielnetzplanung für Esterwegen

	Variante 3: Gekoppelter Ausbau, „Frei am Markt“	Variante 4: Gekoppelter Ausbau, „Netzdienlich“
2023	<ul style="list-style-type: none"> - Smart-Grid-System - 80 MVA Trafo - UW erweit. für 3 Sammelschne - 7 neue Leitungsfelder - <i>alle ONS mit rONTs</i> - 61 km Kabel 	<ul style="list-style-type: none"> - Smart-Grid-System - 3 neue Leitungsfelder - <i>alle ONS mit rONTs</i> - 26 km Kabel
2033	<ul style="list-style-type: none"> - 1 neues Leitungsfeld - 3 km Kabel 	<ul style="list-style-type: none"> - 80 MVA Trafo - 1 neues Leitungsfeld - 26 km Kabel
2050	<ul style="list-style-type: none"> - 80 MVA Trafo - 21 km Kabel 	<ul style="list-style-type: none"> - 2 neue Leitungsfelder - 19 km Kabel

Der ermittelte Investitionsbedarf beträgt in der Variante 3 „Frei am Markt“ barwertig in Summe 9,1 Mio. EUR und in Variante 4 „Netzdienlich“ 6,1 Mio. EUR (vgl. Tabelle 4.29).

Tabelle 4.29: Investitionen der gekoppelten Zielnetzplanung für Esterwegen

Barwerte 2018: [Millionen EUR]	2023	2033	2050	Gesamt
Variante 3 Gekoppelter Ausbau, „Frei am Markt“	8,4	0,2	0,5	9,1
Variante 4 Gekoppelter Ausbau, „Netzdienlich“	4,0	1,7	0,4	6,1

4.3.5 Gasnetz-Zielnetzplanung bei Kopplung von Strom- und Gasnetz

Im Vergleich zur getrennten Zielnetzplanung sind bei der gekoppelten Betrachtung neben den Zielnetz Kriterien Optimierung des Netzes und der Kostenreduzierung, die zu erhaltenden GDRA durch die stromseitig betrachteten Ortsnetzstationen gegeben.

Die gekoppelte Zielnetzplanung sieht ebenfalls die Reduzierung von GDRA vor, da durch die Versorgung über weniger Anlagen deren Auslastung erhöht wird und damit das Potenzial zur Lastverschiebung und Energiespeicherung bei Einspeisung an der ausgewählten GDRA steigt.

Für die Zielnetzplanung von Strom- und Gasversorgungsnetzen ist der Weiterbetrieb der GDRA *Sögel Mühlenberg* anstelle der GDRA *Sögel Industriegebiet* für die gekoppelte Zielnetzplanung vorzuziehen. Die örtlichen Nähe der GDRA *Sögel Mühlenberg* zur stromseitig betrachteten Ortsnetzstation Stauffenberg-Str. (1. in Bild 4.19, GDRA und Ortsnetzstation grün markiert) gewährleistet eine sinnvolle Kopplung der Netze an dieser Stelle mit kurzen Leitungen sowohl auf der Gas- als auch der Stromseite.

Gegenläufig zur reinen Gasnetz-Zielnetzplanung ist die Anlage in Börger und die GDRA *Rastdorf* nicht außer Betrieb zu nehmen, da das Umspannwerk in Esterwegen durch mehrere weiter entfernte PtG-Anlagen besser unterstützt werden kann als durch eine einzige größere

PtG-Anlage in direkter Nähe des Umspannwerkes in Esterwegen. Die Auswahl der Anlagen ist zusammenfassend in Tabelle 4.30 aufgeführt.

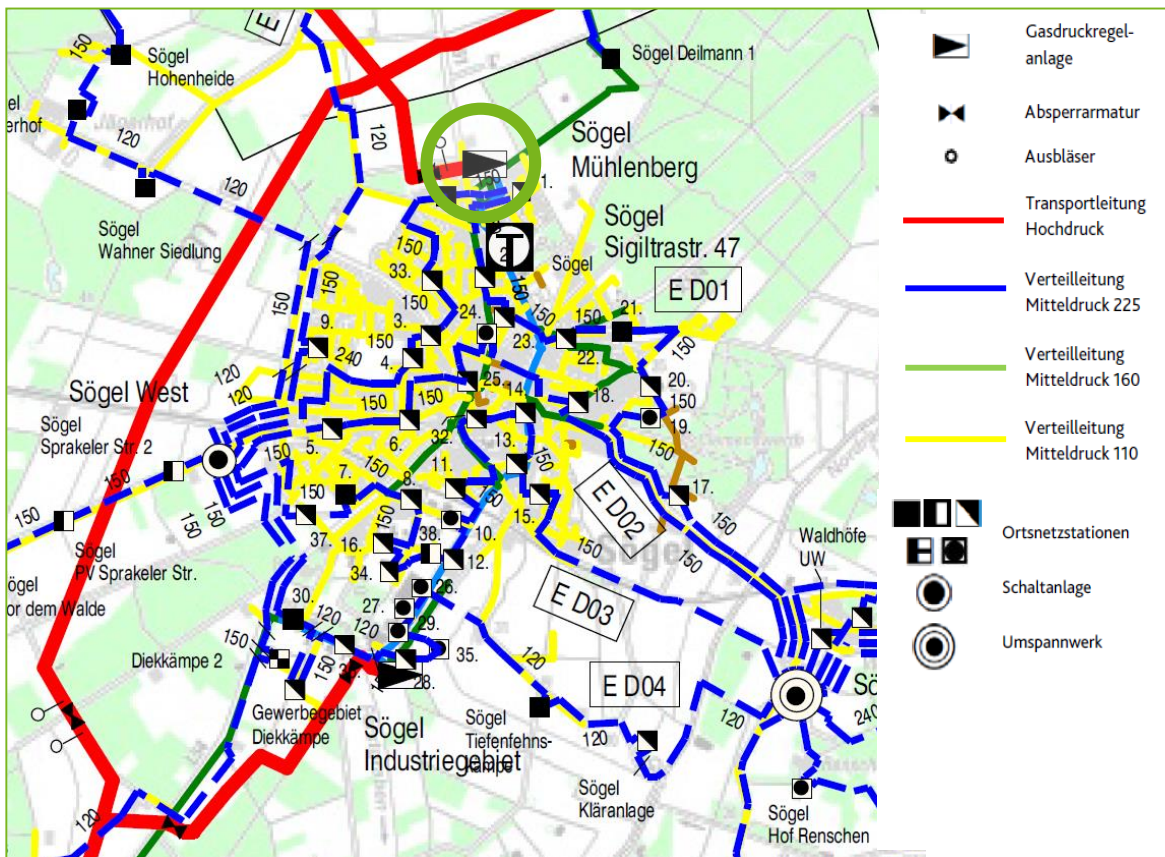


Bild 4.39: Übersicht Gas- und Stromnetz Sögel, (Quelle: EWE)

Tabelle 4.30: Zielnetzplanung Kopplung Strom- und Gasversorgungsnetz

Nr	GDRA	Weiterbetrieb	Netzverstärkung im Bereich der GDRA		
			2023	2033	2050
1	Berßen	-	Nein	Nein	Nein
2	Börger	✓	Nein	Nein	Nein
3	Esterwegen	✓	Nein	Nein	Nein
4	Lindern Boschstraße	✓	Nein	Nein	Nein
5	Lindern Zur Schlinge	-	Nein	Nein	Nein
6	Rastdorf	✓	Nein	Nein	Nein
7	Sögel Industriegebiet	-	Nein	Nein	Nein
8	Sögel Mühlenberg	✓	Ja*	Ja*	Ja*
9	Spahnharrenstätte	-	Ja*	Nein	Nein
10	Werlte Harrenstätter Str.	-	Nein	Nein	Nein
11	Werlte Sternbusch	✓	Nein	Nein	Nein

* Netzverstärkung: 2,7 km in Sögel

** Netzverstärkung: ca. 5 km zwischen Werlte und Spahnharrenstätte

Die gekoppelte Zielnetzplanung führt durch die stromseitig präferierten Anlagenstandorte zur Notwendigkeit einer Netzverstärkung in Sögel, welche bei der getrennten Zielnetzplanung nicht besteht. Im Speziellen betrifft das die Außerbetriebnahme der GDRA *Sögel Industriegebiet*. Die Versorgung des Industriegebiets im Süden von Sögel wird dann durch die GDRA *Sögel Mühlenberg* übernommen. Dies erfordert für alle drei betrachteten Stützjahre eine Netzverstärkung in Sögel (Verlegung einer PE-Leitung (DN 160, MOP 4 bar) mit einer Länge von 2,76 km innerhalb des Ortes). Die GDRA *Sögel Mühlenberg* ist bereits mit einer zweiten Druckschiene versehen, wodurch keine Anpassung oder Erneuerung der GDRA zur Einspeisung in das 4-bar-Netz notwendig ist.

Zusätzlich besteht für das Stützjahr 2023 der Bedarf an einer 5 km PE-Leitung zwischen Spahnharrenstätte und Werlte (vgl. Variante 2 im Abschnitt 3.1). Erfolgt die Außerbetriebnahme der Anlage erst ab ca. 2033 (in den folgenden Betrachtungen so vorgesehen), ist durch den Rückgang des Gasabsatzes die Netzverstärkungsmaßnahme nicht mehr notwendig.

Die Zusammenlegung der GDRA in den untersuchten Gebieten erhöht die Anlagenauslastung und das resultierende Potenzial für die Lastverschiebung und die Wasserstoff-/Methaneinspeisung an den Anlagenstandorten. Folgende Anlagen werden in den Betrachtungsgebieten hinsichtlich der Potenziale immer als zusammengelegt betrachtet:

Sögel GDRA *Sögel Industriegebiet* und *Sögel Mühlenberg*

Werlte GDRA *Werlte Sternbusch*, GDRA *Werlte Harrenstätter Str.* und GDRA *Spahnharrenstätte*

Im Netzgebiet Esterwegen erfolgt keine Zusammenlegung von GDRA. Die Bezeichnung *Esterwegen* steht für die GDRA *Esterwegen-Breddenberg* und für *Börger* die GDRA *Börger*.

4.3.6 Bedarf an Netzintelligenz für die Kopplung von Strom- und Gasnetz

Um eine Kopplung zwischen Strom- und Gasnetzen mittels der PtG-Technologie realisieren zu können, ist ein Steuerungs- / Regelungssystem also ein Smart-Grid-System notwendig. Dies

gilt insbesondere bei netzdienlicher Betriebsweise der Kopplungselemente. Denn nur wenn der Zustand des elektrischen Netzes erfasst und bewertet wird, können sinnvoll Vorgaben, also Soll-Werte, für die jeweiligen Kopplungselemente bestimmt werden. Des Weiteren müssen Befehle an die Kopplungselemente, die als intelligenter Aktor agieren, übermittelt werden (Bild 4.40). Das Kernelement des Smart-Grid-System ist dabei ein autonom agierender Rechner. Das System verhindert im Allgemeinen durch Gegenmaßnahmen kritische Zustände und ermöglicht einen sicheren Netzbetrieb. Hinzu kommt, dass auch eine Überwachung des Gasnetzes notwendig ist, um dessen momentane Aufnahmekapazität für Wasserstoff bzw. Methan bestimmen und prognostizieren zu können.

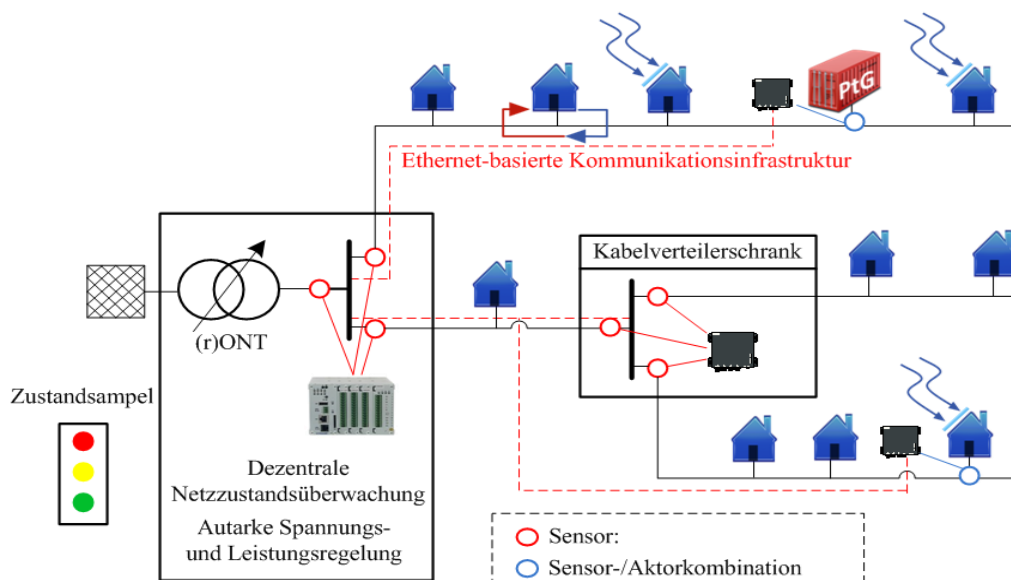


Bild 4.40: Schema des Smart-Grid auf Niederspannungseben

4.3.6.1. Funktionalität des Smart-Grid-Systems

Im Weiteren sind die Funktionalitäten im Hinblick auf die elektrischen Netze aufgelistet:

- Der Netzzustand wird erfasst, indem der Zustand aller Betriebsmittel bestimmt wird: durch Messung oder Berechnung
- Den Zustand der Betriebsmittel bewerten: Vergleich der Ist-Werte mit Sollwerten bzw. Grenzwerten

- Das System ermittelt per Lastflussrechnung, ob ein kritischer Zustand auftritt:
 - Spannungsbandverletzungen
 - Überlastung von Leitungen
 - Überlastung von Transformatoren
 - Ausfall / Nichtverfügbarkeit von Betriebsmitteln
- Bei Bedarf werden Gegenmaßnahmen eingeleitet, indem Aktoren wie ein rONT, DEA, PtG-Anlagen und abschaltbaren Lasten angesteuert werden

Um den Zustand des Netzes zu bewerten, wird ein Ampelmodell eingesetzt, das am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal entwickelt worden ist (Bild 4.41).



Bild 4.41: Definition der drei Zustände des „Ampelmodells“. Mit diesem wird der Zustand von Netze durch das Smart-Grid-System bewertet. (Quelle: EVT)

Erkennt das System einen kritischen Zustand und sind mehrere Gegenmaßnahmen möglich, ist eine Priorisierung sinnvoll, um die Auswirkungen auf die Nutzer möglichst gering zu halten. Dazu dient ein abgestuftes Regelkonzept:

1. Ansteuerung von regelbaren Ortsnetztransformatoren bzw. UW (Priorität 1)
2. Ansteuerung von Blindleistungsregelung der DEA (Priorität 2)
3. Wirkleistungsregelung der PtG-Anlage (Priorität 3)
 - a. Bei Vorgaben einer Mindestlast werden zuerst GVWA angesteuert.
 - b. Bei Limitierung der Maximallast werden zuerst Elektrolyseure angesteuert.

4. Wirkleistungsregelung der Kundenanlagen (Priorität 4)
 - a. bei DEA (PV, Mini-BHKW, etc.)
 - b. Lastabwurf

4.3.6.2. Erweiterung zum Smart-Gas-Grid

Die Anforderungen an ein Smart (Gas) Grid resultieren aus der sich verändernden Abnehmer- und Erzeugungsstruktur durch die Zunahme Erneuerbarer Energien (Biogas, Wasserstoff/Methan aus PtG-Anlagen). Neben den klassischen Aufgaben wie der sicheren, zuverlässigen, preiswerten und umweltfreundlichen Gasversorgung müssen zukünftig auch die folgenden Aufgaben erfüllt werden:

1. **Spartenübergreifende Netzführung:** Durch die Kopplung der Energienetze können die Erneuerbaren Energien effizienter integriert werden, unter Nutzung der jeweiligen Vorteile der Netze. Dies erfordert den Austausch von Informationen zu verfügbaren Kapazitäten zur Energiespeicherung und Lastverschiebung sowie deren kurzfristige Bereitstellung.
2. **Einspeise-, Transport- und Speicherfähigkeit:** Diese Anforderung umfasst die Erhöhung der Kapazitäten der Netze zur Einspeisung erneuerbarer Gase sowie die Minimierung des technischen und wirtschaftlichen Aufwands hinsichtlich Konditionierung und Verdichtung.
3. **Einzelgerechte Gasabrechnung:** Die Gewährleistung einer korrekten Abrechnung trotz vermehrter Einspeisung alternativer Gase ist, vor allem mit dem Ziel des minimierten Aufwands zur Konditioniert, eine wesentliche Aufgabe.
4. **Informationsmanagement:** Ein effizienter Netzverbund kann nur gewährleistet werden, wenn die notwendigen (spartenübergreifenden) Informationen schnell und zuverlässig bereitgestellt werden.

Daraus resultiert für die im Projekt betrachteten Netze ein Smart-Grid-System, welches

- die aktuellen und zu erwartenden gasseitigen Potenziale zur Lastverschiebung und zur Einspeisung von Wasserstoff oder Methan aus PtG-Anlagen ermittelt und der Stromseite bereitstellt,
- die Zumischung von vor allem Wasserstoff bezüglich der einzuhaltenden Grenzwerte überwacht und
- die korrekte Gasabrechnung nach DVGW G 685 ggf. durch Einsatz von Systemen zur Brennwertverfolgung (z. B. MetroGas vom DVGW oder SmartSim von E.ON New Build & Technology) gewährleistet.

Für das Kopplungselement **Bivalente Vorwärmung** muss dazu der vorzuwärmende Erdgas-Volumenstrom erfasst und prognostiziert sowie der resultierende Vorwärmbedarf ermittelt werden. Dieses Potenzial zur Lastverschiebung wird dem Stromnetzbetreiber gemeldet, welcher bei Bedarf ein entsprechendes Signal schickt, so dass die Vorwärmung immer bedarfsgerecht mit Strom und/oder Gas realisiert werden kann. In der Anlage muss laufend die Einhaltung des sicheren Betriebs überwacht werden.

Für das Kopplungselement **Power-to-Gas** muss neben dem Erdgasvolumenstrom zur Ableitung der maximalen Wasserstoffzumischung und der resultierenden Leistung der Elektrolyseanlage auch der Füllstand des Pufferspeichers erfasst und prognostiziert werden. Es erfolgt eine Meldung des verfügbaren / erwarteten Potenzials an den Stromnetzbetreiber, welcher bei Bedarf ein entsprechendes Signal sendet. Der Elektrolyseur steht als Last sehr schnell bereit, die vollständige Wasserstoffproduktion wird bei einem Kaltstart erst nach ca. 15 Minuten, bei einem Warmstart nach 1 – 3 Minuten erreicht. Leistungsänderungen sind auf elektrischer Seite im Sekundenbereich realisierbar, das gasseitige System ist träger. Sobald die Einspeisung beginnt muss die zulässige Wasserstoffkonzentration im Erdgas überwacht werden. Wenn der Grenzwert erreicht wird, muss die Einspeisung reduziert bzw. unterbrochen werden. Die elektrische Last kann, einen Pufferspeicher vorausgesetzt, weiterhin bereitgestellt werden.

Methanisierungsanlagen haben Kaltstartzeiten zwischen 30 und 60 Minuten, für den Warmstart benötigen sie ca. 20 Minuten. Diese Anlagen sind sehr träge und arbeiten

idealerweise bei Nennleistung, so dass hier ein Wasserstoff-Zwischenspeicher erforderlich ist um eine kontinuierliche Methanproduktion zu ermöglichen.

4.3.6.3. Ausgaben für den Aufbau der Funktionalität

Die Ermittlung von Preisen kann in Rahmen dieses Projektes nur in erster Näherung erfolgen, da viele Komponenten und System bislang noch nicht auf dem Markt etabliert sind. Dies gilt insbesondere für die MS-Ebene und Komponenten zur Kommunikation. Für das Smart-Grid der NS-Ebene hingegen sind erste Systeme verfügbar. Diese Angaben (siehe Tabelle 4.31) basieren daher auf Erfahrungswerten. Zu beachten ist, dass die Kosten eines Smart-Grids für ein Stromverteilungsnetz auch bei den nichtgekoppelten Ausbauplanungen der Variante „Innovativ“ anfallen, wenn dort ein Smart-Grid-System eingesetzt worden ist. Die notwendigen Investitionen für die Intelligenz der Kopplungselemente als Aktoren (PtG-Anlagen, GVWA) sind bereits in den Angaben der Anlagenpreise enthalten.

Tabelle 4.31: Preise für Komponenten des Smart-Grid-Systems

Komponente	Kosten: NS-Netz [EUR 2012]	Kosten: MS-Netz [EUR 2012]
Projektierung, Datenintegration, Lizenzierung	500	4000
Steuereinheit: Kleinformwerkssystem	2800	5000
Aktor ohne Messung [Stück]	200	200
Direktmessung NS [Stück]	1000	1000*
Direktmessung MS-Seite [Stück]	----	1500
PLC-Kommunikation: [Stück]	350	700
Funk-Kommunikation [Stück]	individuell	individuell

4.3.7 Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit

Unter der Versorgungssicherheit wird in [28] die Verfügbarkeit von Primärenergieträgern, die Stromerzeugung, der Transport und die Gewährleistung der Stabilität des elektrischen

Systems verstanden. Die Versorgungssicherheit ist in Deutschland im Vergleich zu anderen europäischen Ländern sehr hoch [29]. In Deutschland wurden laut BNetzA 2012 ca. 191.000 Unterbrechungen in 883 Netzen registriert, was eine durchschnittliche Unterbrechungszeit in Deutschland 15,91 Minuten ergab [30]. Diese auch im EnWG verankerte Versorgungssicherheit ist bei den Überlegungen zur Aufrüstung der Strom- und Gasnetze zu Grunde zu legen. Die Verfügbarkeit der Energieträger zur Stromerzeugung wurde vorausgesetzt. Sie wird lokal sogar bei der Gasversorgung verbessert, da EE-Gase erzeugt und eingespeist werden, die dann wieder lokal zur Verfügung stehen. Die Stromerzeugung ist lokal verbessert worden, da eine Dezentralisierung der Stromerzeugung erfolgt und bei Ausfall von Anlagen weitere Anlagen weiter betrieben werden können und somit kein Totalausfall wahrscheinlich ist. Daher muss bei der Versorgungssicherheit ein Hauptaugenmerk auf den Transport des Stroms gelegt werden und somit auf die Netzstabilität. In dieser Arbeit wurde als Kriterium für die Stabilität des Netzes die VDE-Anwendungsrichtlinie[13] zu Grunde gelegt. Dies bedeutet, dass die Ausbaumaßnahmen des Stromnetzes so ausgeführt wurden, dass keine Engpässe in den Stromnetzkomponenten (z. B. Trafo und Leitung) auftreten.

Allerdings muss die Versorgungssicherheit um die Kopplungselemente erweitert werden, da diese als Last (PtG, bivalente Kopplungselemente) in das Stromnetzmanagement eingreifen. Dies würde bedeuten, dass bei Ausfall von größeren Kopplungselementen Stromerzeuger abgeschaltet werden müssten. Momentan können die Verfügbarkeit der Prozessketten nur über Schätzungen bzw. über Ziele mit größer 90% beschrieben werden. In dieser Verfügbarkeit sind jedoch auch die planbaren Außerbetriebnahmen involviert, so dass Ausfälle eher als gering anzusehen sind. Zudem bedarf es eines guten Servicenetzes, das Ersatzteile vorhält und schnell vor Ort ist. Auch sind insbesondere für die mögliche Einsatzzeit ab dem Stützjahr 2033 noch erhebliche Fortschritte in der Standardisierung und in der Reife der Anlagen zu erzielen.

4.4 Vergleich und Bewertung

4.4.1 Kostenmethodik

Basierend auf den technischen Maßnahmen wird stets der Investitionsbedarf bestimmt. Dazu wird angenommen, dass die Ausbaumaßnahmen jeweils pauschal 5 Jahre vor dem Stützjahr getätigt werden müssen. Also 2018 für das Stützjahr 2023, 2028 für das Stützjahr 2033 und 2045 im Hinblick auf 2050. Gemäß der Kapitalwertmethode kann daraus der Barwert mit Hilfe der Zinssätze und Eingangsdaten aus Tabelle 3.8 inflationsbereinigt ermittelt werden. Für alle Ausgaben und Einnahmen wird im Weiteren der Barwert des Jahres 2018 bestimmt, dem Jahr mit den ersten Investitionen.

Tabelle 4.32: Eingangsparameter für die Kapitalwertmethode

Größe	Wert	
	inkl. allgemeiner Inflationsrate von 2,00% /a	Inflation bereits abgezogen
Kalkulationszins: (für Kapitalwertmethode)	8,00% /a	5,88% /a

Abweichend zu den in Kapitel 3.2.2 beschriebenen Prognosewerten hinsichtlich der Preisentwicklung für Elektrolyseure, werden bei der Bestimmung der Ausgaben für die einzelnen Netzausbauvarianten Zielwerte berücksichtigt. Dieses Vorgehen ist zweckmäßig, um Aufzeigen zu können, welche technischen Anwendungen für die PtG-Technologie wirtschaftlich erreichbar bzw. unerreichbar sein werden. Als Zielwert wurde ein Wert von 1.000 EUR/ kW_{el} bestimmt, für Elektrolyseure (Gesamtausgaben der Anlage) mit einer elektrischen Anschlussleistung im Intervall zwischen 150 kW_{el} und 250 kW_{el}.

4.4.2 Vergleich und Bewertung der verschiedenen Netzstrukturen und Ausbauoptionen

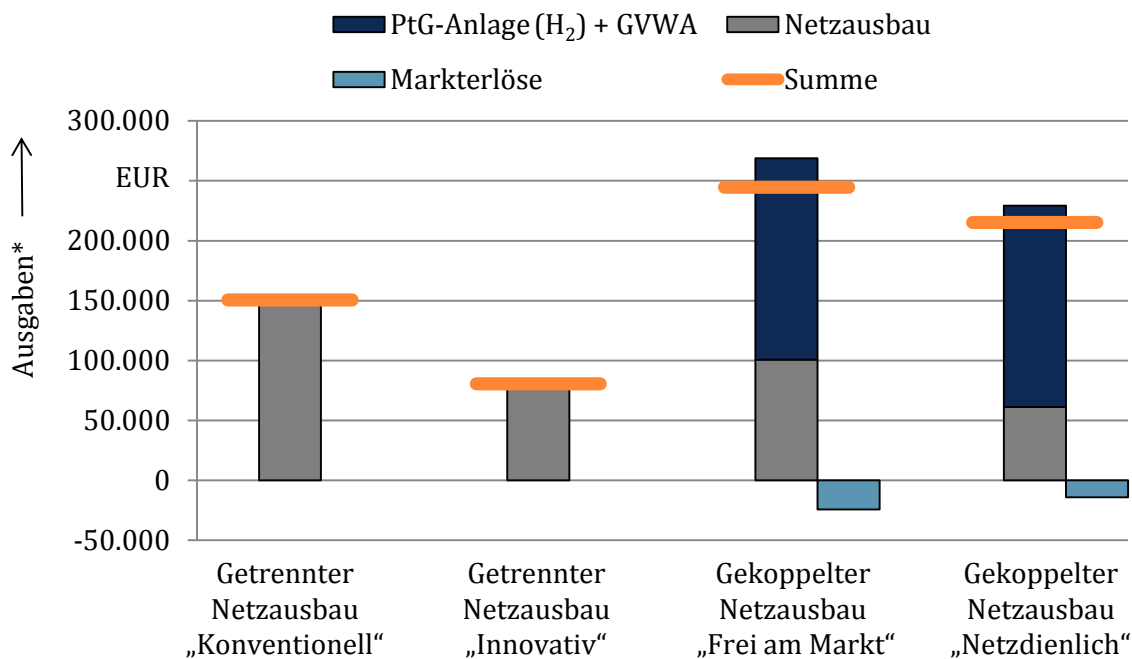
Für jedes der drei untersuchten Netzgebiete ist im Weiteren eine betriebswirtschaftliche Gesamtbewertung dargestellt. Diese basiert auf den zuvor ermittelten Investitionsbedarf für das jeweilige Stromnetz, den Investitionsmehrbedarf für das Gasnetzes der sich ggf. aus der Kopplung ergibt (Differenzbetrag), den Investitionsausgaben für die Errichtung der Kopplungselemente sowie den prognostizierten Einnahmen und Ausgaben aus den Betrieb der Kopplungselemente.

4.4.2.1. Ländliches Niederspannungsnetz Werlte

Für das ländliche Netzgebiet Werlte sind im Falle der Referenzvariante „Konventionell“ Ausgaben von über 150 TEUR erforderlich. Durch den Einsatz innovativer Betriebsmittel (Smart-Grid-System und regelbaren Ortsnetz-Transformators) lässt sich der Ausbaubedarf signifikant reduzieren auf ca. 81 TEUR.

Wird der gekoppelte Ausbau unter Einsatz der PtG-Anlage (H₂) in der Variante „Frei am Markt“ betrachtet, ist die Summe der Kapitalabflüsse mit ca. 250 TEUR deutlich ungünstiger, da die Investitionen für die PtG-Anlage (H₂) und die GVWA deutlich höher sind als die generierten Erlöse aus dem Betrieb (Bild 4.42).

Werden die Kopplungselemente „netzdienlich“ betrieben, sinken zwar die Betriebserlöse, allerdings ist die Gesamtsumme mit etwa 200 TEUR signifikant günstiger. Die Ursache dafür ist der deutlich geringere Netzausbaubedarf. Mehrausgaben auf Seiten des Gasnetzes fallen für die Kopplung dieser Netzgebiete nicht an.



*) Barwert 2018

Annahmen: PtG-Anlage (H₂) mit 150 kW_{el} für 1.000 EUR/kW_{el}
 Bivalente GVWA mit 35 kW_{el} für 485 EUR/kW_{el}

Bild 4.42: Ergebnisse für das ländliche Netzgebiet Werlte

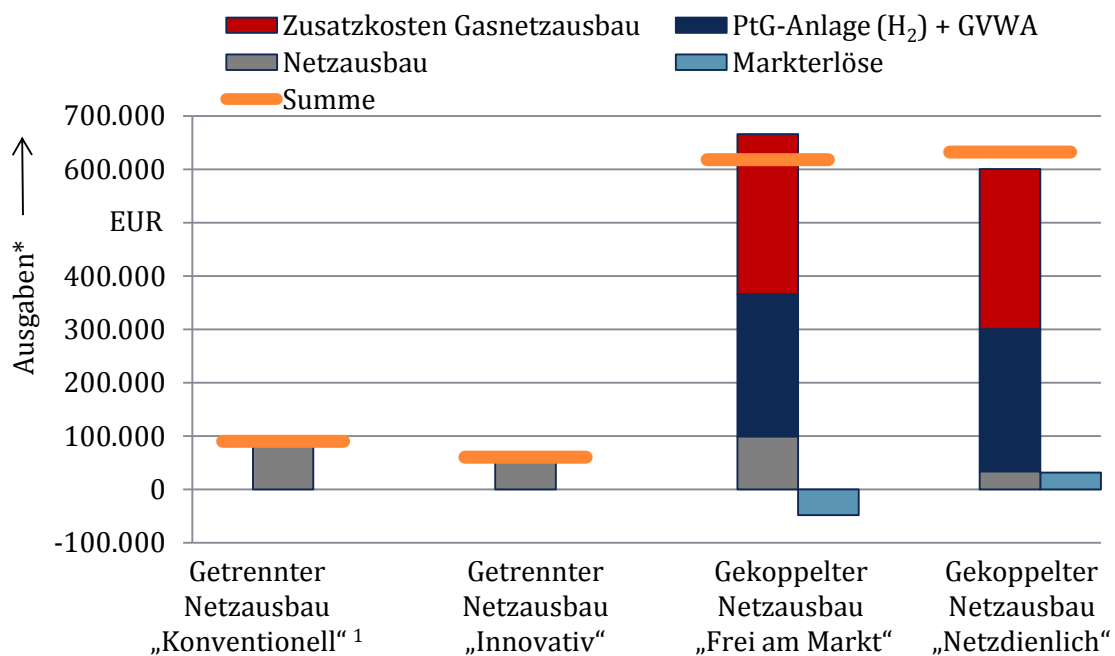
In Ergänzung zu dieser Betrachtung, sind in Abschnitt 4.4.2.4 die Ergebnisse einer erweiterten Betrachtung dargestellt, bei der die Auswirkungen durch die PtG-Anlage auf den Netzausbaubedarf der überlagerte MS-Ebene berücksichtigt wurde.

4.4.2.2. (Vor)städtisches Niederspannungsnetz Sögel

Die Analyse der Gesamtergebnisse für das (vor)städtische Netzgebiet in Sögel zeigt für die vier Ausbauoptionen ein ähnliches Bild: Die Variante „Innovativ“ ist die günstigste, der gekoppelte Ausbau ist mit dem höchsten Kapitalabfluss verbunden (Bild 4.43).

Folgende Spezifika sind für das (vor)städtische Netze festzustellen: Obwohl die Anzahl der angeschlossenen Kunden im Netzgebiet mit 39 höher ist (Werlte 12) sind die reinen Netzausbaukosten geringer. Die Ursachen liegen in der Ausgangstopologie des NS-Netzes (siehe 4.2.2.1). Die Ausgaben für die Errichtung der PtG-Anlage (H₂) sind ca. 65% höher als in

Werlte, da der Elektrolyseur aufgrund der hohen DEA-Kapazität eine Leistung von 250 kW_{el} aufweist. Hinzu kommt die für die Kopplung zusätzlich notwendige Investition von 300 TEUR in das Gasnetz. Obwohl die Ausgaben für die Verstärkung des elektrischen NS-Netzes bei der gekoppelten Variante „Netzdienlich“ am geringsten sind, ist dies die unwirtschaftlichste Variante. Dies liegt an den negativen Deckungsbeiträgen aus dem Anlagenbetrieb (siehe 4.3.1.3).



*) Barwert 2018

¹) Diese Variante betrachtet nur das erste Stützjahr

Annahmen: PtG-Anlage (H₂) mit 250 kW_{el} für 1.000 EUR/kW_{el}

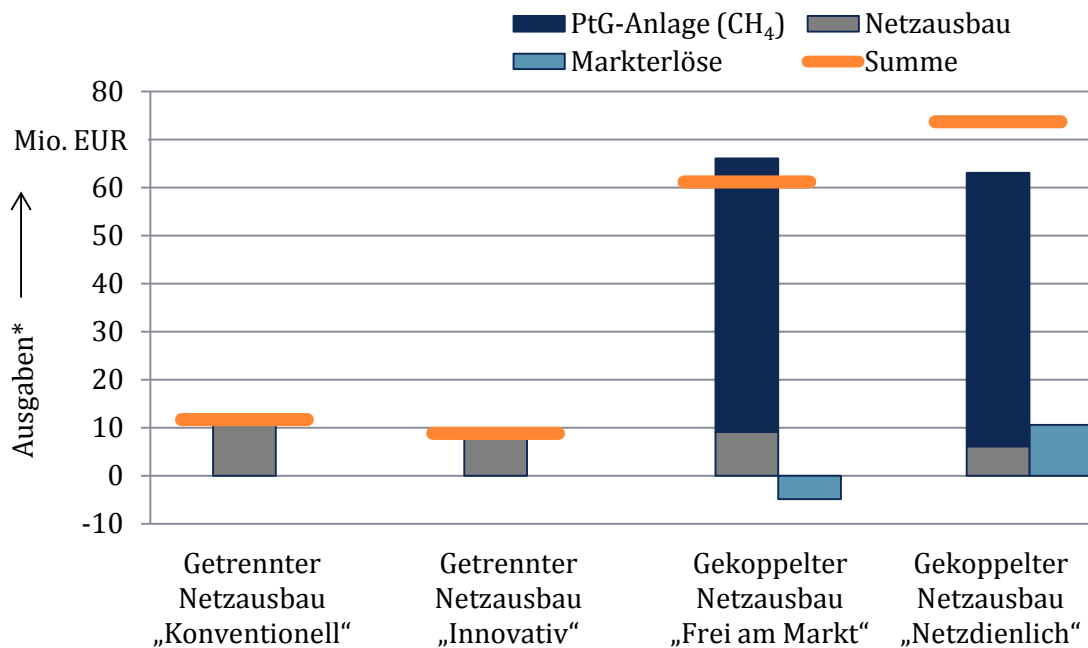
Bivalente GVWA mit 35 kW_{el} für 485 EUR/kW_{el}

Bild 4.43: Ergebnisse für das (vor)städtische Netzgebiet Sögel

4.4.2.3. Ländliches Mittelspannungsnetz Esterwegen

Bei der Betrachtung der Ergebnisse für das MS-Gebiet Esterwegen wird deutlich, dass der Investitionsbedarf in einer höheren Größenordnung liegt (zweistelliger Millionenbetrag in EUR). Ursache ist, dass ein MS-Gebiet sich geographisch über eine deutlich größere Fläche

erstreckt (Größenordnung 15 km x 15 km) als ein NS-Gebiet und auch die am Transformator auftretende elektrische Leistung eine deutlich anderen Größenordnung (100 MW) hat als die Leistung, die ein ONT transformieren muss (Bild 4.44).



*) Barwert 2018

Annahme: 4 PtG-Anlagen (CH₄) je 10 MW_{el} für 1.425 EUR/kW_{el}

Bild 4.44: Ergebnisse für das Netzgebiet Esterwegen¹⁰

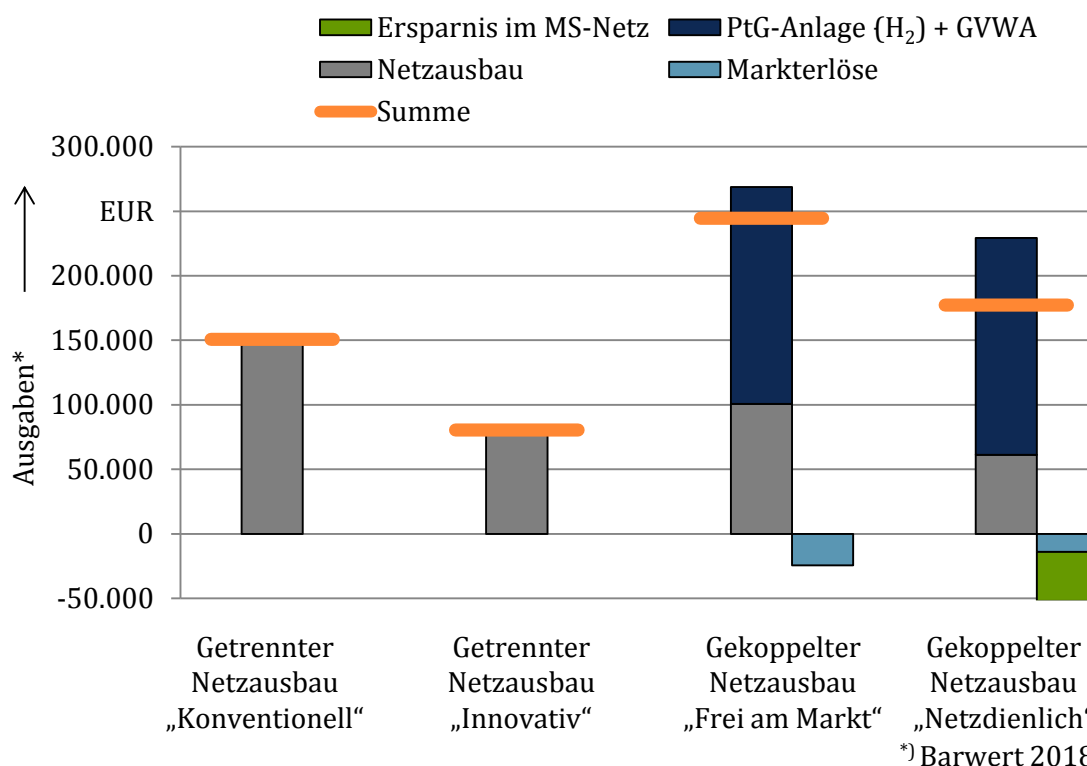
Bei den Ergebnissen für Esterwegen ist auffallend, dass bei den gekoppelten Varianten die Ausgaben für die Methanisierungsanlagen der dominierende Faktor sind. Dagegen sinken die Ausgaben für den Netzausbau (bei netzdienlichen Einsatz der PtG-Anlagen) nur auf 6,1 Mio. EUR, statt der 11,7 Mio. EUR, die bei einem getrennten Netzausbau mit konventionellen Betriebsmitteln anfallen. Da die Deckungsbeiträge durch den Betrieb keinen wesentlichen Beitrag liefern können, bzw. in der Variante „Netzdienlich“ sogar negativ sind, ist

¹⁰ Die spezifischen Herstellungskosten für das Investitionsjahr 2018 werden auf Basis der Angaben in Tabelle 3.7 interpoliert.

in Summe der gekoppelte Ausbau mit über 60 Mio. EUR signifikant teurer als der getrennte Ausbau mit 8,8 Mio. EUR in der Variante „Innovativ“.

4.4.2.4. Ländliches Niederspannungsnetz Werlte unter Berücksichtigung der überlagerten Netzebene

In diesen Abschnitt ist eine erweiterte Betrachtung für das NS-Gebiet Werlte dargestellt. Hintergrund: Durch den netzdienlichen Betrieb der PtG-Anlage im NS-Netz verringert sich die maximale Leistung, die in das überlagerte MS-Netz eingespeist wird (Rückspeisefall). Dadurch reduziert sich der Netzausbaubedarf in diesem Netz (20-kV-Ebene). Um den Einfluss zu quantifizieren, wird eine weitere Überplanung für das MS-Netz Esterwegen vorgenommen. Dabei wird angenommen, dass sich an allen ONS die maximale Leistung verringert, da Sie über einen entsprechenden Speicher verfügen, wie z. B. eine PtG-Anlage. Ob die tatsächliche Aufnahmefähigkeit des Gasnetzes für eine entsprechende Anzahl an PtG-Anlagen ausreichend ist, oder andere Speichertechnologien eingesetzt werden müssten, wäre für eine konkrete Umsetzung weiter zu prüfen. Anschließend wird der dadurch eingesparte Netzausbaubedarf auf alle ONS gleichmäßig aufgeteilt und der Betrag diesen Netzen bilanziell zugerechnet. Das daraus abgeleitete Ergebnis für Werlte ist in Bild 4.45 dargestellt.



Annahmen: PtG-Anlage (H₂) mit 150 kW_{el} für 1.000 EUR/kW_{el}
 Bivalente GVWA mit 35 kW_{el} für 485 EUR/kW_{el}

Bild 4.45: Ergebnisse für das Netzgebiet Werlte unter Berücksichtigung der überlagerten Netzebene

Als Folge verbessert sich die Wirtschaftlichkeit der Variante „Netzdienlich“. Die Ausgaben des gekoppelte Ausbaus liegen (im Rahmen der Prognosegenauigkeit dieser Studie) auf dem Niveau des konventionellen Ausbaus.

4.5 Sensitivitätsanalysen

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen vorgestellt. Wie in Kapitel 2.3.2 beschrieben, stellt die Simulation einer regionalen Versorgung eine Sensitivität dar. In dieser wird die weitestgehend autarke Versorgung des Netzgebietes mit elektrischer Energie angestrebt. Weiterhin hat sich in den bisherigen Untersuchungen gezeigt, dass insbesondere in den Stützjahren 2023 und 2033 keine signifikanten Erlöse durch die PtG-

Anlagen am Markt erzielt werden können. Daher wird in einer zweiten Sensitivität ein verbessertes Marktumfeld für PtG untersucht.

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen werden anhand des Netzgebietes Werlte vorgestellt. In diesem Netzgebiet konnte aufgrund der Topologie das beste Resultat für die Kopplung des Strom- und Gasnetzes erzielt werden.

4.5.1 Regionales System

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse zum Anlageneinsatzkonzept „Regionales System“ beschrieben. Wie in Kapitel 2.3.2 bereits erläutert wurde, werden bei diesem Anlageneinsatzkonzept für dezentrale, lokale Märkte die Anlagen nicht in Abhängigkeit der Großhandelsmarktpreise für elektrische Energie und Reserve, sondern zur Deckung der lokalen Last und des lokalen Reservebedarfs¹¹ eingesetzt. Dabei wird eine weitestgehend autarke Versorgung des lokalen Netzgebietes angestrebt.

Die flexiblen DEA wie Biogas-BHKW oder KWK-Anlagen werden im „regionalen System“ stets so eingesetzt, dass die lokale Last möglichst in jeder Stunde des Jahres durch lokal vorhandene DEA gedeckt werden kann. Somit kann eine weitestgehend autarke Versorgung erreicht werden. EE-Anlagen, wie z. B. PV-Anlagen, sind nicht flexibel einsetzbar und speisen deshalb abhängig vom Primärenergiedargebot ein. Übersteigt die Einspeisung die lokale Last, wird der Überschuss an die vorgelagerte Netzebene abgegeben. Ist die lokale DEA-Einspeisung zur Lastdeckung nicht ausreichend, so kann über die vorgelagerte Netzebene die benötigte Energie bezogen werden. Der Netzbezug dient aber nur als Backup-Lösung, da der

¹¹ Ein lokaler Reservebedarf und die Deckung dessen durch DEA im lokalen Netzgebiet wird nur für das MS-Netzgebiet Esterwegen betrachtet. Die NS-Netzgebiete Werlte und Sögel sind flächenmäßig so klein, dass eine Vorhaltung lokaler Reserve auch in einem Anlageneinsatzkonzept für dezentrale, lokale Märkte hier nicht sinnvoll erscheint.

Anlageneinsatz so optimiert wird, dass die Last nach Möglichkeit ausschließlich mit lokalen DEA gedeckt wird.

Aufgrund der relativ hohen Leistung des vorhandenen Biogas-BHKW im Vergleich zur Last kann in Werlte die Nachfrage in jeder Stunde des Jahres durch die lokalen DEA gedeckt werden. Für die entsprechend der zur Verfügung stehenden Primärenergiemenge zusätzliche Stromerzeugung des Biogas-BHKW wird dabei ein Volllastbetrieb in möglichst vielen Stunden angestrebt, da bei diesem der Wirkungsgrad am höchsten ist. Insgesamt kommt es dadurch in jeder Stunde des Jahres mindestens zu einer lokalen Einspeisung in Höhe der Last, in den meisten Stunden fällt die lokale Einspeisung jedoch noch wesentlich höher aus (vgl. Bild 4.46).

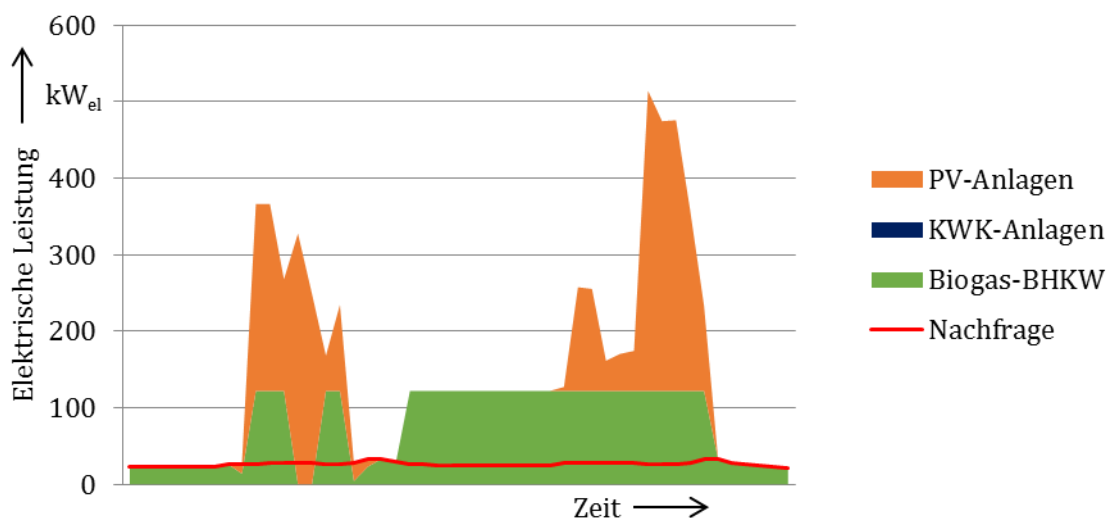


Bild 4.46: Exemplarischer Fahrplan der DEA in Werlte (01.03.2050 - 02.03.2050) (regionales System)

Ein weiterer Effekt, der durch das „regionale System“ auftritt, betrifft die KWK-Anlagen. Eine kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme lohnt sich aufgrund der ganzjährigen Überspeisung des Netzgebietes bei diesem Anlageneinsatzkonzept nicht, da die elektrische Last stets auch ohne Einsatz der KWK-Anlagen lokal gedeckt werden kann. Eine Überspeisung des Netzgebietes generiert keinen zusätzlichen Nutzen in der Zielfunktion. Deshalb werden die KWK-Anlagen nur in den Stunden des Jahres eingesetzt, in welchen die thermische Last

nicht allein vom Spitzenlast-Brennwertkessel¹² gedeckt werden kann. Normalerweise, wie exemplarisch in Bild 4.47 dargestellt ist, wird die thermische Last jedoch vollständig vom Spitzenlast-Brennwertkessel gedeckt, da dieser, rein auf die thermische Erzeugung bezogen, im Betrieb günstiger ist.

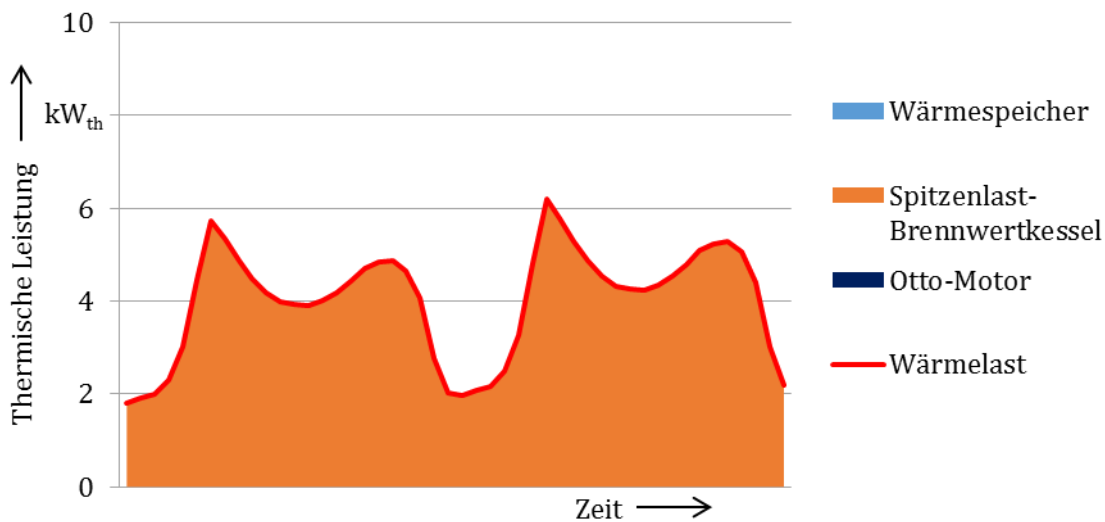


Bild 4.47: Exemplarische Fahrweise einer KWK-Anlage (01.03.2050 - 02.03.2050) (regionales System)

Wie Bild 4.48 entnommen werden kann, fällt die Jahresenergiebilanz im „regionalen System“ im Vergleich zum „integrierten System“ grundsätzlich ähnlich aus. Auch hier übersteigt die jährliche Erzeugung aus DEA die Nachfrage deutlich. Aufgrund der nur sehr selten laufenden KWK-Anlagen fallen die lokalen Überschüsse jedoch insgesamt etwas geringer aus.

¹² Der Spitzenlast-Brennwertkessel wird im „integrierten System“ zur Deckung der thermischen Lastspitzen eingesetzt. Daher resultiert auch die Bezeichnung „Spitzenlast-Brennwertkessel“. Im „regionalen System“ fungiert er hingegen als primärer Wärmeerzeuger, während die zugehörige KWK-Anlage aufgrund der Unwirtschaftlichkeit nur zur Deckung von thermischen Lastspitzen eingesetzt wird.

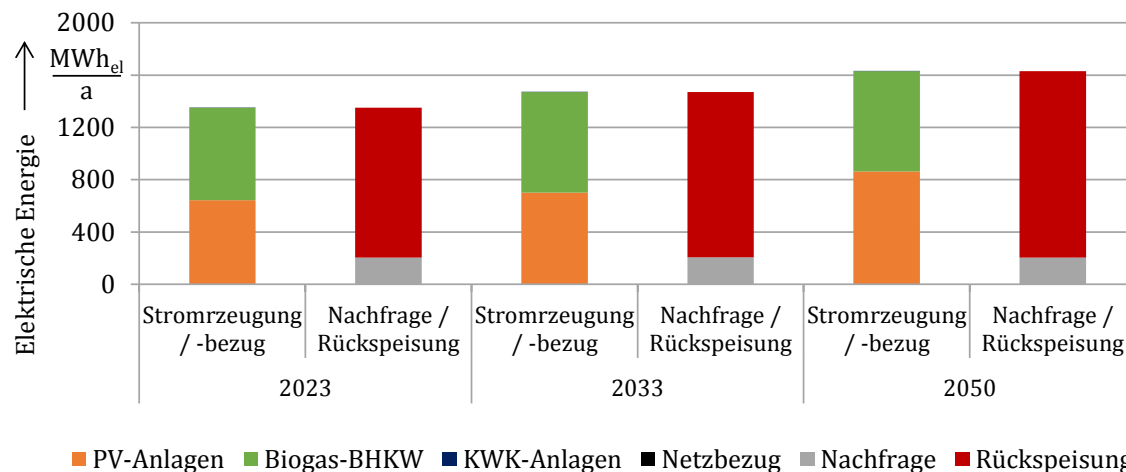


Bild 4.48: Jahresbilanz für Stromerzeugung und Nachfrage nach elektrischer Energie in Werlte (regionales System)

Entsprechend ist die maximal auftretende DEA-Einspeisung bzw. Rückspeisung sowie das Verhältnis dieser zur maximalen Last insbesondere in den späteren Stützjahren etwas geringer als im „integrierten System“ (vgl. Tabelle 4.33). Die zukünftige Belastung des Verteilungsnetzes ist somit geringer, wodurch ein etwas niedrigerer Netzausbaubedarf zu erwarten ist.

Tabelle 4.33: Maximale DEA-Einspeisung, Last und Rückspeisung in Werlte (regionales System)

	2023	2033	2050
Max. DEA-Einspeisung [kW _{el}]	670,0	727,4	872,3
Max. Verbraucherlast [kW _{el}]	35,1	40,8	46,5
Max. Rückspeisung ¹³ [kW _{el}]	646,8	704,3	849,3

Insgesamt führt die hohe Einspeisung aus DEA auch im „regionalen System“ zu einem signifikanten Netzausbaubedarf. Zur Vermeidung des Netzausbaus, ohne EE-Anlagen abschalten zu müssen, ist eine lokale Aufnahme von überschüssiger Leistung notwendig. Dies wird im gekoppelten Szenario durch die steuerbaren Kopplungselemente PtG-Anlage und GVWA ermöglicht. Analog zum „integrierten System“ werden die Kopplungselemente wie in Tabelle 4.34 dargestellt dimensioniert, wobei die PtG-Anlage auch hier eine reine Elektrolyse-Anlage ist.

Tabelle 4.34: Entwicklung der Leistung der Kopplungselemente im Netzgebiet Werlte (regionales System)

	2023	2033	2050
PtG [kW _{el}]	250	250	350
GVWA [kW _{el}]	35	30	20

¹³ Maximale DEA-Einspeisung und maximale Verbraucherlast treten in der Regel nicht gleichzeitig auf. Deshalb ist die maximale Rückspeisung nicht genau gleich der Differenz aus maximaler DEA-Einspeisung und maximaler Verbraucherlast.

Aus den Anlageneinsatzsimulationen mit und ohne Berücksichtigung der Kopplungselemente ergeben sich für das Netzgebiet Werlte im „regionalen System“ die elektrischen Energiebilanzen für die verschiedenen Stützjahre, welche in Tabelle 4.35 zu sehen sind.

Tabelle 4.35: Elektrische Energiebilanz für Werlte mit und ohne Kopplungselemente (regionales System)

	2023		2033		2050	
	Ohne Kopplung	Mit Kopplung	Ohne Kopplung	Mit Kopplung	Ohne Kopplung	Mit Kopplung
DEA-Stromerzeugung [MWh/a]	1.352	1.352	1.471	1.471	1.631	1.631
Netzbezug [MWh/a]	0	0	0	0	0	0
Lokale Nachfrage [MWh/a]	-204	-204	-207	-209	-204	-205
Rückspeisung [MWh/a]	-1.148	-212	-1.264	-255	-1.427	-389
Stromaufnahme GVWA [MWh/a]	-	-96	-	-80	-	-45
Stromaufnahme PtG [MWh/a]	-	-840	-	-927	-	-992

Zunächst lässt sich festhalten, dass die jährliche DEA-Stromerzeugung sowie die jährliche lokale Nachfrage nach elektrischer Energie durch die Kopplungselemente (fast) nicht beeinflusst werden. Im Gegensatz zum „integrierten System“ werden die Kopplungselemente jedoch in allen Stützjahren mit einer hohen Volllaststundenzahl eingesetzt, da im Anlageneinsatzkonzept „regionales System“ lokale Überschüsse elektrischer Energie nur zum „Nulltarif“ in die vorgelagerte Netzebene zurückgespeist werden können. Somit können die

Kopplungselemente in jeder Stunde, in der lokale Überschüsse auftreten, einen positiven Deckungsbeitrag generieren, indem sie den „kostenlosen“ Strom beziehen und Gas erzeugen, welches zum Gasabsatzpreis verkauft werden kann. Dies lässt sich durch eine Betrachtung des konkreten Einsatzes der Kopplungselemente veranschaulichen. Beispielhaft sind in Bild 4.49 der Fahrplan der Kopplungselemente sowie Leistungen der PVA, Biogas-BHKW und KWK-Anlagen sowie die Trafo-Leistung für die ersten beiden Tage im März des Stützjahres 2050 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass sich durch die Kopplungselemente auch der Anlageneinsatz des flexibel einsetzbaren Biogas-BHKW verändert (vgl. Bild 4.46 und Bild 4.49). Zuvor von dem Biogas-BHKW erzeugte Energiemengen, die zu Überschüssen geführt haben, werden nun soweit wie möglich in Stunden verschoben, in denen die Kopplungselemente noch zusätzliche Energie aufnehmen können, um so einen Deckungsbeitrag zu generieren. Aus energetischen Gründen sollte in der Praxis selbstverständlich das Biogas in diesen Stunden direkt ins Gasnetz eingespeist werden. Wie ebenso in Bild 4.49 zu erkennen ist, wirkt sich der Einsatz von PtG-Anlage und GVWA somit auch entsprechend auf die Rückspeisung aus dem Netzgebiet Werlte aus. Diese wird in allen drei Stützjahren signifikant reduziert. Eine Rückspeisung in die vorgelagerte Netzebene findet nur noch dann statt, wenn die Überspeisung im Netzgebiet die maximal verfügbare Leistung der Kopplungselemente übersteigt.

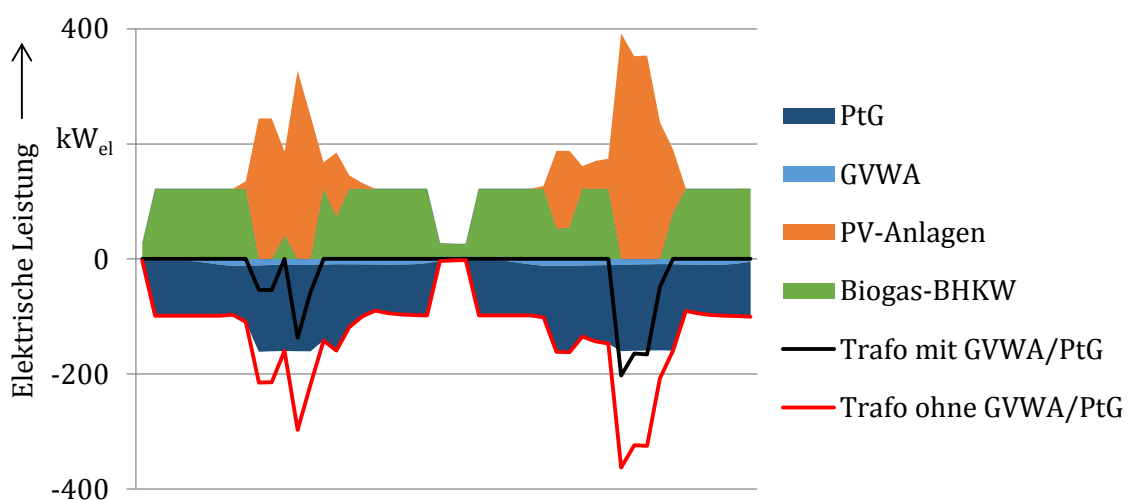


Bild 4.49: Exemplarischer Fahrplan der Kopplungselemente in Werlte (01.03.2050 - 02.03.2050) (regionales System)

Durch das Anlageneinsatzkonzept „regionales System“ bedingt korreliert der Anlageneinsatz der Kopplungselemente mit der DEA-Einspeisung, und insbesondere mit der PV-Einspeisung. Somit wird durch Einsatz der Kopplungselemente inhärent eine Entlastung des Netzes erreicht. Trotzdem können auch im „regionalen System“ Spannungshaltungsprobleme durch Einsatz der Kopplungselemente mit zu hoher Leistung entstehen. Deshalb müssen auch hier für einen „netzdienlichen Betrieb“ bestimmte zusätzliche Netzrestriktionen im Anlageneinsatz der Kopplungselemente berücksichtigt werden, wenngleich diese wesentlich weniger restriktiv sind als im „integrierten System“. Eine vollständig netzdienliche Fahrweise der Kopplungselemente erfordert auch im „regionalen System“ eine Orientierung des Betriebs anhand der lokalen DEA-Einspeisung. Bei hoher DEA-Einspeisung müssen PtG-Anlage bzw. GVWA in Betrieb sein, was durch das Anlageneinsatzkonzept „regionales System“ automatisch bedingt wird. Umgekehrt darf der Strombezug der Kopplungselemente bei verhältnismäßig niedriger DEA-Einspeisung nicht zu hoch ausfallen. Diese Netzrestriktion muss im netzdienlichen Fall berücksichtigt werden. Somit ergibt sich, analog zum „integrierten System“, ein zulässiger Leistungskorridor für den zulässigen Betriebsbereich der Kopplungselemente in Abhängigkeit der DEA-Einspeisung. Bild 4.50 zeigt den Einsatz der Kopplungselemente für das Stützjahr 2033 mit und ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen.

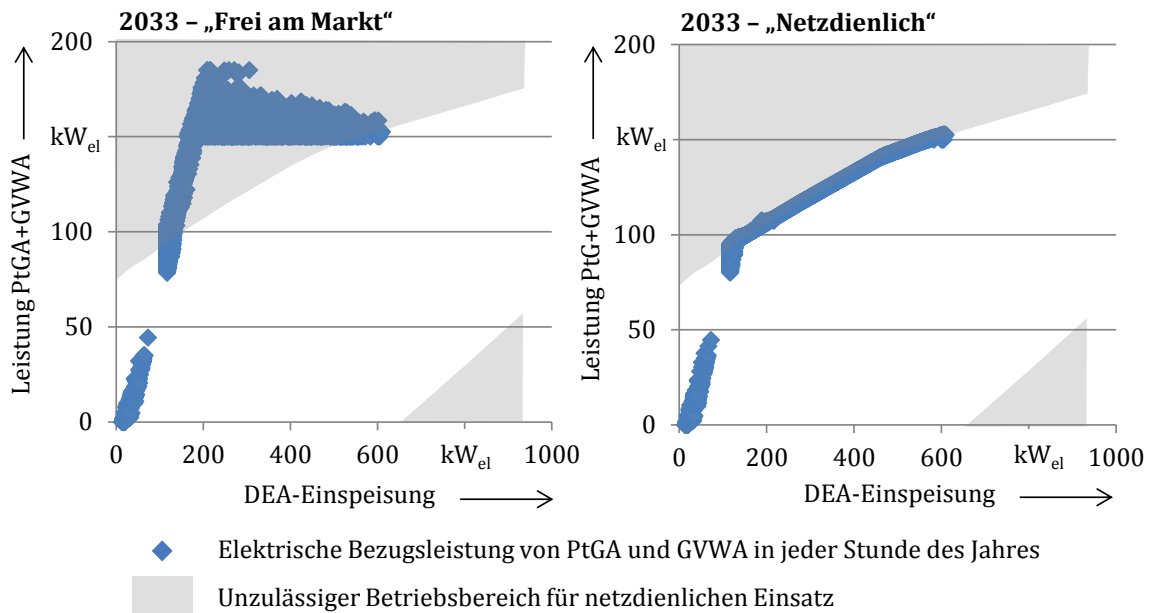


Bild 4.50: Einsatz der Kopplungselemente „Frei am Markt“¹⁴ und „Netzdienlich“ (Werlte 2033 – regionales System)

In der Variante „Frei am Markt“¹⁴ liegen viele Betriebspunkte der Kopplungselemente oberhalb des zulässigen Korridors. Durch die Berücksichtigung von Netzrestriktionen beim Anlagenbetrieb in der Variante „Netzdienlich“ wird eine Fahrweise der Kopplungselemente erreicht, die sicherstellt, dass keine kritischen Netzzustände entstehen. Es zeigt sich, dass in der netzdienlichen Variante die Kopplungselemente häufig in ihrer Leistung reduziert werden müssen. Im Gegensatz zum „integrierten System“ sind im „regionalen System“ jedoch keine

¹⁴ Mit „frei am Markt“ ist im „regionalen System“ nur gemeint, dass beim Einsatz der Kopplungselemente keine Netzrestriktionen berücksichtigt werden. Das heißt die Kopplungselemente werden so eingesetzt, dass die Last soweit wie möglich lokal gedeckt wird (ohne Netzbezug) und bei Überschüssen an lokaler Stromerzeugung so viel wie möglich im Gasnetz gespeichert wird, auch wenn dabei gegebenenfalls Spannungsbandprobleme auftreten. Mit „Markt“ ist jedoch auf keinen Fall der Großhandelsmarkt für elektrische Energie und Reserve gemeint, welcher im „integrierten System“ betrachtet wird.

Zwangseinsätze mit Mindestleistung erforderlich, welche einen unwirtschaftlichen Betrieb der Kopplungselemente erzwingen und somit die über ein Jahr am Markt zu erlösenden Deckungsbeiträge durch negative Deckungsbeiträge in diesen Stunden besonders stark mindern. Die Volllaststunden sinken durch Berücksichtigung der Netzrestriktionen jedoch auch im „regionalen System“, was zu einer Reduzierung der Deckungsbeiträge am Markt¹⁵ führt.

Der durch den Einsatz am Markt erwirtschaftete Deckungsbeitrag resultiert im „regionalen System“ aus dem Preis für Erdgas multipliziert mit der erzeugten Gasmenge. Für den Strombezug fallen keine Kosten an, da nur Überschussstrom zum „Nulltarif“ durch die Kopplungselemente bezogen wird. In Bild 4.51 ist die Entwicklung der Volllaststunden sowie der in den Stützjahren erwirtschaftete Deckungsbeitrag für die Kopplungselemente PtG- und GVW-Anlage im Netzgebiet Werlte zu sehen.

¹⁵ Im „regionalen System“ existiert kein „Markt“ im Sinne des Großhandelsmarktes für elektrische Energie und Reserve. Es wird angenommen, dass den Kopplungselementen keine Kosten für den Bezug von elektrischer Energie entstehen, da nur Überschussstrom verwendet wird. Deshalb sind die Deckungsbeiträge im „regionalen System“ nicht mit den Deckungsbeiträgen aus dem „integrierten System“ zu vergleichen.

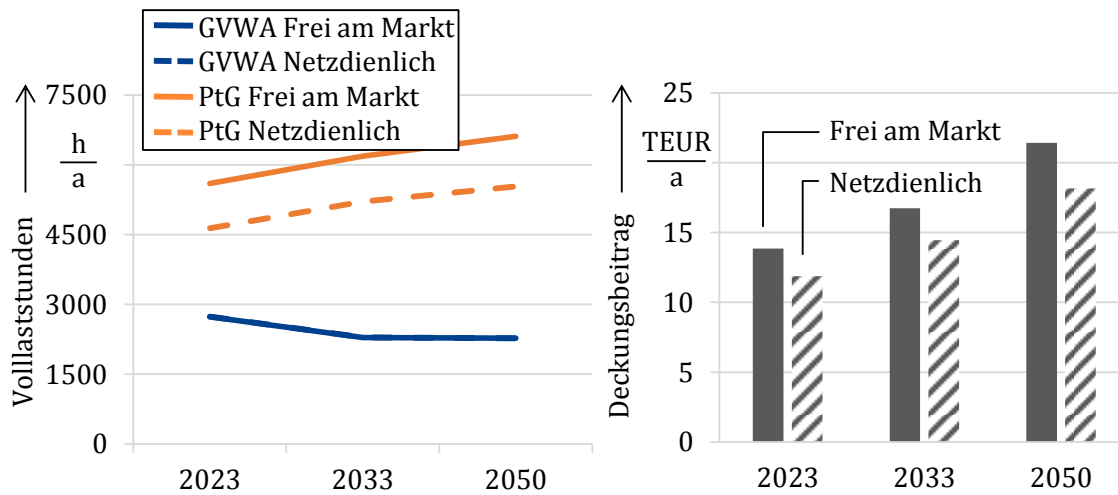


Bild 4.51: Volllaststunden und Deckungsbeiträge der Kopplungselemente für Werlte (regionales System)

Wie bereits in der elektrischen Energiebilanz für Werlte zu sehen, nimmt der Einsatz und somit die Volllaststundenzahl der PtG-Anlage in den betrachteten Stützjahren zu, da die Einspeisungen aus DEA ansteigen und somit mehr Überschussstrom für die PtG-Anlage zur Verfügung steht. Die Volllaststundenzahl der GVWA geht geringfügig zurück. Dies liegt am geringeren Gasabsatz und den daraus geringeren Potenzialen für den Einsatz der GVWA. Insgesamt ergibt sich hieraus, dass der Deckungsbeitrag von PtG-Anlage und GVWA bei Einsatz „frei am Markt“ von etwa 13.800 EUR/a in 2023 auf über 21.400 EUR/a in 2050 ansteigt. Bei „netzdienlicher“ Fahrweise ergeben sich entsprechende Abschläge auf die Deckungsbeiträge in Höhe von etwa 2.000 EUR/a bis 3.000 EUR/a.

Wie bereits erwähnt, reduziert sich im „regionalen System“ aufgrund der stärkeren Orientierung der Einspeisung an der lokalen Nachfrage die Belastung des Netzes gegenüber dem „integrierten System“ inhärent. Dies zeigt sich auch bei den in Tabelle 4.36 dargestellten notwendigen Netzausbaumaßnahmen für die Einsatzkonzepte „Frei am Markt“ (Variante 5) und „Netzdienlich“ (Variante 6).

Tabelle 4.36: Netzausbaumaßnahmen der gekoppelten Zielnetzplanung der Varianten des regionalen Systems für Werlte

	Variante 5: Gekoppelter Ausbau, regional „Frei am Markt“	Variante 6: Gekoppelter Ausbau, regional „Netzdienlich“
2023	<ul style="list-style-type: none"> - Smart-Grid-System zur Steuerung der PtG-Anlagen - Transformator ersetzen durch rONT (800 kVA) - 270 m Kabel - 270 m Trasse 	<ul style="list-style-type: none"> - Smart-Grid-System zur Steuerung der PtG-Anlagen - Transformator ersetzen durch rONT (800 kVA) - 6 m Kabel - 6 m Trasse
2033	<ul style="list-style-type: none"> - 250 m Kabel - 250 m Trasse 	<ul style="list-style-type: none"> - 250 m Kabel - 250 m Trasse
2050	<ul style="list-style-type: none"> - 305 m Kabel - 305 m Trasse 	<ul style="list-style-type: none"> - 176 m Kabel - 176 m Trasse

Im Vergleich zum integrierten System (siehe Tabelle 4.24) müssen insbesondere im ersten Stützjahr deutlich weniger Kabel verbaut werden und die zusätzliche ONS im Stützjahr 2050 kann entfallen. Dementsprechend fallen die in Tabelle 4.37 zu sehenden erforderlichen abgezinste Investitionen mit ca. 68 TEUR in Variante 5 und ca. 55 TEUR in Variante 6 geringer aus als im „integrierten System“. Gerade im Einsatzkonzept „Frei am Markt“ kann eine hohe Reduktion der Kosten um 32,7% erzielt werden.

Tabelle 4.37: Investitionen der gekoppelten Zielnetzplanung der Varianten des regionalen Systems für Werlte

Barwerte 2018: [EUR]	2023	2033	2050	Gesamt
Variante 5 Gekoppelter Ausbau, regional, „Frei am Markt“	56.639	5.586	2.584	67.796
Variante 6 Gekoppelter Ausbau, regional, „Netzdienlich“	45.066	5.586	1.641	55.282

Insgesamt lässt sich festhalten, dass sich durch die Kopplung von Strom- und Gasnetzen für das betrachtete Netzgebiet Werlte im „regionalen System“ ein höherer Mehrwert als im „integrierten System“ erzielen lässt. Diese Aussage lässt sich auch auf die Netzgebiete in Sögel und Esterwegen übertragen. Der Grund ist, dass in Netzgebieten, die sich möglichst autark versorgen wollen und eine hohe installierte Leistung an DEA aufweisen, in vielen Stunden „kostenfreie“ überschüssige Energie zur Verfügung steht. Weiterhin werden die Anlagen mehr entsprechend der lokalen Nachfrage eingesetzt und entlasten somit das Stromnetz. Auf Basis der durchgeführten Untersuchungen kann allerdings keine generelle Bewertung des „regionalen Systems“ gegenüber dem „integrierten System“ abgeleitet werden. Hierzu ist eine Berücksichtigung aller Kosten sowie weiterer Faktoren für beide Systeme notwendig.

4.5.2 Verbessertes Marktumfeld für Power-to-Gas

In den bisherigen Untersuchungen hat sich gezeigt, dass PtG-Anlagen durch Deckungsbeiträge am Markt keinen ausreichenden Beitrag für eine Wirtschaftlichkeit generieren können. Insbesondere in den Stützjahren 2023 und 2033 werden aufgrund des häufig zu geringen Spreads zwischen Strom- und Gaspreisen nur jährliche Volllaststunden von unter 300 erreicht. Langfristig werden (Langzeit-)Speicher in Deutschland bei einer hohen Durchdringung mit Erneuerbaren Energien zur Speicherung überschüssiger Stromerzeugung benötigt [3]. Um die bis dahin erforderliche Kostendegression von Langzeitspeichern zu

erreichen, ist eine Förderung von PtG denkbar. Somit könnten die Anzahl von PtG-Anlagen erhöht und Kostensenkungspotenziale, z. B. durch Serienfertigung, gehoben werden. In diesem Kapitel soll daher der Einfluss einer möglichen Förderung von PtG auf die Ergebnisse der Studie untersucht werden.

Für eine Förderung von PtG sind grundsätzlich drei Ansätze denkbar:

- Investitionskostenzuschuss
- Abgabenbefreiung für den Bezug elektrischer Energie
- Bonus auf den Gasabsatzpreis

Ein Investitionskostenzuschuss hat keine Auswirkungen auf den Anlageneinsatz und ist hinsichtlich der Unsicherheit zukünftiger Investitionskosten schwer zu parametrieren. Die Befreiung von Abgaben wird bereits im Basisfall ohne eine Förderung angenommen (siehe Abschnitt 2.3.2). Deshalb wird in der Sensitivitätsuntersuchung ein Bonus auf den Gasabsatzpreis betrachtet. Durch einen höheren Absatzpreis für das erzeugte Gas erhöhen sich die Volllaststunden von PtG-Anlagen und die Wirtschaftlichkeit wird verbessert. Im Rahmen dieser Sensitivitätsuntersuchung wird davon ausgegangen, dass durch die PtG-Anlagen „grünes Gas“ erzeugt wird. Somit kann das Gas CO₂-neutral verbrannt werden und kann je nach Marktdesign aufgrund der Einsparung von CO₂-Zertifikaten eine höhere Anlegbarkeit als Erdgas haben. Für den Gasabsatz ohne Bonus ergibt sich entsprechend der Brennstoff- und Zertifikatskosten (siehe Kapitel 3.4) in den Stützjahren ein Absatzpreis von 31,40 EUR/MWh_{th} (2023), 36,00 EUR/MWh_{th} bzw. 48,40 EUR/MWh_{th} (2050).

Im ersten Schritt ist der Bonus auf den Gasabsatzpreis zu parametrieren. Die relevanten Randbedingungen für die Parametrierung sind, dass durch den Bonus eine Wirtschaftlichkeit der Anlagen am Markt erreicht werden kann, aber gleichzeitig keine Überförderung stattfindet. Daher wird die Höhe des Bonus so festgelegt, dass die bisher wirtschaftlichste PtG-Technologie (Elektrolyse) mit dem Bonus durch Erlöse am Markt gerade einen positiven Barwert erreicht. Da sich mit dieser Methodik für aktuelle Anlagen ein sehr hoher notwendiger Bonus ergibt, wird der positive Barwert für eine Investition im Jahr 2033

angesetzt. Weiterhin sollte der Bonus zu einem Anlageneinsatz führen, welcher mit der Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien korreliert und somit der Fahrweise für die langfristig angestrebte Integration von überschüssiger Energie entspricht.

Um eine Korrelation des PtG-Einsatzes mit der Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien zu gewährleisten, wird ein zeitabhängiger Bonus gewählt. Dieser wird nur in den Stunden gewährt, in denen die eingespeiste Windenergie- und PV-Leistung den in Tabelle 4.38 angegebenen Anteil an der deutschlandweiten Nachfrage nach elektrischer Energie überschreitet.

Tabelle 4.38: Bedingungen zu Gewährung des Bonus auf den Gasabsatzpreis

	2023	2033	2050
Anteil von Windenergie- und PV- Leistung an der Last	≥ 45%	≥ 60%	≥ 80%

Die prozentualen Werte indizieren eine überdurchschnittliche Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen und orientieren sich an den im Koalitionsvertrag [31] und Energiekonzept [32] festgeschriebenen Zielanteilen Erneuerbarer Energien. Mit den genannten Werten ergeben sich für alle drei Stützjahre etwa 3.500 Stunden pro Jahr, in denen der Bonus gewährt wird.

Für die Höhe des Bonus auf den Gasabsatzpreis, welcher für einen positiven Barwert notwendig ist, ergibt sich die in Bild 4.52 dargestellte Entwicklung. Die resultierenden Volllaststunden der PtG-Anlage in den Stützjahren 2033 und 2050 von etwa 3.200 h/a werden auch für die Parametrierung des Bonus im Stützjahr 2023 herangezogen.

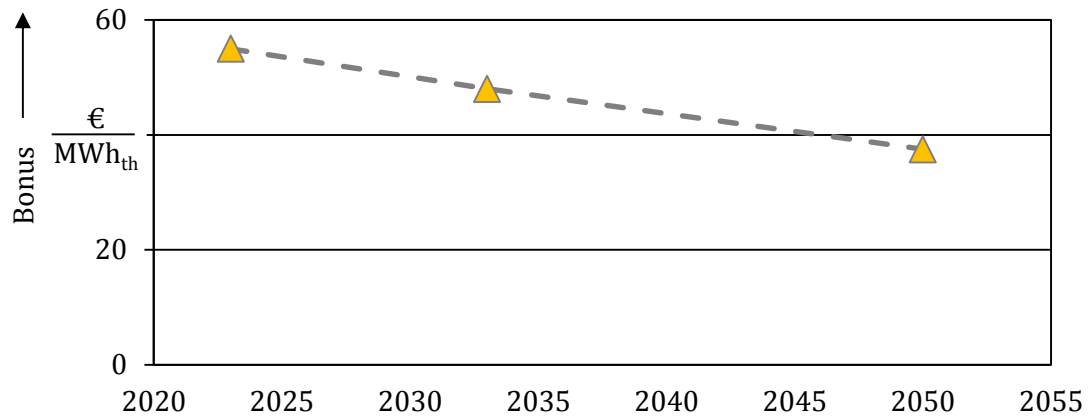


Bild 4.52: Entwicklung des Bonus auf den Gasabsatzpreis¹⁶

Es zeigt sich ein näherungsweise lineares Absinken des Bonus von 55,00 EUR/MWh_{th} in 2023 auf 37,50 EUR/MWh_{th} in 2050. Die Höhe des Bonus entspricht zwar zu Beginn im Stützjahr 2023 etwas mehr als dem doppeltem des Gasgroßhandelspreises im zugrunde liegenden Szenario, doch ist er im Verhältnis deutlich geringer als beispielsweise die Förderung der Photovoltaik bei Start des EEG.

Nach der Auswahl und der Parametrierung des Bonus im Rahmen eines möglichen Förderregimes werden nun die Auswirkungen auf den Anlageneinsatz und die Wirtschaftlichkeit von PtG-Anlagen anhand des Netzgebietes Werlde untersucht. Die resultierende elektrische Energiebilanz für die drei betrachteten Stützjahre ist in Tabelle 4.39 zu sehen. Der Basisfall entspricht der Bilanz mit Kopplungselementen aus Tabelle 4.21.

¹⁶ Annahmen: Investitionskosten Elektrolyse: 1.000 EUR/kW_{el}; Zinssatz: 5,88%; Lebensdauer der Anlage: 20 Jahre

Tabelle 4.39: Vergleich der elektrischen Energiebilanz für Werlte im Basisfall und mit Bonus

	2023		2033		2050	
	Basisfall	Mit Förderung	Basisfall	Mit Förderung	Basisfall	Mit Förderung
DEA-Stromerzeugung [MWh/a]	1.477	1.477	1.585	1.585	2.273	2.273
Netzbezug [MWh/a]	12	203	28	198	142	203
Lokale Nachfrage [MWh/a]	-204	-204	-207	-207	-204	-204
Rückspeisung [MWh/a]	-1.279	-984	-1.372	-1.093	-1.998	-1.782
Stromaufnahme GVWA [MWh/a]	-0,4	-0,4	-2	-2	-8	-8
Stromaufnahme PtG [MWh/a]	-5	-492	-31	-481	-205	-482

Durch die Förderung wird die PtG-Anlage deutlich häufiger eingesetzt als im Basisfall. Entsprechend der gewählten Parametrierung des Bonus bleibt die durch die PtG-Anlage aufgenommene Energiemenge in den betrachteten Stützjahren näherungsweise konstant bei etwas unter 500 MWh_{el}/a. Der zusätzliche lokale Bedarf von elektrischer Energie resultiert in einer Reduktion der Rückspeisung in die vorgelagerte Netzebene und einer Erhöhung des Bezuges aus dem Netz. Wie bei den anderen Posten ergibt sich für die GVWA keine Veränderung, da diese nicht vom verbesserten Gasabsatzpreis profitieren kann.

Wie auch in der Variante ohne Förderung ist eine netzdienliche Fahrweise der Kopplungselemente auch mit einer Berücksichtigung eines Bonus nicht inhärent gegeben. Nur unter der Einhaltung von Netzrestriktionen im Anlageneinsatz kann durch die PtG- und GVW-Anlage Netzausbau eingespart werden. Bild 4.53 stellt die Betriebspunkte der Kopplungselemente in Abhängigkeit der lokalen DEA-Einspeisung ohne und mit Berücksichtigung der Netzrestriktionen in Wert dar.

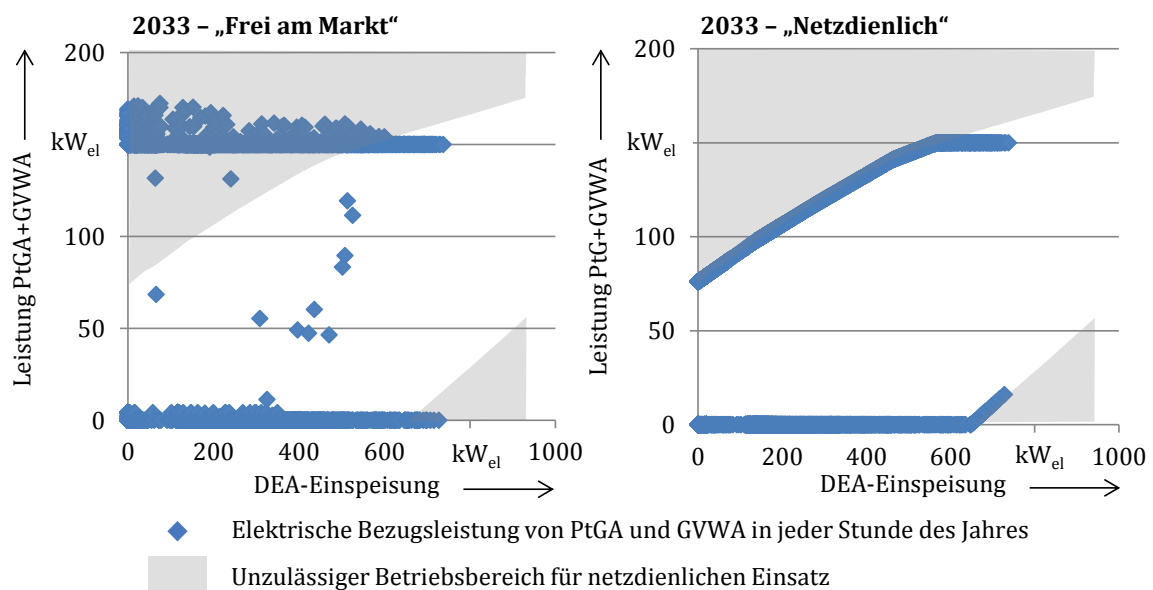


Bild 4.53: Einsatz der Kopplungselemente ohne und mit Berücksichtigung von Netzrestriktionen in Wert mit Förderung

Im Szenario „Frei am Markt“ befinden sich viele Betriebspunkte außerhalb des zulässigen Korridors und werden im Szenario „Netzdienlich“ angepasst. Im Vergleich zur Untersuchung ohne eine Förderung (siehe Bild 4.33) wird deutlich, dass die Anlagen am Markt wesentlich häufiger in Betrieb sind und sich somit mehr Punkte über der maximalen Leistung im Korridor befinden. Die Auswirkungen auf Volllaststunden und jährliche Deckungsbeiträge sind in Bild 4.54 dargestellt.

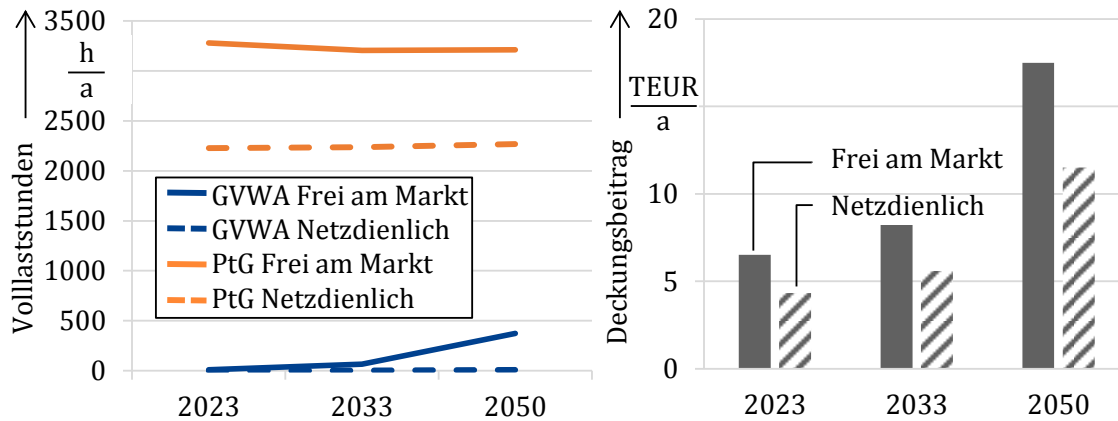


Bild 4.54: Auswirkungen von netzdienlicher Fahrweise auf Volllaststunden und Deckungsbeiträge der Kopplungselemente für Werlte mit Förderung

Die jährliche Volllaststundenzahl der PtG-Anlage im Szenario „Frei am Markt“ ist aufgrund der Parametrierung des Bonus näherungsweise konstant bei etwas über 3.200 h/a und liegt damit insbesondere in den ersten beiden Stützjahren deutlich oberhalb der Zahlen für das Szenario ohne Förderung. Mit Berücksichtigung der Netzrestriktionen reduziert sich die Anzahl der jährlichen Volllaststunden auf etwas über 2.200 h/a. Für die GVWA ergibt sich bei einer rein marktgetriebenen Fahrweise keine Veränderung durch die Förderung. Im netzdienlichen Szenario hingegen wird der GVWA-Einsatz fast komplett heruntergefahren. Der Grund ist, dass durch den hohen Gasabsatzpreis inkl. Bonus die PtG-Anlagen bei einer Beschränkung der Gesamtleistung der Kopplungselemente durch die obere Grenze des zulässigen Korridors immer bevorzugt eingesetzt werden.

Durch die Förderung lassen sich in beiden Szenarien und in allen Stützjahren positive Deckungsbeiträge erzielen. Trotz des geringsten Bonus (vgl. Bild 4.52) ist der jährliche Deckungsbeitrag im Stützjahr 2050 weiterhin am höchsten. Ausschlaggebend sind hierfür die Spotmarktpreise für Strom, welche im letzten Stützjahr aufgrund der häufigen EE-Überspeisung in Deutschland oftmals bei nahezu Null liegen.

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Kopplungselemente, werden die Kosten¹⁷ und Erlöse auf den Investitionszeitpunkt 2018 abgezinst gegenübergestellt (siehe Bild 4.55). Weiterhin sind in der Abbildung die abgezinsten Kosten für den konventionellen Netzausbau als Referenz dargestellt.

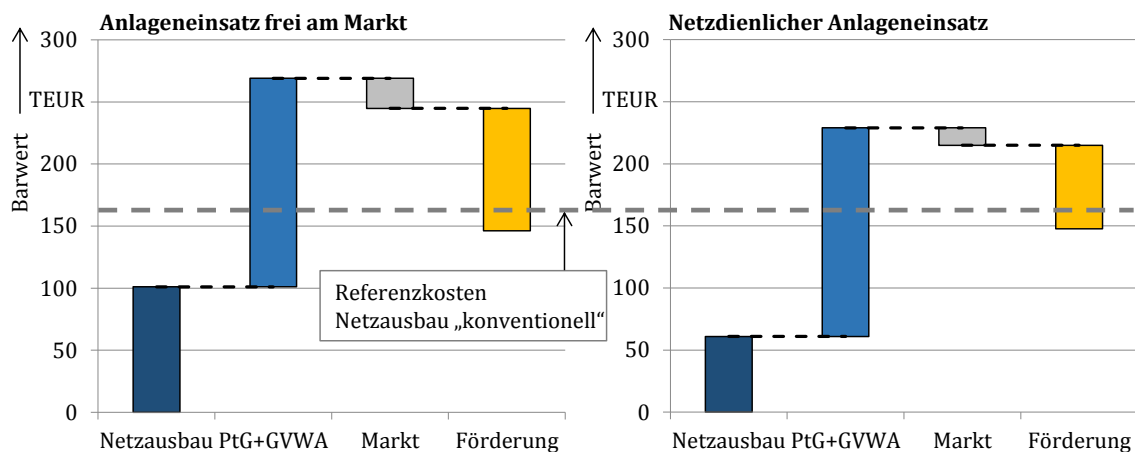


Bild 4.55: Vergleich der auf 2018 abgezinsten Kosten und Erlöse der Varianten „Frei am Markt“ und „Netzdienlich“

Mit der Förderung durch den Bonus auf den Gasabsatzpreis lässt sich eine Wirtschaftlichkeit der Kopplung zwischen Strom- und Gasnetz gegenüber des konventionellen Netzausbaus erreichen. Dabei liegen die Varianten „Frei am Markt“ und „Netzdienlich“ auf einem vergleichbaren Niveau. Die höheren Kosten für den Netzausbau werden beim rein marktgetriebenen Anlageneinsatz durch höhere Erlöse aufgrund der Bonuszahlungen kompensiert. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist allerdings eine netzdienliche Fahrweise vorteilhaft. In dieser Variante wird die Wirtschaftlichkeit durch zusätzliche Erlöse aus eingespartem Netzausbau erreicht, und gleichzeitig können die Förderkosten reduziert werden.

¹⁷ Annahmen: Investitionskosten Elektrolyse: 1.000 EUR/ kW_{el}; Zinssatz: 5,88%; Lebensdauer der Anlagen: 20 Jahre

5 Zusammenfassung der Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Durch die Energiewende kommt es in Deutschland zu einem massiven Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen in den Stromverteilungsnetzen. Die damit verbundene Überlastung der Netze verursacht heute und in Zukunft einen sehr hohen Netzausbaubedarf. Das Ziel dieser Studie ist daher die Beantwortung der Fragestellung, inwieweit Gasnetze durch die intelligente Kopplung mit den Stromverteilungsnetzen zur Bewältigung dieser Herausforderung beitragen können. Dabei stellen insbesondere Power-to-Gas-Anlagen sowie bivalente Gasvorwärmanlagen relevante Kopplungselemente zwischen den Netzen dar. Mithilfe der PtG-Technologie kann das Gasnetz der Stromversorgung weiterhin die bei einer hohen EE-Durchdringung notwendigen Langzeitspeicher zur Verfügung stellen.

Zur Beantwortung der Fragestellung werden Untersuchungen anhand von drei realen Verteilungsnetzen im Emsland für die Stützjahre 2023, 2033 und 2050 durchgeführt. Konkret werden ein ländliches und ein (vor)städtisches Niederspannungsnetz sowie ein ländliches Mittelspannungsnetz inklusive der entsprechenden Gasnetze betrachtet. Dabei zeigt sich, dass durch die Kopplung von Strom- und Gasnetzen eine signifikante Reduktion des erforderlichen Netzausbaus erreicht werden kann. Kommt es zu einer Überlastung des lokalen Stromnetzes, so können PtG-Anlagen und GVWA als zusätzliche Last die Rückspeisung in die vorgelagerte Netzebene verringern. Die Gasnetze stellen in der Niederspannungsebene durch die Aufnahme von Wasserstoff aus PtG-Anlagen ausreichend Potenzial für eine Lastverschiebung zur Verfügung. Auch bivalente GVWA können überschüssige Energie aufnehmen, doch ist der Gasvorwärmbedarf in den hier betrachteten GDRA nicht ausreichend, um signifikante Lastverschiebepotenziale bereitstellen zu können. Da auf der Mittelspannungsebene deutlich höhere Überschüsse anfallen, ist hier nach dem Prozessschritt der Elektrolyse eine Methanisierung in den PtG-Anlagen erforderlich. So kann auch auf der Mittelspannungsebene ein ausreichendes Verschiebepotenzial für das Stromnetz zur Verfügung gestellt werden.

Das im Stromnetzausbau realisierbare Einsparpotenzial hängt vom Einsatzkonzept der Kopplungselemente und der Netztopologie ab. Werden PtG-Anlagen und GVWA „frei am Markt“ eingesetzt, orientiert sich der Anlageneinsatz ausschließlich an den Großhandelspreisen für Strom und Erdgas. Somit ist die für die Entlastung der Netze

erforderliche Korrelation des Einsatzes mit der lokalen DEA-Einspeisung nicht automatisch gegeben und meistens werden durch die Kopplungselemente zusätzliche Netzverstärkungsmaßnahmen benötigt. Daher müssen die Anlagen für eine netzdienliche Fahrweise in ein Smart-Grid integriert und im Betrieb zusätzlich Netzrestriktionen berücksichtigt werden. Hinsichtlich der Topologie ergeben sich die größten Einsparungen von Stromnetzausbaumaßnahmen mit einer Kostenreduktion gegenüber dem konventionellen Ausbau um mehr als 60 % in den NS-Verteilungsnetzen. Allerdings ist im (vor)städtischen Netz aufgrund der Kopplung der Bau einer zusätzlichen Gasleitung erforderlich. Weiterhin zeigt sich in den Untersuchungen des Mittelspannungsnetzes, dass in diesem durch netzdienlich eingesetzte Kopplungselemente in der untergelagerten Niederspannungsebene zusätzlich Netzausbau reduziert werden kann. Diese Einsparungen können bilanziell den Anlagen in den Niederspannungsnetzen zugeordnet werden. Daraus lässt sich folgern, dass zu einer effizienten Vermeidung von Netzausbau die Kopplung von Strom- und Gasnetzen auf möglichst geringer Spannungsebene erfolgen sollte.

Zur Bewertung der Kopplung von Strom- und Gasnetzen werden die insgesamt anfallenden Kosten bei gekoppelter Planung denen einer getrennten Planung von Strom- und Gasnetzen gegenübergestellt, wobei bei der Stromzielnetzplanung sowohl ein konventioneller als auch ein innovativer Stromnetzausbau betrachtet wird. Zu den Kosten für die Umsetzung der Kopplung zählen neben den Investitionen in PtG- und GVW-Anlagen auch die Kosten der intelligenten Systeme für die Umsetzung eines Smart-Grids sowie der zwar reduzierte aber weiterhin erforderliche Stromnetzausbau. Auf Seiten des Gasnetzes ergeben sich durch die gekoppelte im Vergleich zur getrennten Planung keine signifikanten Änderungen. Lediglich im (vor)städtischen NS-Verteilungsnetz erhöhen sich die Kosten aufgrund der zusätzlich erforderlichen Gasleitung. Den Kosten für die Kopplung stehen Erlöse aus der Vermarktung der Kopplungselemente durch den Verkauf bzw. die Substitution von Erdgas gegenüber. Allerdings zeigen die Untersuchungen, dass am Markt keine ausreichenden Deckungsbeiträge für einen wirtschaftlichen Betrieb der Kopplungselemente erzielt werden können. Insbesondere in den ersten beiden Stützjahren 2023 und 2033 sind entsprechend des prognostizierten deutschlandweiten EE-Ausbaupfades die Preise für elektrische Energie nicht in ausreichend vielen Stunden gering genug, um einen positiven Deckungsbeitrag zu erzielen.

Da der höchste Ausbaubedarf im Stromverteilungsnetz allerdings bis zum Stützjahr 2023 besteht, muss eine Kopplung der Netze frühzeitig umgesetzt werden. Um eine Wirtschaftlichkeit dieser Kopplung zu erreichen, müssen zusätzlich zu den Deckungsbeiträgen aus dem Markt Erlöse aus dem vermiedenen Netzausbau generiert werden. Auch der langfristig erforderliche Zubau von Speichern kann kurz- und mittelfristig nur durch beide Erlösbestandteile wirtschaftlich werden. Die Wirtschaftlichkeit der Kopplung stellt sich im betrachteten (vor)städtischen Verteilungsnetz sowie dem ländlichen Mittelspannungsnetz in der Gesamtbetrachtung nicht ein. Im ländlichen NS-Verteilungsnetz hingegen kann ein vergleichbares Kostenniveau gegenüber dem konventionellen Stromnetzausbau unter der Berücksichtigung der Reduktion des Netzausbaus im vorgelagerten Mittelspannungsnetz erreicht werden. Voraussetzung hierfür sind jedoch Investitionskosten für PtG-Anlagen (Elektrolyse) von rund 1.000 EUR/kW_{el}, welche heute noch nicht realisierbar sind. Die mit Abstand kostengünstigste Variante ist allerdings der getrennte Netzausbau mit innovativen Betriebsmitteln. Hierbei bleibt jedoch der für die Energiewende bei langfristig hohen EE-Anteilen erforderliche Langzeitspeicherbedarf unbeachtet. In ihrer netzstützenden Funktion konkurriert die PtG-Technologie prinzipiell mit anderen Speichersystemen wie Batterien, gegen die sich die Technologie behaupten muss. Ein Vergleich mit diesen Alternativen steht bislang noch aus.

In zwei Sensitivitätsuntersuchungen wird der Einfluss alternativer Szenarien auf die Ergebnisse analysiert. Die erste Untersuchung umfasst ein „regionales System“, in dem die lokal eingespeiste Energie auch möglichst lokal genutzt wird und somit eine weitestgehende Autarkie des Netzgebietes angestrebt wird. Die Anbindung an das öffentliche Netz bleibt dabei für Situationen mit geringer lokaler Einspeisung bestehen. In einem solchen Szenario erhöht sich in Netzgebieten mit hoher EE-Einspeisung, die den lokalen Momentanbedarf oftmals übersteigt, der Einsatz und somit der Mehrwert von Kopplungselementen. PtG- und GVW-Anlagen können als zusätzliche elektrische Last den Anteil der lokal genutzten elektrischen Energie deutlich erhöhen. In der zweiten Sensitivität wird ein verbessertes Marktumfeld für PtG-Anlagen durch eine Förderung in Form eines Bonus auf den Gasabsatzpreis betrachtet. Bei entsprechender Parametrierung des Bonus kann eine Wirtschaftlichkeit der Anlagen am Markt erreicht werden. Weiterhin zeigt sich ein Mehrwert durch einen netzdienlichen PtG-

Einsatz, da durch diese Fahrweise zusätzlicher Deckungsbeitrag aus dem vermiedenen Netzausbau erzielt wird und der Förderaufwand reduziert werden kann.

Zusammenfassend kann gefolgert werden, dass Gasnetze zur Bewältigung aktueller und zukünftiger Herausforderungen in Stromverteilungsnetzen beitragen können. Durch die Integration der Kopplungselemente PtG-Anlage und bivalente GVWA kann ein ausreichendes Verschiebepotenzial bereitgestellt werden, um bei netzdienlicher Fahrweise den erforderlichen Netzausbau im Stromnetz signifikant zu reduzieren. Weiterhin würde so dem Energiesystem die bei einer langfristig hohen Durchdringung mit EE benötigte Langzeitspeichertechnologie zur Verfügung gestellt. Eine Wirtschaftlichkeit dieser übergreifenden Smart-Grid-Konzepte für Strom- und Gasverteilungsnetze wird dabei erreicht durch:

- Deckungsbeiträge aus Markt und Netz
- Kopplung der Netze auf möglichst niedriger Spannungsebene
- Investitionskosten für kleine PtG-Anlagen (H₂) von ca. 1.000 EUR/kW_{el} (inkl. Einspeisung)
- Ausreichendes Zumischungspotenzial für Wasserstoff in den Gasnetzen

6 Handlungsoptionen und Empfehlungen

Die Ergebnisse dieser Studie zeigen die großen Potenziale zur effizienten Integration der EE, welche aus der Kopplung der Strom- und Gasnetze in der Nieder- und Mittelspannung, gegenüber dem getrennten Betrieb der Netze resultieren. Es lassen sich, bei stromnetzgeführtem Einsatz von Kopplungselementen (PtGA, bivalente GVWA) der Bedarf an Netzausbau auf der Stromseite, welcher durch die zunehmende DEA-Einspeisung bedingt ist, reduzieren und die in die höheren Netzebenen rückzuspeisenden Energiemengen und Leistung reduzieren.

Bis diese Potenziale erschlossen werden können besteht in einigen wesentlichen Punkten noch Handlungsbedarf:

Auf Seiten der **Netzbetreiber** sollte die Planung zur Umgestaltung der Strom- und Gasnetze zukünftig so erfolgen, dass eine Kopplung der Netze über entsprechende Kopplungselemente (Power-to-Gas-Anlagen und bivalente Gasvorwärmanlagen) und somit eine optimierte und mittel- bis langfristig kostengünstigste und zukunftssichere Lösung ermöglicht wird. Dazu muss eine abgestimmte Zielnetzplanung für die Energienetze erfolgen mit der Prämisse, dass die Potenziale zur Einspeisung von Wasserstoff und Methan sowie zur Lastverschiebung mittels bivalenter GVWA an den Stellen im Gasnetz bereitgestellt und ggf. erhöht werden, an welchen stromseitig der entsprechende Bedarf besteht.

Die Ergebnisse der Berechnungen haben gezeigt, dass die Integration von PtGA aus technischer Sicht sehr interessant ist. Aufgrund der, im Vergleich zum Stromnetzausbau, hohen Kosten für die PtGA lässt sich die Kopplung der Netze im derzeitigen Marktumfeld nicht wirtschaftlich darstellen. **Hersteller von PtG- und Einspeiseanlagen** sind daher gefragt, die Kosten für die Anlagen durch z. B. Serienfertigung, Standardisierung und Modularisierung deutlich zu reduzieren. Des Weiteren besteht vor allem bei der Methanisierung noch Bedarf bei der Erhöhung der Flexibilität (Reduzierung der Startzeiten, Optimierung des Betriebsbereichs und der Leistungsänderungsgeschwindigkeit), um größere Potenziale zur Energiespeicherung, als mit Wasserstoff möglich wären, auch in der NS/MS-Ebene bereitzustellen.

Für **Automobilkonzerne** besteht Forschungsbedarf kurz- bis mittelfristig hinsichtlich der Wasserstofftoleranz von CNG-Tanks, da diese aufgrund der Beschränkung auf 2 Vol.-% Wasserstoff im Erdgas als Kraftstoff [33] derzeit den begrenzenden Faktor für die Wasserstoffeinspeisung im Verteilungsnetz darstellen. Mittel- bis langfristig muss auch untersucht werden, inwieweit die derzeitige Obergrenze für Wasserstoff im DVGW-Regelwerk G 262 [34] („einstelliger Prozentbereich“) zukünftig angehoben werden kann.

Die **technischen Rahmenbedingungen** müssen dahingehend angepasst werden, dass bei entsprechender Marktdurchdringung von PtG-Anlagen mit Wasserstoffeinspeisung auch eine Wasserstoffkonzentration von mindestens 10 Vol.-% im Gasnetz zulässig ist. Hierzu sind die offenen Fragen zur Wasserstofftoleranz im Gasnetz und hinsichtlich der Gasverbraucher zeitnah zu adressieren und zu klären.

Die **Politik** ist dazu aufgerufen, das Marktumfeld so zu gestalten, dass ein wirtschaftlicher Betrieb von PtG-Anlagen möglich ist. Hierzu stehen dem Gesetzgeber unterschiedliche Werkzeuge zur Verfügung. Z. B. können die Rahmenbedingungen für die Bereitstellung und die Speicherung von Energie geändert werden. Ferner besteht die Möglichkeit den volkswirtschaftlichen Nutzen teilweise auf die Betreiber umzulegen. Um eine effektive Optimierung der Energienetze planen zu können, ist auf eine kostengünstige Lösung hinzuwirken. Dies kann durch z. B. eine zeitweilige Zusammenführung der momentan unabhängig agierenden Bereiche „Transport von Energie – Netze“, „Verkauf von Energie“ und „Stromerzeugung“ erreicht werden. Zu verhindern ist, dass ein Bereich auf Kosten der anderen Bereiche eine Gewinnmaximierung anstrebt und somit nur eine suboptimale Lösung erzielt wird.

7 Weiterer Forschungsbedarf

Im Rahmen dieser Studie wurde aufgezeigt, dass eine Kopplung von Strom- und Gasnetzen mittels PtG-Anlagen und bivalenten GVWA zu einer Entlastung der Stromnetze beitragen kann. Es hat sich weiterhin gezeigt, dass insbesondere die in den Niederspannungsnetzen installierten PtG-Anlagen zusätzlich zu einem deutlich reduzierten Netzausbaubedarf in der überlagerten MS-Netzebene führen können. Bislang können aber keine quantitativen Aussagen über die Auswirkungen auf die 110-kV-Ebene getroffen werden, da ausschließlich MS- und NS-Netze Gegenstand dieser Studie waren. Es ist aber zu erwarten, dass sich auch in der überlagerten 110-kV-Spannungsebene der kostspielige Netzausbaubedarf durch einen flächendeckenden PtG-Einsatz in den Mittel- und Niederspannungsebenen reduzieren lässt.

Damit die Kopplung wirtschaftlich dargestellt werden kann, ist eine signifikante Kostendegression bei den Kopplungselementen, insbesondere bei den PtG-Anlagen, erforderlich. Auch hier wird weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf gesehen, um die in Kapitel 3.2.2 beschriebenen Technologiesprünge (Serienfertigung, Umstellung auf Druckelektrolyse, Serienfertigung von Druckelektrolyse-Anlagen) für PtG-Anlagen zu ermöglichen. Insbesondere sollte hierbei der Fokus verstärkt auf kleine PtG-Anlagen gelegt werden, da sich in dieser Studie gezeigt hat, dass eine Kopplung der Strom- und Gasnetze auf möglichst niedriger Ebene erfolgen sollte, und hierfür Anlagen mit einer Leistung im Bereich von 100 – 300 kW_{el} benötigt werden.

Weiterhin hat die Studie gezeigt, dass im aktuellen Marktdesign keine ausreichenden Deckungsbeiträge am Markt für eine Wirtschaftlichkeit von PtG-Anlagen generiert werden können, da kurz- und mittelfristig in Deutschland bilanziell nicht genügend überschüssige Energie für eine Speicherung anfällt. Allerdings bieten PtG-Anlagen eine kurzfristige Flexibilität, welche bisher nicht explizit betrachtet wurde. Durch den Einsatz von PtG-Anlagen zum Ausgleich von Prognosefehlern in der Direktvermarktung von Erneuerbaren Energien kann sich ein zusätzlicher Mehrwert ergeben, indem das Risiko durch Prognosefehler reduziert und somit ein Beitrag zur Netzsicherheit und zur Integration der Erneuerbaren Energien geleistet wird. Auch hier wird weiterer Forschungsbedarf gesehen, um die

Potenziale von PtG-Anlagen zum Ausgleich kurzfristiger Unsicherheiten zu untersuchen sowie den Mehrwert von PtG-Anlagen hierbei zu quantifizieren.

8 Literaturverzeichnis

- [1] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2013, Berlin, 2012
- [2] J. Nitsch et. al.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart, 2012
- [3] VDE-Studie: Energiespeicher für die Energiewende, Frankfurt/Main, 2012
- [4] 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung (www.regelleistung.net)
- [5] Mirbach, T.: Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Strommarkt. Dissertation RWTH Aachen, 2009
- [6] Schäfer, A.: Portfoliooptimierung in dezentralen Energieversorgungssystemen. Dissertation RWTH Aachen, 2013
- [7] Blaesig, B.; Hartmann, T.; Haubrich, H.-J.: Valuation of Generation Assets using Risk Management Methods, Power Tech, 2007 IEEE Lausanne, S. 915-919, 1.-5. Juli 2007
- [8] Hinüber, G.: Untertägliche Optimierung des Kraftwerksbetriebs an Märkten für Fahrplanenergie und Reserve. Dissertation RWTH Aachen, 2007
- [9] Hartmann, T.: Bewertung von Kraftwerken und Verträgen im liberalisierten Strommarkt. Dissertation RWTH Aachen, 2007
- [10] Pribicevic, B.: Planung der Strombeschaffung kommunaler Energieversorgungsunternehmen. Dissertation RWTH Aachen, 2001
- [11] Richtlinie BDEW: Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Juni 2008
- [12] Norm DIN_EN_50160:Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, Februar 2012

- [13] Richtlinie *VDE-AR-N 4105*: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, August 2011
- [14] Emsland Touristik GmbH: „Machen Sie sich auf dem Weg!“, 2013.
URL: www.emsland.com [Stand 05.06.2013]
- [15] Wikimedia Foundation Inc.: „Landkreis Emsland“, 2013.
URL: http://de.wikipedia.org/wiki/Landkreis_Emsland [Stand 15.01.2014]
- [16] Ratsch, P.: Nachhaltige Netzentwicklung - Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) bei der E.ON Avacon AG. In: ETG Mitgliederinformationen. 2013 Nr. 2, S. 7-10
- [17] Neusel-Lange, N.; Zdrallek, M.: Intelligente Verteilungsnetze für die Energiewende. In: Tagungsband FGH-Fachtagung „Systemintegration dezentraler Einspeisungen - Herausforderungen und Lösungen“. Heidelberg 28. Februar - 01. März 2013
- [18] Neusel-Lange, N.; Oerter C.; Zdrallek, M.: State Identification and Automatic Control of Smart Low Voltage Grids. Proceedings of the 3rd IEEE-PES-Conference "Innovative Smart Grid Technologies Europe 2012", Berlin 14. -17. Oktober 2012.
- [19] Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik: „NiVeAu - Netzintelligenz für die Verteilnetzautomatisierung,“ 2013.
URL: <http://www.evt.uni-wuppertal.de/forschung/netzstrukturen-der-zukunft/niveau-netzintelligenz-fuer-die-verteilnetzautomatisierung.html>. [Stand 13. 07. 2013].
- [20] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Netzentwicklungsplan Strom 2013, Erster Entwurf, 02.03.2013
- [21] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E): Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2012-2030, 05.07.2012
- [22] Deutsche Fernleitungsnetzbetreiber: Entwurf des Netzentwicklungsplan Gas 2013, 01.04.2013
- [23] Dany, G.: Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil. Dissertation RWTH Aachen, 2000

- [24] Prognos AG: Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2012 der Fernleitungsnetzbetreiber, Berlin, 16.12.2011
- [25] Prognos AG, EWI, GWS: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Basel/Köln/Osnabrück, 27.08.2010
- [26] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E): 10-Year Network Development Plan 2012, 05.07.2012
- [27] H. Krause et. al.: Bewertung der Energieversorgung mit leitungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern. 13.12.2011
- [28] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Monitoring-Bericht zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität; Juli 2012
- [29] BDEW; durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung 2009; http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten [Stand 20.01.2014]
- [30] Bundesnetzagentur: Weiterhin große Zuverlässigkeit in der Stromversorgung. 2013 http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2013/130919_SAIDIzuverlaessigkeitStromversorgung.html [Stand 20.01.2014]
- [31] Deutschlands Zukunft Gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 2013
- [32] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011, 28.09.2010
- [33] Norm DIN 51624: Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Erdgas – Anforderungen und Prüfverfahren
- [34] Technische Regel DVGW G 262 (A) – Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung

9 Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Bild 1.1:	Auszug möglicher Betriebsmittel zur Kopplung von Strom- und Gasnetzen sowie möglicher Nutzeneffekte	10
Bild 2.1:	Gesamtmethodik der Studie	12
Bild 2.2:	Resultierender systemischer Betrachtungsbereich.....	15
Bild 2.3:	Methodik zur Ermittlung des Anlageneinsatzes	16
Bild 2.4:	Modellierung der EE-Einspeisezeitreihen.....	17
Bild 2.5:	Marktsimulationsverfahren.....	19
Bild 2.6:	Schematischer Ablauf des Optimierungsverfahrens.....	22
Bild 2.7:	Zukünftige Anlageneinsatzkonzepte	25
Bild 2.8:	Ausgezeichnete Betriebspunkte des Netzes bei der Integration von PtG-Anlagen und DEA. Die Spannungsgrenzen werden durch die Netzebene und der Aufteilung des Spannungsbands bestimmt.	31
Bild 3.1:	Übersichtskarte des Landkreises Emsland mit der Lage des Zentrums der drei Netzregionen.[14],[15].....	39
Bild 3.2:	Übersicht Netzgebiet Sögel, Werlte, Esterwegen der EWE Netz GmbH, nach (EWE Netz GmbH)	41
Bild 3.3:	Gasverteilungsnetz Sögel, nach (EWE Netz GmbH).....	42
Bild 3.4:	Sögel, Stauffenberg-Straße: Strom und Gasnetz (Quelle: EWE).....	43
Bild 3.5:	Werlte: Gasverteilungsnetz Werlte und Spahnharrenstätte (Quelle: EWE).....	45
Bild 3.6:	Werlte, Steinfehn: Stromnetz (Quelle: EWE).....	46

Bild 3.7: Regionales Gasverteilungsnetz Esterwegen und Umgebung mit BGEA Börger (Quelle: EWE).....	48
Bild 3.8: Kostenentwicklung PtG-Anlage (H ₂ , Gesamtanlage inkl. Einspeisung), 200 kW _{el}	56
Bild 3.9: Kostenentwicklung PtG-Anlage (CH ₄ , Gesamtanlage inkl. Einspeisung), 200 kW _{el} Elektrolyseleistung	58
Bild 3.10: Kosten für elektrische/bivalente Vorwärmung.....	59
Bild 3.11: Spannungsbandaufteilung durch Einsatz von rONT in einzelnen Ortsnetzen [16]	62
Bild 3.12: Spannungsbandaufteilung mit flächendeckenden Einsatz von rONT im Gebiet des UW [16].....	62
Bild 3.13: Funktionsprinzip des Smart-Grid-Systems iNES, nach [18]	63
Bild 3.14: Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland.....	67
Bild 3.15: Entwicklung des Nettostrombedarfs in Deutschland.....	68
Bild 3.16: Lastverschiebepotenzial nach Sektoren	69
Bild 3.17: Szenario Entwicklung Erdgasverbrauch [2],[22]	71
Bild 3.18: Entwicklung des Bedarfs an elektrischer Regelleistung	72
Bild 3.19: Entwicklung der Wärmenachfrage nach Sektoren.....	75
Bild 3.20: Entwicklung der Struktur der Wärmebereitstellung	76
Bild 3.21: Lastgang der nicht-DSM-fähigen E-Fahrzeuge (exemplarisch für Sögel 2050)	77
Bild 3.22: Gasabsatz Werlte/Spahnharrenstätte 2012.....	79
Bild 3.23: Gasabsatz Werlte/Spahnharrenstätte 2050.....	80
Bild 3.24: Entwicklung Gasabsatzes in Sögel 2023 - 2050.....	81

Bild 3.25: Entwicklung der installierten Leistung aus Erneuerbaren Energien	82
Bild 3.26: Wärmebedarf für 24 h am Beispiel Sögel	85
Bild 3.27: Installierte Leistung der KWK-Anlagen und Wärmepumpen in Sögel	86
Bild 3.28: Installierte Leistung der KWK-Anlagen und Wärmepumpen in Esterwegen.....	86
Bild 3.29: Installierte Leistung der KWK-Anlagen- und Wärmepumpen in Werlte.....	87
Bild 4.1: Entwicklung der Stromerzeugungsstruktur in Deutschland	88
Bild 4.2: Dauerlinien der Residuallast und der Überschussleistung.....	90
Bild 4.3: Dauerlinien der Marktpreise für elektrische Energie.....	91
Bild 4.4: Entwicklung der Reserveleistungspreise.....	92
Bild 4.5: Exemplarischer Fahrplan der DEA in Werlte (01.03.2050 - 02.03.2050).....	95
Bild 4.6: Exemplarische Fahrweise einer KWK-Anlage (01.03.2050 - 02.03.2050).....	96
Bild 4.7: Jahresbilanz für Stromerzeugung und Nachfrage nach elektrischer Energie in Werlte	97
Bild 4.8: Jahresbilanz für Stromerzeugung und Nachfrage nach elektrischer Energie in Sögel ..	99
Bild 4.9: Jahresbilanz für Stromerzeugung und Nachfrage nach elektrischer Energie in Esterwegen	100
Bild 4.10: Werlte 2023: Spannungsanhebung im Netzgebiet. Anhebung größer 3% in rot gefärbt.....	102
Bild 4.11: Werlte 2023: Grenze der neuen Netzgebiete für ONS1 und ONS2.....	103
Bild 4.12: Werlte, Steinfeld 2023: Ausbauvariante 1 „Konventionell“ (neue Kabel in rot)	104
Bild 4.13: Werlte, Steinfeld 2023: Spannungsanhebung im Netzgebiet.....	105

Bild 4.14: Netzgebiet Werlte: 2023: Ausbauvariante 2 „Innovativ“ (neue Kabel in rot).....	105
Bild 4.15: Netzstruktur von Sögel, Staufenbergstraße 2023	108
Bild 4.16: Esterwegen 2012: Netzmodell mit hinterlegtem Netzplan nach geografischer Zuordnung der Knoten.....	110
Bild 4.17: Esterwegen 2023: Versorgungsgebiete der drei Sammelschienen bzw. Transformatoren.....	112
Bild 4.18: Esterwegen 2023: Maßnahmen zur Verstärkung von Leitungen (neue Kabel in blau)	112
Bild 4.19: Übersicht GDRA im Netzgebiet Sögel, Werlte und Esterwegen, nach [EWE].....	117
Bild 4.20: Auslastung der GDRA Sögel Industriegebiet (Installierte Leistung 5.000 m ³ /h).....	118
Bild 4.21: Netzverstärkung Werlte und Spahnharrenstätte (Parallelverlegung Rohrleitung), [EWE]	122
Bild 4.22: Ausspeisevolumenstrom Sögel 2010 - 2012	124
Bild 4.23: Bedarf an Vorwärmleistung Sögel.....	125
Bild 4.24: Bedarf an Vorwärmleistung Dörpen 2010 - 2012.....	128
Bild 4.25: Mögliche Wasserstoffeinspeisung 2023 Sögel.....	129
Bild 4.26: Mögliche Leistung Elektrolyseur 2023 Sögel.....	130
Bild 4.27: Potenzielle Anlagenleistung Elektrolyseur 2023 - 2050 Sögel.....	131
Bild 4.28: Visualisierung der Netzrestriktionen für den Anlageneinsatz der Kopplungselemente (PtG, GVWA)	139
Bild 4.29: Exemplarischer Fahrplan der Kopplungselemente (01.03.2050 - 02.03.2050)	141

Bild 4.30: Entwicklung der Volllaststunden und Deckungsbeiträge der Kopplungselemente in Werlte.....	142
Bild 4.31: Entwicklung der Volllaststunden und Deckungsbeiträge für die Kopplungselemente in Sögel.....	144
Bild 4.32: Entwicklung der Volllaststunden und Deckungsbeiträge für die Kopplungselemente in Esterwegen.....	146
Bild 4.33: Einsatz der Kopplungselemente ohne und mit Berücksichtigung von Netzrestriktionen in Werlte.....	147
Bild 4.34: Auswirkungen von netzdienlicher Fahrweise auf Volllaststunden und Deckungsbeiträge der Kopplungselemente in Werlte.....	148
Bild 4.35: Einsatz der Kopplungselemente ohne und mit Berücksichtigung von Netzrestriktionen in Sögel.....	149
Bild 4.36: Auswirkungen von netzdienlicher Fahrweise auf Volllaststunden und Deckungsbeiträge der Kopplungselemente in Sögel.....	150
Bild 4.37: Auswirkungen von netzdienlicher Fahrweise auf Volllaststunden und Deckungsbeiträge der Kopplungselemente für Esterwegen.....	151
Bild 4.38: Netzgebiet Werlte: 2023 Ausbauvariante 4 „Netzdienlich“ (neue Kabel in rot).....	154
Bild 4.39: Übersicht Gas- und Stromnetz Sögel, (Quelle: EWE).....	159
Bild 4.40: Schema des Smart-Grid auf Niederspannungseben.....	162
Bild 4.41: Definition der drei Zustände des „Ampelmodells“. Mit diesem wird der Zustand von Netze durch das Smart-Grid-System bewertet. (Quelle: EVT).....	163
Bild 4.42: Ergebnisse für das ländliche Netzgebiet Werlte.....	170
Bild 4.43: Ergebnisse für das (vor)städtische Netzgebiet Sögel.....	171
Bild 4.44: Ergebnisse für das Netzgebiet Esterwegen.....	172

Bild 4.45: Ergebnisse für das Netzgebiet Werlte unter Berücksichtigung der überlagerten Netzebene	174
Bild 4.46: Exemplarischer Fahrplan der DEA in Werlte (01.03.2050 - 02.03.2050) (regionales System).....	176
Bild 4.47: Exemplarische Fahrweise einer KWK-Anlage (01.03.2050 - 02.03.2050) (regionales System).....	177
Bild 4.48: Jahresbilanz für Stromerzeugung und Nachfrage nach elektrischer Energie in Werlte (regionales System)	178
Bild 4.49: Exemplarischer Fahrplan der Kopplungselemente in Werlte (01.03.2050 - 02.03.2050) (regionales System).....	181
Bild 4.50: Einsatz der Kopplungselemente „Frei am Markt“ ¹⁵ und „Netzdienlich“ (Werlte 2033 – regionales System)	183
Bild 4.51: Volllaststunden und Deckungsbeiträge der Kopplungselemente für Werlte (regionales System).....	185
Bild 4.52: Entwicklung des Bonus auf den Gasabsatzpreis.....	190
Bild 4.53: Einsatz der Kopplungselemente ohne und mit Berücksichtigung von Netzrestriktionen in Werlte mit Förderung.....	192
Bild 4.54: Auswirkungen von netzdienlicher Fahrweise auf Volllaststunden und Deckungsbeiträge der Kopplungselemente für Werlte mit Förderung.....	193
Bild 4.55: Vergleich der auf 2018 abgezinsten Kosten und Erlöse der Varianten „Frei am Markt“ und „Netzdienlich“	194
Bild 9.1: Werlte, Steinfehn: Standorte der zusätzlichen DEA 2023	217
Bild 9.2: Werlte, Steinfehn: Standorte der zusätzlichen DEA 2033	217
Bild 9.3: Werlte: Standorte der zusätzlichen DEA 2050	218

Bild 9.4:	Sögel, Staufenbergstraße: Standorte der zusätzlichen DEA 2023 (in orange).....	218
Bild 9.5:	Sögel, Staufenbergstraße: Standorte der zusätzlichen DEA: 2033 (in gelb) und 2050 (in grün).....	219
Bild 9.6:	Auslastung GDRA Sögel Mühlenberg (Installierte Leistung 5.000 m ³ /h).....	220
Bild 9.7:	Auslastung GDRA Werlte Sternbusch (Installierte Leistung 5.000 m ³ /h).....	221
Bild 9.8:	Auslastung GDRA Werlte Harrenstätter Str. (Installierte Leistung 5.000 m ³ /h)	222
Bild 9.9:	Auslastung GDRA Esterwegen (Installierte Leistung 5.000 m ³ /h).....	223
Bild 9.10:	Auslastung der GDRA Börger (Installierte Leistung 5.000 m ³ /h).....	224
Bild 9.11:	Einsatz der Kopplungselemente ohne und mit Berücksichtigung von Netzrestriktionen in Esterwegen-Nord	225
Bild 9.12:	Einsatz der Kopplungselemente ohne und mit Berücksichtigung von Netzrestriktionen in Esterwegen-Süd.....	226

Tabelle 3.1:	Sögel, Stauffenberg-Straße: Kennzahlen des Ortsnetzes (Quelle: EWE)	44
Tabelle 3.2:	Werlte, Steinfeld: Kennzahlen des Ortsnetzes (Quelle: EWE)	47
Tabelle 3.3:	Esterwegen: Kennzahlen des Mittelspannungsnetzes (Quelle: EWE)	49
Tabelle 3.4:	Technische Entwicklung der DEA (nach[2]).....	50
Tabelle 3.5:	Kopplungselemente Teil 1	52
Tabelle 3.6:	Kopplungselemente Teil 2	54
Tabelle 3.7:	Kostenentwicklung Methanisierung (Elektrolyseurs-Leistung 10 MW _e).....	58

Tabelle 3.8: Eingangsgrößen und Parameter für die Berechnung der Investitionsausgaben für die Planung der Stromnetze	64
Tabelle 3.9: Anteil der DSM-fähigen E-Fahrzeuge an gesamter E-Fahrzeugflotte [2]	69
Tabelle 3.10: Entwicklung der Brennstoffkosten und CO ₂ -Zertifikatspreise	74
Tabelle 3.11: Anteil Heizungstechnologien an Heizungsanlagen in Deutschland.....	83
Tabelle 4.1: Maximale DEA-Einspeisung, Last und Rückspeisung in Werlte	98
Tabelle 4.2: Maximale DEA-Einspeisung, Last und Rückspeisung in Sögel	99
Tabelle 4.3: Maximale DEA-Einspeisung, Last und Rückspeisung in Esterwegen.....	101
Tabelle 4.4: Netzausbaumaßnahmen der Stromzielnetzplanung ohne Kopplung von Strom- und Gasnetz für Werlte	107
Tabelle 4.5: Investitionen der Zielnetzplanung ohne Kopplung für Werlte.....	107
Tabelle 4.6: Netzausbaumaßnahmen der Zielnetzplanung ohne Kopplung für Sögel	109
Tabelle 4.7: Investitionen Zielnetzplanung ohne Kopplung für Sögel	109
Tabelle 4.8: Netzausbaumaßnahmen der Zielnetzplanung ohne Kopplung für Esterwegen....	114
Tabelle 4.9: Investitionen der Zielnetzplanung ohne Kopplung für Esterwegen	114
Tabelle 4.10: Zielnetzplanung Gasversorgungsnetz (Variante 1)	120
Tabelle 4.11: Zielnetzplanung Gasversorgungsnetz (Variante 2)	121
Tabelle 4.12: Übersicht elektrische Vorwärmleistung	126
Tabelle 4.13: Technische Größen der GDRA Sögel und Oldenburg (OL)	127
Tabelle 4.14: Mögliche Wasserstoffkonzentrationen	128

Tabelle 4.15: Potenzial Elektrolyse	132
Tabelle 4.16: Potenzial Methanisierung.....	133
Tabelle 4.17: Bedarf an Kopplungsleistung.....	134
Tabelle 4.18: Entwicklung der Leistung der Kopplungselemente im Netzgebiet Werlte.....	136
Tabelle 4.19: Entwicklung der Leistung der Kopplungselemente im Netzgebiet Sögel.....	137
Tabelle 4.20: Leistung der Kopplungselemente (Methanisierung) Esterwegen.....	138
Tabelle 4.21: Elektrische Energiebilanz für Werlte mit und ohne Kopplungselemente	140
Tabelle 4.22: Elektrische Energiebilanz für Sögel mit und ohne Kopplungselemente	143
Tabelle 4.23: Elektrische Energiebilanz für Esterwegen mit und ohne Kopplungselemente.....	145
Tabelle 4.24: Netzausbaumaßnahmen der gekoppelten Zielnetzplanung für Werlte.....	153
Tabelle 4.25: Investitionen der gekoppelten Zielnetzplanung für Werlte	154
Tabelle 4.26: Netzausbaumaßnahmen der gekoppelten Zielnetzplanung für Sögel.....	156
Tabelle 4.27: Investitionen der gekoppelten Zielnetzplanung für Sögel.....	156
Tabelle 4.28: Netzausbaumaßnahmen der gekoppelten Zielnetzplanung für Esterwegen.....	157
Tabelle 4.29: Investitionen der gekoppelten Zielnetzplanung für Esterwegen.....	158
Tabelle 4.30: Zielnetzplanung Kopplung Strom- und Gasversorgungsnetz	160
Tabelle 4.31: Preise für Komponenten des Smart-Grid-Systems.....	166
Tabelle 4.32: Eingangsparameter für die Kapitalwertmethode.....	168
Tabelle 4.33: Maximale DEA-Einspeisung, Last und Rückspeisung in Werlte (regionales System)	179

Tabelle 4.34: Entwicklung der Leistung der Kopplungselemente im Netzgebiet Werlte (regionales System).....	179
Tabelle 4.35: Elektrische Energiebilanz für Werlte mit und ohne Kopplungselemente (regionales System).....	180
Tabelle 4.36: Netzausbaumaßnahmen der gekoppelten Zielnetzplanung der Varianten des regionalen Systems für Werlte	186
Tabelle 4.37: Investitionen der gekoppelten Zielnetzplanung der Varianten des regionalen Systems für Werlte.....	187
Tabelle 4.38: Bedingungen zu Gewährung des Bonus auf den Gasabsatzpreis	189
Tabelle 4.39: Vergleich der elektrischen Energiebilanz für Werlte im Basisfall und mit Bonus .	191

Anhang A Verteilung der DEA-Anlagen in den Netzgebieten

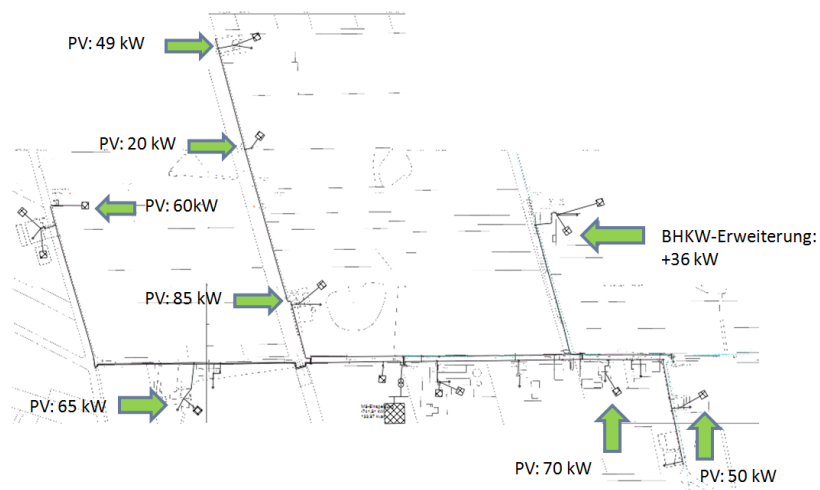


Bild 9.1: Werlte, Steinfeld: Standorte der zusätzlichen DEA 2023

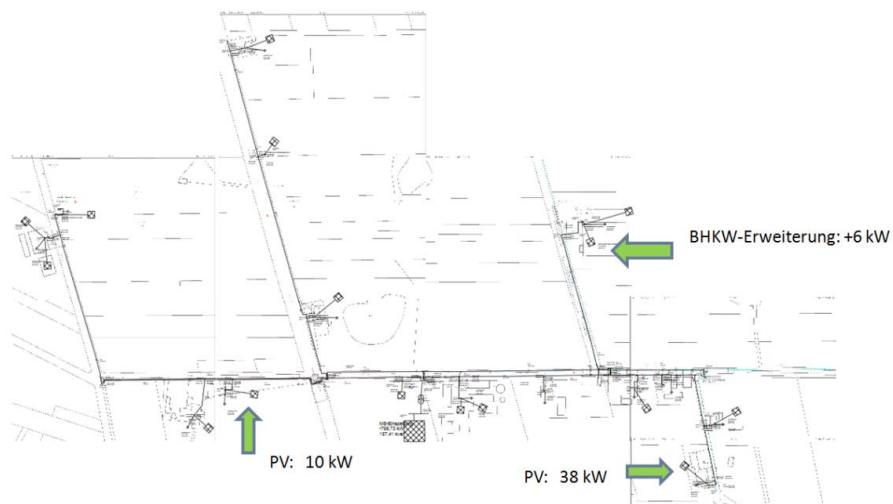


Bild 9.2: Werlte, Steinfeld: Standorte der zusätzlichen DEA 2023

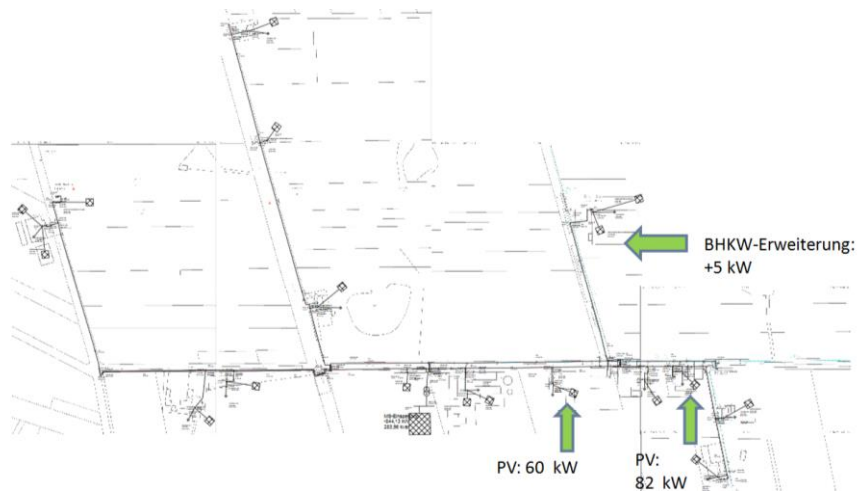


Bild 9.3: Werlte: Standorte der zusätzlichen DEA 2050

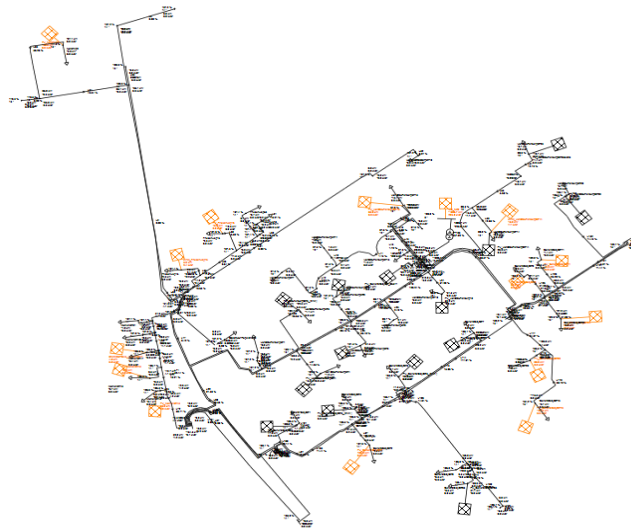


Bild 9.4: Sögel, Staufenbergstraße: Standorte der zusätzlichen DEA 2023 (in orange)

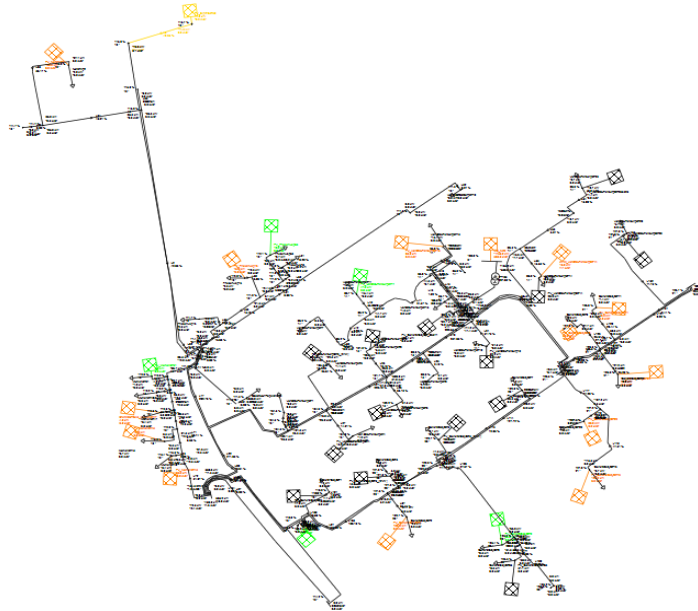
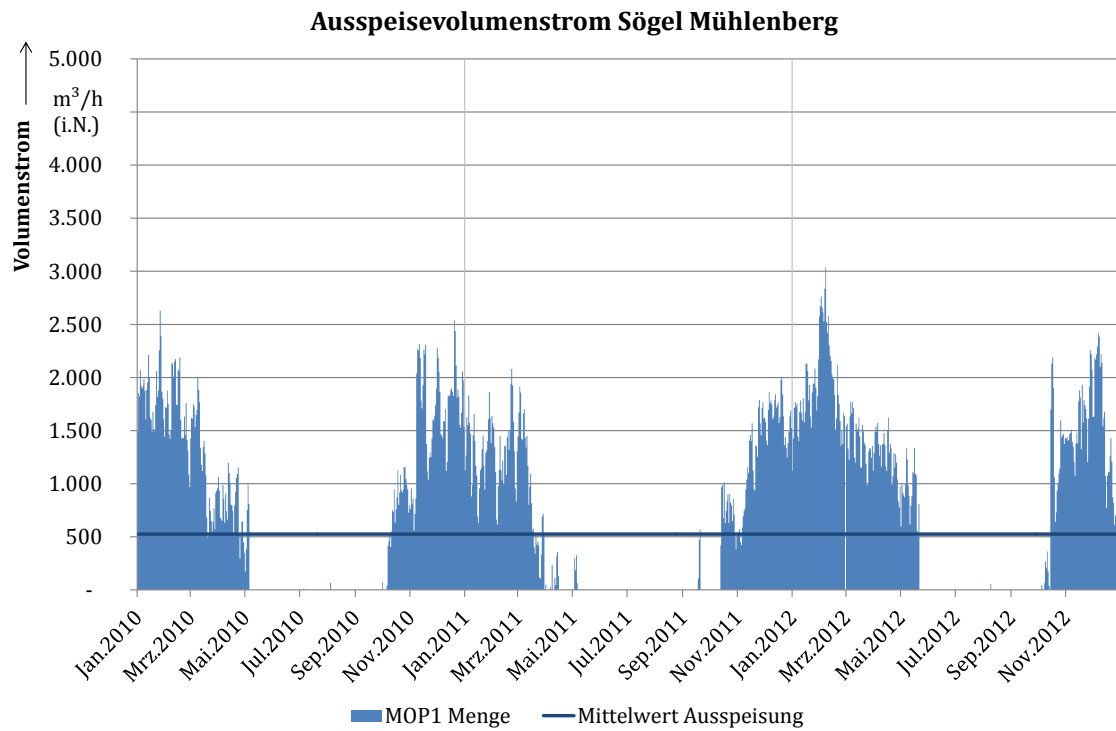


Bild 9.5: Sögel, Staufenbergstraße: Standorte der zusätzlichen DEA: 2033 (in gelb) und 2050 (in grün)

Anhang B Auslastung der GDRA

**Bild 9.6: Auslastung GDRA Sögel Mühlenberg (Installierte Leistung $5.000 \text{ m}^3/\text{h}$)**

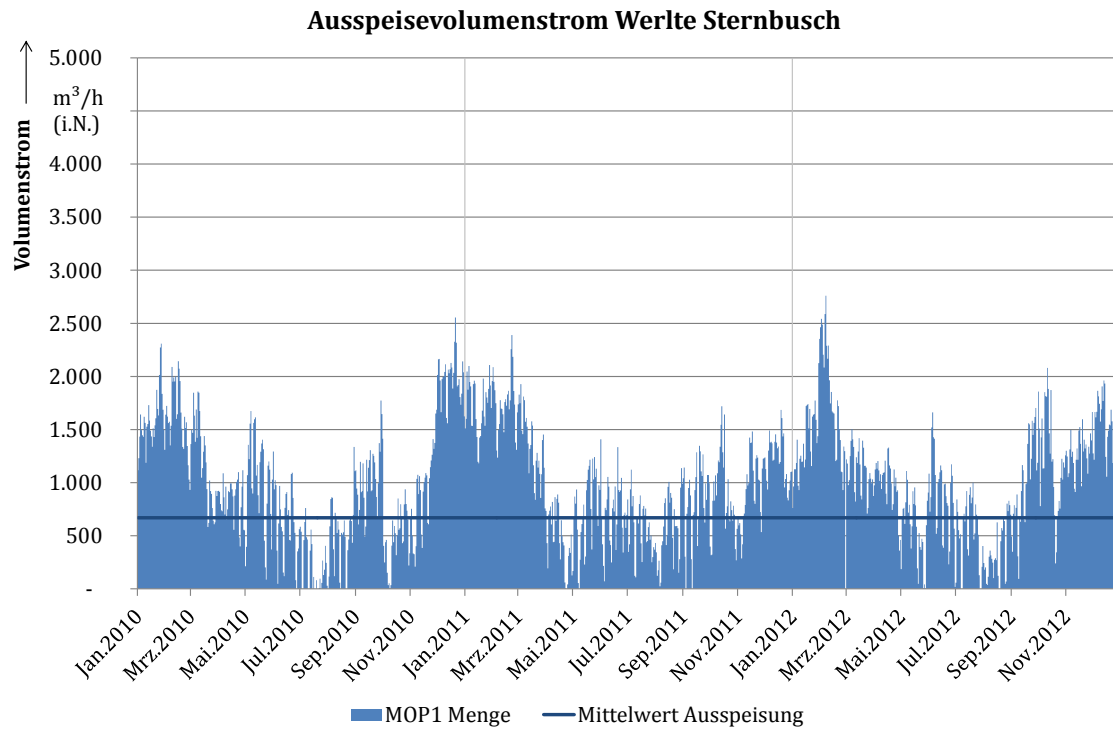


Bild 9.7: Auslastung GDRA Werlte Sternbusch (Installierte Leistung 5.000 m³/h)

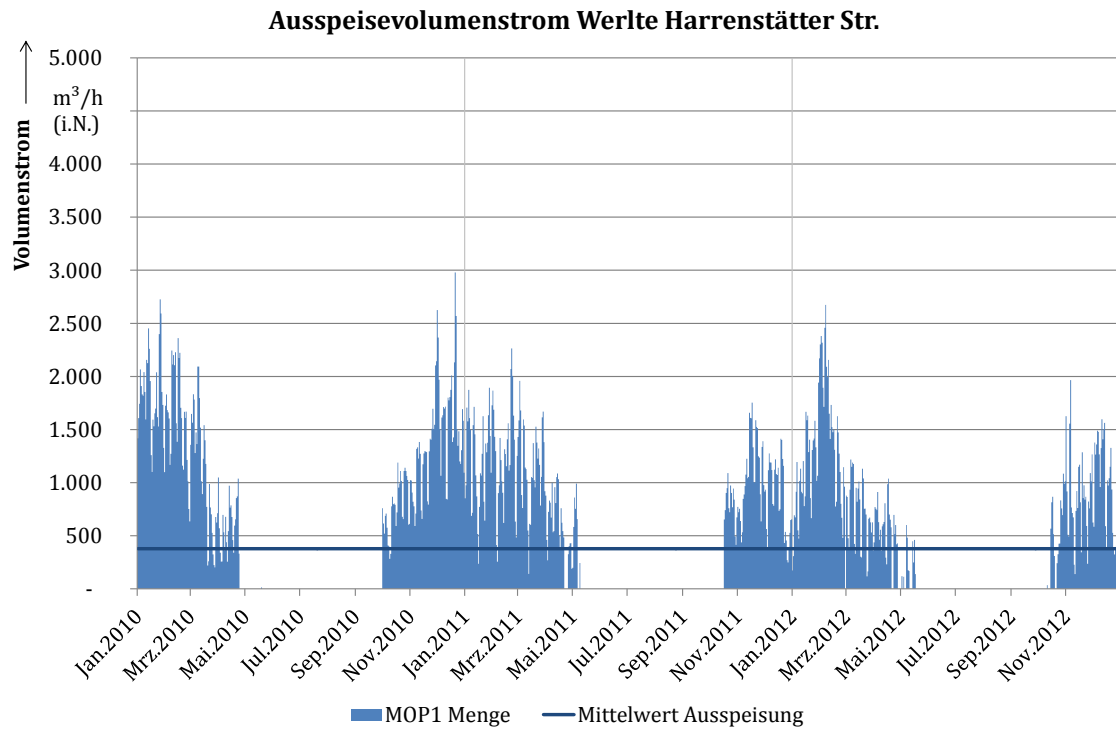


Bild 9.8: Auslastung GDRA Werlte Harrenstätter Str. (Installierte Leistung 5.000 m³/h)

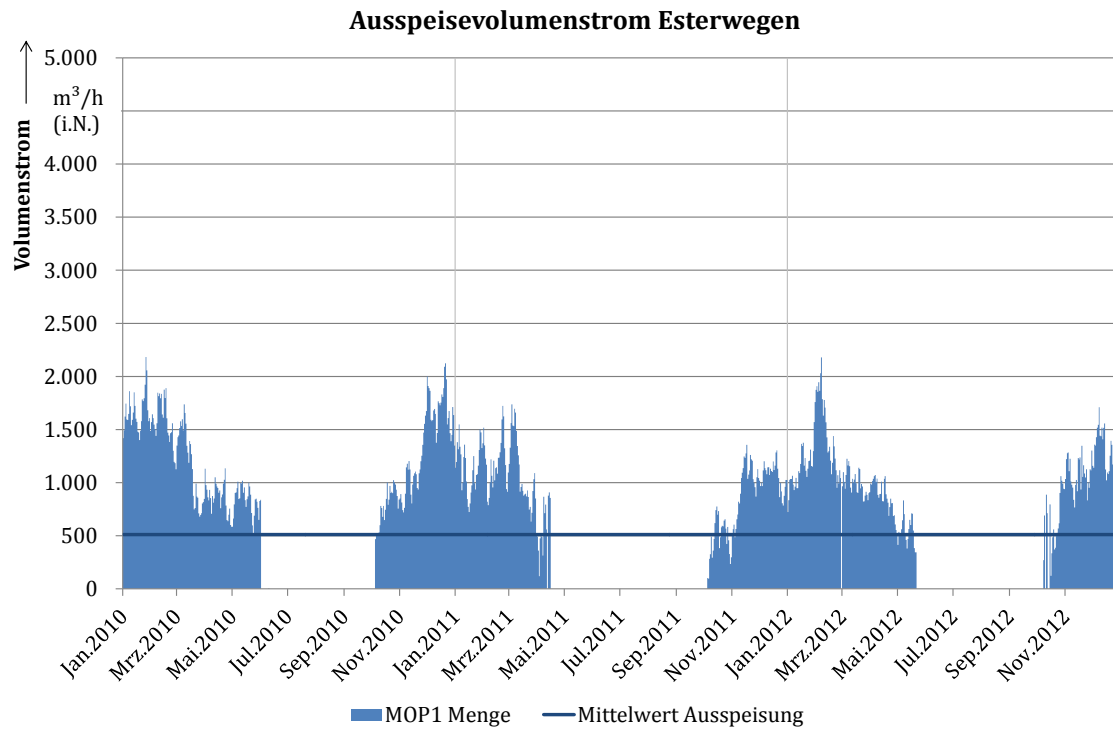


Bild 9.9: Auslastung GDRA Esterwegen (Installierte Leistung 5.000 m³/h)

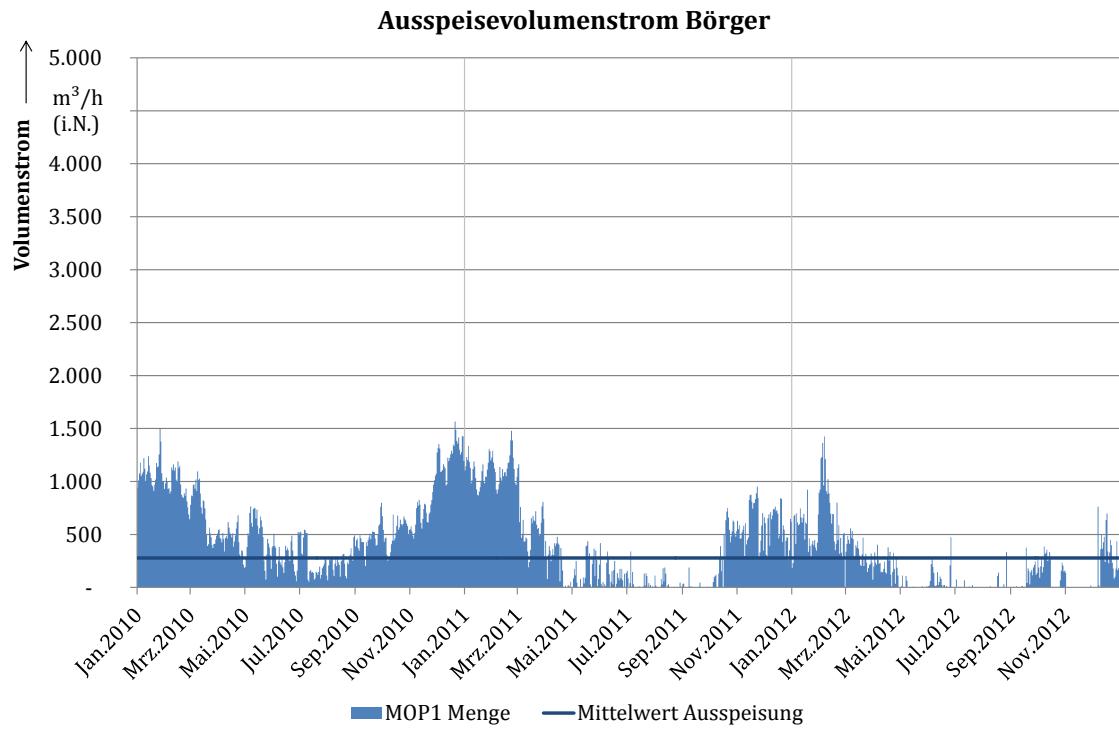


Bild 9.10: Auslastung der GDRA Börger (Installierte Leistung 5.000 m³/h)

Anhang C Einsatz der Kopplungselemente ohne und mit Berücksichtigung von Netzrestriktionen in Esterwegen

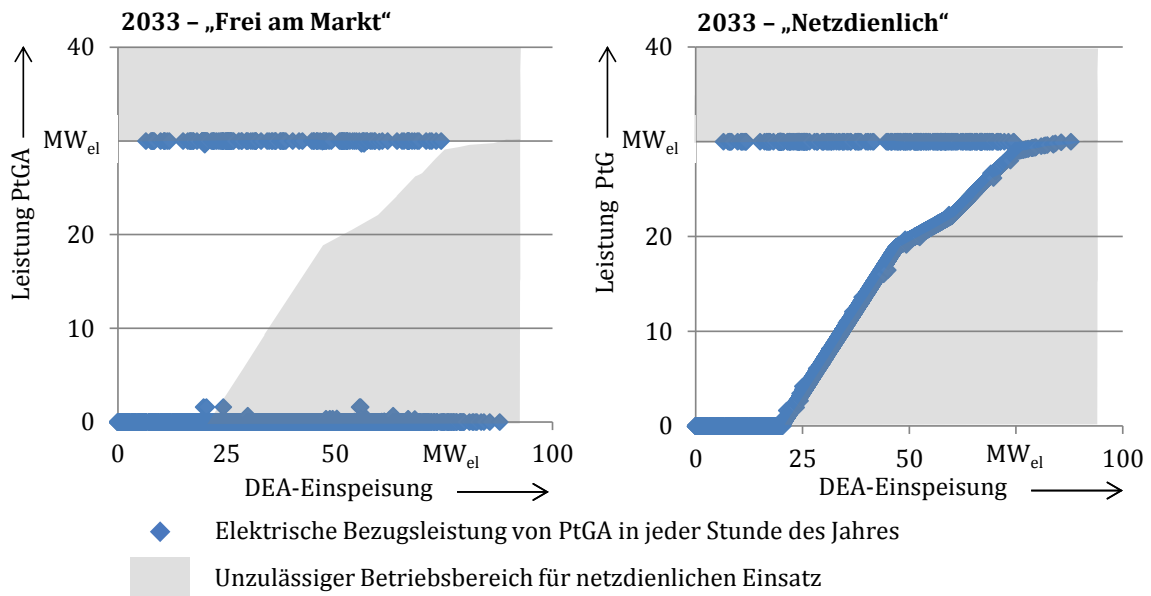


Bild 9.11: Einsatz der Kopplungselemente ohne und mit Berücksichtigung von Netzrestriktionen in Esterwegen-Nord

226 Einsatz der Kopplungselemente ohne und mit Berücksichtigung von Netzrestriktionen in Esterwegen

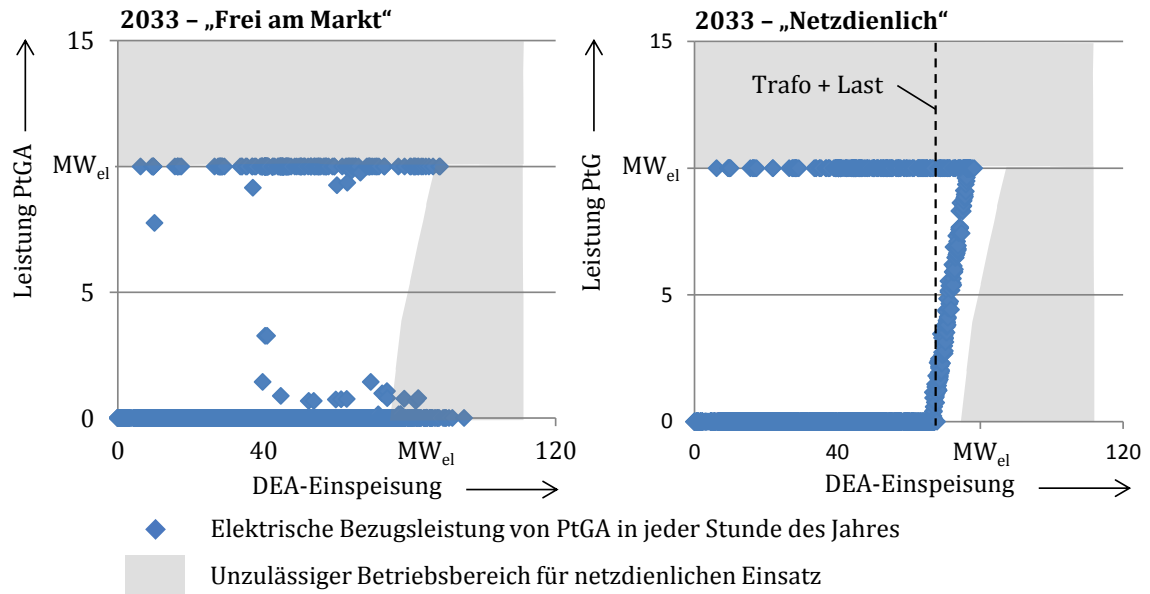


Bild 9.12: Einsatz der Kopplungselemente ohne und mit Berücksichtigung von Netzrestriktionen in Esterwegen-Süd