



Quelle: papalapapp – Fotolia.com

# Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze

Eine der wesentlichen **Herausforderung bei der Energiewende** besteht darin, die zunehmend auf volatilen erneuerbaren Energien basierende Stromerzeugung in Markt und Netz zu integrieren. Anhand realer Verteilungsnetze im Emsland wurde in der im Folgenden vorgestellten Studie untersucht, welchen Beitrag eine intelligente Kopplung von Strom- und Gasverteilungsnetzen mittels Power-to-Gas-Anlagen zur Lösung dieser Herausforderung leisten kann. Die Untersuchungen haben u. a. gezeigt, dass durch die Kopplung der Strom- und Gasnetze die **Netzausbaukosten** insbesondere dann signifikant reduziert werden können, wenn andernfalls eine Überdimensionierung durch diskrete Stromnetzausbaumaßnahmen erfolgen würde.

von: Jens Hüttenrauch, Sylvana Zöllner, Gert Müller-Syring (DBI Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg), Philipp Steffens, Dr. Marcus Stötzel, Prof. Dr. Markus Zdrallek (Lehrstuhl für elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal), Wolfgang Köppel, Charlotte Degünther (DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT), Christoph Baumann, Kilian Geschermann & Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser (Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft an der RWTH Aachen University)

Die im Rahmen dieses Beitrags behandelte Studie „Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze“ folgt auf die vom DVGW geförderte Studie „Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie“, beide entstanden im Forschungscluster „Smart Grids“ unter Leitung von Heinrich Busch. Erstere Studie zeigte, dass in der Nieder- und Mittelspannungsebene netzdienlich eingesetzte Power-to-Gas-Anlagen (PtGA) signifikant den durch die zunehmende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) bedingten Netzausbau reduzieren können. Insbesondere konnte gezeigt werden, dass durch PtGA in der Niederspannungsebene (NS-Ebene) sowohl in der Niederspannungsebene als auch in der überlagerten Mittelspannungsebene (MS-Ebene) Netzausbau eingespart werden kann.

In der Folgestudie wird der Betrachtungsbereich um die 110-kV-Hochspannungsebene erweitert. Weiterhin wird der Mehrwert von flexiblen PtGA im EE-Portfolio eines Direktvermarkters zum Ausgleich von kurzfristigen Prognosefehlern analysiert und das Potenzial von PtG in der lokalen Wasserstoffmobilität untersucht.

### Power-to-Gas zur Entlastung der Stromverteilungsnetze

Zur Untersuchung, inwieweit der Stromnetzausbau in der Verteilungsebene durch die PtG-Technologie reduziert werden kann, wird zunächst ein Rahmenszenario gebildet, welches u. a. die zukünftige Nachfrage nach Strom und Gas definiert. Außerdem ergibt sich aus dem Szenario, dass im betrachteten Netzgebiet im Emsland bis 2050 ein enormer Zubau von Windenergie (+ 130 Prozent) und PV-Anlagen (+ 130 Prozent) zu erwarten ist. Insbesondere für die untersuchten ländlichen Verteilungsnetze lässt sich daraus ein erheblicher Handlungsbedarf ableiten. Für die zukünftige Entwicklung des Gasabsatzes wird eine Reduzierung bis 2050 auf ca. 50 Prozent angenommen. Dabei werden unterschiedliche Entwicklungen für Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistung, Industrie und Mobilität berücksichtigt. Auf Basis des Rahmenszenarios werden konkrete Last- und Einspeisezeitreihen für jedes Stützjahr abgeleitet und darauf aufbauend der Ausbaubedarf für die Stromnetze quantifiziert (Abb. 1).

Als Referenzvariante wird eine Zielnetzplanung ohne Einsatz von PtGA für die Hochspannungsebene (HS-Ebene) vorgenommen. In einer gekoppelten Planung wird dagegen quantifiziert, wie der Netzausbaubedarf durch den Einsatz von PtGA reduziert werden kann. Durch eine spannungsebenenübergreifende Betrachtung wird gezeigt, wie auf der Niederspannungsebene installierte PtGA den notwendigen Netzausbaubedarf auf allen überlagerten Ebenen reduzieren können. Abschließend

erfolgen ein Vergleich sowie eine betriebswirtschaftliche Bewertung der Ausbauvarianten.

Im Rahmen der gasseitigen Potenzialermittlung werden sowohl die Potenziale für eine Wasserstoff- als auch für eine Methaneinspeisung untersucht. Die Zumischung von Wasserstoff wird auf 10 Volumenprozent in den Jahren 2023 und 2033 und auf 15 Volumenprozent im Jahr 2050 begrenzt. Die 10 Volumenprozent entsprechen der aktuell geltenden Grenze im DVGW-Regelwerk unter der Annahme, dass die derzeit bestehenden Restriktionen auf Basis technischer Gegebenheiten, z. B. bei Erdgas als Kraftstoff (2 Volumenprozent) und Gasturbinen (je nach Hersteller 1 bis 5 Volumenprozent), geändert werden konnten. Zur Ermittlung der gasseitigen Potenziale für die Kopplung mit der HS- und MS-Ebene der Stromnetze werden die Lastgänge an den Übergabepunkten im Betrachtungsgebiet sowohl zwischen dem Fernleitungsnetz der GTG Nord und dem regionalen Hochdruckverteilungsnetz der EWE NETZ als auch zwischen dem regionalen Hochdruckverteilungsnetz und dem Gasverteilnetz (Mitteldruck) der EWE NETZ untersucht.

Die Zielnetzplanung für das HS-Netz im Emsland (Abb. 2) zeigt, dass die Übertragungsleistung der bestehenden Trassen mit innovativen Betriebs-

mitteln und Systemen wie temperaturbeständigen Aluminium-Leiterseilen (TAL) und Leiterseilmonitoring in vielen Fällen mit geringem Aufwand und kostengünstig gesteigert werden kann. An zwei Stellen müssen trotzdem aufwendige Netzausbaumaßnahmen vorgenommen werden, um die zusätzliche Leistung aus dezentralen Einspeiseanlagen (DEA) zu integrieren. Bei einer bestehenden Trasse muss beispielsweise ein zusätzliches Freileitungssystem über 9 km installiert werden. In beiden Fällen ergeben sich potenzielle Anwendungsmöglichkeiten zum Einsatz von PtGA zur Spitzenlastkappung.

Die gasseitigen, ganzjährig verfügbaren Potenziale liegen im gesamten Betrachtungsgebiet für das Jahr 2050 bei ca. 5 MW für die Wasserstoffeinspeisung sowie 55 MW für Methaneinspeisung. In den Wintermonaten sind aufgrund des höheren Gasabsatzes deutlich größere Potenziale im Bereich von 10 MW (Wasserstoff) bis 120 MW (Methan) vorhanden. Eine Betrachtung der ganzjährig verfügbaren untertägigen Potenziale in den Zeiten von 7 bis 19 Uhr führt ebenfalls zu erhöhten Potenzialen in Höhe von 7 MW (Wasserstoff) bis 75 MW (Methan). Dies ist vor allem für die Nutzung der PtGA im NS-Stromverteilungsnetz interessant, da in diesen Zeiten auch die Einspeisespitzen durch Photovoltaikanlagen (PVA) auftreten.

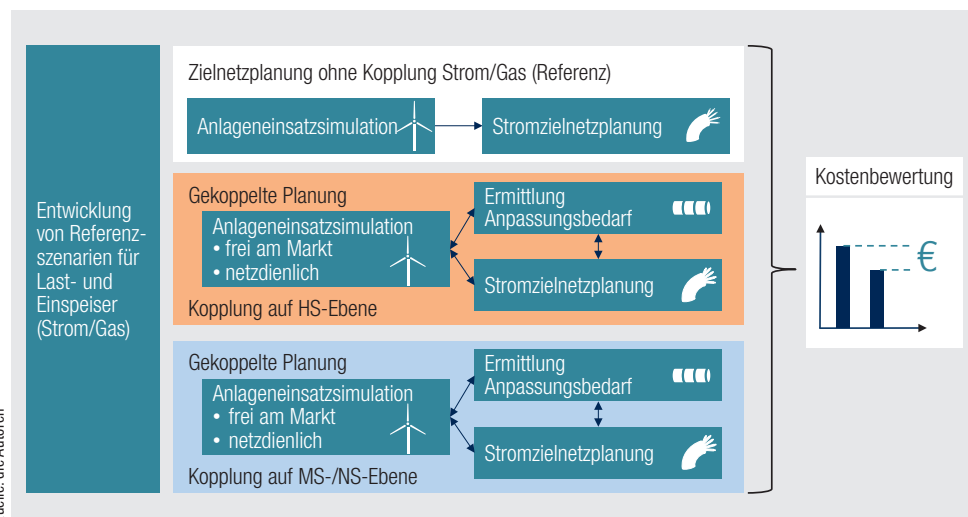


Abb. 1: Gesamtmethodik der Studie

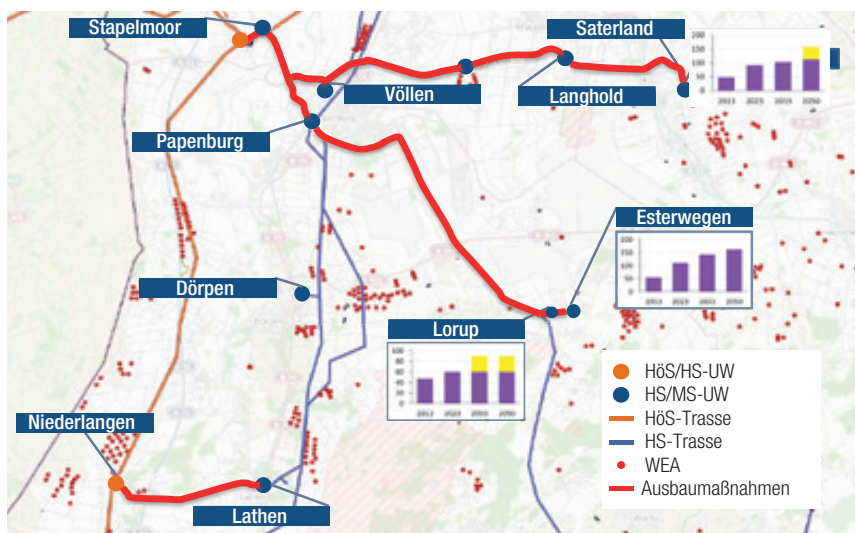


Abb. 2: Ausbaubedarf des Hochspannungsnetzes im Emsland bis 2050

Der lokale, stromseitige Bedarf für PtGA zur Verminderung des Netzausbaus für das Hochspannungsnetz liegt bei 5 MW in Ramsloh (zwischen Langhold und Saterland) und 13 MW in Esterwegen. Die Kapazitäten zur Einspeisung der erzeugten Gase (5 MW Wasserstoff, 13 MW Methan) können gasnetzseitig durch die Verlagerung von Lastflüssen innerhalb des Netzes bereitgestellt werden.

Durch den netzdienlichen Betrieb geeigneter dimensionierter PtGA wird eine Überlastung der vorhandenen Leitungen verhindert und somit Netzausbau-

maßnahmen substituiert. Ergebnis der Vollkostenbetrachtung für das HS-Netz Emsland ist, dass der Ausbau mit innovativen Technologien mit 4,1 Mio. Euro (Barwert 2018) günstiger ist als der Einsatz von PtGA mit 6,3 Mio. Euro (Barwert 2018). Dabei sind die Kosten und Erlöse für zwei PtGA mit  $P = 5$  MW (Wasserstoff) und  $P = 13$  MW (Methan) enthalten. Die Errichtung der beiden PtGA im HS-Netz ist erst in den späteren Stützjahren notwendig, da die zunächst durch innovative Maßnahmen gesteigerten Übertragungskapazitäten der bestehenden Freileitungen bis dahin ausreichen.

In der betrachteten Planungsvariante wurde auf Basis aktueller Planungsprämissen des HS-Netzbetreibers davon ausgegangen, dass die Netzverstärkungsmaßnahmen in Form von TAL-Verstärkungen auf Bestandstrassen und der Installation eines zusätzlichen Systems in Freileitungstechnik möglich sind. In einer weiteren Planungsvariation wurde die Variante untersucht, die erforderlichen Netzverstärkungsmaßnahmen stattdessen nur durch den Einsatz von Erdkabeln umzusetzen. In diesem Fall entstehen in der nichtgekoppelten Variante Ausbaukosten von 33,6 Mio. Euro (Barwert 2018), die durch den Einsatz einer PtGA mit  $P = 13$  MW um 17 Prozent reduziert werden können.

Betrachtet man die spannungsebenenübergreifende Planung unter Berücksichtigung der Koppelung von Strom- und Gasnetz, so reduziert eine PtGA in der NS-Ebene bei netzdienlicher Betriebsweise auch Netzausbaukosten in der MS- und HS-Ebene. Die Einsparungen dieser überlagerten Ebenen können daher anteilig den PtGA in den NS-Netzen zugeschrieben werden. In der Vollkostenbetrachtung (Abb. 3) für das untersuchte ländliche NS-Netz ergibt sich in der gekoppelten Variante unter den gewählten Annahmen eine Summe von 195.000 Euro. Sie ist

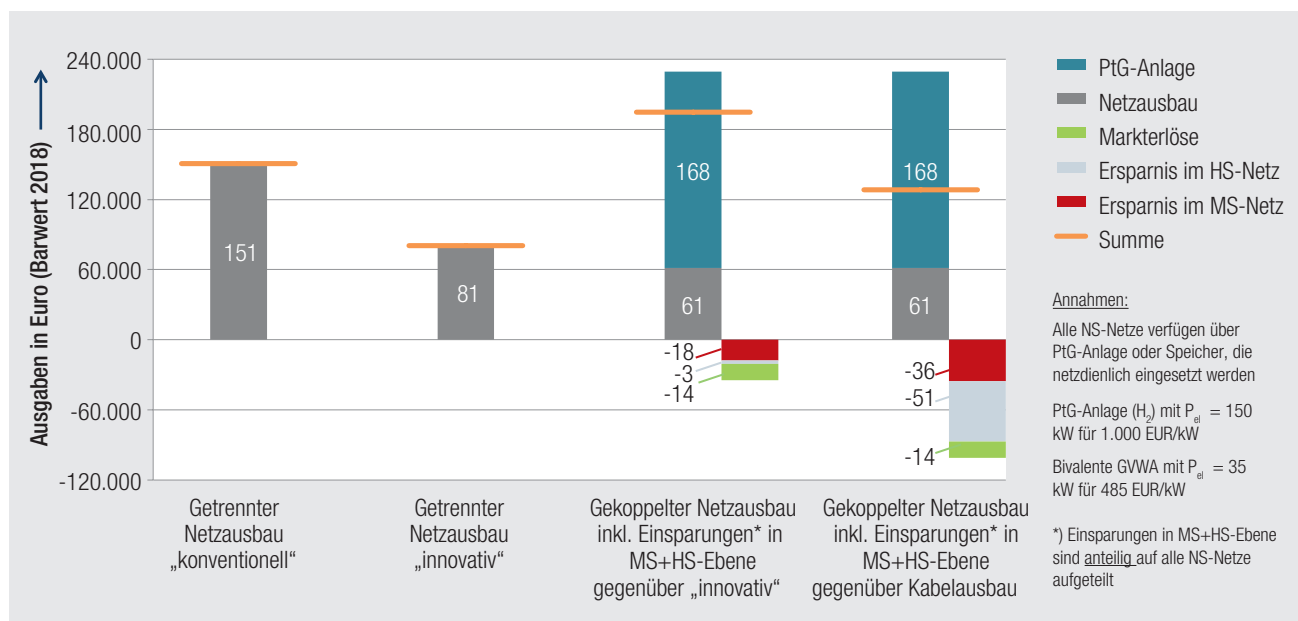
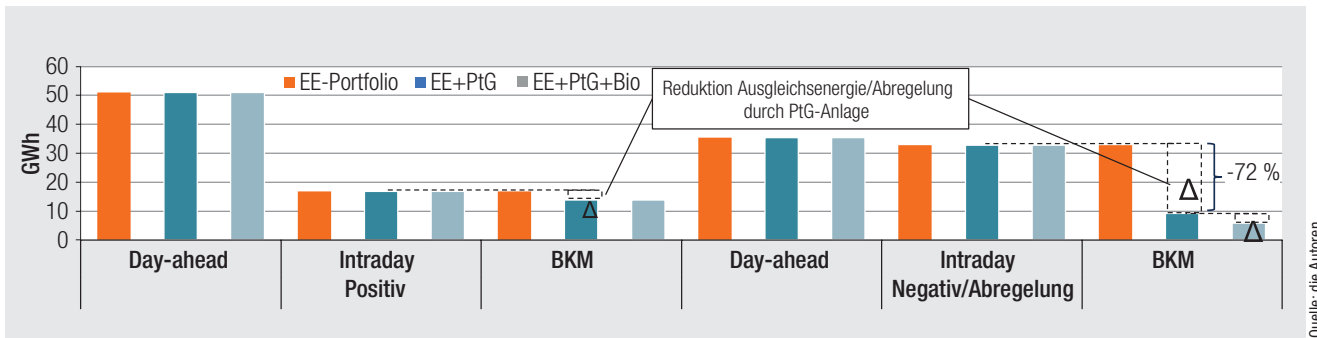


Abb. 3: Kosten und Erlöse für das ländliche Niederspannungsnetzgebiet bei spannungsebenenübergreifender Betrachtung



damit etwas kostenintensiver als der konventionelle Netzausbau ohne Kopplung mit 151.000 Euro. Als insgesamt kostengünstigste Variante für die NS-Netze erweist sich weiterhin der innovative Ausbau ohne Einsatz der PtG-Technologie mit 81.000 Euro. Dabei bleibt jedoch der sonst mögliche Mehrwert einer PtG-Anlage, wie z. B. erhöhte Flexibilisierung, Energiespeicherung und Übertragung von günstigem erneuerbaren Strom in andere Sektoren unberücksichtigt.

### Power-to-Gas zum Ausgleich von Prognosefehlern

Die Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien erfolgt zunehmend durch eine Direktvermarktung in Portfolios an den Märkten für Fahrplanenergie und Regelleistung. Dabei unterliegt die Einspeisung volatiler Windenergie (WEA) und Photovoltaikanlagen (PVA) einer Prognoseunsicherheit, die zu Fahrplanabweichungen im Bilanzkreis und somit zu einem Risiko aufgrund von anfallenden Kosten für Ausgleichsenergie führen kann. Durch die Hinzunahme von zusätzlicher Flexibilität in das EE-Portfolio in Form einer PtGA können Fahrplanabweichungen und das daraus entstehende Risiko reduziert werden. Im Rahmen dieser Studie wird der Mehrwert von PtGA zum Ausgleich kurzfristiger Prognoseunsicherheiten durch die Simulation der Vermarktung eines Portfolios am Day-ahead- und Intraday-Markt bewertet. Das Portfolio besteht dabei aus WEA und PVA mit insgesamt 212 MW sowie einer Biogasanlage (5 MW) und einer PtGA (22 MW). Simuliert wird der Zeitraum von März 2013 bis Februar 2014 mit historischen Preisen, Einspeiseprogno- sen und gemessenen Einspeisungen.

Die Auswertung der Simulationen zeigt, dass PtGA durch ihre flexible Fahrweise die in **Abbildung 4** gezeigte erforderliche Ausgleichsenergie im EE-Portfolio, bestehend aus WEA und PVA, deutlich reduzieren können. Insbe-

sondere die negative Ausgleichsenergie (bzw. EE-Abschaltung, welche zur Einhaltung des Bilanzkreisgleichgewichts ansonsten erforderlich wäre) reduziert sich im Betrachtungszeitraum um 72 Prozent von 33 GWh auf etwa 9 GWh. Positive Ausgleichsenergie kann durch eine Verringerung der Leistungsaufnahme bereitgestellt werden, wenn die PtGA aufgrund von niedrigen Marktpreisen in Betrieb ist. Diese Reduktion fällt mit 17 Prozent allerdings geringer aus. Die zusätzliche Berücksichtigung einer Biogasanlage erzeugt nur noch einen geringen Mehrwert hinsichtlich der Ausgleichsenergie, was neben der geringeren Leistung auch durch den abnehmenden Grenznutzen von Flexibilität zu begründen ist. Auch monetär ergibt sich durch den Einsatz der PtGA im Bilanzkreismanagement (BKM) ein Mehrwert. Der Wert des ansonsten aus abgeschalteter und im Bilanzkreis überschüssiger EE-Einspeisung erzeugten Gases beträgt im Betrachtungszeitraum 283.000 Euro. Zusätzlich ergibt sich eine Ersparnis von Ausgleichsenergiekosten in Höhe von 31.000 Euro.

### Power-to-Gas in der regionalen Mobilität

Wasserstoff aus PtGA kann, alternativ zur Einspeisung in das Erdgasnetz, in der Mobilität genutzt werden. Am Beispiel Ramsloh wurde die lokale Wasserstoffnutzung untersucht. Eine Nutzung im privaten Personenverkehr benötigt jedoch eine überregionale Infrastruktur, was in naher Zukunft nicht vorstellbar ist. Daher wurde als erster Schritt eine Belieferung des ÖPNV vorgeschlagen, die als Keimzelle für eine spätere private Nutzung dienen kann. Der erzeugte Wasserstoff muss zum ÖPNV transportiert und eine dreistufige Verteilinfrastruktur geschaffen werden (**Abb. 5**). Stufe 1 schließt direkt nach der Wasserstoffherstellung durch die Elektrolyse an. Hier wird der erzeugte Wasserstoff für den Transport vorbereitet. In Stufe 2 wird er transportiert, um schließlich in Stufe 3 an der Tankstelle angeboten zu werden.

**Abb. 4:** Positive und negative Ausgleichsenergie/Abregelung in den verschiedenen Handelsstufen

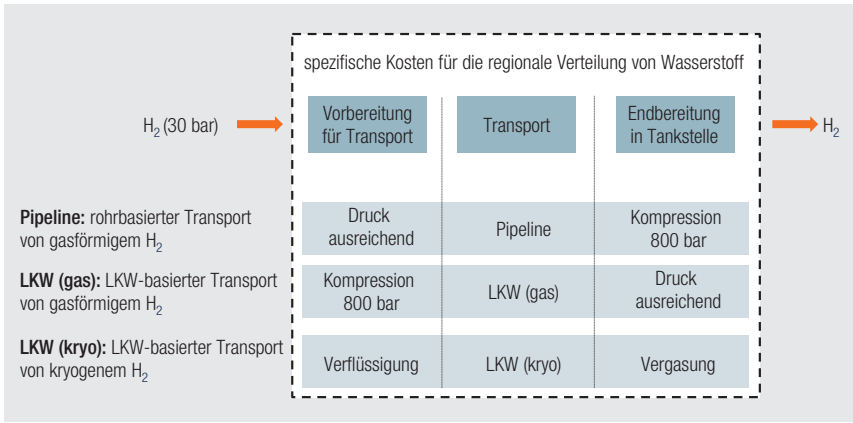


Abb. 5: Varianten des Wasserstofftransportes

Für die lokale Nutzung wurden drei unterschiedliche Varianten betrachtet:

- „Pipeline“: Rohrbasierter Transport von gasförmigem H<sub>2</sub> bei 30 bar mit anschließender Kompression auf 800 bar in der Tankstelle
- „LKW (gas)“: LKW-basierter Transport von gasförmigem H<sub>2</sub> mit Kompression auf 800 bar bei der Erzeugung
- „LKW (kryo)“: LKW-basierter Transport von kryogenem H<sub>2</sub> mit einer Verdampfung auf 800 bar an der Tankstelle

Hinzukommend wurden die jeweiligen, spezifischen Kosten in EUR/kg für die Verteilinfrastruktur ermittelt. In den spezifischen Kosten sind sowohl die Investitionen als auch die

Betriebskosten eingegangen. Bei der Betrachtung der spezifischen Kosten über die notwendige Transportentfernung (Herstellung – Nutzung) ergab sich, dass der kostengünstigste Transport des Wasserstoffs aus PtG-Anlagen im Verteilnetz durch LKW erfolgt, die den Wasserstoff gasförmig transportieren (Abb. 6). Hier liegen die spezifischen Kosten bei ca. 2 EUR/kg für eine Transportmenge von ca. 150.000 kg/a. Diese Menge ist die maximale Erzeugung in Ramsloh im Jahr 2050. Bei Transport des heute umgesetzten CNG-Energie-Äquivalents (ca. 8.200 kg/a H<sub>2</sub>) lägen die spezifischen Kosten bei ca. 15 EUR/kg. Unter bestimmten Voraussetzungen wie z. B. sehr kurzen Transportentfernungen oder der Nutzung von bestehenden Gasleitungen und zusätzlicher höherer Transport-

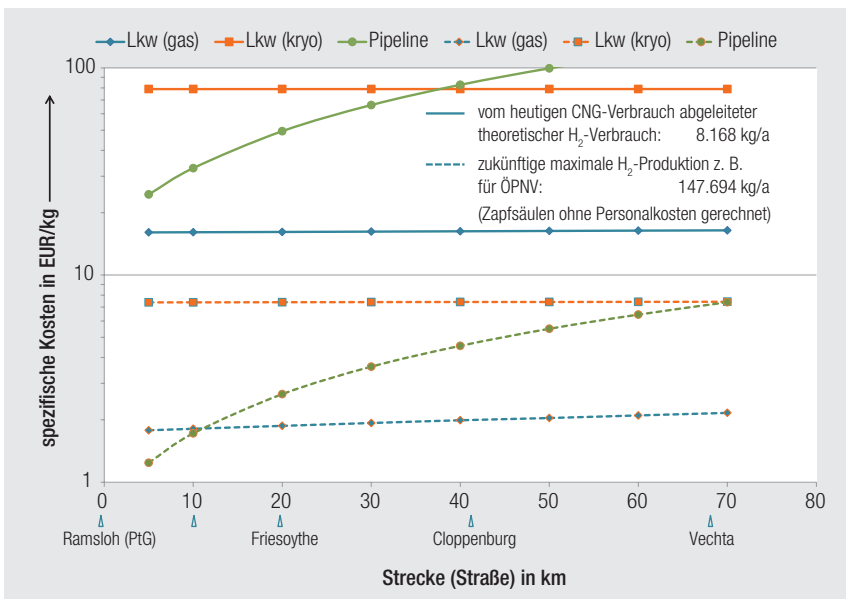


Abb. 6: spezifische Kosten der regionalen Wasserstoffverteilung

mengen kann der Transport via Pipeline interessant werden. Der kryogene Transport ist meist aufgrund sehr hoher Kosten für die Verflüssigung nicht konkurrenzfähig. Auch konnte die Annahme bestätigt werden, dass eine Abgabe an einer zentralen Tankstelle, z. B. für den ÖPNV, in naher Zukunft sinnvoll ist, um eine spätere überregionale Verteilung bei ausreichender H<sub>2</sub>-Produktion zu unterstützen.

### Fazit und Ausblick

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass durch den Einsatz von PtGA in den Verteilungsnetzen technische und wirtschaftliche Vorteile erzielt werden können. Die in der HS-Ebene eingesetzten konventionellen Betriebsmittel (Netz- und Anlagenausbau) zur Bereitstellung der für den Ein- bzw. Rückspeisefall benötigten zusätzlichen Übertragungsleistung sind nicht gut skalierbar, sodass auch ein relativ geringer Bedarf zu massivem Ausbau führen kann. Die Folgen sind einerseits hohe Kosten für aufwendige Ausbaumaßnahmen wie neue HS-Trassen oder Verkabelungen, andererseits die nur unvollständige Nutzung der zusätzlichen Übertragungsleistung. Gegenüber dem konventionellen Netzausbau kann der Einsatz von PtGA zur Spitzenkappung wirtschaftlich sein, insbesondere, wenn neben der netzdienlichen Nutzung auch weitere Anwendungsfälle für die PtGA bestehen. Ein weiterer, wesentlicher Vorteil ist die Möglichkeit, mit PtGA den Netzausbau aufzuschieben und somit Ineffizienzen durch bedarfsgetriebene Einzelmaßnahmen zu vermeiden. Darüber hinaus kann eine PtGA deutlich schneller realisiert werden als konventioneller Netzausbau. Die Ergebnisse haben für das exemplarisch betrachtete Netzgebiet allerdings auch gezeigt, dass, wenn die zusätzliche Übertragungsleistung mit innovativen Maßnahmen wie Freileitungsmonitoring oder TAL-Beseilung gewährleistet werden kann, die gekoppelte Planung mit Einsatz von PtGA in der Regel nicht wirtschaftlich darstellbar ist.

Weitere Vorteile ergeben sich bei spannungsebenenübergreifender Planung, also von der NS- über die MS- bis zur HS-Ebene. Der Einsatz von Kopplungselementen in der NS-Ebene führt bei netzdienlichem Einsatz zu einer signifikanten Reduzierung des Ausbaubedarfs auch in der MS- und HS-Ebene. Eine Voraussetzung dafür ist der flächendeckende Einsatz von netzentlastenden Technologien. Dazu gehören neben PtGA auch Batteriespeicher und Möglichkeiten zur Lastverschiebung wie bivalente Gasvorwärmanlagen. Eine weitere Voraussetzung für die Verminderung von Netzausbau ist ein netzdienlicher Einsatz der im NS- und MS-Netz installierten PtGA, der beispielsweise über eine am Smart Market getroffene Vereinbarung zwischen PtGA-Betreiber und Verteilnetzbetreiber gewährleistet werden kann. Aufgrund der hohen Korrelation zwischen der regionalen Einspeiseleistung und deutschlandweiten Strompreisen im HS-Netzgebiet führt bei auf HS-Ebene installierten PtGA auch ein marktgeführter Einsatz tendenziell zu Netzentlastung.

Bei der Betrachtung des Einsatzes von PtGA in EE-Direktvermarktungsportfolios wurde gezeigt, dass durch den Ausgleich von positiven Prognoseabweichungen mittels PtGA die Ausgleichsenergiemengen und -kosten deutlich reduziert werden können. Die überschüssige EE-Einspeisung wird im Energiesystem genutzt, anstatt für die Einhaltung des Fahrplans gegebenenfalls aberegelt zu werden. Des Weiteren wird ein finanzieller Mehrwert, sowohl aus der Nutzung der überschüssigen Energie innerhalb des Portfolios zur Gasherstellung als auch aufgrund der reduzierten Kosten für Ausgleichsenergie, generiert.

Wasserstoff aus PtG-Anlagen kann, alternativ zur Einspeisung in das Erdgasnetz, auch in der Mobilität genutzt werden. Als kostengünstigste Variante zur Verteilung des Wasserstoffs im Betrachtungsgebiet hat sich der Transport im gasförmigen Zustand

mittels LKW erwiesen. Die Nutzung von Wasserstoff aus PtGA für den ÖPNV und regionale Fahrzeugflotten kann als Keimzelle für eine überregionale Wasserstoffmobilität dienen und stellt einen weiteren Baustein zur Erreichung der Wirtschaftlichkeit von PtGA dar.

Die Untersuchungen zeigen, dass zur Erreichung der Gesamtwirtschaftlichkeit der strom- und gasnetzübergreifenden Smart-Grid-Konzepte die PtGA auf möglichst niedriger Spannungsebene bzw. erzeugungsnah eingesetzt werden müssen, damit Einsparungen auch durch Vermeidung von Netzausbau in den überlagerten Spannungsebenen realisiert werden können und somit zur Wirtschaftlichkeit der PtGA beitragen können.

Des Weiteren müssen die Investitionskosten vor allem für kleine PtGA (< 0,5 MW) zum Einsatz in der NS-Ebene durch neue Technologien sowie Standardisierung und Modularisierung deutlich reduziert sowie die Lebensdauer der Anlagen bei der für den Ausgleich der volatilen EE notwendigen dynamischen Betriebsweise erhöht werden. Die Effekte des Einsatzes von PtGA auf sowohl Strom- als auch Gasverteilungsnetze sollten anhand von Demonstrationsprojekten untersucht werden.

Für den Einsatz von PtGA, Smart-Grid-Technologie und Speichern im Netzbetrieb werden angepasste regulatorische Rahmenbedingungen benötigt, wie z. B. die Voraussetzungen für die Anrechnung eingesparter Netzausbaukosten durch den Einsatz von PtGA. Darüber hinaus ist von Seiten der Forschung der systemische Mehrwert von Langzeitspeichern zu quantifizieren, um für die Zukunft bedarfsgerechte Technologien und Einsatzkonzepte entwickeln zu können.

Die Autoren danken den Mitarbeitern der EWE Netz GmbH und der Avacon AG für die umfangreiche Unterstützung bei der Erstellung der Studie. Weiterhin gilt unser Dank dem

DVGW, der dieses Forschungsvorhaben gefördert hat, sowie dem Projektbegleitkreis für die konstruktiven Diskussionen. ■

## Die Autoren

**M. Eng. Jens Hüttenrauch, M. Eng. Sylvana Zöllner, Dipl. Ing. (FH) Gert Müller-Syring** (DBI Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg): Die DBI-Gruppe fokussiert bei den Netzthemen auf die Optimierung der Netzinfrastrukturen zur Aufnahme von EE bei Erhalt bzw. Verbesserung der Versorgungssicherheit.

**M.Sc. Philipp Steffens, Dr. Marcus Stötzel, Prof. Dr. Markus Zdrallek** (Lehrstuhl für elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal): Der Lehrstuhl ist auf dem Gebiet der Netzstrukturen der Zukunft und der Entwicklung intelligenter Verteilnetzsysteme tätig.

**Dipl.-Ing. Wolfgang Köppel, Dipl.-Phys. Charlotte Degünther** (DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT): Die DVGW-Forschungsstelle beschäftigt sich mit Fragestellungen, die sich aus der sicheren und umweltfreundlichen Aufbereitung, Verteilung und Verwendung von gasförmigen Brenn- und Kraftstoffen und deren Wirkung auf Mensch und Umwelt ergeben.

**M.Sc. Christoph Baumann, Dipl.-Wi.-Ing. Kilian Geschermann, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser** (Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft an der RWTH Aachen University): Das Institut beschäftigt sich schwerpunktmäßig mit der mathematischen Simulation, Optimierung und Bewertung von Energieversorgungssystemen.

Kontakt:  
Jens Hüttenrauch  
DBI Gastechnologisches Institut gGmbH  
Freiberg  
Karl-Heine-Straße 109/111  
04229 Leipzig  
Tel.: 0341-2457128  
E-Mail: jens.huettenrauch@dbi-gti.de  
Internet: www.dbi-gti.de

## Management Summary

# Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze

März 2015

**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 Bunde Institut  
des KIT, Karlsruhe

## **Management-Summary**

### **Studie über den Nutzen der PtG-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze**

#### **Kernaussagen:**

Der Einsatz von Power-to-Gas (PtG) im Stromverteilungsnetz generiert in verschiedenen Anwendungsfällen einen systemischen Zusatznutzen:

- Der netzdienliche Einsatz von PtG-Anlagen in der Niederspannungsebene des Stromnetzes kann zu einer Entlastung der gesamten Verteilungsnetzebenen und somit zu einer spannungsebenenübergreifenden Reduktion des erforderlichen Stromnetzausbaus führen.
- PtG-Anlagen können im Gegensatz zu Netzausbaumaßnahmen entsprechend der jeweiligen Anforderung ausgelegt und skaliert werden. Dies bedeutet, dass gerade bei einer Überdimensionierung durch diskrete Stromnetzausbaumaßnahmen PtG eine Alternative darstellt.
- PtG-Anlagen können Netzausbau gezielt zeitlich verschieben und somit Ineffizienzen durch bedarfsgetriebene Einzelmaßnahmen vermeiden.
- Bei prognosefehlerbedingter Überspeisung des Bilanzkreises eines EE-Direktvermarktes ist ggf. eine Abschaltungen von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) erforderlich. Der Einsatz von PtGA im Bilanzkreismanagement kann zu einer deutlichen Reduktion dieser Fahrplanabweichungen führen und somit insbesondere im Bilanzkreis überschüssigen Strom nutzbar machen.
- Der Einsatz von PtG zur lokalen Nutzung von H<sub>2</sub> in der Mobilität (z. B. im ÖPNV) kann als Keimzelle für eine überregionale Wasserstoffmobilität dienen.
- Bei Addition von monetären Vorteilen der unterschiedlichen Anwendungsfälle bei der Integration von PtG-Anlagen in Stromverteilungsnetzen ergeben sich für eine Wirtschaftlichkeit je nach Szenario maximale PtG-Investitionskosten zwischen 520 und 1.400 EUR/kW.

#### **Hintergrund:**

Die PtG-Technologie ermöglicht eine Kopplung der Energiesysteme von Strom und Erdgas durch eine Umwandlung von elektrischer Energie in chemische Energie in Form von Methan oder Wasserstoff. Dabei kann in verschiedenen Anwendungsfällen ein systemischer Mehrwert generiert werden. Kurz- und mittelfristig besteht ein Potenzial in der Produktion von grünem Brennstoff für den Wärme- und Mobilitätssektor, der Bereitstellung von flexibler Leistung für das Stromnetz durch Regelleistung oder Bilanzkreismanagement und in der gezielten Entlastung von Stromnetzen. Zukünftig entsteht zusätzlich ein Potenzial zur Langzeitspeicherung elektrischer Energie.

In der Studie „Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie“ wurde gezeigt, dass netzdienlich eingesetzte PtG-Anlagen



(PtGA) in der Nieder- und Mittelspannungsebene signifikant den aufgrund des Anstiegs der Stromerzeugung aus EE-Anlagen erforderlichen Netzausbau reduzieren können. Insbesondere konnte gezeigt werden, dass durch Anlagen in der Niederspannungsebene auch in der überlagerten Spannungsebene Netzausbau eingespart werden kann.

In der vorliegenden Studie wird der Betrachtungsbereich der Untersuchungen erweitert. Zunächst wird die Bewertung des Netznutzens von PtGA für die Stromverteilungsnetze durch die zusätzliche Betrachtung der Hochspannungsebene komplettiert. Der untersuchte Netzbereich ist weiterhin die stark EE-geprägte Region Emsland in Niedersachsen. Zusätzlich wird in dieser Studie der Mehrwert von flexiblen PtGA in einem EE-Portfolio eines Direktvermarkters zum Ausgleich von kurzfristigen Prognosefehlern analysiert. Schließlich wird das Potenzial von PtG in der lokalen Wasserstoffmobilität untersucht.

### **PtG zur Entlastung der Verteilungsnetze**

Auf Basis realer Verteilungsnetze im Emsland wird untersucht, wie durch den Einsatz von PtGA der Stromnetzausbau in der Verteilungsebene reduziert werden kann. Dazu wird zunächst ein geeignetes energiewirtschaftliches Rahmenszenario gebildet, welches auf Basis des aktuellen Standes der Forschung Annahmen über die Entwicklung des Zubaus von dezentralen Einspeiseanlagen (DEA) sowie zur zukünftigen Nachfrage nach elektrischer Energie, Erdgas und Wärme für das Betrachtungsgebiet definiert. Das Szenario beschreibt dabei die Entwicklung der Versorgungsaufgabe anhand der Stützjahre 2023, 2033 und 2050. Demzufolge wird bis 2050 im Emsland ein hoher Zubau von Windenergieanlagen (WEA) (+130%) und Photovoltaik-Anlagen (PVA) (+130%) erwartet, die in die Stromnetze integriert werden müssen. Daraus ergibt sich insbesondere für ländliche Verteilungsnetze (NS-, MS- und HS-Ebene) Handlungsbedarf. Für die zukünftige Entwicklung des Gasabsatzes wird eine Reduzierung bis 2050 auf ca. 50% angenommen, wobei unterschiedliche Entwicklungen für Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistung, Industrie und Mobilität berücksichtigt werden.

Ausgehend von dem Rahmenszenario werden zunächst Großhandelsstrompreise für Strom bestimmt. Anschließend werden für die Verteilungsnetzgebiete durch eine Anlageneinsatzsimulation konkrete Last- und Einspeisezeitreihen für jedes Stützjahr abgeleitet. Darauf aufbauend wird der Ausbaubedarf für die Stromnetze quantifiziert. Als Referenzvariante wird eine Zielnetzplanung für die betrachteten Stützjahre ohne Einsatz von PtGA für die HS-Ebene vorgenommen. In einer gekoppelten Planung werden PtGA gezielt an Umspannwerken positioniert und deren positiver Einfluss auf den Netzausbaubedarf der HS-Ebene bestimmt. Zusätzlich wird in einer spannungsebenenübergreifenden Betrachtung auf Basis der Ergebnisse der Vorgängerstudie untersucht, wie in der Mittel- und Niederspannungsebene installierte PtGA den notwendigen Netzausbaubedarf in der HS-Ebene reduzieren können. Abschließend erfolgt ein Vergleich sowie eine betriebswirtschaftliche Bewertung der Ausbaubedarfvarianten hinsichtlich der Investitionsausgaben und der Betriebskosten und -erlöse.

Im Rahmen der gasseitigen Potenzialermittlung werden sowohl die Potenziale für eine Wasserstoff- als auch für eine Methaneinspeisung untersucht. Die Zumischung von Wasserstoff wird begrenzt auf 10 Vol. % in 2023 und 2033 sowie 15 Vol. % in 2050. Die 10 Vol. % entsprechen der aktuell geltenden Grenze im DVGW-Regelwerk unter der Annahme, dass die derzeit bestehenden Restriktionen bei z. B. Erdgas als Kraftstoff (2 Vol.-%) und in Gasturbinen (je nach Hersteller 1 – 5 Vol. %) behoben sind. Zur Ermittlung der gasseitigen Potenziale für die Kopplung mit der HS- und MS-Ebene der Stromnetze werden die Lastgänge an den Übergabepunkten im Betrachtungsgebiet sowohl zwischen dem Fernleitungsnetz der GTG Nord und dem regionalen Hochdruckverteilungsnetz der EWE NETZ als auch zwischen dem regionalen Hochdruckverteilungsnetz und dem Gasverteilnetz (Mitteldruck) der EWE NETZ untersucht.

Die Zielnetzplanung für das HS-Netz im Emsland zeigt, dass die Übertragungsleistung der bestehenden Trassen mit innovativen Betriebsmitteln und Systemen wie temperaturbeständigen Aluminium-Leiterseilen (TAL) und Leiterseilmonitoring in einigen Fällen bei geringem Aufwand kostengünstig gesteigert werden kann. Allerdings können trotz dieser innovativen Technologien an einigen Stellen im Netz aufwendige Netzausbaumaßnahmen zur Integration der zusätzlichen DEA-Leistung nicht gänzlich vermieden werden. Bei einer bestehenden Trasse muss ein zusätzliches Freileitungssystem auf einer Länge von 9 km installiert werden; auf einer anderen Trasse ist der Einsatz von TAL über eine Länge von 20 km notwendig. In beiden Fällen ergeben sich an den Stationen Ramsloh und Esterwegen durch eine Spitzenleistungskappung potenzielle Anwendungsmöglichkeiten für die PtG-Technologie.

Die gasseitigen, ganzjährig verfügbaren Potenziale liegen im Betrachtungsgebiet für das Jahr 2050 bei ca. 5 MW für die Wasserstoffeinspeisung sowie 55 MW für Methan. In den Wintermonaten sind aufgrund des höheren Gasabsatzes deutlich größere Potenziale im Bereich von 10 MW (Wasserstoff) bis 120 MW (Methan) vorhanden. Eine Betrachtung der untertägigen Potenziale in den Zeiten von 7 - 19 Uhr führt ebenfalls zu erhöhten Potenzialen in Höhe von 7 MW (Wasserstoff) bis 75 MW (Methan). Dies ist vor allem für die Nutzung der PtGA im NS-Stromverteilungsnetz interessant, da in diesen Zeiten auch die Einspeisespitzen durch PVA auftreten.

Der Bedarf für PtGA zur Verminderung des Netzausbaus liegt bei 5 MW in Ramsloh und 13 MW in Esterwegen. Die Kapazitäten zur Einspeisung der erzeugten Gase (5 MW: Wasserstoff, 13 MW: Methan) können gasnetzseitig durch die Verlagerung von Lastflüssen innerhalb des Netzes bereitgestellt werden.

Durch den netzdienlichen Betrieb geeignet dimensionierter PtGA an diesen beiden Standorten wird eine Überlastung der vorhandenen Leitungen verhindert und somit Netzausbaumaßnahmen substituiert, die andernfalls zwischen 2033 und 2050 notwendig würden. Die Anlageneinsatzsimulation zeigt weiterhin, dass im untersuchten HS-Netz alle PtGA, die „Frei am Markt“ eingesetzt werden, in den kritischen Situationen direkt netzentlastend wirken und keine zusätzlichen Eingriffe in den Anlageneinsatz durch den Netzbetreiber notwendig werden. Ursächlich dafür ist

die ausreichend hohe Korrelation zwischen regionaler DEA-Einspeisung und den simulierten Spotmarktpreisen für Strom.

Ergebnis der Vollkostenbetrachtung für das HS-Netz Emsland ist, dass der Ausbau mit innovativen Technologien mit 4,1 Mio. EUR (Barwert 2018) günstiger ist, als der Einsatz von PtGA mit 6,3 Mio. EUR (Barwert 2018). Dabei sind in der Betrachtung die Kosten für die Investition und Teilerneuerung sowie die Markterlöse von zwei PtGA mit  $P = 5 \text{ MW (H}_2\text{)}$  und  $P = 13 \text{ MW (CH}_4\text{)}$  enthalten. Im Unterschied zu den unterlagerten Spannungsebenen ist die Errichtung von PtGA im HS-Netz erst in den späteren Stützjahren notwendig, da die durch innovative Maßnahmen gesteigerte Übertragungskapazität der bestehenden Freileitungen bis dahin ausreicht.

In der oben betrachteten Planungsvariante wird auf Basis aktueller Planungsprämissen des HS-Netzbetreibers davon ausgegangen, dass die Netzverstärkungsmaßnahmen in Form von TAL auf Bestandstrassen und der Installation eines zusätzlichen Systems in Freileitungstechnik möglich sind. In einer weiteren Planungsvariante wird die Annahme untersucht, dass die erforderlichen Netzverstärkungsmaßnahmen nur durch den Einsatz von Erdkabeln umgesetzt werden können. Ohne Kopplung mit dem Gasnetz sind dann Investitionen von 33,6 Mio. EUR (Barwert 2018) notwendig, die durch den Einsatz einer PtGA mit  $P = 13 \text{ MW (CH}_4\text{)}$  um 5,8 Mio. EUR (Gesamtkosten Barwert 2018) verringert werden könnten.

Betrachtet man die spannungsebenenübergreifende Planung unter Berücksichtigung der Kopplung von Strom- und Gasnetz, so reduziert eine PtGA in der NS-Ebene bei netzdienlicher Betriebsweise auch Netzausbaukosten in der MS-/HS-Ebene. Deshalb können die Einsparungen dieser überlagerten Ebenen anteilig den PtGA in den NS-Netzen zugeschrieben werden. In der Vollkostenbetrachtung für das untersuchte ländliche NS-Netz ergibt sich in der gekoppelten Variante (PtGA mit  $P = 150 \text{ kW (H}_2\text{)}$ ) eine Summe von 195 TEUR (Barwert 2018), falls ab 2018 kleine PtGA zum Preis von 1.000 EUR/kW ( $\text{H}_2$ , Gesamtanlage inkl. Einspeisung) verfügbar sind. Sie ist damit nur geringfügig kostenintensiver als der konventionelle Netzausbau ohne Kopplung mit 151 TEUR (Barwert 2018). Als insgesamt kostengünstigste Variante für die NS-Netze erweist sich weiterhin der innovative Ausbau ohne Einsatz der PtG-Technologie mit 81 TEUR (Barwert 2018).

### **PtG zum Ausgleich von Prognosefehlern**

Die Vermarktung von Strom aus EE erfolgt zunehmend durch eine Direktvermarktung in Portfolios an den Märkten für Fahrplanenergie und Regelleistung. Dabei unterliegt die Einspeisung volatiler WEA und PVA einer Prognoseunsicherheit, die zu Fahrplanabweichungen im Bilanzkreis und somit zu einem Risiko aufgrund von anfallenden Kosten für Ausgleichsenergie führen kann. Durch die Hinzunahme von zusätzlicher Flexibilität in das EE-Portfolio in Form einer PtGA können Fahrplanabweichungen und das daraus entstehende Risiko reduziert werden. Im Rahmen dieser Studie wird der Mehrwert von PtGA zum Ausgleich kurzfristiger Prognoseunsicherheiten durch die Simulation der Vermarktung eines Portfolios am Day-Ahead- und Intraday-Markt bewertet. Das Portfolio besteht dabei aus WEA und

PVA mit insgesamt 212 MW sowie einer Biogasanlage (5 MW) und einer PtGA (22 MW). Simuliert wird der Zeitraum von März 2013 bis Februar 2014 mit historischen Preisen, Einspeiseprognosen und gemessenen Einspeisungen.

Die Auswertung der Simulationen zeigt, dass PtGA durch ihre flexible Fahrweise die erforderliche Ausgleichsenergie im EE-Portfolio bestehend aus WEA und PVA deutlich reduzieren können. Insbesondere die negative Ausgleichsenergie (bzw. EE-Abschaltung, welche zur Einhaltung des Bilanzkreisgleichgewichts ansonsten erforderlich wäre) reduziert sich im Betrachtungszeitraum um 72% von 33 GWh auf etwa 9 GWh. Positive Ausgleichsenergie kann durch eine Verringerung der Leistungsaufnahme bereitgestellt werden, wenn die PtGA aufgrund von niedrigen Marktpreisen in Betrieb ist. Diese Reduktion fällt mit 17% allerdings geringer aus. Die zusätzliche Berücksichtigung einer Biogasanlage erzeugt nur noch einen geringen Mehrwert hinsichtlich der Ausgleichsenergie, was neben der geringeren Leistung auch durch den abnehmenden Grenznutzen von Flexibilität zu begründen ist. Dies bedeutet, dass der zusätzliche Mehrwert durch die Hinzunahme weiterer Flexibilität in ein Portfolio bezogen auf die Leistung der flexiblen Anlagen abnimmt. Auch monetär ergibt sich durch den Einsatz der PtGA im Bilanzkreismanagement ein Mehrwert. Der Wert des erzeugten Gases aus ansonsten ggf. abgeschalteter und im Bilanzkreis überschüssiger EE-Einspeisung beträgt im Betrachtungszeitraum 283 TEUR. Zusätzlich ergibt sich eine Reduktion von Ausgleichsenergiekosten in Höhe von 31 TEUR.

### **Wasserstoff aus PtG in der regionalen Mobilität**

Auch in der Mobilität bestehen Einsatzmöglichkeiten für PtG. Neben der Nutzung von Methan in Erdgasfahrzeugen kann auch direkt Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen eingesetzt werden. Am Beispiel Ramsloh wird hierzu die lokale Wasserstoffnutzung untersucht. Anzumerken ist, dass eine Nutzung im privaten Personenverkehr eine überregionale Infrastruktur benötigt, was in naher Zukunft nicht zu erwarten ist und dass die CO<sub>2</sub>-Bilanz des Verkehrs relativ einfach kurzfristig mit dem Einsatz von CNG verbessert werden könnte. Ferner ist anzumerken, dass neben der Mobilität auch lokale stoffliche Nutzungen möglich sind, die in dieser Ausarbeitung nicht betrachtet werden. Daher wird als erster Schritt eine Belieferung des ÖPNV untersucht, die später als Keimzelle für die private Nutzung dienen kann. Da am Standort Ramsloh kein ausreichender Absatz gewährleistet werden kann, muss der Wasserstoff zum ÖPNV transportiert und eine dreistufige Verteilinfrastruktur geschaffen werden. Stufe 1 schließt direkt nach der Wasserstoffherstellung durch die Elektrolyse an. Hier wird der erzeugte Wasserstoff für den Transport vorbereitet. In Stufe 2 wird er transportiert, um schließlich in Stufe 3 an der Tankstelle angeboten zu werden. Für die lokale Nutzung werden drei unterschiedlichen Varianten betrachtet und die jeweiligen spezifischen Kosten in Euro pro kg für die Verteilungsinfrastruktur ermittelt:

- Pipeline: Rohrbasierter Transport von gasförmigem H<sub>2</sub> bei 30 bar mit anschließender Kompression auf 750 bar in der Tankstelle

- LKW (gas): LKW-basierter Transport von gasförmigem H<sub>2</sub> mit Kompression auf 750 bar bei der Erzeugung
- LKW (kryo): LKW-basierter Transport von kryogenem H<sub>2</sub> mit einer Verdampfung auf 750 bar an der Tankstelle

In die spezifischen Kosten gehen dabei sowohl die Investitionen als auch die Betriebskosten ein. Bei der Betrachtung der spezifischen Kosten über die notwendige Transportentfernung (Herstellung – Nutzung) ergibt sich, dass die kostengünstigste Bereitstellung des Wasserstoffs aus PtGA im Verteilungsnetz durch LKWs erfolgt, die den Wasserstoff gasförmig transportieren. Hier liegen die spezifischen Kosten mit einer geringen Abhängigkeit zur Transportentfernung bei ca. 2 EUR/kg für eine Transportmenge von ca. 150.000 kg/a. Diese Menge entspricht der maximalen H<sub>2</sub>-Erzeugung in Ramsloh im Jahr 2050. Bei der Bereitstellung des heute umgesetzten CNG-Energie-Äquivalents (ca. 8.200 kg/a H<sub>2</sub>) lägen die spezifischen Kosten bei ca. 15 EUR/kg. Unter bestimmten Voraussetzungen wie z. B. sehr kurzen Transportentfernungen oder der Nutzung von bestehenden Gasleitungen und zusätzlich höheren Transportmengen kann der Transport via Pipeline interessant werden. Der kryogene Transport ist meist aufgrund sehr hoher Kosten für die Verflüssigung nicht konkurrenzfähig. Auch konnte die Annahme bestätigt werden, dass eine Abgabe an einer zentralen Tankstelle z. B. für den ÖPNV in naher Zukunft sinnvoll ist, um eine spätere überregionale Verteilung bei ausreichender H<sub>2</sub>-Produktion zu unterstützen.

### **Fazit und Ausblick:**

Durch den Einsatz von PtGA in den Verteilungsnetzen können technische und wirtschaftliche Vorteile erzielt werden. Die in der HS-Ebene eingesetzten konventionellen Betriebsmittel zur Bereitstellung der für den Ein- bzw. Rückspeisefall benötigten zusätzlichen Übertragungsleistung sind nicht gut skalierbar, so dass auch ein relativ geringer Bedarf zu massivem Ausbau führen kann. Die Folgen sind neben den hohen Kosten, dass die zusätzliche Übertragungsleistung nur teilweise genutzt wird. Ein wesentlicher Vorteil des Einsatzes von skalierbaren PtGA ist die Möglichkeit, den Netzausbau zeitlich zu verschieben und somit Ineffizienzen durch bedarfsgetriebene Einzelmaßnahmen zu vermeiden. Gegenüber dem konventionellen Netzausbau kann der Einsatz von PtGA zur Spitzenkappung dann wirtschaftlich sein. Solange die zusätzliche Übertragungsleistung allerdings mit innovativen Maßnahmen wie Freileitungsmonitoring oder TAL-Beseilung gewährleistet werden kann, ist die gekoppelte Planung mit Einsatz von PtGA i.d.R. nicht wirtschaftlich. Weitere Vorteile ergeben sich bei spannungsebenenübergreifender Planung. Der Einsatz von Kopplungselementen in der NS-Ebene führt zusätzlich zu einer signifikanten Reduzierung des Ausbaubedarfs in der MS- und HS-Ebene. Eine Voraussetzung dafür ist der flächendeckende Einsatz von netzentlastenden Technologien. Dazu gehören neben PtGA auch Batteriespeicher und Möglichkeiten zur Lastverschiebung wie bivalente Gasvorwärmanlagen. Eine weitere Voraussetzung für die Verminderung von Netzausbau ist ein netzdienlicher Einsatz der PtGA, der künftig bspw. über eine am

lokalen Flexibilitätsmarkt (Smart Market) getroffene Vereinbarung zwischen PtGA-Betreiber und Verteilnetzbetreiber gewährleistet werden kann. Aufgrund der hohen Korrelation zwischen der regionalen Einspeiseleistung und deutschlandweiten Strompreisen führt bei auf HS-Ebene installierten PtGA auch ein marktgeführter Einsatz tendenziell zu Netzentlastung.

Weiterhin konnte gezeigt werden, dass der Einsatz von PtGA in EE-Direktvermarktungsportfolios durch den Ausgleich von positiven Prognoseabweichungen die Ausgleichsenergiemengen sowie -kosten deutlich reduzieren kann. Die überschüssige EE-Einspeisung wird im System genutzt, anstatt für die Einhaltung des Fahrplans ggf. abgeregelt zu werden. Des Weiteren wird ein monetärer Mehrwert durch die Nutzung der überschüssigen Energie innerhalb des Portfolios zur Gasherstellung sowie aufgrund der reduzierten Kosten für Ausgleichsenergie generiert.

Wasserstoff aus PtGA kann alternativ zur Einspeisung in das Erdgasnetz, zur stofflichen Nutzung und zur Erzeugung von SNG auch in der Mobilität genutzt werden. Als kostengünstigste Variante zur Verteilung des Wasserstoffs im Betrachtungsgebiet hat sich der Transport im gasförmigen Zustand mittels LKW erwiesen. Die Nutzung von Wasserstoff aus PtGA für den ÖPNV und regionale Fahrzeugflotten kann als Keimzelle für eine überregionale Wasserstoffmobilität dienen und stellt durch „grünen“ Kraftstoff einen Zusatznutzen von PtG in der Mobilität dar. Bis zur Umsetzung der Wasserstoffmobilität, kann kurzfristig eine Verbesserung der CO<sub>2</sub>-Bilanz des Verkehrs technisch einfach durch einen CNG-Einsatz im Personenverkehr erreicht werden.

Die Untersuchungen zeigen, dass zur Erreichung der Gesamtwirtschaftlichkeit dieser strom- und gasnetzübergreifenden Smart-Grid-Konzepte die PtGA auf möglichst niedriger Spannungsebene bzw. erzeugungsnah eingesetzt werden müssen, um Einsparungen beim Netzausbau in den überlagerten Spannungsebenen zu realisieren. Die maximalen Investitionskosten für eine Wirtschaftlichkeit kleiner PtGA (< 0,5 MW) liegen bei Aggregation der Erlöse aus allen betrachteten Anwendungsfällen bei 520 EUR/kW (gegenüber innovativem Netzausbau) bis 1.400 EUR/kW (gegenüber Verkabelung). Dabei ist zu beachten, dass sich einzelne Anwendungsfälle möglicherweise ausschließen und die Kombination daher im Einzelfall zu prüfen ist. Weiterhin sind vor allem die Erlöse aus dem reduzierten Netzausbau stark vom jeweiligen Netzgebiet abhängig und sind nur auf Netze mit ähnlicher Struktur und Versorgungsaufgabe direkt übertragbar. Im Hinblick auf heute realisierbare Kosten zeigen die Ergebnisse, dass die Investitionskosten durch Einsatz neuer Technologien sowie Standardisierung und Modularisierung deutlich reduziert und die Lebensdauer der Anlagen bei der notwendigen dynamischen Betriebsweise erhöht werden müssen. Die Effekte des Einsatzes von PtGA in Verteilnetzen sollten anhand von Demonstrationsprojekten untersucht werden.

Sowohl auf politischer Ebene (Gesetzgebung) wie auch auf regulatorischer Ebene (Bundesnetzagentur) werden angepasste Rahmenbedingungen für den Einsatz von Smart-Grid-Technologie und Speichern im Netzbetrieb benötigt, bspw. die Anrechnung eingesparter Netzausbaukosten beim Einsatz von PtGA. Darüber hinaus

ist der systemische Mehrwert von Langzeitspeichern zu quantifizieren, um bedarfsgerechte Technologien und Einsatzkonzepte entwickeln zu können.

---

C. Baumann<sup>2</sup>; K. Geschermann<sup>2</sup>; F. Grote<sup>2</sup>; J. Hüttenrauch<sup>3</sup>; W. Köppel<sup>4</sup>; A. Moser<sup>2</sup>; G. Müller-Syring<sup>3</sup>; P. Steffens<sup>1</sup>; M. Stötzel<sup>1</sup>; M. Zdrallek<sup>1</sup>; S. Zöllner<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal

<sup>2</sup>Lehrstuhl für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen

<sup>3</sup>DBI-Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg

<sup>4</sup>DVGW-Forschungsstelle am Engler Bunte Institut (DVGW-EBI) des KIT

## Studie

# Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze

März 2015

**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 Bunde 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](mailto:info@dvgw.de)  
[www.dvgw.de](http://www.dvgw.de)

# **Studie**

## **Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze**

DVGW-Förderkennzeichen G 3/03/12-ERG

# Studie über den Nutzen der PtG-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze

Wissenschaftliche Studie

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

Durchgeführt von:

**Lehrstuhl für Elektrische  
Energieversorgungstechnik der  
Bergischen Universität Wuppertal (BUW)**

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

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

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

**DBI-Gastechnologisches Institut  
gGmbH Freiberg (DBI)**

Prof. Dr.-Ing. Hartmut Krause

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

Dr.-Ing. Frank Graf

Autoren:

Christoph Baumann	IAEW
Kilian Geschermann	IAEW
Fabian Grote	IAEW
Jens Hüttenrauch	DBI
Wolfgang Köppel	DVGW-EBI
Gert Müller-Syring	DBI
Philipp Steffens	BUW
Dr.-Ing. Marcus Stötzel	BUW
Sylvana Zöllner	DBI

## **Inhaltsverzeichnis**

<b>I</b>	<b>Kurzfassung.....</b>	<b>1</b>
<b>II</b>	<b>Formelzeichen und Abkürzungen .....</b>	<b>11</b>
<b>1</b>	<b>Hintergrund und Ziel der Studie .....</b>	<b>13</b>
<b>2</b>	<b>Untersuchungsmethodik und Modelle .....</b>	<b>15</b>
2.1	Gekoppelte Planung von Strom- und Gasnetzen.....	15
2.1.1	Anlageneinsatzsimulation.....	16
2.1.2	Stromnetzplanung.....	18
2.1.3	Gasnetzplanung und PtG-Potenzialermittlung .....	21
2.2	PtG zum Ausgleich von Prognosefehlern.....	26
2.3	PtG in der regionalen Mobilität .....	30
<b>3</b>	<b>Eingangsdaten der Untersuchungen .....</b>	<b>31</b>
3.1	Vorstellung der betrachteten Region .....	31
3.2	Energiewirtschaftliches Rahmenszenario.....	33
3.3	Entwicklung im Netzgebiet.....	37
3.4	EE-Portfolio.....	40
3.5	Betriebsmitteldaten .....	41
3.6	Mobilitätsdaten .....	46
3.6.1	Potenzial.....	46
3.6.2	Kosten .....	47

<b>4</b>	<b>Ergebnisse</b> .....	<b>49</b>
4.1	Netzplanung .....	49
4.1.1	Ergebnis der Gasnetzplanung und PtG-Potenzialbetrachtung .....	49
4.1.2	Getrennte Planung HS-Ebene.....	52
4.1.3	Gekoppelte Planung auf HS-Ebene .....	56
4.1.4	Spannungsebenenübergreifende Kopplung (HS,MS,NS) .....	61
4.1.5	Vergleich und Bewertung der Varianten .....	64
4.2	PtG zum Ausgleich von Prognosefehlern.....	68
4.3	Wasserstoff aus PtG in der regionalen Mobilität.....	72
4.3.1	Ermittlung des Wasserstoffpotenzials im Flächenverkehr und ÖPNV .....	72
4.3.2	Ermittlung der spezifischen Verteilkosten .....	75
4.3.3	Fazit.....	81
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung und Schlussfolgerungen</b> .....	<b>83</b>
<b>6</b>	<b>Handlungsoptionen und Empfehlungen</b> .....	<b>86</b>
<b>7</b>	<b>Weiterer Forschungsbedarf</b> .....	<b>87</b>
<b>8</b>	<b>Literaturverzeichnis</b> .....	<b>89</b>
<b>9</b>	<b>Abbildungs- und Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>92</b>

## I Kurzfassung

### Kernaussagen:

Der Einsatz von Power-to-Gas (PtG) im Stromverteilungsnetz generiert in verschiedenen Anwendungsfällen einen systemischen Zusatznutzen:

- Der netzdienliche Einsatz von PtG-Anlagen in der Niederspannungsebene des Stromnetzes kann zu einer Entlastung der gesamten Verteilungsebenen und somit zu einer spannungsebenenübergreifenden Reduktion des erforderlichen Stromnetzausbaus führen.
- PtG-Anlagen können im Gegensatz zu Netzausbaumaßnahmen entsprechend der jeweiligen Anforderung ausgelegt und skaliert werden. Dies bedeutet, dass gerade bei einer Überdimensionierung durch diskrete Stromnetzausbaumaßnahmen PtG eine Alternative darstellt.
- PtG-Anlagen können Netzausbau gezielt zeitlich verschieben und somit Ineffizienzen durch bedarfsgetriebene Einzelmaßnahmen vermeiden.
- Bei prognosefehlerbedingter Überspeisung des Bilanzkreises eines EE-Direktvermarktes ist ggf. eine Abschaltungen von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) erforderlich. Der Einsatz von PtGA im Bilanzkreismanagement kann zu einer deutlichen Reduktion dieser Fahrplanabweichungen führen und somit insbesondere im Bilanzkreis überschüssigen Strom nutzbar machen.
- Der Einsatz von PtG zur lokalen Nutzung von H<sub>2</sub> in der Mobilität (z. B. im ÖPNV) kann als Keimzelle für eine überregionale Wasserstoffmobilität dienen.
- Bei Addition von monetären Vorteilen der unterschiedlichen Anwendungsfälle bei der Integration von PtG-Anlagen in Stromverteilungsnetzen ergeben sich für

eine Wirtschaftlichkeit je nach Szenario maximale PtG-Investitionskosten zwischen 520 und 1.400 EUR/kW.

**Hintergrund:**

Die PtG-Technologie ermöglicht eine Kopplung der Energiesysteme von Strom und Erdgas durch eine Umwandlung von elektrischer Energie in chemische Energie in Form von Methan oder Wasserstoff. Dabei kann in verschiedenen Anwendungsfällen ein systemischer Mehrwert generiert werden. Kurz- und mittelfristig besteht ein Potenzial in der Produktion von grünem Brennstoff für den Wärme- und Mobilitätssektor, der Bereitstellung von flexibler Leistung für das Stromnetz durch Regelleistung oder Bilanzkreismanagement und in der gezielten Entlastung von Stromnetzen. Zukünftig entsteht zusätzlich ein Potenzial zur Langzeitspeicherung elektrischer Energie.

In der Studie „Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie“ wurde gezeigt, dass netzdienlich eingesetzte PtG-Anlagen (PtGA) in der Nieder- und Mittelspannungsebene signifikant den aufgrund des Anstiegs der Stromerzeugung aus EE-Anlagen erforderlichen Netzausbau reduzieren können. Insbesondere konnte gezeigt werden, dass durch Anlagen in der Niederspannungsebene auch in der überlagerten Spannungsebene Netzausbau eingespart werden kann.

In der vorliegenden Studie wird der Betrachtungsbereich der Untersuchungen erweitert. Zunächst wird die Bewertung des Netznutzens von PtGA für die Stromverteilungsnetze durch die zusätzliche Betrachtung der Hochspannungsebene komplettiert. Der untersuchte Netzbereich ist weiterhin die stark EE-geprägte Region Emsland in Niedersachsen. Zusätzlich wird in dieser Studie der Mehrwert von flexiblen PtGA in einem EE-Portfolio eines Direktvermarkters zum Ausgleich von kurzfristigen Prognosefehlern analysiert. Schließlich wird das Potenzial von PtG in der lokalen Wasserstoffmobilität untersucht.

**PtG zur Entlastung der Verteilungsnetze**

Auf Basis realer Verteilungsnetze im Emsland wird untersucht, wie durch den Einsatz von PtGA der Stromnetzausbau in der Verteilungsebene reduziert werden kann. Dazu wird

zunächst ein geeignetes energiewirtschaftliches Rahmenszenario gebildet, welches auf Basis des aktuellen Standes der Forschung Annahmen über die Entwicklung des Zubaus von dezentralen Einspeiseanlagen (DEA) sowie zur zukünftigen Nachfrage nach elektrischer Energie, Erdgas und Wärme für das Betrachtungsgebiet definiert. Das Szenario beschreibt dabei die Entwicklung der Versorgungsaufgabe anhand der Stützjahre 2023, 2033 und 2050. Demzufolge wird bis 2050 im Emsland ein hoher Zubau von Windenergieanlagen (WEA) (+130%) und Photovoltaik-Anlagen (PVA) (+130%) erwartet, die in die Stromnetze integriert werden müssen. Daraus ergibt sich insbesondere für ländliche Verteilungsnetze (NS-, MS- und HS-Ebene) Handlungsbedarf. Für die zukünftige Entwicklung des Gasabsatzes wird eine Reduzierung bis 2050 auf ca. 50% angenommen, wobei unterschiedliche Entwicklungen für Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistung, Industrie und Mobilität berücksichtigt werden.

Ausgehend von dem Rahmenszenario werden zunächst Großhandelsstrompreise für Strom bestimmt. Anschließend werden für die Verteilungsnetzgebiete durch eine Anlageneinsatzsimulation konkrete Last- und Einspeisezeitreihen für jedes Stützjahr abgeleitet. Darauf aufbauend wird der Ausbaubedarf für die Stromnetze quantifiziert. Als Referenzvariante wird eine Zielnetzplanung für die betrachteten Stützjahre ohne Einsatz von PtGA für die HS-Ebene vorgenommen. In einer gekoppelten Planung werden PtGA gezielt an Umspannwerken positioniert und deren positiver Einfluss auf den Netzausbaubedarf der HS-Ebene bestimmt. Zusätzlich wird in einer spannungsebenenübergreifenden Betrachtung auf Basis der Ergebnisse der Vorgängerstudie untersucht, wie in der Mittel- und Niederspannungsebene installierte PtGA den notwendigen Netzausbaubedarf in der HS-Ebene reduzieren können. Abschließend erfolgt ein Vergleich sowie eine betriebswirtschaftliche Bewertung der Ausbauvarianten hinsichtlich der Investitionsausgaben und der Betriebskosten und -erlöse.

Im Rahmen der gasseitigen Potenzialermittlung werden sowohl die Potenziale für eine Wasserstoff- als auch für eine Methaneinspeisung untersucht. Die Zumischung von Wasserstoff wird begrenzt auf 10 Vol. % in 2023 und 2033 sowie 15 Vol. % in 2050. Die 10 Vol. % entsprechen der aktuell geltenden Grenze im DVGW-Regelwerk unter der Annahme, dass die derzeit bestehenden Restriktionen bei z. B. Erdgas als Kraftstoff (2 Vol.-



%) und in Gasturbinen (je nach Hersteller 1 – 5 Vol. %) behoben sind. Zur Ermittlung der gasseitigen Potenziale für die Kopplung mit der HS- und MS-Ebene der Stromnetze werden die Lastgänge an den Übergabepunkten im Betrachtungsgebiet sowohl zwischen dem Fernleitungsnetz der GTG Nord und dem regionalen Hochdruckverteilungsnetz der EWE NETZ als auch zwischen dem regionalen Hochdruckverteilungsnetz und dem Gasverteilnetz (Mitteldruck) der EWE NETZ untersucht.

Die Zielnetzplanung für das HS-Netz im Emsland zeigt, dass die Übertragungsleistung der bestehenden Trassen mit innovativen Betriebsmitteln und Systemen wie temperaturbeständigen Aluminium-Leiteseilen (TAL) und Leiterseilmonitoring in einigen Fällen bei geringem Aufwand kostengünstig gesteigert werden kann. Allerdings können trotz dieser innovativen Technologien an einigen Stellen im Netz aufwendige Netzausbaumaßnahmen zur Integration der zusätzlichen DEA-Leistung nicht gänzlich vermieden werden. Bei einer bestehenden Trasse muss ein zusätzliches Freileitungssystem auf einer Länge von 9 km installiert werden; auf einer anderen Trasse ist der Einsatz von TAL über eine Länge von 20 km notwendig. In beiden Fällen ergeben sich an den Stationen Ramsloh und Esterwegen durch eine Spitzenleistungskappung potenzielle Anwendungsmöglichkeiten für die PtG-Technologie.

Die gasseitigen, ganzjährig verfügbaren Potenziale liegen im Betrachtungsgebiet für das Jahr 2050 bei ca. 5 MW für die Wasserstoffeinspeisung sowie 55 MW für Methan. In den Wintermonaten sind aufgrund des höheren Gasabsatzes deutlich größere Potenziale im Bereich von 10 MW (Wasserstoff) bis 120 MW (Methan) vorhanden. Eine Betrachtung der untertägigen Potenziale in den Zeiten von 7 - 19 Uhr führt ebenfalls zu erhöhten Potenzialen in Höhe von 7 MW (Wasserstoff) bis 75 MW (Methan). Dies ist vor allem für die Nutzung der PtGA im NS-Stromverteilungsnetz interessant, da in diesen Zeiten auch die Einspeisespitzen durch PVA auftreten.

Der Bedarf für PtGA zur Verminderung des Netzausbaus liegt bei 5 MW in Ramsloh und 13 MW in Esterwegen. Die Kapazitäten zur Einspeisung der erzeugten Gase (5 MW: Wasserstoff, 13 MW: Methan) können gasnetzseitig durch die Verlagerung von Lastflüssen innerhalb des Netzes bereitgestellt werden.

Durch den netzdienlichen Betrieb geeignet dimensionierter PtGA an diesen beiden Standorten wird eine Überlastung der vorhandenen Leitungen verhindert und somit Netzausbaumaßnahmen substituiert, die andernfalls zwischen 2033 und 2050 notwendig würden. Die Anlageneinsatzsimulation zeigt weiterhin, dass im untersuchten HS-Netz alle PtGA, die „Frei am Markt“ eingesetzt werden, in den kritischen Situationen direkt netzentlastend wirken und keine zusätzlichen Eingriffe in den Anlageneinsatz durch den Netzbetreiber notwendig werden. Ursächlich dafür ist die ausreichend hohe Korrelation zwischen regionaler DEA-Einspeisung und den simulierten Spotmarktpreisen für Strom.

Ergebnis der Vollkostenbetrachtung für das HS-Netz Emsland ist, dass der Ausbau mit innovativen Technologien mit 4,1 Mio. EUR (Barwert 2018) günstiger ist, als der Einsatz von PtGA mit 6,3 Mio. EUR (Barwert 2018). Dabei sind in der Betrachtung die Kosten für die Investition und Teilerneuerung sowie die Markterlöse von zwei PtGA mit  $P = 5$  MW (H2) und  $P = 13$  MW (CH4) enthalten. Im Unterschied zu den unterlagerten Spannungsebenen ist die Errichtung von PtGA im HS-Netz erst in den späteren Stützjahren notwendig, da die durch innovative Maßnahmen gesteigerte Übertragungskapazität der bestehenden Freileitungen bis dahin ausreicht.

In der oben betrachteten Planungsvariante wird auf Basis aktueller Planungsprämissen des HS-Netzbetreibers davon ausgegangen, dass die Netzverstärkungsmaßnahmen in Form von TAL auf Bestandstrassen und der Installation eines zusätzlichen Systems in Freileitungstechnik möglich sind. In einer weiteren Planungsvariante wird die Annahme untersucht, dass die erforderlichen Netzverstärkungsmaßnahmen nur durch den Einsatz von Erdkabeln umgesetzt werden können. Ohne Kopplung mit dem Gasnetz sind dann Investitionen von 33,6 Mio. EUR (Barwert 2018) notwendig, die durch den Einsatz einer PtGA mit  $P = 13$  MW (CH4) um 5,8 Mio. EUR (Gesamtkosten Barwert 2018) verringert werden könnten.

Betrachtet man die spannungsebenenübergreifende Planung unter Berücksichtigung der Kopplung von Strom- und Gasnetz, so reduziert eine PtGA in der NS-Ebene bei netzdienlicher Betriebsweise auch Netzausbaukosten in der MS-/HS-Ebene. Deshalb können die Einsparungen dieser überlagerten Ebenen anteilig den PtGA in den NS-Netzen zugeschrieben

werden. In der Vollkostenbetrachtung für das untersuchte ländliche NS-Netz ergibt sich in der gekoppelten Variante (PtGA mit  $P = 150 \text{ kW}$  (H2)) eine Summe von 195 TEUR (Barwert 2018), falls ab 2018 kleine PtGA zum Preis von 1.000 EUR/kW (H2, Gesamtanlage inkl. Einspeisung) verfügbar sind. Sie ist damit nur geringfügig kostenintensiver als der konventionelle Netzausbau ohne Kopplung mit 151 TEUR (Barwert 2018). Als insgesamt kostengünstigste Variante für die NS-Netze erweist sich weiterhin der innovative Ausbau ohne Einsatz der PtG-Technologie mit 81 TEUR (Barwert 2018).

### **PtG zum Ausgleich von Prognosefehlern**

Die Vermarktung von Strom aus EE erfolgt zunehmend durch eine Direktvermarktung in Portfolios an den Märkten für Fahrplanenergie und Regelleistung. Dabei unterliegt die Einspeisung volatiler WEA und PVA einer Prognoseunsicherheit, die zu Fahrplanabweichungen im Bilanzkreis und somit zu einem Risiko aufgrund von anfallenden Kosten für Ausgleichsenergie führen kann. Durch die Hinzunahme von zusätzlicher Flexibilität in das EE-Portfolio in Form einer PtGA können Fahrplanabweichungen und das daraus entstehende Risiko reduziert werden. Im Rahmen dieser Studie wird der Mehrwert von PtGA zum Ausgleich kurzfristiger Prognoseunsicherheiten durch die Simulation der Vermarktung eines Portfolios am Day-Ahead- und Intraday-Markt bewertet. Das Portfolio besteht dabei aus WEA und PVA mit insgesamt 212 MW sowie einer Biogasanlage (5 MW) und einer PtGA (22 MW). Simuliert wird der Zeitraum von März 2013 bis Februar 2014 mit historischen Preisen, Einspeiseprognosen und gemessenen Einspeisungen.

Die Auswertung der Simulationen zeigt, dass PtGA durch ihre flexible Fahrweise die erforderliche Ausgleichsenergie im EE-Portfolio bestehend aus WEA und PVA deutlich reduzieren können. Insbesondere die negative Ausgleichsenergie (bzw. EE-Abschaltung, welche zur Einhaltung des Bilanzkreisgleichgewichts ansonsten erforderlich wäre) reduziert sich im Betrachtungszeitraum um 72% von 33 GWh auf etwa 9 GWh. Positive Ausgleichsenergie kann durch eine Verringerung der Leistungsaufnahme bereitgestellt werden, wenn die PtGA aufgrund von niedrigen Marktpreisen in Betrieb ist. Diese Reduktion fällt mit 17% allerdings geringer aus. Die zusätzliche Berücksichtigung einer Biogasanlage erzeugt nur noch einen geringen Mehrwert hinsichtlich der Ausgleichsenergie, was neben

der geringeren Leistung auch durch den abnehmenden Grenznutzen von Flexibilität zu begründen ist. Dies bedeutet, dass der zusätzliche Mehrwert durch die Hinzunahme weiterer Flexibilität in ein Portfolio bezogen auf die Leistung der flexiblen Anlagen abnimmt. Auch monetär ergibt sich durch den Einsatz der PtGA im Bilanzkreismanagement ein Mehrwert. Der Wert des erzeugten Gases aus ansonsten ggf. abgeschalteter und im Bilanzkreis überschüssiger EE-Einspeisung beträgt im Betrachtungszeitraum 283 TEUR. Zusätzlich ergibt sich eine Reduktion von Ausgleichsenergiekosten in Höhe von 31 TEUR.

### **Wasserstoff aus PtG in der regionalen Mobilität**

Auch in der Mobilität bestehen Einsatzmöglichkeiten für PtG. Neben der Nutzung von Methan in Erdgasfahrzeugen kann auch direkt Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen eingesetzt werden. Am Beispiel Ramsloh wird hierzu die lokale Wasserstoffnutzung untersucht. Anzumerken ist, dass eine Nutzung im privaten Personenverkehr eine überregionale Infrastruktur benötigt, was in naher Zukunft nicht zu erwarten ist und dass die CO<sub>2</sub>-Bilanz des Verkehrs relativ einfach kurzfristig mit dem Einsatz von CNG verbessert werden könnte. Ferner ist anzumerken, dass neben der Mobilität auch lokale stoffliche Nutzungen möglich sind, die in dieser Ausarbeitung nicht betrachtet werden. Daher wird als erster Schritt eine Belieferung des ÖPNV untersucht, die später als Keimzelle für die private Nutzung dienen kann. Da am Standort Ramsloh kein ausreichender Absatz gewährleistet werden kann, muss der Wasserstoff zum ÖPNV transportiert und eine dreistufige Verteilinfrastruktur geschaffen werden. Stufe 1 schließt direkt nach der Wasserstoffherstellung durch die Elektrolyse an. Hier wird der erzeugte Wasserstoff für den Transport vorbereitet. In Stufe 2 wird er transportiert, um schließlich in Stufe 3 an der Tankstelle angeboten zu werden. Für die lokale Nutzung werden drei unterschiedlichen Varianten betrachtet und die jeweiligen spezifischen Kosten in Euro pro kg für die Verteilungsinfrastruktur ermittelt:

- Pipeline: Rohrbasierter Transport von gasförmigem H<sub>2</sub> bei 30 bar mit anschließender Kompression auf 750 bar in der Tankstelle
- LKW (gas): LKW-basierter Transport von gasförmigem H<sub>2</sub> mit Kompression auf 750 bar bei der Erzeugung

- LKW (kryo): LKW-basierter Transport von kryogenem H<sub>2</sub> mit einer Verdampfung auf 750 bar an der Tankstelle

In die spezifischen Kosten gehen dabei sowohl die Investitionen als auch die Betriebskosten ein. Bei der Betrachtung der spezifischen Kosten über die notwendige Transportentfernung (Herstellung – Nutzung) ergibt sich, dass die kostengünstigste Bereitstellung des Wasserstoffs aus PtGA im Verteilungsnetz durch LKWs erfolgt, die den Wasserstoff gasförmig transportieren. Hier liegen die spezifischen Kosten mit einer geringen Abhängigkeit zur Transportentfernung bei ca. 2 EUR/kg für eine Transportmenge von ca. 150.000 kg/a. Diese Menge entspricht der maximalen H<sub>2</sub>-Erzeugung in Ramsloh im Jahr 2050. Bei der Bereitstellung des heute umgesetzten CNG-Energie-Äquivalents (ca. 8.200 kg/a H<sub>2</sub>) lägen die spezifischen Kosten bei ca. 15 EUR/kg. Unter bestimmten Voraussetzungen wie z. B. sehr kurzen Transportentfernungen oder der Nutzung von bestehenden Gasleitungen und zusätzlich höheren Transportmengen kann der Transport via Pipeline interessant werden. Der kryogene Transport ist meist aufgrund sehr hoher Kosten für die Verflüssigung nicht konkurrenzfähig. Auch konnte die Annahme bestätigt werden, dass eine Abgabe an einer zentralen Tankstelle z. B. für den ÖPNV in naher Zukunft sinnvoll ist, um eine spätere überregionale Verteilung bei ausreichender H<sub>2</sub>-Produktion zu unterstützen.

### **Fazit und Ausblick**

Durch den Einsatz von PtGA in den Verteilungsnetzen können technische und wirtschaftliche Vorteile erzielt werden. Die in der HS-Ebene eingesetzten konventionellen Betriebsmittel zur Bereitstellung der für den Ein- bzw. Rückspeisefall benötigten zusätzlichen Übertragungsleistung sind nicht gut skalierbar, so dass auch ein relativ geringer Bedarf zu massivem Ausbau führen kann. Die Folgen sind neben den hohen Kosten, dass die zusätzliche Übertragungsleistung nur teilweise genutzt wird. Ein wesentlicher Vorteil des Einsatzes von skalierbaren PtGA ist die Möglichkeit, den Netzausbau zeitlich zu verschieben und somit Ineffizienzen durch bedarfsgetriebene Einzelmaßnahmen zu vermeiden. Gegenüber dem konventionellen Netzausbau kann der Einsatz von PtGA zur Spitzenkappung dann wirtschaftlich sein. Solange die zusätzliche Übertragungsleistung allerdings mit

innovativen Maßnahmen wie Freileitungsmonitoring oder TAL-Beseilung gewährleistet werden kann, ist die gekoppelte Planung mit Einsatz von PtGA i.d.R. nicht wirtschaftlich. Weitere Vorteile ergeben sich bei spannungsebenenübergreifender Planung. Der Einsatz von Kopplungselementen in der NS-Ebene führt zusätzlich zu einer signifikanten Reduzierung des Ausbaubedarfs in der MS- und HS-Ebene. Eine Voraussetzung dafür ist der flächendeckende Einsatz von netzentlastenden Technologien. Dazu gehören neben PtGA auch Batteriespeicher und Möglichkeiten zur Lastverschiebung wie bivalente Gasvorwärmanlagen. Eine weitere Voraussetzung für die Verminderung von Netzausbau ist ein netzdienlicher Einsatz der PtGA, der künftig bspw. über eine am lokalen Flexibilitätsmarkt (Smart Market) getroffene Vereinbarung zwischen PtGA-Betreiber und Verteilnetzbetreiber gewährleistet werden kann. Aufgrund der hohen Korrelation zwischen der regionalen Einspeiseleistung und deutschlandweiten Strompreisen führt bei auf HS-Ebene installierten PtGA auch ein marktgeführter Einsatz tendenziell zu Netzentlastung.

Weiterhin konnte gezeigt werden, dass der Einsatz von PtGA in EE-Direktvermarktungsportfolios durch den Ausgleich von positiven Prognoseabweichungen die Ausgleichsenergiemengen sowie -kosten deutlich reduzieren kann. Die überschüssige EE-Einspeisung wird im System genutzt, anstatt für die Einhaltung des Fahrplans ggf. abgeregelt zu werden. Des Weiteren wird ein monetärer Mehrwert durch die Nutzung der überschüssigen Energie innerhalb des Portfolios zur Gasherstellung sowie aufgrund der reduzierten Kosten für Ausgleichsenergie generiert.

Wasserstoff aus PtGA kann alternativ zur Einspeisung in das Erdgasnetz, zur stofflichen Nutzung und zur Erzeugung von SNG auch in der Mobilität genutzt werden. Als kostengünstigste Variante zur Verteilung des Wasserstoffs im Betrachtungsgebiet hat sich der Transport im gasförmigen Zustand mittels LKW erwiesen. Die Nutzung von Wasserstoff aus PtGA für den ÖPNV und regionale Fahrzeugflotten kann als Keimzelle für eine überregionale Wasserstoffmobilität dienen und stellt durch „grünen“ Kraftstoff einen Zusatznutzen von PtG in der Mobilität dar. Bis zur Umsetzung der Wasserstoffmobilität, kann kurzfristig eine Verbesserung der CO<sub>2</sub>-Bilanz des Verkehrs technisch einfach durch einen CNG-Einsatz im Personenverkehr erreicht werden.

Die Untersuchungen zeigen, dass zur Erreichung der Gesamtwirtschaftlichkeit dieser strom- und gasnetzübergreifenden Smart-Grid-Konzepte die PtGA auf möglichst niedriger Spannungsebene bzw. erzeugungsnah eingesetzt werden müssen, um Einsparungen beim Netzausbau in den überlagerten Spannungsebenen zu realisieren. Die maximalen Investitionskosten für eine Wirtschaftlichkeit kleiner PtGA (< 0,5 MW) liegen bei Aggregation der Erlöse aus allen betrachteten Anwendungsfällen bei 520 EUR/kW (gegenüber innovativem Netzausbau) bis 1.400 EUR/kW (gegenüber Verkabelung). Dabei ist zu beachten, dass sich einzelne Anwendungsfälle möglicherweise ausschließen und die Kombination daher im Einzelfall zu prüfen ist. Weiterhin sind vor allem die Erlöse aus dem reduzierten Netzausbau stark vom jeweiligen Netzgebiet abhängig und sind nur auf Netze mit ähnlicher Struktur und Versorgungsaufgabe direkt übertragbar. Im Hinblick auf heute realisierbare Kosten zeigen die Ergebnisse, dass die Investitionskosten durch Einsatz neuer Technologien sowie Standardisierung und Modularisierung deutlich reduziert und die Lebensdauer der Anlagen bei der notwendigen dynamischen Betriebsweise erhöht werden müssen. Die Effekte des Einsatzes von PtGA in Verteilnetzen sollten anhand von Demonstrationsprojekten untersucht werden.

Sowohl auf politischer Ebene (Gesetzgebung) wie auch auf regulatorischer Ebene (Bundesnetzagentur) werden angepasste Rahmenbedingungen für den Einsatz von Smart-Grid-Technologie und Speichern im Netzbetrieb benötigt, bspw. die Anrechnung eingesparter Netzausbaukosten beim Einsatz von PtGA. Darüber hinaus ist der systemische Mehrwert von Langzeitspeichern zu quantifizieren, um bedarfsgerechte Technologien und Einsatzkonzepte entwickeln zu können.

## II Formelzeichen und Abkürzungen

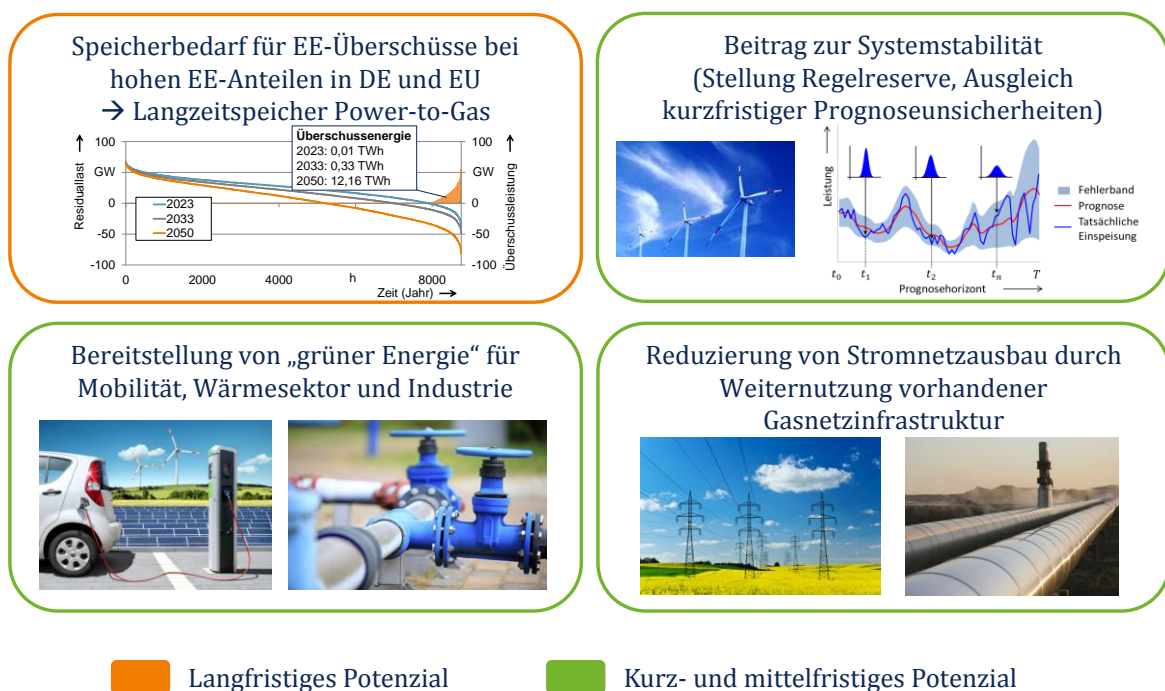
BKM	Bilanzkreismanagement
DA	Day-Ahead
DBI	DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
DEA	Dezentrale Energiewandlungsanlage
EE	Erneuerbare Energien
EBI	Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie
EVT	Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik
EWE	EWE Netz GmbH
GDRA	Gas-Druckregelanlage
GHD	Gewerbe/Handel/Dienstleistung
HD	Hochdruck
HH	Haushalte
HS	Hochspannung
IAEW	Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
ID	Intraday
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MD	Mitteldruck
MR	Minutenreserve
MS	Mittelspannung
NKP	Netzkopplungspunkt
NS	Niederspannung
PGC	Prozessgaschromatograph
PtG	Power-to-Gas
PtGA	Power-to-Gas-Anlage(n)
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage(n)



rONT	Regelbare(r) Ortsnetztransformator(en)
TAL	temperaturbeständiges Aluminium
UW	Umspannwerk
VNB	Verteilnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage(n)

# 1 Hintergrund und Ziel der Studie

Die Power-to-Gas-Technologie koppelt die Systeme von Erdgas und elektrischer Energie. Durch die Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder Methan kann Energie zwischen den Systemen transferiert werden. Durch diese Kopplung entsteht in verschiedenen Anwendungsfällen ein systemeischer Mehrwert durch Power-to-Gas (PtG).



**Bild 1.1: Systemnutzen von Power-to-Gas**

Der Mehrwert durch PtG kann hinsichtlich seines Potenzials in einen langfristigen sowie einen kurz- und mittelfristigen Zeithorizont unterteilt werden. Die Langzeitspeicherung von (bilanziell) überschüssiger elektrischer Energie aus Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energiequellen (EE-Anlagen) stellt dabei ein eher langfristiges Potenzial da. Erst bei einem sehr hohen Anteil von EE an der Stromerzeugung werden Langzeitspeicher in signifikantem Umfang benötigt[1]. Kurz- und mittelfristig kann PtG bereits das Stromsystem bei der Bewältigung der markt- und netzseitigen Herausforderungen im Rahmen der Energiewende unterstützen. So kann durch die flexiblen PtG-Anlagen (PtGA) marktseitig

Regelleistung bereitgestellt oder ein Beitrag zum Ausgleich von EE-Prognoseunsicherheiten geleistet werden. Auf Netzseite kommt auf das Stromsystem vor allem im Verteilungsnetz ein hoher Ausbaubedarf zu. Hier können PtGA durch gezielte Entlastung der Netze den Ausbaubedarf reduzieren und den Energiefluss auf das Gassystem transferieren. Weiterhin kann durch PtG dem Mobilitäts- und Wärmesektor, in denen der EE-Anteil bisher gering ist, „grüne“ Energie zur Verfügung gestellt werden, wodurch die Energiewende auch in diesen Sektoren unterstützt werden kann.

In dem durch den DVGW geförderten Projekt „Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie“ wurde durch das Projektkonsortium bestehend aus dem Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik (EVT) an der Bergischen Universität Wuppertal, dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) an der RWTH Aachen, der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (DBI) sowie dem DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (DVGW-EBI) der Nutzen von PtG im Verteilungsnetz untersucht. Dabei konnte anhand realer Beispielnetze im Emsland gezeigt werden, dass durch netzdienlich eingesetzte PtGA in der Niederspannungs- (NS) und Mittelspannungsebenen der erforderliche Netzausbau signifikant reduziert werden kann. Die Ergebnisse zeigten insbesondere, dass durch PtGA im NS-Netz auch in der überlagerten MS-Ebene Netzausbau eingespart werden kann.

Das Ziel der vorliegenden Studie ist den Betrachtungsbereich für PtG unter Berücksichtigung der im Vorgängerprojekt gewonnen Erkenntnisse zu erweitern. Netzseitig wird die Nutzenbewertung von PtGA für die Stromverteilungsnetze durch die zusätzliche Betrachtung der Hochspannungsebene (HS-Ebene) komplettiert. Zur Gewährleistung der Anwendbarkeit der Ergebnisse beteiligen sich die Netzbetreiber der Region im Emsland, die EWE Netz GmbH (EWE) und die Avacon AG, am Projekt und stellen insbesondere die Daten ihrer Netze zur Verfügung. Als zusätzliche PtG-Anwendungsfälle mit kurz- und mittelfristigen Potenzial wird der Nutzen von PtGA zum Ausgleich kurzfristiger Prognosefehler im Portfolio eines EE-Direktvermarkters sowie in der lokalen Wasserstoffmobilität untersucht.

## 2 Untersuchungsmethodik und Modelle

### 2.1 Gekoppelte Planung von Strom- und Gasnetzen

Zur Bewertung der gekoppelten Planung von Strom- und Gasnetzen wird die in Bild 2.1 dargestellte Methodik verwendet. Auf Basis von Referenzszenarien für die Stützjahre 2023, 2033 und 2050 (siehe Abschnitt 3) werden für ein reales HS-Netzgebiet im Emsland drei verschiedene Fälle betrachtet. Zunächst wird eine Anlageneinsatzsimulation und Stromzielnetzplanung auf HS-Ebene mit und ohne Berücksichtigung von PtGA als Kopplungselemente durchgeführt. In der gekoppelten Variante wird dabei zusätzlich der zur Aufnahme der Gasmengen aus den PtGA erforderliche Anpassungsbedarf im Erdgasnetz ermittelt. Abschließend erfolgt eine spannungsebenenübergreifende Planung (NS/MS/HS) mit einer Kopplung auf NS/MS-Ebene. Die Bewertung der verschiedenen Varianten erfolgt anhand eines Kostenvergleichs der Gesamtaufwendungen für Netzausbau und PtGA.

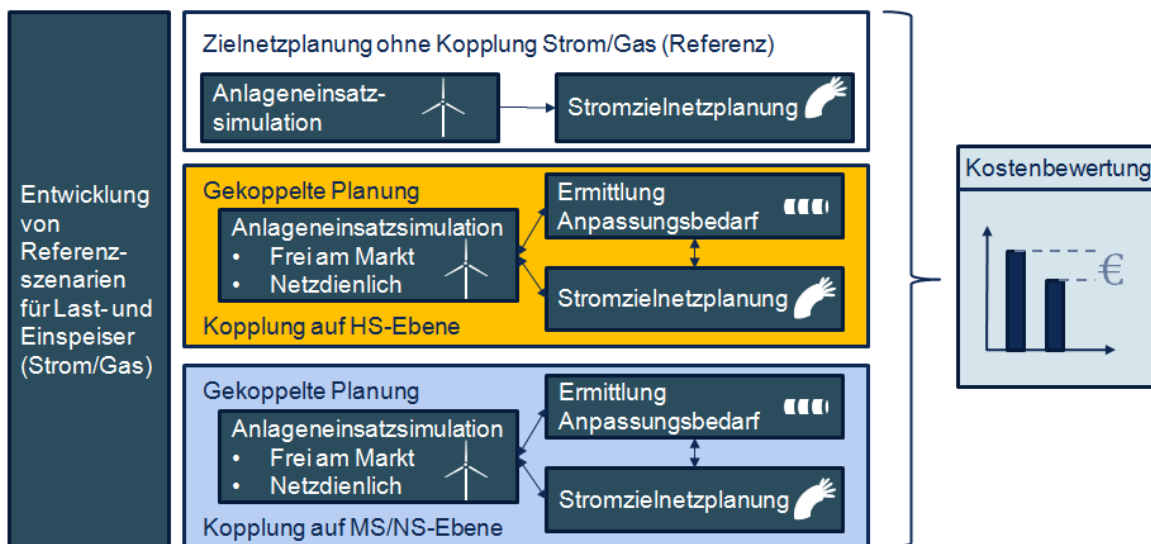


Bild 2.1: Methodik zur Bewertung von gekoppelter Planung von Strom- und Gasnetzen

### 2.1.1 Anlageneinsatzsimulation

Die Anlageneinsatzsimulation ermittelt den Fahrplan für alle relevanten Stromerzeuger und -verbraucher für alle 8.760 Stunden eines Stützjahres im betrachteten Netzbereich. Auf Erzeugerseite werden neben Windenergie- (WEA) und Photovoltaikanlagen (PVA) auch Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) betrachtet. Dies sind in den Verteilungsnetzen hauptsächlich kleine KWK-Anlagen zur Objektversorgung. Verbraucherseitig sind neben dem Haushalten, Gewerben und Industrieanlagen auch steuerbare Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge sowie PtGA als Kopplungselemente zu berücksichtigen

Da die Einspeisung der WEA und PVA dargebotsabhängig erfolgt, werden hier Einspeisezeitreihen auf Basis gemessener Wetterdaten des Jahres 2007 aus der Region verwendet. Weiterhin werden auch für die unflexiblen Strom- und Wärmelasten Zeitreihen basierend auf Standardlastprofilen zugrunde gelegt. Alle anderen Anlagen orientieren sich hinsichtlich ihres Einsatzes – zumindest langfristig – am Geschehen am Markt und optimieren sich gegen die entsprechenden Preise. In Realität sind zusätzlich regulatorische Kosten und Erlöse wie Netznutzungsentgelte und Einspeisevergütungen in der Optimierung zu berücksichtigen. Aufgrund des langfristigen Betrachtungshorizonts und der systemischen Fragestellung dieser Studie, werden diese regulatorischen Einflüsse jedoch vernachlässigt. Somit ergibt sich der Einsatz steuerbarer Anlagen direkt aus den Preisen an den Großhandelsmärkten für Strom und Erdgas unter der Berücksichtigung spezifischer Einsatzrestriktionen. Diese Restriktionen sind:

- Technische Einschränkungen wie Mindest- und Maximalleistung
- Deckung der Wärmenachfrage bei KWK-Prozessen
- Begrenzungen der Kapazität sowie der Ein- und Ausspeicherleistung von Wärmespeichern
- Einspeiserestriktionen von Elektrolyseuren aufgrund der zulässigen Wasserstoffkonzentration im Erdgasnetz

- Ladestatus von Elektrofahrzeugen zu einem bestimmten Zeitpunkt

Die für die Anlageneinsatzsimulation erforderlichen Preise für Erdgas werden dem Szenariorahmen entnommen (siehe Kapitel 3.2). Da die Preise für Strom in stündlicher Auflösung benötigt werden und nicht unabhängig von der WEA- und PVA-Einspeisung sind, wird eine vorgeschaltete Strompreissimulation durchgeführt. Dafür werden zunächst die grenzüberschreitenden Stromaustausche für Deutschland durch eine europaweite Kraftwerkseinsatzsimulation ermittelt. Diese werden anschließend in eine deutschlandweite fundamentaldatenbasierte Preissimulation für Fahrplanenergie und Reserveleistung übernommen. Zur Wahrung der Konsistenz wird für alle Last- und Wetterdaten das Basisjahr 2007 zugrunde gelegt. Bild 2.2 gibt eine Übersicht über die Gesamtmethodik der Anlageneinsatzsimulation.



**Bild 2.2: Methodik zur Ermittlung des Anlageneinsatzes**

Für die Ermittlung des Anlageneinsatzes im Netzgebiet werden zwei Konzepte unterschieden. In der Variante „Frei am Markt“ ergibt sich der Einsatz direkt aus den Marktpreisen. Demgegenüber werden in der Variante „Netzdienlich“ zusätzlich Netzrestriktionen berücksichtigt, die sich aus der maximalen Transformatorleistung, der Stromtragfähigkeit der Leitungen sowie dem zulässigen Spannungsband ergeben.

Detaillierte Beschreibungen der verwendeten Modelle und Verfahren können [2] entnommen werden.

2.1.2 Stromnetzplanung

Die Datenbasis für die Quantifizierung der netzentlastenden Wirkung von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung von PtGA wird durch die Untersuchung mehrerer Zielnetzplanungsvarianten gebildet (siehe Bild 2.3). Für alle Varianten wird der Netzausbaubedarf mittels Zielnetzplanungen für die zugrunde liegenden Stützjahre bestimmt. Bei der Betrachtung der NS- und MS-Ebene wird dabei auf Planungsergebnisse aus der Vorgängerstudie [2] zurückgegriffen.

Planungsvarianten	NS-Ebene & MS-Ebene	getrennt	Konventionell
			Innovativ
		gekoppelt	Innovativ
	HS-Ebene	getrennt	Erdkabel
			Innovativ
		gekoppelt	Erdkabel
			Innovativ
	spannungsebenen- übergreifend (HS,MS,NS)	gekoppelt	Innovativ

**Bild 2.3: Untersuchte Ausbauvarianten bei der Zielnetzplanung der untersuchten Stromnetze**

Die Planung von Stromnetzen im Hinblick auf ihre Funktion in der Zukunft erfolgt dabei in drei Stufen:

- Als Erstes wird für das jeweilige Stützjahr die veränderte Einspeise- und Lastsituation analysiert, die sich aus dem Rahmenszenario ergibt. Daraus lassen sich dann die künftig zu erwartenden Anforderungen an das jeweilige Netz ableiten. Auf Basis des jeweiligen Ausgangsnetzes aus dem vorherigen Stützjahr werden mittels 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. Dazu werden je nach Ansatz (ohne bzw. 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 mittels Lastflussrechnungen überprüft, ob durch die Maßnahmen alle Probleme beseitigt worden sind. Insbesondere aufgrund von Rückkopplungseffekten werden die Schritte zwei und drei iterativ wiederholt, bis alle Netzengpässe behoben sind.

Bei der Auslegung von Netzen für alle zu erwartenden Betriebszustände, müssen die folgenden kritischen Situationen betrachtet werden, die aus den Lastgängen der Anlageneinsatzsimulation abgeleitet werden:

- Betriebspunkt Starklast: maximale Last bei kleinster Einspeisung, die an solchen Zeitpunkten auftritt
- Betriebspunkt Starkeinspeisung: maximale Einspeisung bei kleinster Last, die zu diesen Zeitpunkten auftritt

Eine genaue Beschreibung der Methodik zur Planung von Netzen der NS- und MS-Ebene ist ebenso wie deren Planungsergebnisse in der Vorgängerstudie zu finden [2].



Bei der Ausbauplanung der HS-Ebene kommen als neue Technologie Leiterseile aus temperaturbeständigem Aluminium (TAL) zum Einsatz. Diese weisen einen höheren thermischen Grenzstrom aus, sodass auf bestehenden Trassen eine höhere Leistung übertragen werden kann. Ursache für die Begrenzung der Stromstärke ist der maximal zulässige Durchhang der Leitung. Je höher die Stromstärke ist, desto stärker dehnt sich die Leiterseile in Folge von thermischen Effekten aus, wodurch sich die Abstände zu Gebäuden oder Straßen verringern.

Im Gegensatz zu den unterlagerten Netzebenen ist die HS-Ebene durch die Netzleitstelle überwacht. Daher kann in die Leittechnik recht einfach ein indirektes Freileitungsmonitoring [3] implementiert werden, um die thermisch zulässige Leistung der Freileitungen optimal ausnutzen zu können und so die DEA-Anschlusskapazität des bestehenden Netzes zu steigern.

Als Betriebsstrategie werden Windparks mit HS-Anschluss nicht (n-1)-sicher angeschlossen[4]. Dazu sind geeignete Schutzkonzepte und sekundärtechnische Systeme notwendig, damit beispielsweise im Fehlerfall nach Abschaltung eines Freileitungssystems geeignete HS-DEA gezielt abgeschaltet werden und nicht der Überlastschutz der Parallelsysteme auslöst. Dieses Konzept eignet sich insbesondere in Regionen mit starkem WEA-Zubau und bietet dort prinzipiell ein hohes Potenzial, um konventionellen Netzausbaubedarf zu vermeiden. Durch die Kombination der beschriebenen Technologien entsteht insgesamt ein „Smart Grid“ auf HS-Ebene.

Bei der spannungsebenenübergreifenden, gekoppelten Planungsvariante werden in allen NS-Netzen netzdienlich eingesetzte Speicher (PtGA oder Batterien, falls lokal keine Kopplungsmöglichkeit zwischen Strom- und Gasnetz besteht) installiert, die so auch die überlagerte MS- und HS-Ebene entlasten. In der Vorgängerstudie wurde bereits exemplarisch Zielnetzplanungen für ein ländliches und ein vorstädtisches NS-Netz durchgeführt. Die Ergebnisse werden nun anhand von statischen Netzparametern (Leitungslänge, Struktur, installierte DEA-Leistung, Möglichkeit zur Kopplung mit dem Gasnetz) auf alle unterlagerten Netze des betrachteten Verknüpfungspunktes (HS/MS)

übertragen (skaliert). Dabei wird auf der Methodik aufgebaut, die in der Vorgängerstudie für spannungsebenenübergreifende Betrachtungen entwickelt wurde.

### 2.1.3 Gasnetzplanung und PtG-Potenzialermittlung

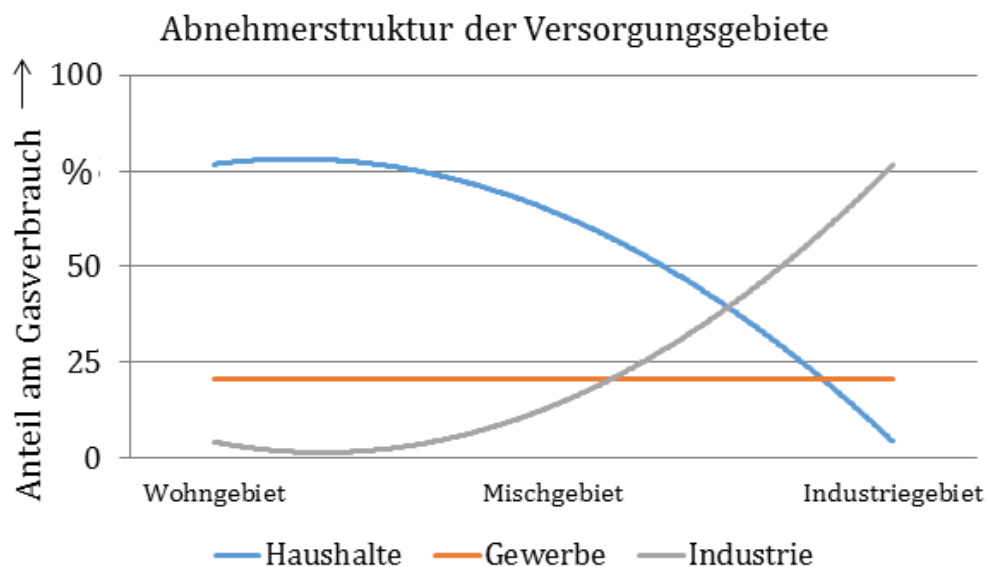
Im Rahmen der gasseitigen Potenzialermittlung werden sowohl die Potenziale für eine Wasserstoff- als auch für eine Methaneinspeisung untersucht. Dazu werden die Lastgänge an den Übergabepunkten im Betrachtungsgebiet sowohl zwischen dem Fernleitungsnetz der GTG Nord und dem regionalen Hochdruckverteilungsnetz der EWE NETZ als auch zwischen dem regionalen Hochdruckverteilungsnetz und dem Gasverteilnetz (Mitteldruck) der EWE NETZ untersucht. Die Einspeisung im Bereich der Übergabepunkte bzw. GDRA (Gas-Druckregelanlage) bietet sich an, da auf diese Weise immer ein gerichteter Fluss und eine ausreichende Durchmischung gewährleistet werden kann. Dies verhindert die Bildung von Pendelzonen, in welchen es ansonsten zu einer Aufkonzentration von Wasserstoff kommen könnte.

Die Ergebnisse der Vorgängerstudie [2] haben gezeigt, dass die Reduzierung der Anzahl von Gas-Druckregel-Anlagen (GDRA) positive Effekte hat, sowohl für den Netzbetreiber als auch für die Potenziale zur Einspeisung von erneuerbaren Gasen aus PtGA. Diese Erkenntnisse aus der Betrachtung des Netzgebietes in der Vorgängerstudie werden auf das in dieser Studie betrachtete Netzgebiet übertragen.

Zur Darstellung der erwarteten Entwicklung des Gasabsatzes und der daraus resultierenden Veränderung in der Auslastung der GDRA werden die Anlagen zwischen dem regionalen Hochdruckverteilungsnetz und dem Gasverteilnetz (Mitteldruck) der EWE NETZ hinsichtlich ihrer Lastgänge ausgewertet und kategorisiert. Die anschließende Prognose des Gasabsatzes erfolgt auf Basis der Absatzprognosen aus der BMU-Leitstudie (siehe Abschnitt 3.2) unter Beachtung der sektoralen Entwicklung für Haushalte (HH), Gewerbe/Handel/Dienstleistung (GHD), Industrie und Mobilität. Die Basis bilden jeweils die realen Lastgänge aus dem Jahr 2012.

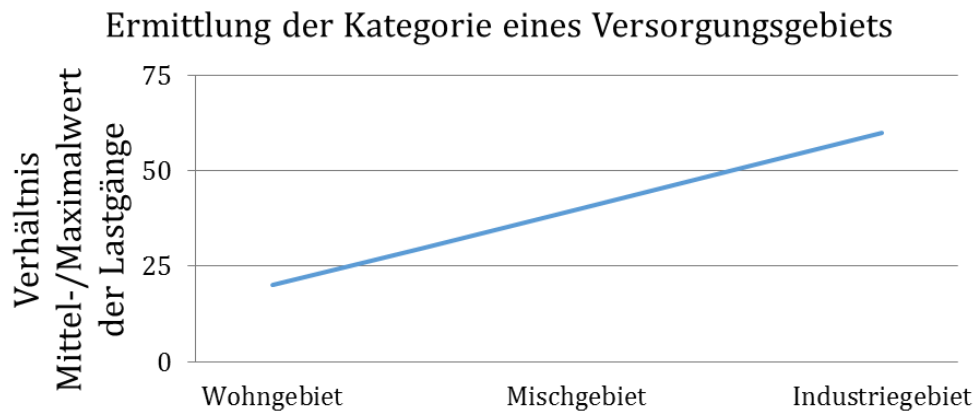
Die durch eine GDRA versorgten Gebiete variieren zwischen reinen Wohngebieten über Mischgebiete bis hin zu reinen Industriegebieten. Die Auswertung der Netz- und

Verbrauchsdaten zeigt, dass vor allem die Anteile der Haushalte und der Industrie sich gegenläufig verhalten (siehe Bild 2.4). Der Anteil von GHD spiegelt u. a. die Grundversorgung der Anwohner und Angestellten durch Supermärkte und Handwerksbetriebe etc. wieder und wird für die Betrachtungen als annähernd konstant angenommen.



**Bild 2.4: Abnehmerstruktur der Versorgungsgebiete**

Die von den GDRA versorgte Kundenstruktur ist i.d.R. nicht bekannt, es liegen aber die Lastgänge der GDRA vor. Auswertungen von Lastgängen in Gebieten mit bekannter Kundenstruktur haben gezeigt, dass das Verhältnis vom Jahresmittel- zum Maximalwert (Stundenwerte) der Lastgänge vor allem vom Anteil der industriellen Gasverbraucher abhängig ist (siehe Bild 2.5).



**Bild 2.5: Diagramm zur Ermittlung der Versorgungskategorie der GDRA**

Die Lastgänge der GDRA werden hinsichtlich des genannten Verhältnisses ausgewertet und basierend darauf wird die zugehörige Abnehmerstruktur ermittelt. Die Prognose der sektoralen Entwicklung des Gasverbrauchs erfolgt dann für die einzelnen Stützjahre 2023, 2033 und 2050.

Anschließend wird basierend auf einer Analyse der Netz- und Anlagenstruktur ermittelt, welche der GDRA ggf. durch eine andere, bestehende Anlage ersetzt werden kann, ohne dass es zu negativen Auswirkungen für die Versorgungssicherheit des Netzes kommt.

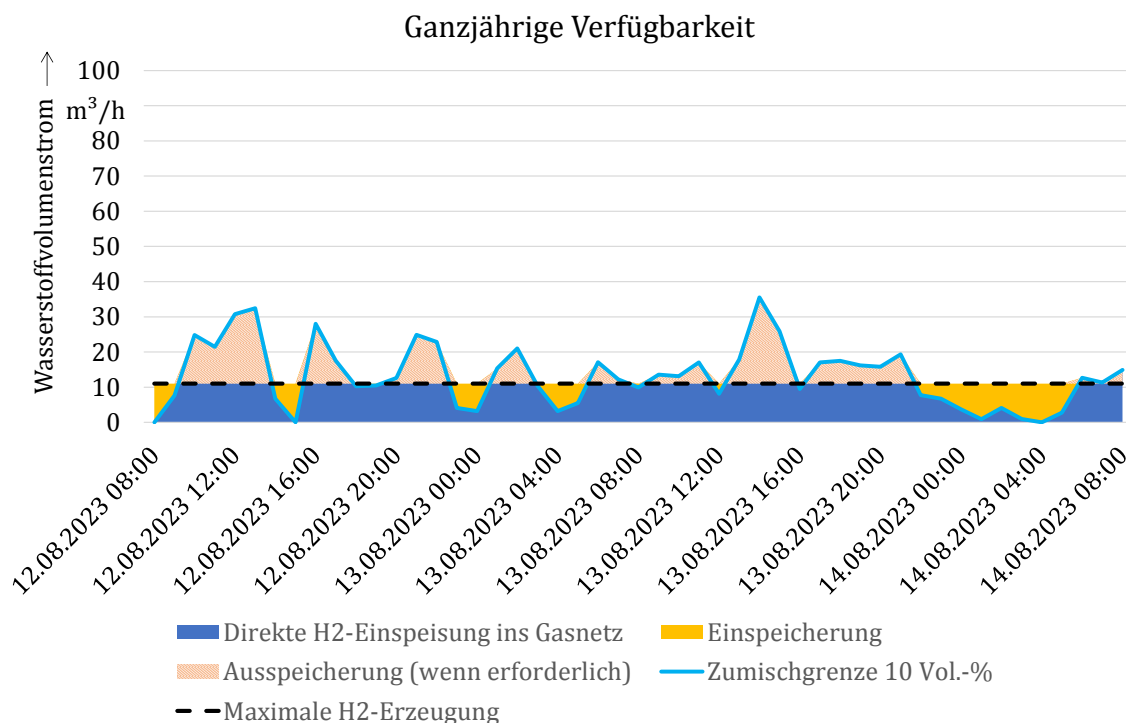
Ein Ausbau des Netzes, sowohl auf der Hochdruck- als auch auf der Mitteldruckebene, ist aufgrund des erwarteten Rückgangs des Gasabsatzes nicht notwendig. Die für diesen Fall anzustrebende Reduzierung von Netzlänge und Nennweiten im Rahmen einer Zielnetzplanung ist nicht Bestandteil dieser Studie.

Die Ermittlung der PtG-Potenziale erfolgt durch Auswertung der prognostizierten Lastgänge der einzelnen GDRA für die Stützjahre 2023, 2033 und 2050. Dazu wird ermittelt, mit welcher Anlagenleistungen eine PtGA im gewählten Zeitraum ständig in das jeweilige Gasnetz einspeisen kann. Zur Überbrückung von Zeiträumen mit geringem Gasabsatz wird angenommen, dass die PtGA, wie auch in der Vorgängerstudie, einen Zwischenspeicher zur Verfügung hat.

Es werden in dieser Studie die Potenziale im Gasnetz für drei Betrachtungsfälle ermittelt, die sich sowohl hinsichtlich der Verfügbarkeit als auch der Höhe der potenziell einspeisbaren PtGA-Leistungen unterscheiden:

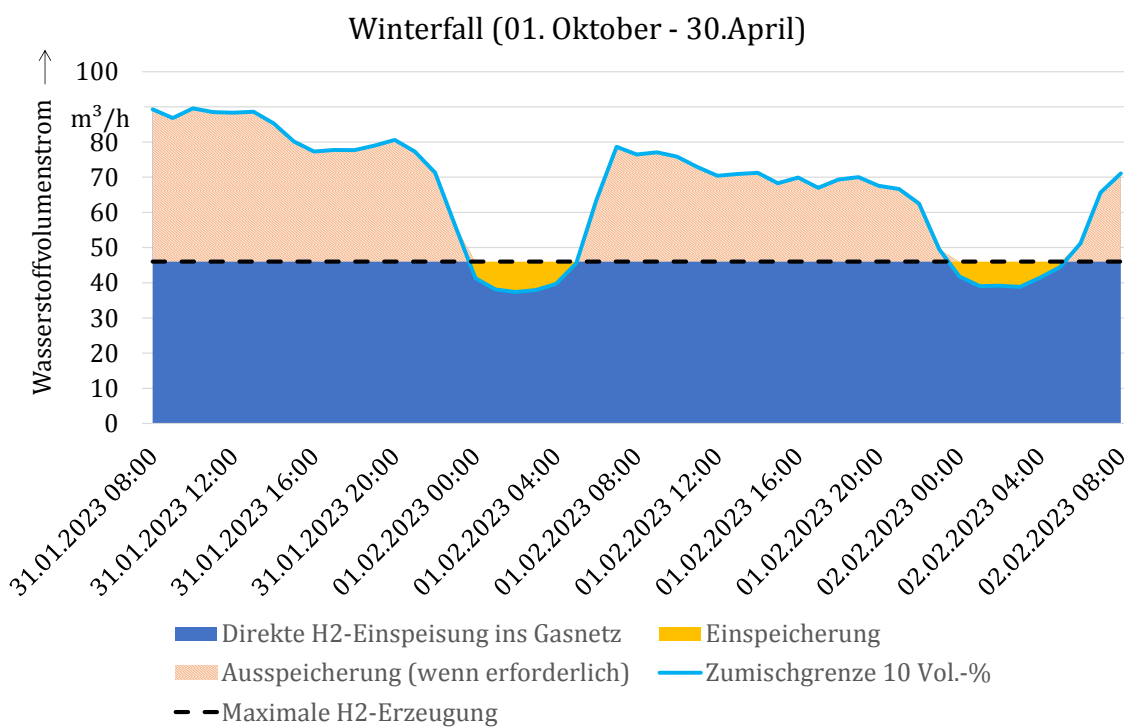
1. Ganzjährige Verfügbarkeit
2. Verfügbarkeit in den Wintermonaten (Oktober bis April)
3. Verfügbarkeit ganzjährig, aber nur tagsüber zwischen 7 - 19 Uhr

Die **ganzjährige Verfügbarkeit** (Bild 2.6) ermöglicht es der PtGA immer mit ihrer vollen Leistung in das Gasnetz einzuspeisen und ihre Leistung dem Stromnetz anbieten zu können. Nachteilig ist hier, dass der tendenziell geringe Gasabsatz in den Sommermonaten/-nächten zu einer Reduzierung der Potenziale führt. Der Zwischenspeicher wird hier zur Kompensation vor allem der Nachstunden mit geringem Gasabsatz eingesetzt.



**Bild 2.6: Wasserstoffeinspeisung und Speichereinsatz: Ganzjährige Verfügbarkeit**

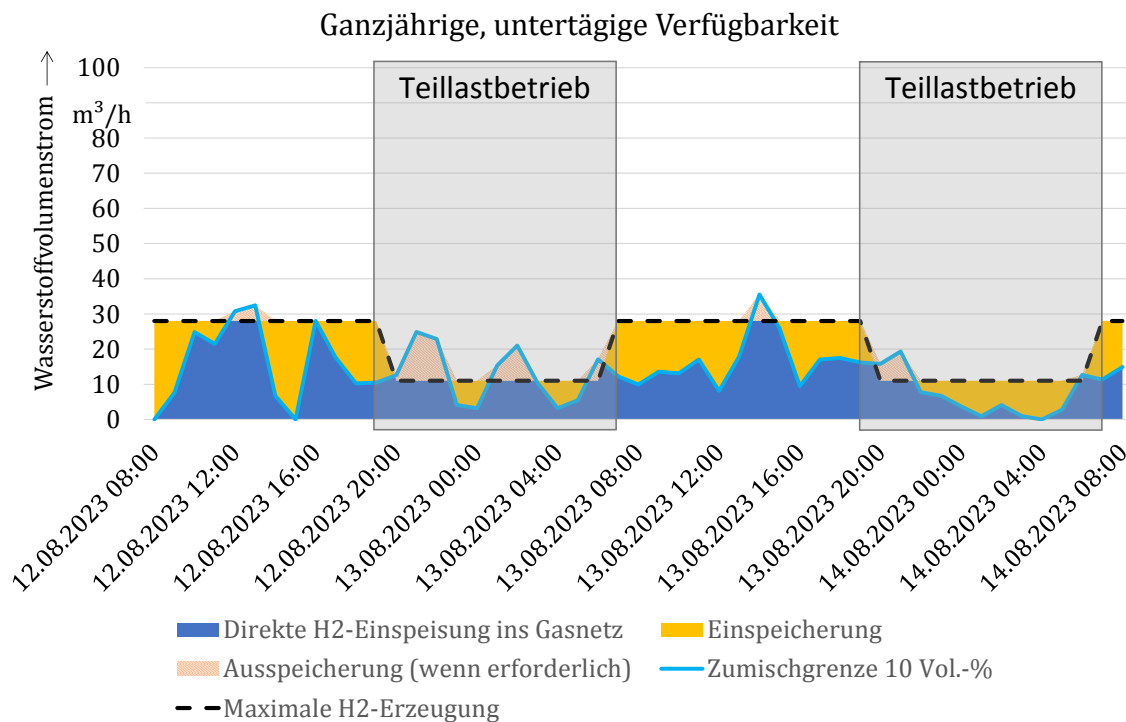
Die Ermittlung der Potenziale mit **Verfügbarkeit in den Wintermonaten** (Bild 2.7, gleicher Standort wie in Bild 2.6) hat zum Ziel, mindestens in Teilen des Jahres größere Anlagenleistungen als bei der ganzjährigen Betrachtung anbieten zu können. In diesem Fall können ca. 20 % mehr Leistung bereitgestellt werden, wobei der Leistungszuwachs abhängig vom spezifischen Lastgang der jeweiligen GDRA ist. Dies wird ermöglicht durch den generell höheren Gasabsatz in den Wintermonaten. In der übrigen Zeit des Jahres kann die PtGA dann im Teillastbetrieb gefahren werden. Der Zwischenspeicher kommt hier ebenfalls zur Kompensation der abnahmeschwachen Nachtstunden zum Einsatz.



**Bild 2.7: Wasserstoffeinspeisung und Speichereinsatz: Winterfall**

Die **ganzjährige, untertägige Verfügbarkeit** (Bild 2.8) in der Zeit von 7 - 19 Uhr bietet sich an zum Einsatz von PtGA zur Kopplung von NS- und MD-Ebene. In der NS-Ebene treten nur PVA-Einspeisespitzen auf (keine WEA) und diese auch nur in Stunden mit Sonneneinstrahlung. Gegenüber der ganzjährigen Verfügbarkeit sind die Potenziale erhöht, da in den Nächten, der Zeit mit dem geringsten Gasabsatz, keine PtGA-Leistung zur Verfügung gestellt werden muss. Die PtGA können aber mindestens im Teillastbetrieb auch

nachts eingesetzt werden, z. B. aus marktseitigen Gründen. Der Zwischenspeicher kommt hier zur Kompensation von abnahmeschwachen Tagesstunden zum Einsatz, die Ausspeicherung erfolgt in den Nachtstunden.



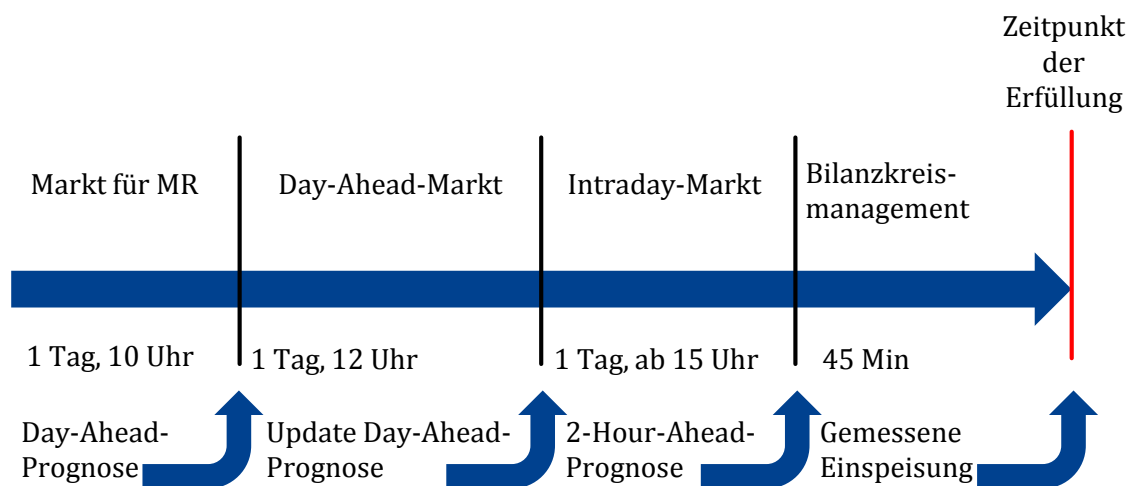
**Bild 2.8: Wasserstoffeinspeisung und Speichereinsatz: Ganzjährige, untertägige Verfügbarkeit**

## 2.2 PtG zum Ausgleich von Prognosefehlern

In diesem Arbeitspaket wird der Einsatz einer PtGA in einem regenerativ geprägten Erzeugungsportfolio zum Ausgleich von Unsicherheiten der dargebotsabhängigen Einspeisung untersucht.

Für die Vermarktung von Erzeugungsanlagen existieren unterschiedliche Marktplätze, an denen der Handel zu unterschiedlichen Zeitpunkten stattfindet. In der jeweiligen Vorwoche werden Primär- und Sekundärregelreserve für die gesamte folgende Woche gehandelt. Am Vortag, bzw. am vorangegangenen Werktag, endet zunächst die Minutenreserveauktion (MR-

Auktion) und darauf folgend die Day-Ahead-Auktion (DA-Auktion) des Spotmarktes. Danach kann zu jedem Zeitpunkt kontinuierlich am Intraday-Markt (ID-Markt) gehandelt werden. Dieser Handel ist ab 15 Uhr für den folgenden Tag bis 45 Minuten vor Erfüllung geöffnet. Zu jeder dieser Handelsstufen müssen Entscheidungen durch den Vermarkter des Portfolios über die am aktuellen Markt zu platzierende Erzeugungsleistung und den dafür zu bietenden Preis getroffen werden. Aufgrund der mit abnehmendem Prognosehorizont besser werdenden Prognose für die Einspeisung von EE-Anlagen und entsprechender regelmäßiger Prognoseupdates durch kommerzielle Anbieter findet fortlaufend eine Optimierung des Portfolios an den jeweilig zur Verfügung stehenden Märkten statt. Nach Schließung des Intraday-Handels ist noch eine Nachoptimierung zum Ausgleich von Bilanzungleichgewichten im Rahmen des Bilanzkreismanagements (BKM) möglich. Bild 2.9 stellt den zeitlichen Ablauf der Handelsentscheidungen und die entsprechend eingehenden Prognosen für die Einspeisung aus EE dar.

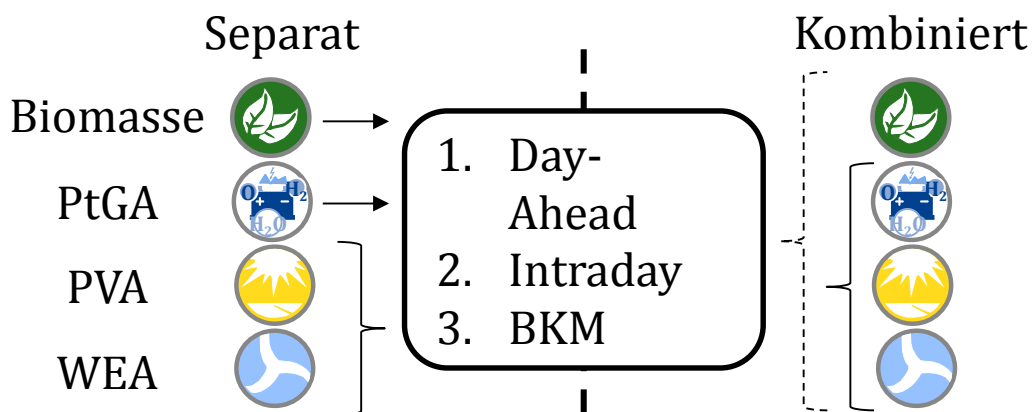


**Bild 2.9: Zeitlicher Ablauf der Handelsentscheidungen**

Zur Abbildung dieser realen Handels- und Einsatzentscheidungen wird mit Hilfe eines am IAEW entwickelten Verfahrens zur Portfoliooptimierung rollierend der Einsatz in jeder Handelsstufe bestimmt. Das Vorgehen zur Bestimmung des Mehrwertes einer Portfoliooptimierung mit PtGA ist in Bild 2.10 visualisiert. Zunächst werden das volatile EE-Portfolio, bestehend aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen, die PtG- und die



Biomasseanlage separat optimiert. Anschließend erfolgt die gemeinsame Optimierung der EE-Anlagen mit Flexibilitäten in einem Portfolio. Zuerst wird dabei die Vermarktung mit einer PtG-Anlage betrachtet und anschließend noch zusätzlich die Flexibilität einer Biomasseanlage hinzugenommen. Der Mehrwert der Flexibilitäten in der gemeinsamen Vermarktung ergibt sich aus der Deltabetrachtung der jeweiligen Ergebnisse.

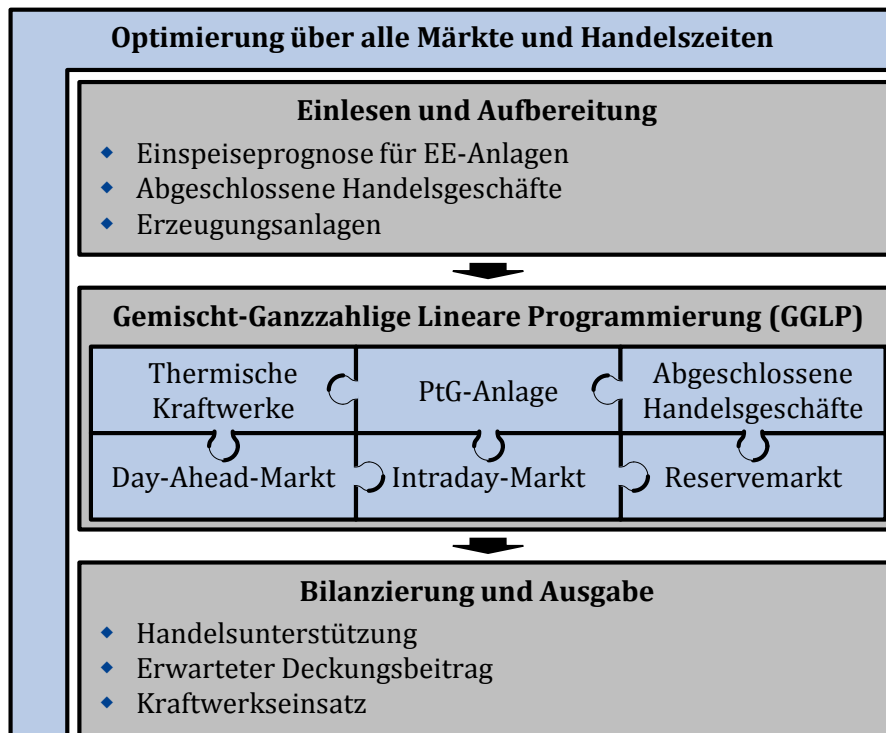


**Bild 2.10: Vorgehen zur Bestimmung des Mehrwertes einer PtGA im Portfolio**

Das am IAEW entwickelte und in diesem Arbeitspaket eingesetzte Verfahren zur Optimierung des Einsatzes von Kraftwerkportfolios ist modular aufgebaut und erlaubt somit eine an die Fragestellung angepasste Modellierungsgenauigkeit. Die angewandte geschlossene Formulierung des Optimierungsproblems bietet insbesondere bei der Einsatzoptimierung von Speichern (z.B. PtGA oder Batterien) mit ihren technischen Randbedingungen unter Berücksichtigung der Vermarktungsentscheidungen an verschiedenen Handelsplätzen einen hohen Mehrwert, da sie grundsätzlich eine Optimalitätsgarantie bietet. Weiterhin können Vermarktungsentscheidungen im Zeitverlauf anhand einer rollierenden Anwendung des Verfahrens effizient getroffen werden.

Als Absatzmöglichkeiten werden die verschiedenen Märkte für elektrische Energie und Reserve berücksichtigt, die dem deutschen Marktgebiet zugeordnet sind. Für jeden Optimierungsschritt können die möglichen Vermarktungsentscheidungen des Erzeugungsportfolios bzw. der einzelnen Erzeugungsanlagen an den Märkten frei definiert und gemeinsam optimiert werden. Hierdurch ist die Abbildung des zeitlichen Verlaufs von

Vermarktungsentscheidungen unter der Vorgabe vorher getroffener Handelsentscheidungen möglich. Bild 2.11 gibt einen Überblick über das angewandte Verfahren.



**Bild 2.11: Verfahrensüberblick [5]**

Ergebnis der Optimierung sind Fahrpläne aller Erzeugungsanlagen des Portfolios nach jedem Handelszeitpunkt. Daraus ergeben sich auch die Kosten für den Anlageneinsatz und somit die Deckungsbeiträge des Portfolios. Die Abweichungen der Fahrpläne nach jeder Handelsstufe mit der tatsächlichen Einspeisung der EE-Anlagen ergibt auch die notwendige Ausgleichsenergie, aus der sich anhand der historischen Ausgleichsenergiepreise die angefallenen Ausgleichsenergiekosten berechnen lassen. Durch den Vergleich dieser Kenngrößen aus den verschiedenen Handelsstufen lässt sich der Mehrwert des Intraday-Handels sowie der zusätzlichen Flexibilität einer PtGA im Portfolio ableiten.

## 2.3 PtG in der regionalen Mobilität

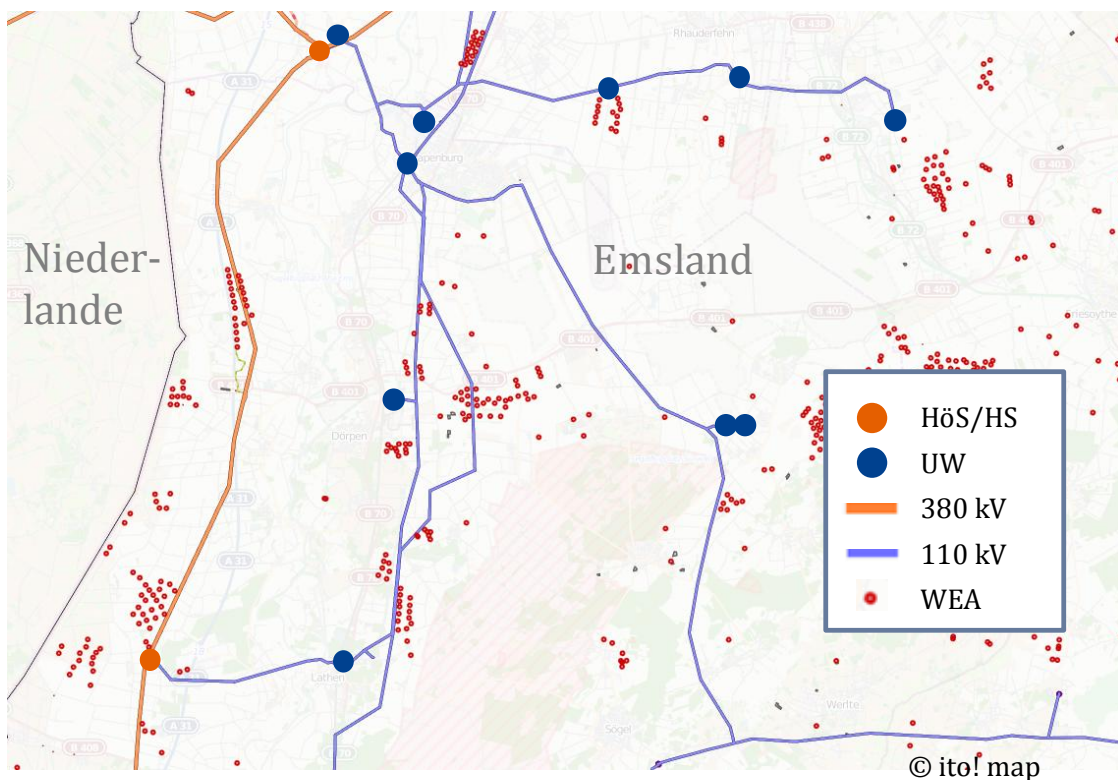
Bei der Erzeugung von Wasserstoff via Elektrolyse (PtG) im Zuge von Entlastungsmaßnahmen in Stromnetzen muss der erzeugte Wasserstoff entweder in das Erdgasnetz eingespeist oder anderweitig genutzt werden. Insbesondere die Verwendung von Wasserstoff in der Mobilität kann einen Beitrag zur Rentabilität des Gesamtsystems liefern. Ferner ist eine Nutzung in der Mobilität relativ einfach regional umzusetzen. Da wahrscheinlich jedoch die netzdienliche Erzeugung von Wasserstoff nicht mit dem Bedarfsort übereinstimmt, muss der Wasserstoff entweder rohrbasiert (Pipeline) oder per LKW (kryogen oder gasförmig) transportiert werden.

Um nun die Umsetzbarkeit der regionalen Wasserstoffnutzung in der Mobilität bewerten zu können, müssen in einem ersten Schritt die Potenziale für die Abnahme (Fläche oder ÖPNV) in der Region ermittelt werden. In einem zweiten Schritt können dann anschließend die Kosten für die zu betrachteten Varianten ermittelt werden. Hierbei muss zwischen einer flächigen Verteilstruktur, wie sie für den privaten PKW-Betrieb, und einer punktuellen Verteilstruktur, wie sie für Flotten wie z. B. ÖPNV, lokale Transportunternehmen oder größere Handwerksbetriebe notwendig wäre, unterschieden werden. Da die Wasserstoffnutzung noch am Anfang steht, wird nur die punktuelle Verteilstruktur monetär untersucht.

## 3 Eingangsdaten der Untersuchungen

### 3.1 Vorstellung der betrachteten Region

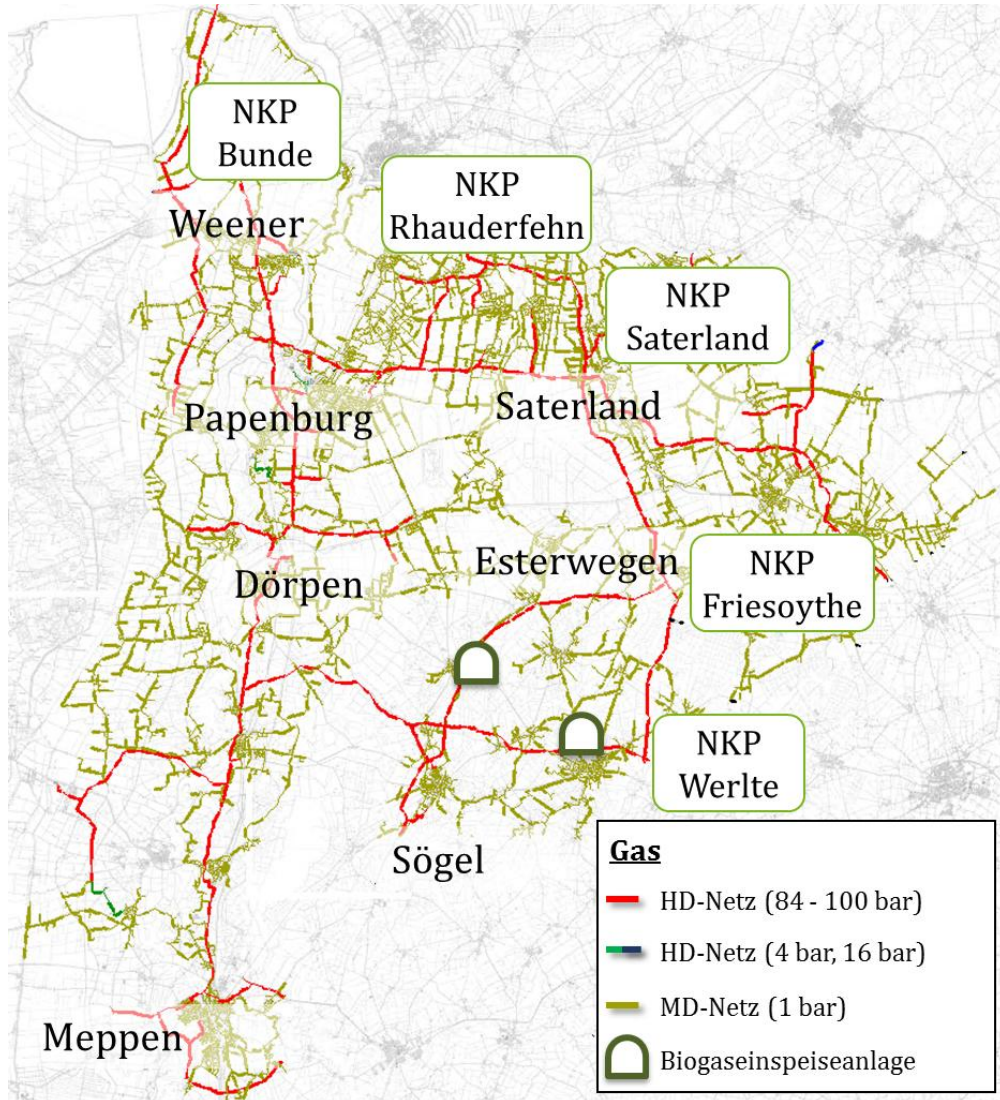
Da eines der Ziele dieser Studie eine spannungsebenenübergreifende Betrachtung des Nutzens der PtG-Technologie ist und dabei auf die Ergebnisse der ersten Studie [2] zurückgegriffen werden soll, wird als Region wieder das Emsland gewählt. Konkret wird die HS-Netzgruppe Emsland der Avacon AG betrachtet (siehe Bild 3.1), über das die Netze der EWE NETZ GmbH im Landkreis Emsland (insbesondere das bereits untersuchte Umspannwerk Esterwegen) versorgt werden.



**Bild 3.1:** Karte der Untersuchungsregion (Emsland); Quelle: ito! map

Bei dem Netz der Avacon AG handelt es sich um ein typisches ländliches 110-kV-Netz, welches aus Freileitungstrassen besteht. Es gibt mit dem Umspannwerk (UW) Diele (DIEL) im Nordwesten und dem UW Niederlangen (NLAN) im Südwesten zwei Verknüpfungspunkte mit dem Transportnetz (380 kV), welches durch den ÜNB TenneT TSO betrieben wird. Die Transformatoren beider Umspannebenen HöS/HS und HS/MS werden selbst nicht mehr als Teil des HS-Netzes betrachtet, da sie nicht im Besitz der Avacon AG sind. In die betrachtete HS-Netzgruppe speisen bereits heute eine hohe Zahl von WEA ein (siehe Tabelle 3.2). Insbesondere gibt es mehrere große WP mit direktem Anschluss an die HS-Ebene.

Das betrachtete Gasnetz hat eine Länge von ca. 460 km im Hochdruck (HD, in den Druckstufen MOP 4, MOP 16 und MOP 84) und 3.800 km im Mitteldruck (MD, MOP 1). Das regionale Hochdruckverteilungsnetz der EWE NETZ wird im Betrachtungsgebiet vom vorgelagerten Fernleitungsnetz der GTG Nord über 5 Netzkopplungspunkte (NKP) aufgespeist. Die Versorgung des Mitteldruck-Verteilnetzes der EWE NETZ erfolgt über 62 Gas-Druckregel-Anlagen (GDRA). Im Betrachtungszeitraum (10/2012 – 09/2013) wurden ca. 529 Mio. m<sup>3</sup> Erdgas L und ca. 5 Mio. m<sup>3</sup> Biogas von zwei Biogasanlagen verteilt.



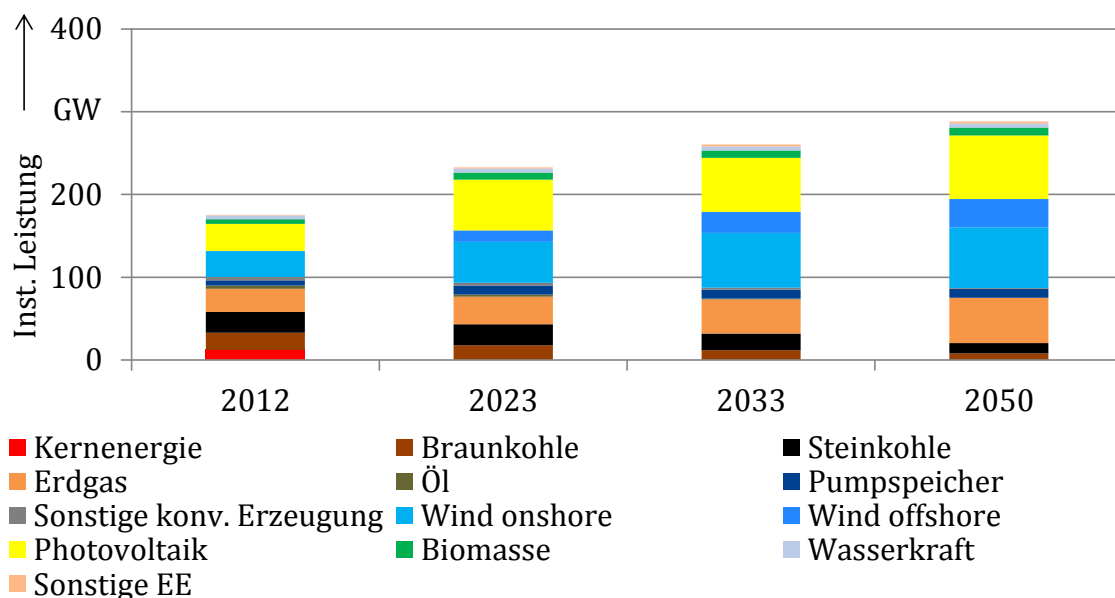
**Bild 3.2: Übersicht Betrachtungsgebiet - Gasnetz**

### 3.2 Energiewirtschaftliches Rahmenszenario

Für die Simulation der Strompreise wird ein energiewirtschaftliches Rahmenszenario für Strom, Erdgas und Wärme in den betrachteten Stützjahren zugrunde gelegt. Dieses basiert für Deutschland auf dem Netzentwicklungsplan Strom 2013 [6] und der BMU Leitstudie [7]. Die Daten des europäischen Auslandes entstammen dem ENTSO-E SO&AF [8]. Im Folgenden

werden die wesentlichen Eckdaten des Rahmenszenarios vorgestellt. Detaillierte Informationen sind in [2] zu finden.

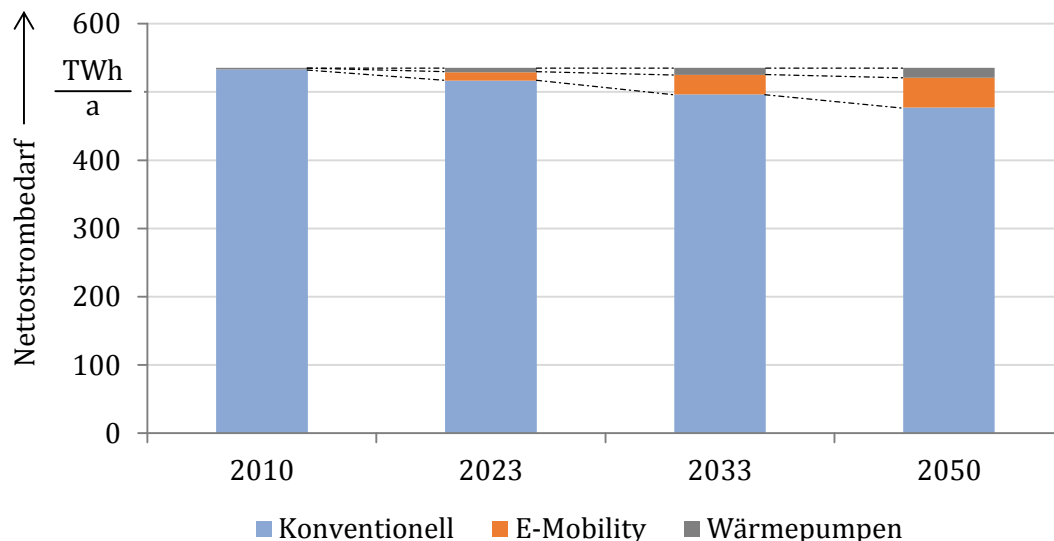
Die installierte Leistung an konventionellen Kraftwerken und EE-Anlagen ist in den Quellen des Rahmenszenarios nur bis 2033 gegeben. Daher wird für das Stützjahr 2050 eine Extrapolation der Werte vorgenommen unter der Annahme, dass die Spitzenlast weiterhin durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden kann. Die resultierende Kapazitätsentwicklung ist in Bild 3.3 dargestellt.



**Bild 3.3: Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland**

Im Zeitraum zwischen 2012 und 2050 nimmt entsprechend des Szenarios die installierte Leistung der WEA und PVA um fast den Faktor drei zu. Bei der installierten Leistung des konventionellen Kraftwerksparks kommt es zu einer Verschiebung zwischen den eingesetzten Primärenergieträgern. Der Anteil von erdgasgefeuerten Kraftwerken nimmt zu während die Leistung aus Kohlekraftwerken zurückgeht. Kernenergiekraftwerke sind in Deutschland aufgrund des Kernenergieausstieges ab dem Stützjahr 2033 nicht mehr vorhanden.

Die zukünftige Entwicklung der Nachfrage nach elektrischer Energie ist mit großen Unsicherheiten behaftet. Zum einen können angestrebte Energieeffizienzmaßnahmen die Nachfrage reduzieren. Zum anderen können neue Verbraucher wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen neue Nachfrage generieren. Aus diesem Grund wird im Netzentwicklungsplan von einem gleichbleibenden Nettostrombedarf ausgegangen. Diese Annahme wird wie in Bild 3.4 zu sehen für das Rahmenszenario übernommen, wobei der „konventionelle“ Anteil der Nachfrage leicht absinkt und stattdessen der Strombedarf von neuen Verbrauchern zunimmt.



**Bild 3.4: Entwicklung des Nettostrombedarfs in Deutschland**

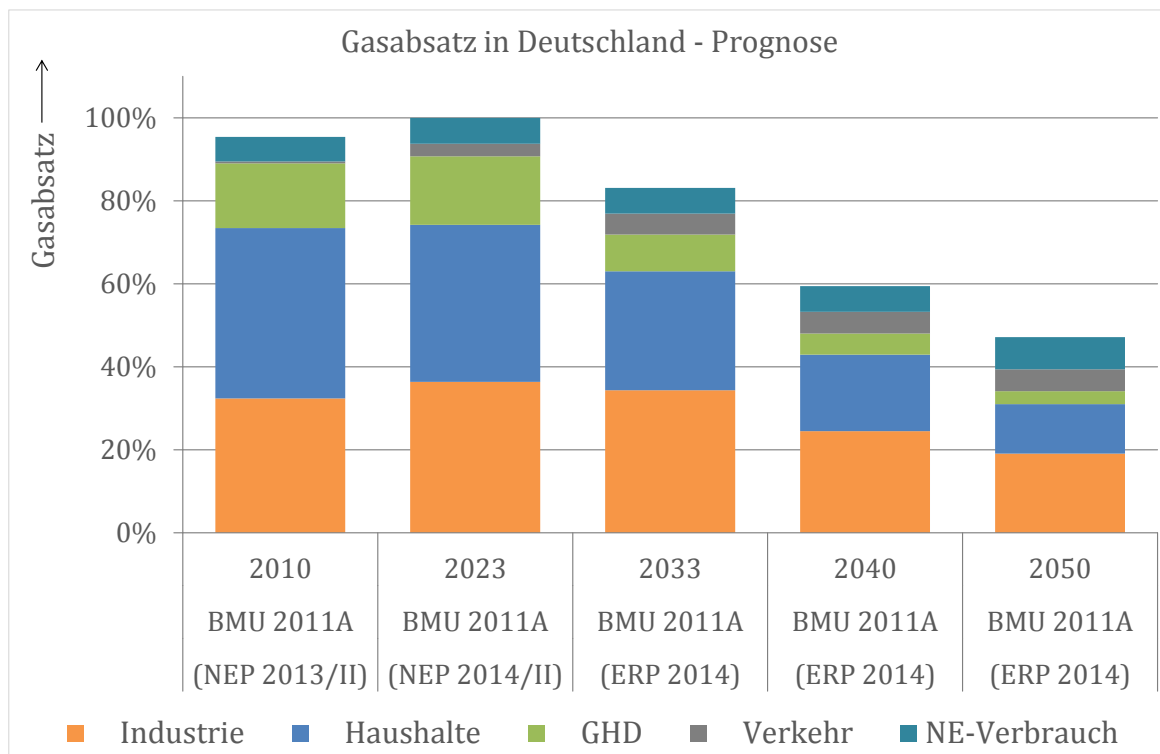
Für die variablen Kosten von fossilen Kraftwerken und Kernenergiekraftwerken und somit für die Einsatzreihenfolge in der Marktsimulation sind die Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten ausschlaggebend. Die angenommenen Preise nach Rahmenszenario sind in Tabelle 3.1 dargestellt. Insgesamt wird für die international an Großhandelsmärkten gehandelten Primärenergieträgern von einem steigenden Preisniveau ausgegangen.



Tabelle 3.1: Entwicklung der Brennstoffkosten und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise

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

Die Prognose des Erdgasverbrauchs erfolgt in der BMU-Leitstudie 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. Ergänzend wurde, zur besseren Abgrenzung der einzelnen Verbrauchergruppen, die Energiereferenzprognose herangezogen. 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.



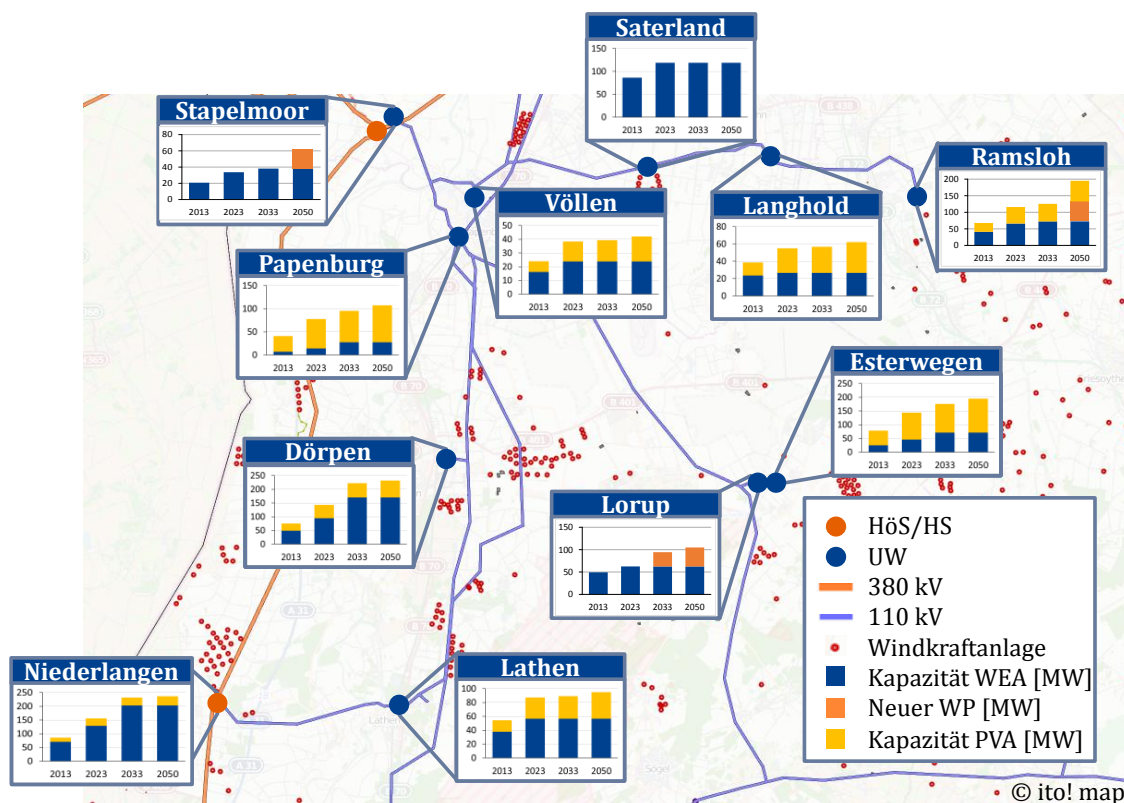
**Bild 3.5: Entwicklung des Gasabsatzes in Deutschland – Prognose [7]**

Die Zumischung von Wasserstoff wird im Kontext der betrachteten Gasnetztopologie begrenzt auf 10 Vol.-% in 2023 und 2033 sowie 15 Vol.-% in 2050. Die 10 Vol.-% entsprechen der aktuell geltenden Grenze im DVGW-Regelwerk unter der Annahme, dass die derzeit bestehenden Restriktionen bei z.B. Erdgas als Kraftstoff (2 Vol.-%) und in Gasturbinen (je nach Hersteller 1 – 5 Vol.-%) behoben sind.

### 3.3 Entwicklung im Netzgebiet

Für die installierten Kapazitäten von WEA, PVA und Biomasseanlagen im betrachteten HS-Netzgebiet wird ein zur deutschlandweiten Entwicklung analoger Ausbau angenommen. Bei den PVA und Biomasseanlagen erfolgt der Zubau im Verhältnis der in 2013 in den unterlagerten Netzebenen jedes Umspannwerks installierten Leistung. Das Vorgehen für die WEA ist analog, wobei hier zusätzlich die von Avacon ausgewiesenen Potenziale berücksichtigt werden. Werden die Kapazitäten der Umspannwerke durch einen Zubau der

EE-Anlagen überschritten, wird zunächst die Kapazität an Umspannwerken mit freien Potenzialen erhöht. Nach Ausschöpfung aller Potenziale werden ab 2033 an den Standorten Stapelmoor, Ramsloh und Lorup zusätzliche Windpark-Umspannwerke zugebaut. Eine Übersicht der WEA- und PVA-Kapazitätsentwicklung ist in Bild 3.6 dargestellt.



**Bild 3.6: Entwicklung der WEA- und PVA-Kapazitäten**

Auch bei den KWK-Kapazitäten wird eine zu Deutschland analoge Entwicklung angenommen. Da für die betrachtete Netzregion keine Angaben zur installierten KWK-Leistung verfügbar sind, wird eine Verteilung anhand der Netzanschlüsse je Umspannwerk vorgenommen. Dafür wird der Anteil von KWK (inkl. Wärmepumpen) an den Heizungsanlagen entsprechend dem Rahmenszenario auf die Netzanschlüsse in den Netzgebieten übertragen. Die gesamte Kapazitätsentwicklung in der betrachteten Netzregion wird in Tabelle 3.2 zusammengefasst.

Tabelle 3.2: Entwicklung der Anlagenleistung im HS-Netzgebiet

Leistung [MW]	2013	2023	2033	2050
WEA	426	670	901	997
PVA	194	361	385	454
Biomasse	68	103	109	113
KWK	k.A.	5	15	33

Die energetische Jahresnachfrage wird in der Netzregion entsprechend des Rahmenszenarios als konstant angenommen. Der Verlauf der Nachfrage ändert sich allerdings leicht aufgrund der Berücksichtigung neuer Verbraucher, insbesondere der Elektrofahrzeuge. Diese werden mit einem durchschnittlichen Benutzungsprofil modelliert und können zum Teil ihre Ladezeit durch Demand Side Management in Abhängigkeit der Strompreise am Großmarkt verschieben, wobei am Ende der Nicht-Benutzungszeit eine vollständige Ladung der Batterie gewährleistet wird. In Bild 3.7 ist beispielhaft der Lastverlauf für eine Woche in den verschiedenen Stützjahren für das Umspannwerk in Esterwegen dargestellt.

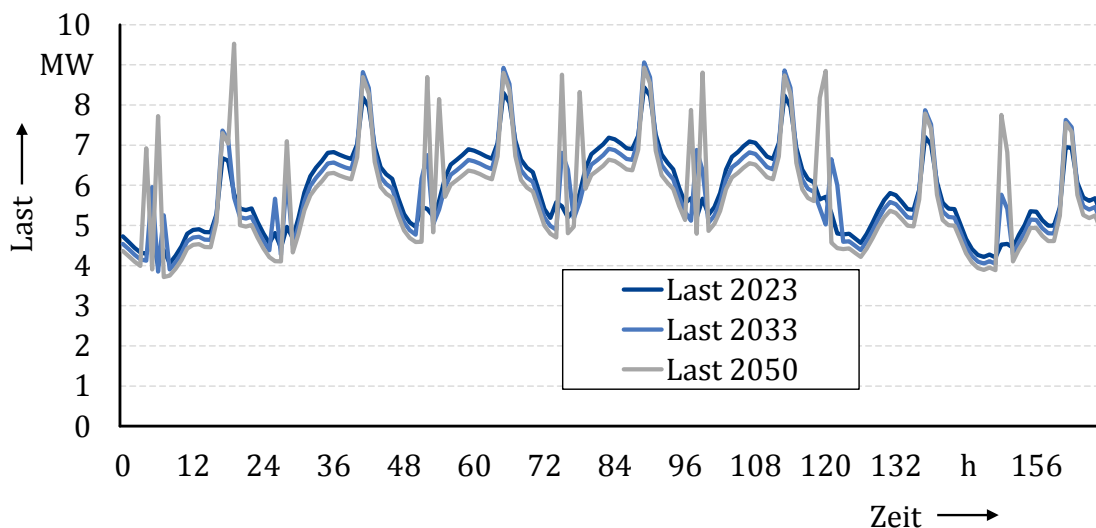
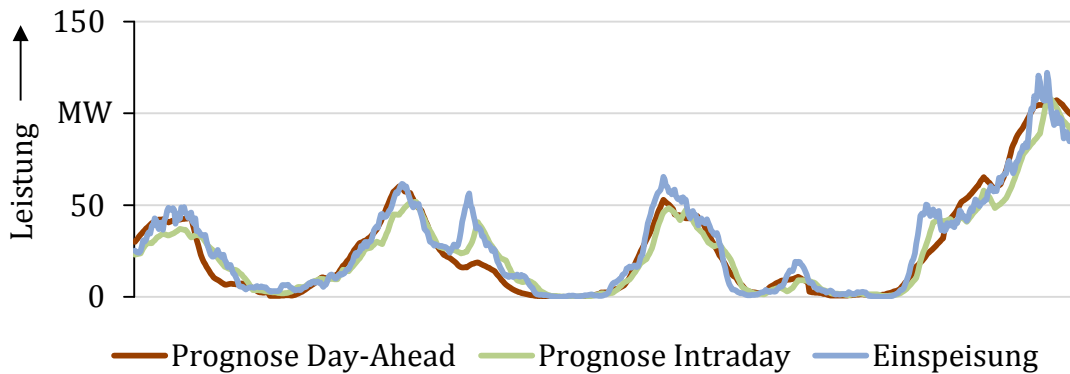


Bild 3.7: Beispielhaftes Lastprofil in Esterwegen

### 3.4 EE-Portfolio

Aufgrund der für diesen Zeitraum vorliegenden Daten wird als Betrachtungszeitraum für die Untersuchungen zum Nutzen einer PtGA beim Ausgleich von Prognoseunsicherheiten das Jahr von Anfang März 2013 bis Ende Februar 2014 gewählt. Die installierten Leistungen von Wind und Photovoltaikanlagen basieren auf den von EuroWind zur Verfügung gestellten Daten [9], die auf Fundamentalprognose- und Messdaten realer Anlagenparks in Niedersachsen beruhen. Dabei handelt es sich um 19 Windparks in der Netzregion Cloppenburg/Emsland mit einer installierten Nennleistung von 205 MW sowie 19 Solarparks in Niedersachsen mit einer Nennleistung von 7 MW. Dem Portfolio werden eine PtGA mit einer installierten elektrischen Leistung von 22 MW sowie eine Biomasseanlage mit 5 MW hinzugefügt. Mit der PtGA wird somit 10% der EE-Leistung als zusätzliche Flexibilität bereitgestellt.

Die Prognosedaten haben eine viertelstündliche Auflösung und jeweils einen Prognosehorizont von 72 Stunden. Für jeden Tag gibt es vier untertägliche Updates, so dass alle sechs Stunden eine aktualisierte Prognose zur Verfügung steht. Für die Simulation der Day-Ahead-Vermarktung werden daher jeweils die zum Handelszeitpunkt neuesten verfügbaren Prognosen verwendet. Zusätzlich gibt es eine sogenannte „Nowcasting“-Prognose in stündlicher Auflösung, die jeweils das letzte Prognoseupdate mit zweistündigem Vorlauf zum Erfüllungszeitpunkt darstellt und zu Viertelstundenwerten interpoliert wird. Daher wird das Nowcasting als Intraday-Prognose verwendet. Die realen Produktionsdaten stehen ebenfalls in viertelstündlicher Auflösung zur Verfügung. In Bild 3.8 ist exemplarisch der Verlauf der Day-Ahead- und Intraday-Prognosen gegenüber der realen Einspeisung dargestellt. Deutlich wird, dass die Intraday-Prognose den realen Verlauf häufig deutlich besser abbildet.



**Bild 3.8: Verlauf der Einspeiseprognosen in einer exemplarischen Woche**

### 3.5 Betriebsmitteldaten

In Absprache mit dem VNB werden Standardbetriebsmittel definiert und in Abhängigkeit von der Ausbaustrategie bei der Zielnetzplanung berücksichtigt (siehe Abschnitt 2.1.2). Betrachtet werden dabei nur Primärbetriebsmittel der HS-Ebene. Zusätzlich können durch die veränderte (n-1)-Strategie auch Änderungen der Sekundärtechnik und deren Parametrisierung notwendig werden, die an dieser Stelle nicht weiter spezifiziert werden sollen.

Bei der Auslegung mechanischer Komponenten wie Freileitungsmasten wird ebenfalls keine genauere Dimensionierung vorgenommen. Bei den Masten werden ausschließlich die Kosten in Abhängigkeit von der benötigten Anzahl an Drehstromsystemen im Preisgerüst berücksichtigt.

Tabelle 3.3: Betriebsmittelkenndaten der Freileitungskomponenten

Betriebsmittel	Technische Parameter <sup>1</sup>	
	$I_{th}$ [A]	$I_{th,FM}$ [A] bei Freileitungsmonitoring <sup>2</sup>
AL ST 185-30	632	948
Al-ST 230 30	948	1.422
TAL 185-30	832	1.248
TAL 230-30	946	1.419

Durch den Zubau von Freileitungssystemen ist zusätzlich noch eine Erweiterung der Schaltanlagen inklusive geeigneter Schutzsysteme vorzunehmen. Bei der spannungsebenenübergreifenden Planung werden die technischen Angaben und Preise der Betriebsmittel aus der Vorgängerstudie verwendet[2]. Bei der gekoppelten Planung ist zudem die PtGA anzuschließen (an die MS-Sammelschiene des UW). Dazu wird ein Kabel des Typs NA2XS2Y 3X1X500 verwendet. Da das HS-Netz durch eine Leittechnik überwacht wird, ist anders als in der MS- und NS-Ebene keine Installation eines dezentralen Automatisierungssystems notwendig. Es wird vorausgesetzt, dass die PtGA ähnlich wie leistungsstarke DEA im Bedarfsfall durch die Leitstelle per Kommunikationsverbindung angesteuert werden kann. Alle ökonomischen Angaben zu den Betriebsmitteln sind in Tabelle 3.4 aufgelistet.

---

<sup>1</sup> Die Tabelle wurde auf Basis von Angaben des VNB Avacon AG erstellt.

<sup>2</sup> Die Steigerung des thermischen Grenzstroms durch indirektes Freileitungsmonitoring ist abhängig von den lokalen Gegebenheiten und wurde daher individuell durch ein TÜV-Gutachten pro Trasse bestimmt. Hier sind nur die maximal möglichen Werte aufgeführt.

**Tabelle 3.4: Ökonomische Eingangsgrößen für die Bestimmung der Investitionsausgaben für den Ausbau des HS-Netzes**

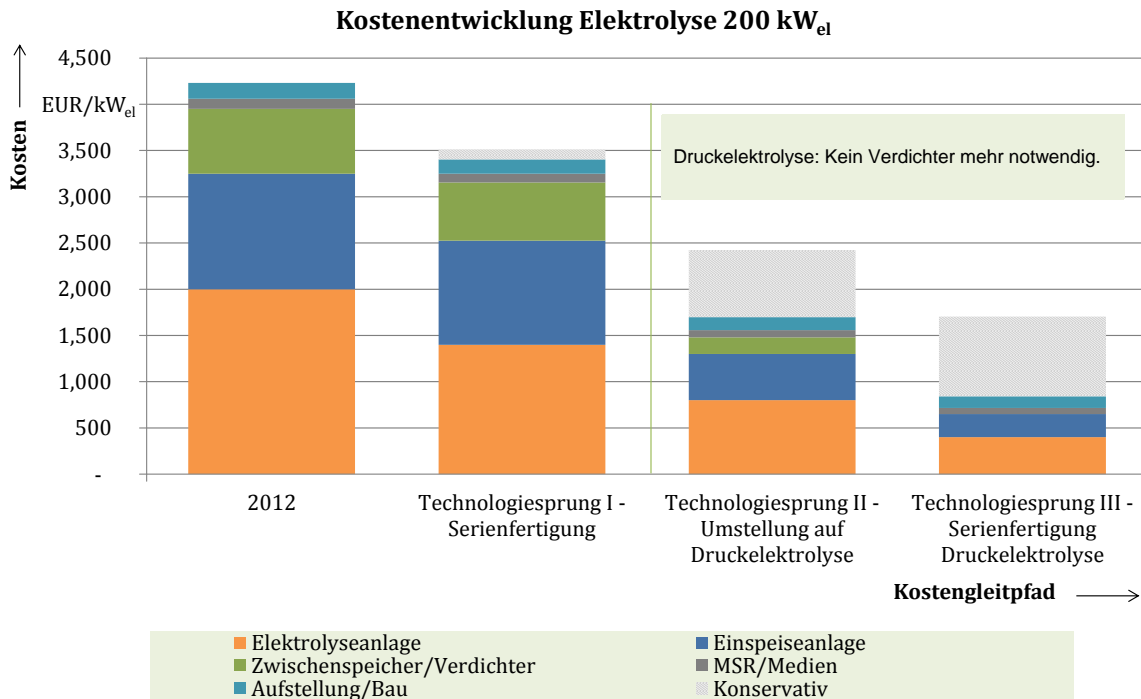
Größe	Preise 2014 <sup>3</sup>	
	Angabe bei Inflationsrate von 2,00 %/a	Angaben inflationsbereinigt
spezifische Preissteigerung	+1,50% /a	-0,49 %/a
<b>Freileitungsmaßnahmen</b>	<b>Preise</b>	
TAL-Neubeseilung mit gleichem Querschnitt (Einfachsystem inkl. Masterhöhung)	70.000 EUR/km	
TAL-Neubeseilung mit gleichem Querschnitt (Doppelsystem inkl. Masterhöhung)	130.000 EUR/km	
Freileitungserweiterung – Zusätzliches System auf vorhandenen Mast	60.000 EUR/km	
Freileitungs-Ersatzneubau (Masten und Beseilung wird an gleicher Stelle durch neue ersetzt mit zweitem System)	400.000 EUR/km	
<b>Sonstige Maßnahmen</b>	<b>Preise</b>	
Indirektes Freileitungsmonitoring je System	2.500 EUR/km	
Schaltanlagenenerweiterungen inkl. Sekundärtechnik	600.000 EUR	
<i>Erdkabel (Doppelsystem inkl. E-Kompensation)</i>	1,6 Mio. EUR/km	
MS-Kabel zur Anbindung der PtGA des Typs NA2XS2Y 3X1X500	80.000 EUR/km	

<sup>3</sup> Die Tabelle wurde auf Basis von Angaben des Netzbetreibers VNB Avacon AG und der DENA-Verteilnetzstudie [10] erstellt.



Die Kosten für PtGA zum Einsatz in der Verteilnetzebene wurden in der Vorgängerstudie ausführlich beschrieben und sind für eine Anlage mit einer elektrischen Anschlussleistung von  $P_{el} = 200 \text{ kW}$  in folgendem Bild 3.9 dargestellt. Für die Entwicklung der Kosten wurden drei große Technologiesprünge angenommen, die jeweils zu einer deutlichen Reduzierung der Kosten führen. Des Weiteren werden generelle, stetige Kostenreduktionen durch Weiterentwicklung und Optimierung der Anlagen angenommen.

- Technologiesprung 1: Serienfertigung des Elektrolyseurs
- Technologiesprung 2: Umstellung auf Druckelektrolyse (kein Verdichter mehr notwendig für Einspeisung oder Zwischenspeicherung); Verzicht auf Prozessgaschromatograph (PGC) möglich; modularer Aufbau der Einspeiseanlage.
- Technologiesprung 3: Serienfertigung des Druckelektrolyseurs; Einspeiseanlage als Teil der PtGA; Verzicht auf Zwischenspeicher möglich.



**Bild 3.9: Kostenentwicklung PtG-Anlage (H<sub>2</sub>, Gesamtanlage inkl. Einspeisung), 200 kW<sub>el</sub> [2]**

Die Kosten für die PtGA beinhalten folgende Komponenten:

- Aufstellung/Bau, Straßen, Zaun, Fundamente, Ausgleichsmaßnahmen
- Elektrolyseanlage (inkl. Wasseraufbereitung, Piping, Gleichrichter, Abwärmebehandlung, ...) und im Falle der Methanisierung, die Methanisierungsstufe
- Verdichter und Zwischenspeicher (nicht in Technologiesprung II bzw. III)
- 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.

Für die Kopplung der Netze auf HS- und HD-Ebene werden Anlagen im MW-Bereich benötigt. Es ergeben sich, basierend auf dem oben gezeigten Ansatz, die folgenden Kosten und Rahmendaten für die hier benötigten Anlagengrößen im Jahr 2045:

		5 MW Elektrolyse	13 MW Methanisierung
Spezifische Investitionen	EUR/kW	650	900
Investitionen	EUR	3.250.000	11.700.000
Betrieb (2 % vom Invest.)	EUR/a	65.000	234.000
Lebensdauer	a	25	25
Wirkungsgrad Gesamtanlage	%	84	73
Teilerneuerung nach 10 Jahren: Elektrodenaustausch i.H.v. 30 % der Elektrolysekosten			
Teilaustausch	EUR	750.000	1.950.000

**Bild 3.10: Kosten und Rahmendaten für PtGA im MW-Bereich**

## 3.6 Mobilitätsdaten

### 3.6.1 Potenzial

Der potentielle Wasserstoffbedarf im EWE-Gebiet wird für den öffentlichen Personennahverkehr und für den Flächenverkehr für die Stützjahre 2013, 2020, 2030, 2040 und 2050 abgeschätzt.

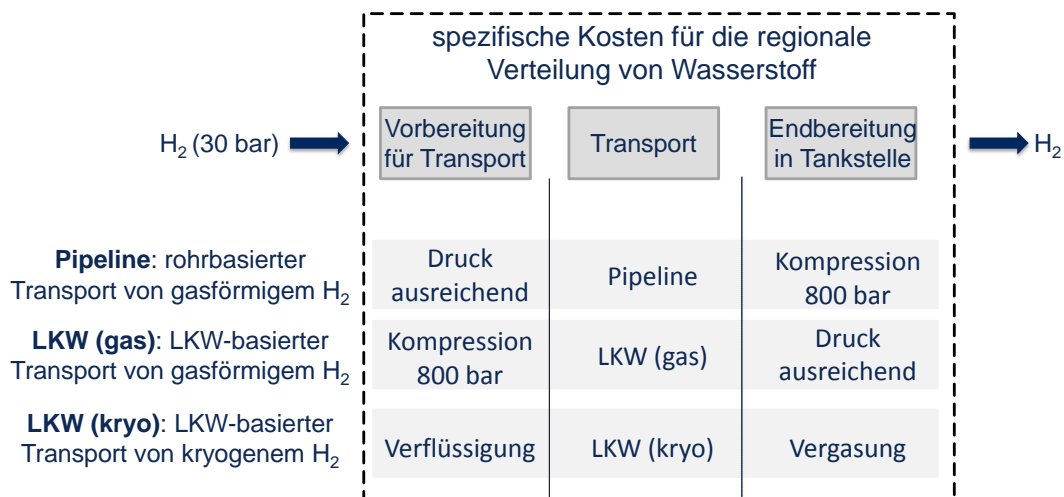
Zur Ermittlung des Potenzials im Flächenverkehr wird aus Studien [11][12][15] der CNG-Anteil am Endenergiebedarf in den Stützjahren entnommen und auf die betrachtete Region über den Bevölkerungsanteil [13] übertragen. Die Studien zeigten sehr unterschiedliche Endenergiebedarfe, so dass für das Jahr 2050 drei Szenarien mit 10%, 20% und 30% Anteil am Endenergiebedarf (Mobilität) betrachtet werden. Anschließend wird auf Basis der Verbräuche [11][12][15][19][27] und den Fahrleistungen [15][19][30] von CNG- (heute: 5 kg/100 km) und H<sub>2</sub>-Fahrzeugen (heute 1,3 kg/100 km) der äquivalente Wasserstoffbedarf für die Region errechnet. Der Verbrauch ist als Mischwert aus PKW-, Bus- und LKW-

Einzelverbräuche zusammengesetzt. Die zukünftigen Technologieverbesserungen und somit Verbrauchsminderung wird eingerechnet [11]. Als Startwert für den heutigen Bedarf werden reale Abgabemengen der Tankstellen im betrachteten Gebiet zu Grunde gelegt. Die zukünftige Tankstellendichte wird über die Einwohneranzahl [13] ermittelt.

Der Wasserstoffverbrauch im ÖPNV wird mit Hilfe der gefahrenen Kilometer der regionalen Buslinien [16][17][18] und der Bus-Verbräuche [21] ermittelt. Hierbei wird ebenfalls die Verbrauchsentwicklung der Busse berücksichtigt.

### 3.6.2 Kosten

Für die Ermittlung der Kosten für die Wasserstoffbereitstellung werden die Pfade ab Ausgang Elektrolyse bis Ausgang Tankstelle betrachtet. Insgesamt werden die drei Pfade „Pipeline“, „LKW (gas)“ und „LKW (kryo)“ untersucht (s. Bild 3.11). Hierbei wird entsprechend zukünftiger Technologieentwicklungen vorausgesetzt, dass die Elektrolyse den Wasserstoff bei einem Druck von 30 bar erzeugt.



**Bild 3.11: Wasserstoffbereitstellungspfade**

Für die Kostenermittlung der drei Pfade werden jeweils eine Komponentenliste mit Abschätzungen der jeweiligen Investitionen und der anfallenden Betriebskosten erstellt. Die Kostenabschätzung orientierte sich an Literatur [14][22][23][24][25][26][27][28]

Einschätzungen von Experten und eigenen Abschätzungen. Abschließend wird untersucht, wie die spezifischen Kosten der unterschiedlichen Bereitstellungspfade mit nötigen Transportstrecken im EWE-Gebiet skalieren und so ein Kostenvergleich der drei Bereitstellungsvarianten in Abhängigkeit der Transportstrecke angestellt.

Bei allen Pfaden werden die Investitionskosten über eine Annuitätenrechnung auf eine jährliche Investitionssumme umgelegt. Hinzu kommen die jährlichen Betriebskosten. Die spezifischen Kosten pro kg Wasserstoff werden in den Kostenabschnitten „Transport“ (Kosten 1), „Vorbereitung für Transport“ + „Transport“ (Kosten 2) und „Vorbereitung für Transport“ + „Transport“ + „Tankstelle“ (Kosten 3) aufgeschlüsselt.

## 4 Ergebnisse

### 4.1 Netzplanung

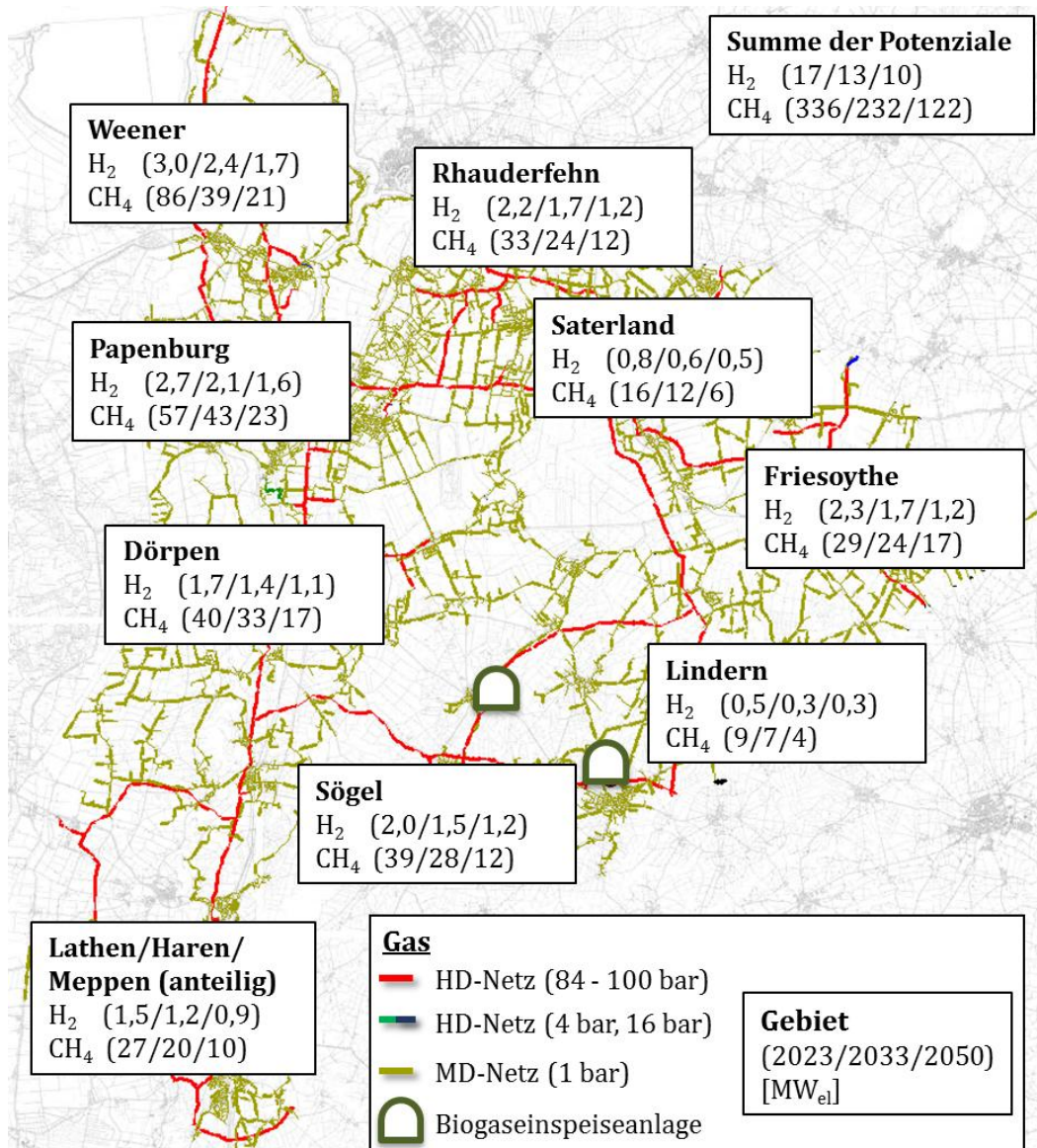
#### 4.1.1 Ergebnis der Gasnetzplanung und PtG-Potenzialbetrachtung

Die Analyse der Lastgänge der GDRA zur Einspeisung in das MD-Netz im Betrachtungsgebiet hat ergeben, dass von den 62 bestehenden GDRA im Betrachtungsgebiet zur Versorgung des MD-Netzes ca. 20 GDRA eingespart werden können. Die Versorgung der betreffenden Netzgebiete kann von anderen, bestehenden Anlagen gewährleistet werden. Damit liegt der Anteil der GDRA, welche außer Betrieb genommen werden können oder bei anstehenden Erneuerungsmaßnahmen nicht mehr berücksichtigt werden müssen, wie in der Vorgängerstudie bei ca. einem Drittel des Anlagenbestands. Somit stehen im Betrachtungsgebiet für die Kopplung zwischen Strom- und Gasnetzen auf NS- bzw. MD-Ebene 42 GDRA als potenzielle Einspeisepunkte für PtGA mit einer durchschnittlichen Leistung von ca. 240 kW<sub>el</sub> für das Jahr 2023 zur Verfügung (max. 10 Vol.-% Wasserstoffeinspeisung; Betrachtungsfall „ganzjährig, untertäglich“). Die potenziellen PtGA-Leistungen liegen im Bereich von 20 kW<sub>el</sub> – 1.100 kW<sub>el</sub>, daher sind einige GDRA nicht als Einspeisepunkt geeignet, bei anderen sind auch überdurchschnittliche Anlagenleistungen möglich. Bis 2050 sinken die Potenziale aufgrund des erwarteten Rückgangs beim Gasabsatz auf durchschnittlich ca. 140 kW<sub>el</sub> (max. 15 Vol.-% Wasserstoffeinspeisung; Betrachtungsfall „ganzjährig, untertäglich“). Mit den für diese Anlagen angenommenen Standardspeichertanks (5.000 m<sup>3</sup> i.N.) lassen sich für die Anlagen im Bereich von 240 kW<sub>el</sub> ca. 3 Tage überbrücken.

Die potenziellen Anlagengrößen an den fünf Übergabepunkten zwischen dem Fernleitungsnetz der GTG Nord und dem regionalen Hochdruckverteilungsnetz liegen im Jahr 2023 mit durchschnittlich ca. 3,5 MW<sub>el</sub> (Wasserstoff) und 50 MW<sub>el</sub> (Methan) deutlich darüber. Mit den für diese Anlagen angenommenen Standardspeichertanks (2 x 5.000 m<sup>3</sup> i.N.) lässt sich für die Anlagen im Bereich von 3,5 MW<sub>el</sub> ca. ein Tag überbrücken. Über die fünf

NKP sowie einige weitere außerhalb des Betrachtungsgebiets wird das regionale Hochdruckverteilungsnetz aufgespeist. Aus diesem speisen die oben genannten 62 GDRA in das MD-Netz ein. Die Potenziale liegen daher in Summe in einer vergleichbaren Größenordnung, Unterschiede gibt es aber in der regionalen Verteilung.

Die gasseitigen, ganzjährig verfügbaren Potenziale liegen im Betrachtungsgebiet für das Jahr 2050 bei ca. 5 MW<sub>el</sub> für die Wasserstoffeinspeisung sowie 55 MW<sub>el</sub> für Methan. In den Wintermonaten (siehe Bild 4.1) sind aufgrund des höheren Gasabsatzes deutlich größere Potenziale im Bereich von 10 MW<sub>el</sub> (Wasserstoff) bis 120 MW<sub>el</sub> (Methan) vorhanden. Eine Betrachtung der ganzjährigen, untertägigen Potenziale in den Zeiten von 7 - 19 Uhr führt ebenfalls zu erhöhten Potenzialen in Höhe von 7 MW<sub>el</sub> (Wasserstoff) bis 75 MW<sub>el</sub> (Methan). Dies ist vor allem für die Nutzung der PtGA im NS-Stromverteilungsnetz interessant, da in diesen Zeiten auch die Einspeisespitzen durch PVA auftreten.



**Bild 4.1: PtG-Potenziale im Betrachtungsgebiet für den Winterfall**

Die Potenziale können, je nach stromseitigen Bedarf, entweder für die Einspeisung in das Mitteldruckverteilnetz oder das regionale Hochdruckverteilungsnetz bereitgestellt werden. Innerhalb des regionalen Hochdruckverteilungsnetzes können die Potenziale durch die Verlagerung von Lastflüssen in Grenzen verschoben und gebündelt werden. Dies wird ermöglicht durch den Hochdruckring sowie den hohen Vermaschungsgrad des unterlagerten Mitteldrucknetzes.



## 4.1.2 Getrennte Planung HS-Ebene

### 4.1.2.1. Ergebnisse der Anlageneinsatzsimulation

Für die Belastung des HS-Netzes ist insbesondere die Hochspeisung aus den unterlagerten Netzebenen aber auch durch die direkt in der HS-Ebene angeschlossenen WP relevant. Die aus der Anlageneinsatzsimulation resultierende Entwicklung der maximalen Belastung der HS-Anschlüsse in den betrachteten Stützjahren ist in Bild 4.2 zu sehen.

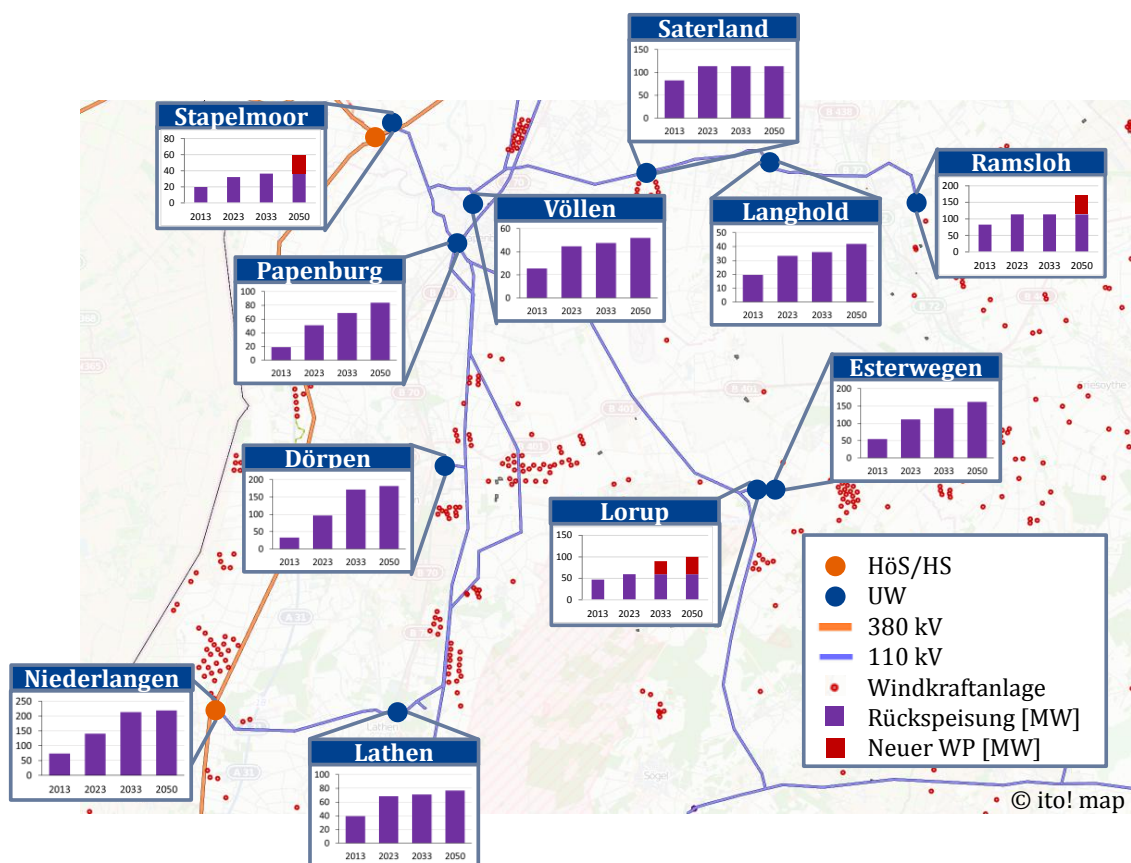
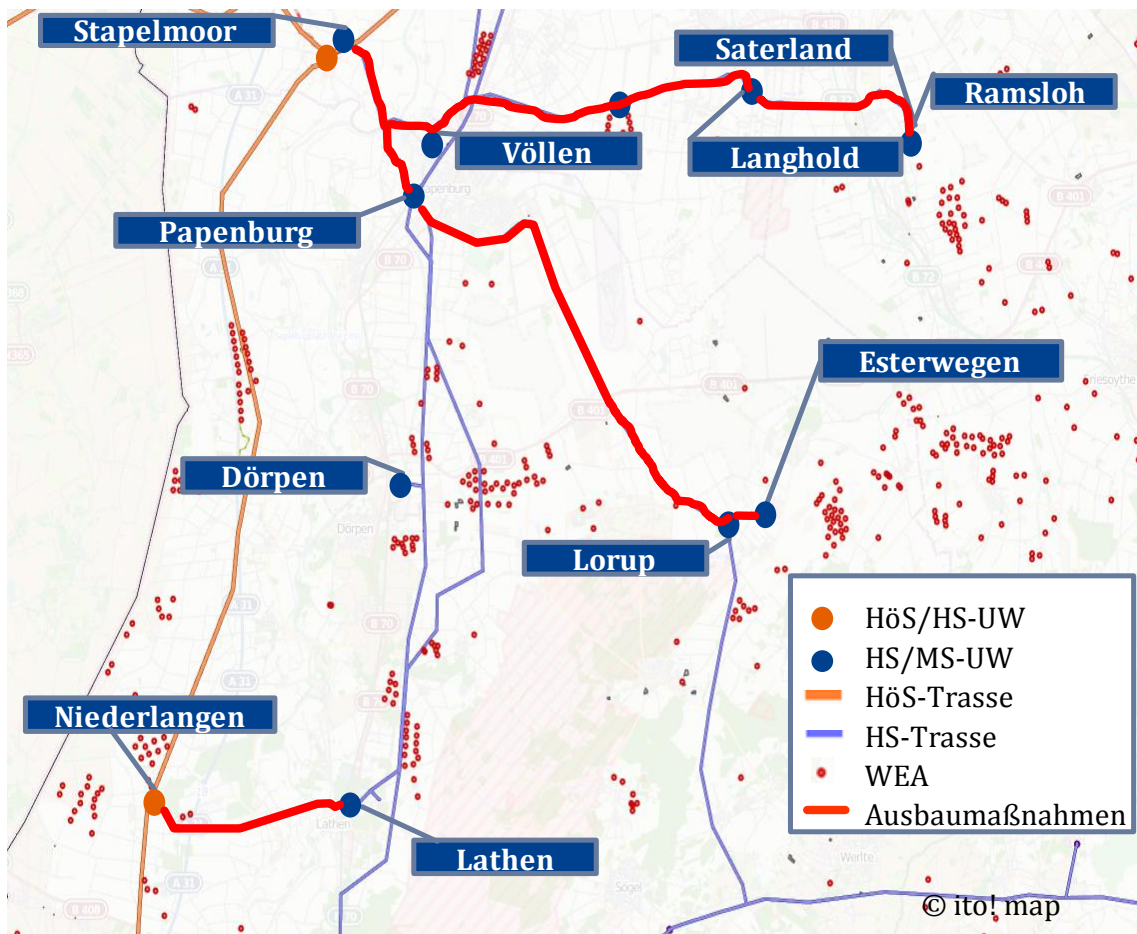


Bild 4.2: Entwicklung der maximalen Belastung der HS-Anschlüsse

### 4.1.2.2. Ergebnisse der Zielnetzplanung Strom

Die Zielnetzplanung ohne Kopplung mit dem Gasnetz bildet die Referenz, um den Nutzen und Auswirkungen der PtGA auf den Netzausbaubedarf bestimmen zu können. Aufgrund des

weiteren hohen Zubaus von DEA gemäß des Szenariorahmens müssen an vielen Stellen im betrachteten HS-Netz Ausbaumaßnahmen durchgeführt werden (siehe Bild 4.3), obwohl in der Vergangenheit schon viele Netzverstärkungsmaßnahmen erfolgt sind.



**Bild 4.3: Karte des HS-Netzgebietes im Emsland mit den vom Netzausbau bis 2050 betroffenen Trassenabschnitten bei getrennter Planung**

Die Planungsvariante 1 „Innovativ“ wird auf Basis aktueller Planungsprämissen des HS-Netzbetreibers (Avacon AG) erstellt. Dementsprechend wird davon ausgegangen, dass die Netzverstärkungsmaßnahmen in Form von TAL-Beseilung auf Bestandstrassen durchgeführt werden und die Installation eines zusätzlichen Systems in Freileitungstechnik möglich ist. In einer weiteren Planungsvariante „Erdkabel“ wird die Annahme untersucht, dass die erforderlichen Netzverstärkungsmaßnahmen nur durch den Einsatz von Erdkabeln

umgesetzt werden können. Hintergrund für diesen Ansatz ist, dass unabhängig von der konkreten Situation im Emsland auch untersucht werden soll, welche Kosten bei einem Neubau von Trassen entstehen. In diesem Fall ist zu erwarten, dass auch aufgrund der öffentlichen Akzeptanz in einem Genehmigungsverfahren ggf. nur Erdkabel genehmigt würden.

Bei dem untersuchten HS-Netz kann die Übertragungsleistung der vorhandene Freileitungstrassen mittels der beiden kostengünstigen innovativen Technologien Freileitungsmonitoring und TAL-Beseilung in den ersten Stützjahren aufwandsminimal erweitert werden. Einzelne größere Maßnahmen sind erst im Hinblick auf das Stützjahr 2050 notwendig. Konkret muss bei einer bestehenden Trasse zwischen Langhold und Ramsloh ein zusätzliches Freileitungssystem auf einer Länge von 8,9 km installiert werden. Auf der Trasse zwischen Lorup und Papenburg ist der Einsatz von TAL-Leiterseilen auf zwei parallelen Systemen über eine Länge von jeweils 20 km notwendig. In beiden Fällen ergeben sich durch eine Spitzenleistungskappung potenzielle Anwendungsmöglichkeiten für die PtG-Technologie. Im untersuchten Netz sind keine neuen HS-Trassen notwendig. Lediglich zwischen Lorup und Esterwegen werden die vorhandenen Masten durch neue ersetzt, um ein weiteres Freileitungssystem installieren zu können. Diese Maßnahme ist unabhängig vom Zubau der DEA notwendig, da mit dem VNB des MS-Netzes (EWE NETZ GmbH) vereinbart wurde, dass die (n-1)-sichere Anbindung des UW-Esterwegen in Zukunft über die 110-kV-Ebene erfolgen soll. Bislang wurde dieses über eine Umschaltung zwischen den benachbarten MS-Netzen sichergestellt. Eine Übersicht aller notwendigen Maßnahmen gibt Tabelle 4.1.

**Tabelle 4.1: Netzausbaumaßnahmen der Stromzielnetzplanung des HS-Netzes bei getrennter Planung**

	Variante 1: „Innovativ“	Variante 2: „Erdkabel“
2023	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Einsatz indirektes Leitungsmonitoring auf <math>l_L = 76,0</math> km</li> <li>- TAL-Beseilung auf <math>l_T = 9,3</math> km</li> <li>- Ersatzneubau von Trasse mit zusätzlichem System <math>l_T = 1,6</math> km</li> <li>- 2 neue Schaltfelder</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Einsatz indirektes Leitungsmonitoring auf <math>l_L = 67,0</math> km</li> <li>- Erdkabel <math>l_T = 8,9</math> km</li> <li>- Ersatzneubau von Trasse mit zusätzlichem System <math>l_T = 1,6</math> km</li> <li>- 4 neue Schaltfelder</li> </ul>
2033	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Einsatz indirektes Leitungsmonitoring auf <math>l_L = 10,0</math> km</li> <li>- TAL-Beseilung auf <math>l_T = 8,9</math> km</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Einsatz indirektes Leitungsmonitoring auf <math>l_L = 9,7</math> km</li> <li>- Erdkabel <math>l_T = 8,9</math> km</li> </ul>
2050	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Einsatz indirektes Leitungsmonitoring auf <math>l_L = 8,9</math> km</li> <li>- TAL-Beseilung auf <math>l_T = 27,0</math> km</li> <li>- Zusätzliches System auf vorhandene Masten <math>l_L = 8,9</math> km</li> <li>- 2 neue Schaltfelder</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Erdkabel <math>l_T = 26,9</math> km</li> </ul>

Insgesamt beläuft sich der Investitionsbedarf (Tabelle 4.2) im Betrachtungszeitraum auf lediglich 4,1 Mio. EUR. Für den Fall, dass der Ausbau mit TAL-Beseilung rechtlich oder technisch nicht möglich wäre, wurde in Variante 2 der Investitionsbedarf bestimmt, wenn stattdessen Erdkabel eingesetzt würden. Der Investitionsbedarf steigt durch den Einsatz von Erdkabeln deutlich auf 33,6 Mio. EUR.

**Tabelle 4.2: Investitionen für den Ausbau des HS-Netzes bei getrennter Planung**

Barwerte 2018 [Mio. EUR]	2023	2033	2050	Gesamt
Variante 1: „Innovativ“	2,6	0,6	0,9	4,1
Variante 2: „Erdkabel“	17,6	7,8	8,2	33,6

### 4.1.3 Gekoppelte Planung auf HS-Ebene

In dem folgenden Unterkapitel wird die Dimensionierung der PtGA für die gekoppelte Planung vorgestellt. Dabei wird zunächst anhand einer Auswertung der Lastgänge der Leistungsbedarf für die PtGA je Standort bestimmt. Anschließend erfolgt die konkrete Zielnetzplanung für das HS-Netz.

#### 4.1.3.1. Ergebnisse der Anlageneinsatzsimulation

Die Zielnetzplanung auf der Stromnetzseite hat mit Ramsloh und Esterwegen zwei Stationen mit hohem Ausbaubedarf und somit Potenzial für netzdienlichen Einsatz von PtGA ermittelt. Aus der Anlageneinsatzsimulation ergeben sich für die betrachteten Stationen für die Spitzenbelastung der MS/HS-Umspannwerke und der HS-Anschlüsse die Werte nach Tabelle 4.3 bzw. Tabelle 4.4.

**Tabelle 4.3: Spitzenbelastung der MS/HS-Umspannwerke**

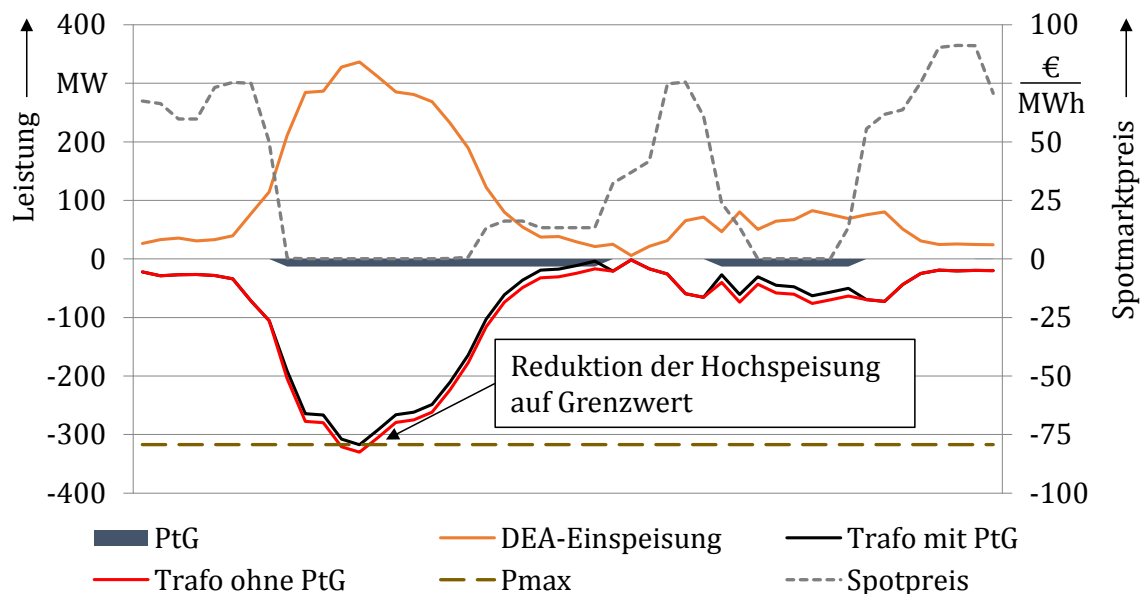
Leistung [MW]	$P_{\max}$	2023	2033	2050
Ramsloh	63	38	43	52
Esterwegen	185	103	133	151

**Tabelle 4.4: Spitzenbelastung der HS-Anschlüsse**

Leistung [MW]	$P_{\max}$	2023	2033	2050
Ramsloh	270	200	209	275
Esterwegen	317	243	303	330

Der Vergleich der Spitzenbelastung mit der maximalen thermischen Leistung zeigt für die MS/HS-Umspannwerke im Betrachtungszeitraum keine Überlastungen. Bei den HS-Anschlüssen hingegen ergeben sich nach dem Stützjahr 2033 leichte Überlastungen im Spitzenrückspeisefall und somit ein Potenzial zur Spitzenkappung durch PtGA. Die zur

Einhaltung der technischen Randbedingungen erforderliche Leistung beträgt für Ramsloh mindestens  $5 \text{ MW}_{\text{el}}$  und für Esterwegen  $13 \text{ MW}_{\text{el}}$ . Unter Berücksichtigung der Potenziale im Gasnetz kann die Anlage in Ramsloh als Elektrolyse ausgelegt werden, wobei die maximale Leistung in den Sommermonaten aufgrund von Gasnetzrestriktionen auf  $3 \text{ MW}_{\text{el}}$  begrenzt ist. Zwar ist in Esterwegen eine zusätzliche Methanisierung erforderlich, doch fällt dadurch die Leistungsbegrenzung im Sommer auf  $12,5 \text{ MW}$  im Verhältnis deutlich geringer aus als bei der Wasserstoffeinspeisung. Eine Hinzunahme entsprechend dimensionierter PtGA in den Simulationen des Stützjahres 2050 an beiden Stationen kann die Spitzenbelastung der HS-Anschlüsse auch bei Einsatz „Frei am Markt“ auf den zulässigen Grenzwert reduzieren. Exemplarisch ist hierzu in Bild 4.4 der Einsatz der PtGA während des Auftretens der maximalen Rückspeisung im Stützjahr 2050 dargestellt.



**Bild 4.4: Exemplarischer Fahrplan der PtGA in Esterwegen (19.4.-20.4.2050)**

Es ist zu erkennen, dass die maximale Hochspeisung ohne die PtGA den zulässigen Grenzwert überschreitet und der Einsatz der PtGA diese Grenzwertverletzung vermeiden kann. Eine marktbasierete Fahrweise der Anlage ohne zusätzliche Berücksichtigung von Netzrestriktionen ist in diesem Fall ausreichend, da die Spotmarktpreise für Strom zum Zeitpunkt der Überlastung sehr gering sind. Dies steht im Gegensatz zu den Ergebnissen des

Vorgängerprojektes, in dem eine rein marktbasierende Fahrweise der PtGA in der Regel nicht ausreichend für eine Netzentlastung war [2]. Der Grund ist, dass in der HS-Betrachtung zum einen nur wenige Stunden mit Überlastungen auftreten und zum anderen eine höhere Korrelation zwischen lokaler EE-Einspeisung und den Spotmarktpreisen für Strom besteht. Durch den größeren räumlichen Betrachtungsbereich ist die lokale EE-Einspeisung stärker mit der deutschlandweiten verknüpft, welche wiederum die Marktpreise für Strom signifikant beeinflusst.

Die für den PtG-Einsatz im Stützjahr 2050 aggregierten Kennzahlen sind in Tabelle 3.1 dargestellt.

**Tabelle 4.5: Kennwerte für PtGA-Einsatz im Stützjahr 2050**

	Volllaststunden [h/a]	Starts [1/a]	Spez. Deckungsbeitrag [EUR/kWa]
Ramsloh	1.171	175	29,8
Esterwegen	1.333	172	32,4

Die Volllaststundenzahl ist bei der Anlage in Esterwegen trotz des etwas schlechteren Wirkungsgrades aufgrund der zusätzlichen Methanisierung etwas geringer als bei der reinen Elektrolyse in Ramsloh. Der Grund hierfür ist die gasnetzbedingte Leistungsbegrenzung in den Sommermonaten. Der gleiche Effekt führt zu dem leicht geringeren spezifischen Deckungsbeitrag der Anlage in Ramsloh.

Aus der Auswertung der Spitzenbelastung des HS-Anschlusses auf Basis der Leistungsganglinie ergibt sich folgender Leistungsbedarf für die PtGA (Tabelle 4.6).

**Tabelle 4.6: Leistungsbedarf für die PtGA auf HS-Ebene bei der Planungsvariante 1: „Innovativ“**

Netzgebiet	Leistungsbedarf $P_{el}$ [kW]		
	2023	2033	2050
Ramsloh/Saterland	0	0	5
Esterwegen	0	0	13

**Tabelle 4.7: Leistungsbedarf für die PtGA auf HS-Ebene bei der Planungsvariante 2: „Erdkabel“**

Netzgebiet	Leistungsbedarf $P_{el}$ [kW]		
	2023	2033	2050
Ramsloh/Saterland	0	0	0
Esterwegen	0	0	13

#### 4.1.3.2. Ergebnisse der Zielnetzplanung Strom

Der Bedarf für PtGA zur Verminderung des Netzausbaus liegt bei 5 MW in Ramsloh und 13 MW in Esterwegen. Die Kapazitäten zur Einspeisung der erzeugten Gase (5 MW: Wasserstoff, 13 MW: Methan) können gasnetzseitig durch die Verlagerung von Lastflüssen innerhalb des Netzes bereitgestellt werden. Bei den Planungsvarianten mit Kopplung von Strom- und Gasnetz mittels PtGA wird durch die PtGA eine signifikant netzentlastende Wirkung erzielt, in deren Folge der Netzausbaubedarf deutlich sinkt (Tabelle 4.8).



**Tabelle 4.8: Netzausbaumaßnahmen der Stromzielnetzplanung des HS-Netzes bei gekoppelter Planung**

	Variante 1: „Innovativ“	Variante 2: „Erdkabel“
2023	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Einsatz indirektes Leitungsmonitoring auf <math>l_L = 76,0</math> km</li> <li>- TAL-Beseilung auf <math>l_T = 9,3</math> km</li> <li>- Ersatzneubau von Trasse mit zusätzlichen System <math>l_T = 1,6</math> km</li> <li>- 2 neue Schaltfelder</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Einsatz indirektes Leitungsmonitoring auf <math>l_L = 67,0</math> km</li> <li>- Erdkabel <math>l_T = 8,9</math> km</li> <li>- Ersatzneubau von Trasse mit zusätzlichen System <math>l_T = 1,6</math> km</li> <li>- 4 neue Schaltfelder</li> </ul>
2033	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Einsatz indirektes Leitungsmonitoring auf <math>l_L = 10,0</math> km</li> <li>- TAL-Beseilung auf <math>l_T = 8,9</math> km</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Einsatz indirektes Leitungsmonitoring auf <math>l_L = 9,7</math> km</li> <li>- Erdkabel <math>l_T = 8,9</math> km</li> </ul>
2050	<ul style="list-style-type: none"> <li>- TAL-Beseilung auf <math>l_T = 7,0</math> km</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Keine weiteren Ausbaumaßnahmen erforderlich</li> </ul>

Anders als in den untersuchten Netzen der MS- und NS-Ebene (siehe[2]) wird in dem HS-Netz erst bei einer sehr hohen Durchdringung mit DEA (Zeitraum 2033-2050) der Einsatz von PtGA notwendig. Insgesamt sinkt in Variante 1 durch die Kopplung der Investitionsbedarf für Netzbetriebsmittel von 4,1 Mio. EUR auf 3,3 Mio. EUR (Tabelle 4.9: Investitionen für den Ausbau des HS-Netzes bei gekoppelter Planung). Wird die Reduktion des Netzausbaubedarfs auf Basis der Variante 2 („Erdkabel“) betrachtet, liegen die Investitionen nun bei 25,4 Mio. EUR im Vergleich zu 33,6 Mio. EUR in der Planung ohne Kopplung. Die Investitionskosten für die PtGA selbst sowie deren Betriebskosten bzw. -erlöse werden erst im Abschnitt 4.1.5 betrachtet und sind nicht in den Netzausbaukosten enthalten.

**Tabelle 4.9: Investitionen für den Ausbau des HS-Netzes bei gekoppelter Planung**

Barwerte 2018 [Mio. EUR]	2023	2033	2050	Gesamt
Variante 1: „Innovativ“	2,6	0,6	0,1	3,3
Variante 2: „Erdkabel“	17,6	7,8	0,0	25,4

#### 4.1.4 Spannungsebenenübergreifende Kopplung (HS,MS,NS)

Bei der spannungsebenenübergreifenden, gekoppelten Planungsvariante werden in allen NS-Netzen im Bereich des UW Esterwegen netzdienlich eingesetzte Speicher installiert (PtGA oder Batterien, falls lokal keine Kopplungsmöglichkeit zwischen Strom- und Gasnetz besteht), die so auch die überlagerte MS- und HS-Ebene entlasten. Weiterhin wird angenommen, dass am UW Ramsloh eine PtGA wie in der gekoppelten Planung vorhanden ist. Bezogen auf den Standort Esterwegen ist die netzentlastende Wirkung vieler dezentral installierter PtGA auf das HS-Netz dieselbe, wie bei einer einzelnen großen PtGA mit identischer Summenleistung am UW. Daher sind auch die Netzausbaukosten identisch.<sup>4</sup> Für das MS-Netz Esterwegen wurde in der Vorgängerstudie explizit eine Zielnetzplanung durchgeführt, bei der angenommen wurde, dass in allen unterlagerten NS-Netzen netzdienlich eingesetzte Speicher (Batterien/PtGA) vorhanden sind. Diese Ergebnisse

---

<sup>4</sup> Die Summenleistung aller Speicher bzw. PtGA in den NS-Netzen des UW Esterwegen ist zwar auch schon ab 2023 höher als bei der Planung mit Kopplung auf HS-Ebene, allerdings kann der Ausbaubedarf aufgrund der ungenügenden Skalierbarkeit von Betriebsmitteln im Vergleich zur Planung mit Kopplung auf HS-Ebene nicht noch weiter reduziert werden.

werden für die Betrachtung an dieser Stelle übertragen. Insgesamt ergibt sich für alle drei Spannungsebenen folgender Investitionsbedarf für den Netzausbau (Tabelle 4.10).

**Tabelle 4.10: Netzausbaukosten bei spannungsebenenübergreifender, gekoppelter Planung (vgl. [2])**

Barwerte 2018 [Mio. EUR]	2023	2033	2050	Gesamt
Ländliches NS-Netz Werlte inkl. ONS	0,054	0,001	0,005	0,061
Ländliches MS-Netz Esterwegen inkl. UW	4,7	0,6	0,4	5,7
HS-Netz Emsland ohne UW	2,6	0,6	0,1	3,3

Die Investitionsausgaben für die NS-, MS- und HS-Ebene sinken durch den Einsatz der PtGA und Batteriespeichern in den NS-Netzen im Vergleich zum getrennten Ausbau. Folgende vergleichende Einsparungen beim Netzausbau in der MS- und HS-Ebene durch die unterlagerten Speicher / PtGA werden betrachtet:

1. Ersparnis gegenüber dem getrennten Netzausbau „Innovativ“ (Tabelle 4.11),
2. Ersparnis gegenüber dem getrennten Netzausbau „Konventionell“ (Tabelle 4.12).

Einsparungen können in einer Gesamtkostenbetrachtung den einzelnen Speichern bzw. PtGA in den NS-Netzen anteilig gutgeschrieben werden.

**Tabelle 4.11: Einsparungen im Netzausbau durch die PtG-Anlagen und Speicher in den NS-Netzen im Vergleich zur getrennten Planung „Innovativ“ (vgl.[2])**

Barwerte 2018 [TEUR]		Gesamt
Ländliches NS-Netz Werlte inkl. ONS		19,3
Ländliches MS- Netz Esterwegen inkl. UW	Absolut	2.800
	Ersparnis pro NS-Netz (pro PtGA bzw. Speicher)	17,5
HS-Netz Emsland ohne UW	Absolut	476
	Ersparnis pro NS-Netz (pro PtGA bzw. Speicher)	3,0

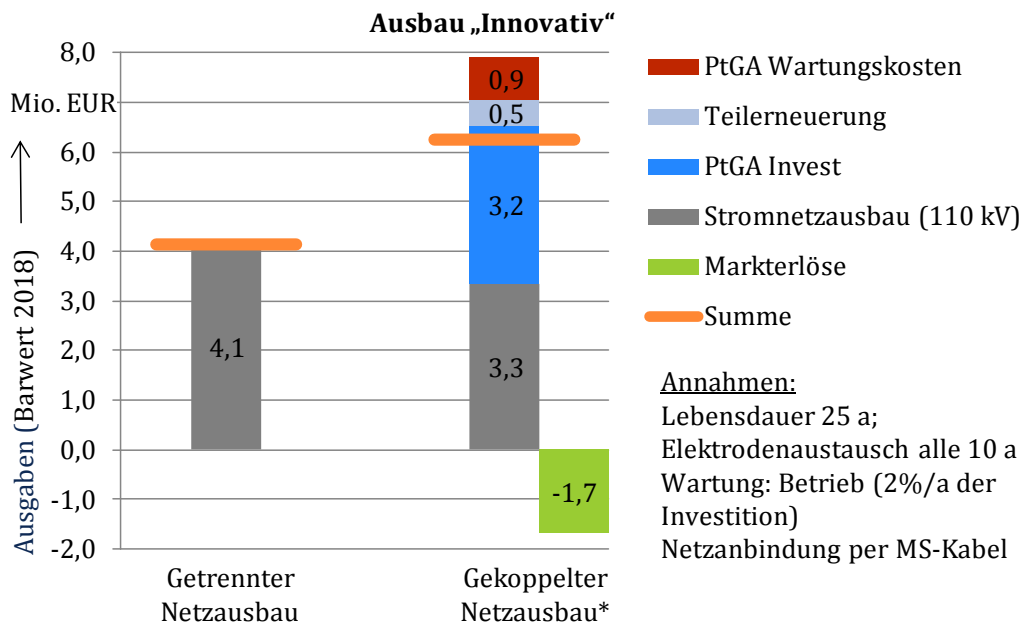
**Tabelle 4.12: Einsparungen im Netzausbau durch die PtG-Anlagen und Speicher in den NS-Netzen im Vergleich zur getrennten Planung „Konventionell“ (NS, MS) (vgl.[2]) bzw. „Erdkabel“ (HS)**

Barwerte 2018 [TEUR]		Gesamt
Ländliches NS-Netz Werlte inkl. ONS		87,0
Ländliches MS- Netz Esterwegen inkl. UW	Absolut	5.700
	Anteil pro NS-Netz (pro PtGA bzw. Speicher)	35,6
HS-Netz Emsland Ohne UW	Absolut	8.200
	Anteil pro NS-Netz (pro PtGA bzw. Speicher)	51,3

#### 4.1.5 Vergleich und Bewertung der Varianten

Den durch gekoppelte Planung erzielbaren Einsparungen beim Ausbau der Stromnetze stehen Investitionskosten für die PtGA sowie deren Betriebskosten und Markterlöse gegenüber. Bei dem im Weiteren durchgeführten Vergleich der Varianten mit Kopplung von Strom- und Gasnetz durch PtGA und den Varianten ohne Einsatz der PtG-Technologie müssen daher alle Einnahmen und Ausgaben berücksichtigt werden.

Bei der Kopplung von Strom- und Gasnetz auf HS-Ebene zeigt sich in Bild 4.5, dass der Ausbau mit innovativen Technologien mit 4,1 Mio. EUR (Barwert 2018) günstiger ist als der Einsatz von PtGA mit 6,3 Mio. EUR (Barwert 2018). Dabei sind in der Betrachtung die Kosten für die Investition und Teilerneuerung sowie die Markterlöse von zwei PtGA mit  $P = 5$  MW ( $H_2$ ) und  $P = 13$  MW ( $CH_4$ ) enthalten.

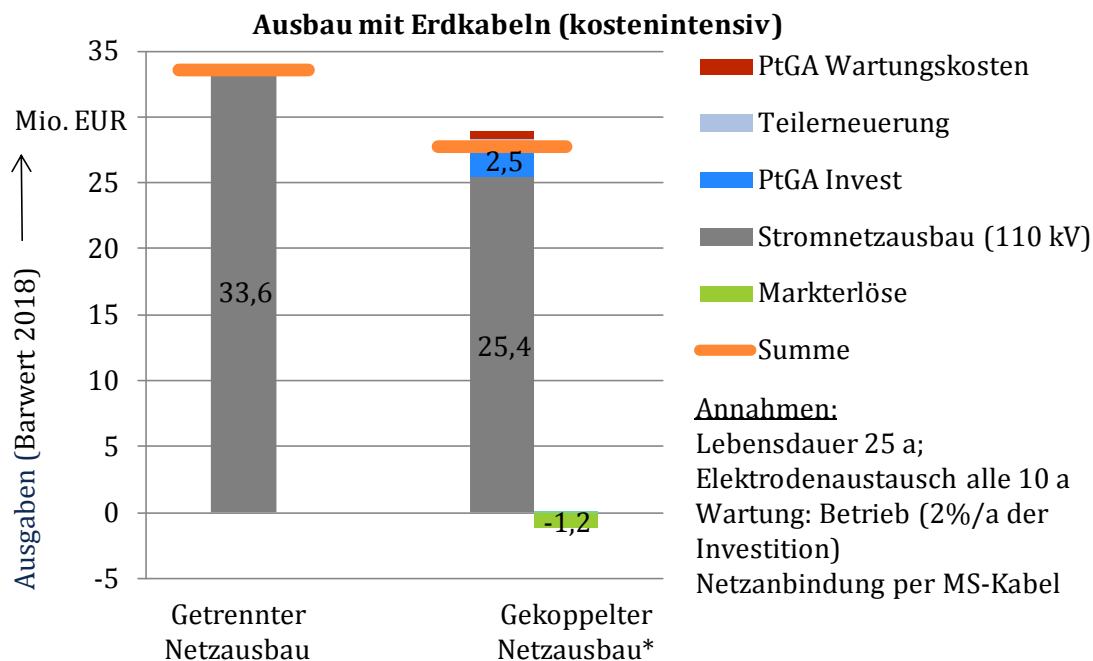


\*) **Kopplungselemente:**  
 Ramsloh: PtGA ( $H_2$ ) mit  $P_{el} = 5$  MW  
 Esterwegen: PtGA ( $CH_4$ ) mit  $P_{el} = 13$  MW

**Bild 4.5: Vergleich der Ausbauvarianten für das HS-Netz Emsland bei Einsatz innovativer Betriebsmittel**

Im Unterschied zu den unterlagerten Spannungsebenen ist die Errichtung von PtGA im HS-Netz erst in den späteren Stützjahren notwendig, da die durch innovative Maßnahmen gesteigerte Übertragungskapazität der bestehenden Freileitungen bis dahin ausreicht. Der Einsatz von PtGA bringt für das untersuchte HS-Netz Emsland für den VNB keine betriebswirtschaftlichen Vorteile, solange dieser direkt (wenn der VNB selbst Betreiber der PtGA ist) oder indirekt (bei separaten Betreiber, der dem VNB über einen Flexibilitätsmarkt für den netzdienlichen Betrieb in Rechnung stellt) die gesamten Ausgaben (Investitions- und Betriebsausgaben), die durch die PtGA entstehen, tragen muss. Das heißt der Bau und Betrieb der PtGA kann in diesem Szenario nur wirtschaftlich sein, wenn weitere Erlösquellen hinzukommen (neben der Ersparnis von Netzausbaukosten und Verkauf von H<sub>2</sub> zum energieäquivalent Erdgas-Großhandelspreis).

In der obigen Planungsvariante wird auf Basis der Planungsprämissen des VNB davon ausgegangen, dass der Netzausbau mit innovativen Betriebsmitteln erfolgen kann. Wird dagegen angenommen, dass die erforderlichen Netzverstärkungsmaßnahmen nur durch den Einsatz von Erdkabeln umgesetzt werden können, ergibt sich ein Investitionsbedarf von 33,6 Mio. EUR (Barwert 2018) bei getrenntem Ausbau. Die Gesamtkosten bei Kopplung des Strom- und Gasnetzes durch Einsatz der PtG-Technologie sind mit 27,8 Mio. EUR (Barwert 2018) und einer entsprechenden Ersparnis von 5,8 Mio. EUR, deutlich geringer (Bild 4.6).

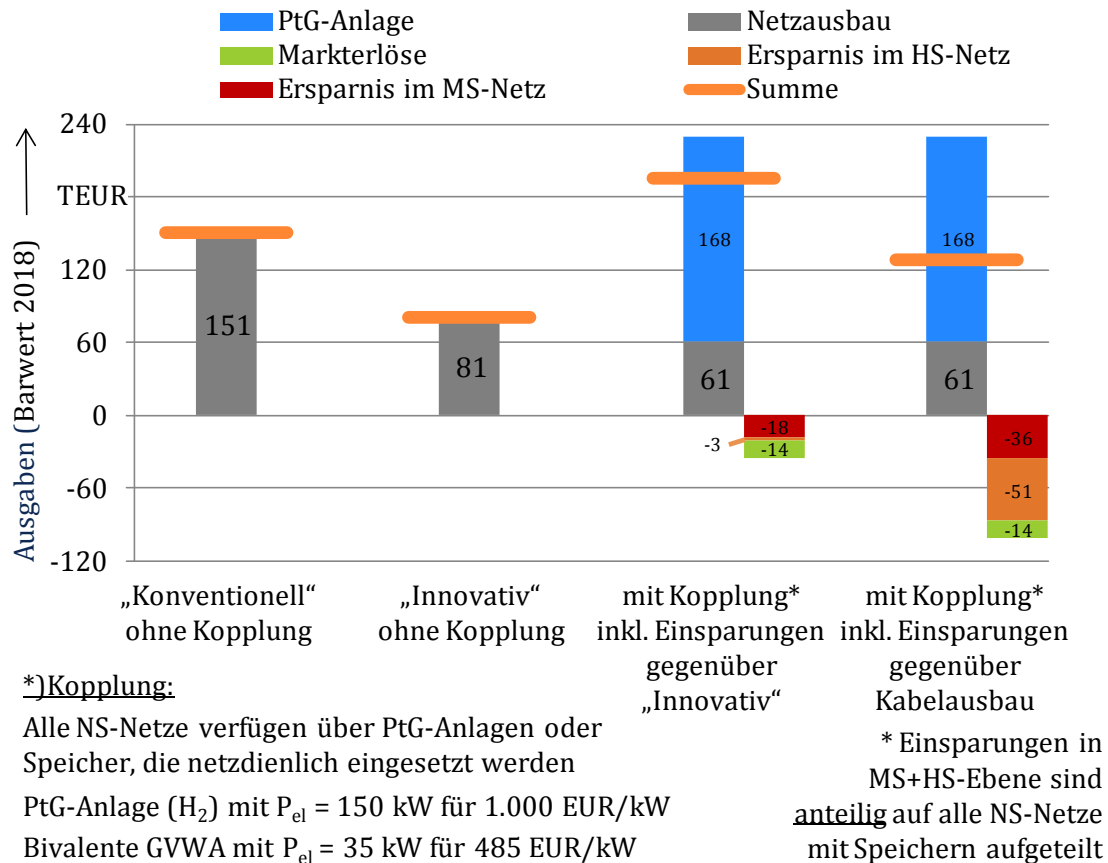


\*) Kopplungselement

Esterwegen: PtGA (CH<sub>4</sub>) mit P<sub>el</sub> = 13 MW

**Bild 4.6: Vergleich der Ausbauvarianten für das HS-Netz Emsland bei Einsatz innovativer Betriebsmittel**

Betrachtet man die spannungsebenenübergreifende, gekoppelte Planung, so reduziert eine PtGA in der NS-Ebene bei netzdienlicher Betriebsweise auch Netzausbaukosten in der MS- und HS-Ebene. Zu beachten ist, dass im größten Teil der NS-Netze keine technische Möglichkeit für den Anschluss von PtGA an das Gasnetz besteht. Für den flächendeckenden Einsatz von Speichern werden daher neben PtGA auch Batterien eingesetzt. In der Vollkostenbetrachtung für das untersuchte ländliche NS-Netz ergibt sich in der gekoppelten Variante (PtGA mit P = 150 kW (H<sub>2</sub>)) eine Summe von 195 TEUR (Barwert 2018), falls ab 2018 kleine PtGA zum Preis von 1.000 EUR/kW (H<sub>2</sub>, Gesamtanlage inkl. Einspeisung) verfügbar sind (Bild 4.7).



**Bild 4.7: Vergleich der Ausbauvarianten für das NS-Netz Werlte unter Berücksichtigung der Einsparungen in den überlagerten Netzebenen**

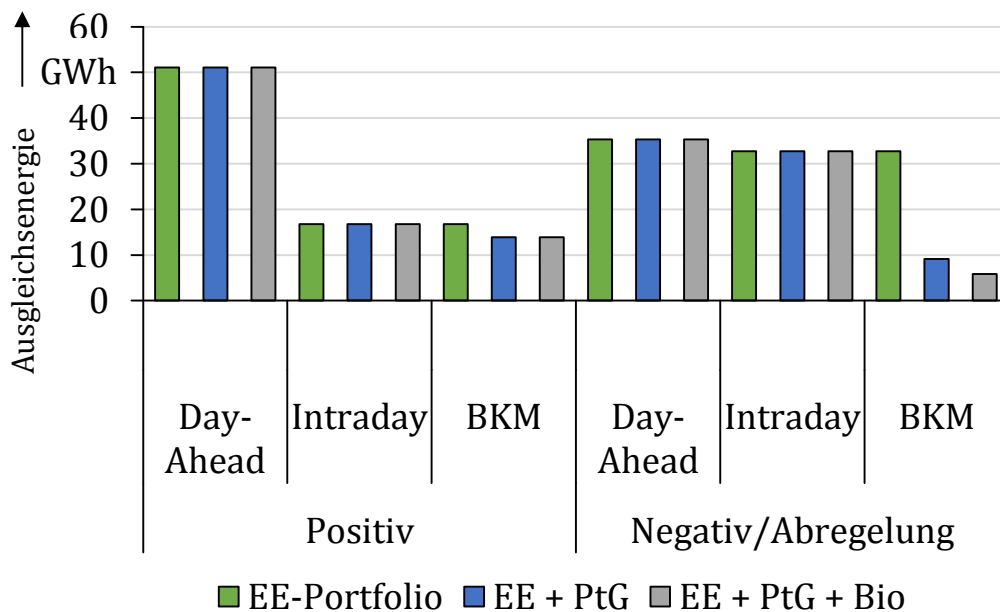
Bei diesem Vergleich werden die Einsparungen in MS- und HS-Ebene berücksichtigt, die gegenüber einem getrennten Ausbau mit innovativen Betriebsmitteln erzielt werden. In einer weiteren Variante wird unterstellt, dass der VNB das MS- und HS-Netz andernfalls mit konventionellen Betriebsmitteln (MS-Ebene) bzw. mit Erdkabeln (HS-Ebene) ausbauen würde. Dadurch ist die mögliche Einsparung durch die Kopplung von Strom- und Gasnetz signifikant größer. Als insgesamt kostengünstigste Variante für die NS-Netze erweist sich weiterhin der innovative Ausbau ohne Einsatz der PtG-Technologie mit 81 TEUR (Barwert 2018).



## 4.2 PtG zum Ausgleich von Prognosefehlern

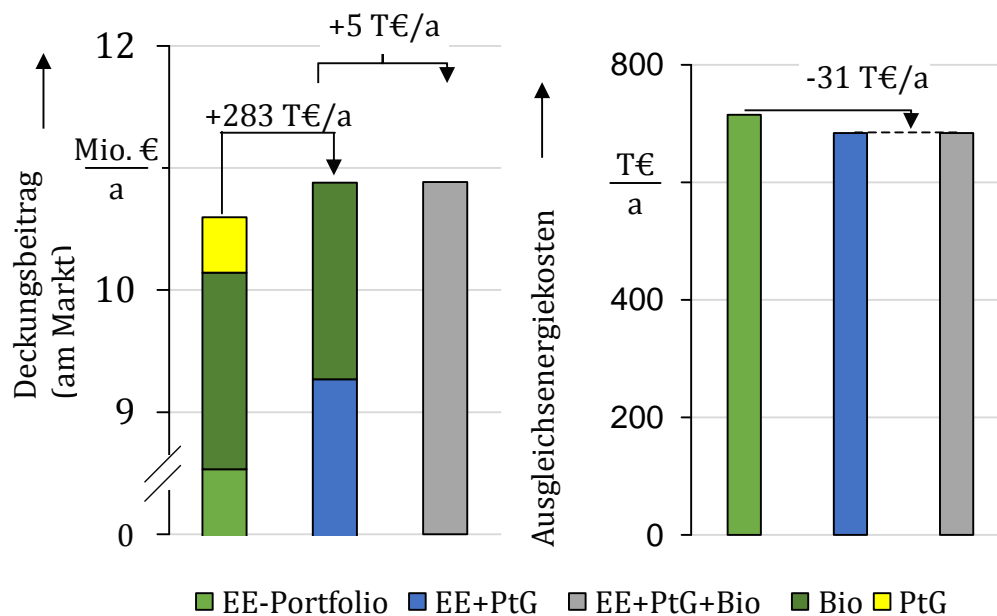
Im Folgenden wird gezeigt, inwiefern die Einbindung einer PtGA in ein regenerativ geprägtes Erzeugungsportfolio einen Mehrwert beim Ausgleich der Prognosefehler bietet. Grundsätzlich ermöglicht eine Vermarktung am Intraday-Markt aufgrund der viertelstündlichen Produkte und der sich zum Erfüllungszeitpunkt verbessernden Prognosen eine weiterführende Optimierung des Portfolios gegenüber der Day-Ahead-Vermarktung. Doch auch die ID-Prognosen enthalten noch Fehleinschätzungen gegenüber der realen Einspeisung. Daher bietet sich durch erzeugungsseitige Flexibilitäten nach Abschluss des ID-Handels im Rahmen des Bilanzkreismanagements die Möglichkeit, kurzfristige Bilanzkreisungleichgewichte auszugleichen und somit die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie zu vermeiden. Da die Preise der Ausgleichsenergie immer erst ex-post veröffentlicht werden, kann durch die Vermeidung das finanzielle Risiko reduziert werden.

Das nachfolgende Bild 4.8 stellt den Einfluss einer Portfoliooptimierung gegenüber einer alleinigen Vermarktung der EE-Anlagen auf die Ausgleichsenergiemengen in den Handelsstufen dar. Die Ergebnisse zeigen, dass bereits der ID-Handel aufgrund verbesserter Prognosen und viertelstündlicher Produkte zu einer deutlichen Reduktion der Ausgleichsenergiemengen führt. Im BKM bietet die Flexibilität der PtGA zusätzlich einen sichtbaren Mehrwert durch zusätzliche Vermeidung positiver Ausgleichsenergie und der Möglichkeit, mehr EE-Strom zu integrieren, d. h. die mögliche Abregelung der Anlagen häufiger zu vermeiden und das dabei produzierte Gas zu verkaufen. Die Flexibilität einer zusätzlichen Biomasseanlage bietet nur noch einen geringen zusätzlichen Mehrwert. Dies zeigt den abnehmenden Grenznutzen von Flexibilität im Portfolio.



**Bild 4.8: Ausgleichsenergiemengen je Handelsstufe**

In Bild 4.9 sind die monetären Ergebnisse der Optimierung dargestellt, aufgeteilt in die Deckungsbeiträge und die Kosten für Ausgleichsenergie je nach Portfoliozusammensetzung. Für die getrennte Vermarktung des Portfolios ergibt sich ein Deckungsbeitrag am Markt von 10,6 Mio. EUR/a. Demgegenüber bietet eine gemeinsame Portfoliovermarktung durch den Verkauf des Gases einen zusätzlichen Mehrwert von 283 TEUR/a. Auch hier zeigt sich, dass die zusätzliche Biomasseanlage nur einen geringen Mehrwert von 5 TEUR/a beiträgt. Darüber hinaus ermöglicht die Portfoliovermarktung eine Reduktion der Ausgleichsenergiekosten von 31 TEUR/a bei einer Bewertung mit den historischen Ausgleichsenergiepreisen. Hierbei ist zu beachten, dass diese monetäre Bewertung der Ausgleichsenergiekosten stark abhängig von den jeweiligen Ausgleichsenergiepreisen und dem Regelzonensaldo ist und sowohl deutlich besser als auch schlechter ausfallen könnte. Die Ergebnisse zeigen, dass die Vermarktung der PtGA im EE-Portfolio vorteilhaft ist.

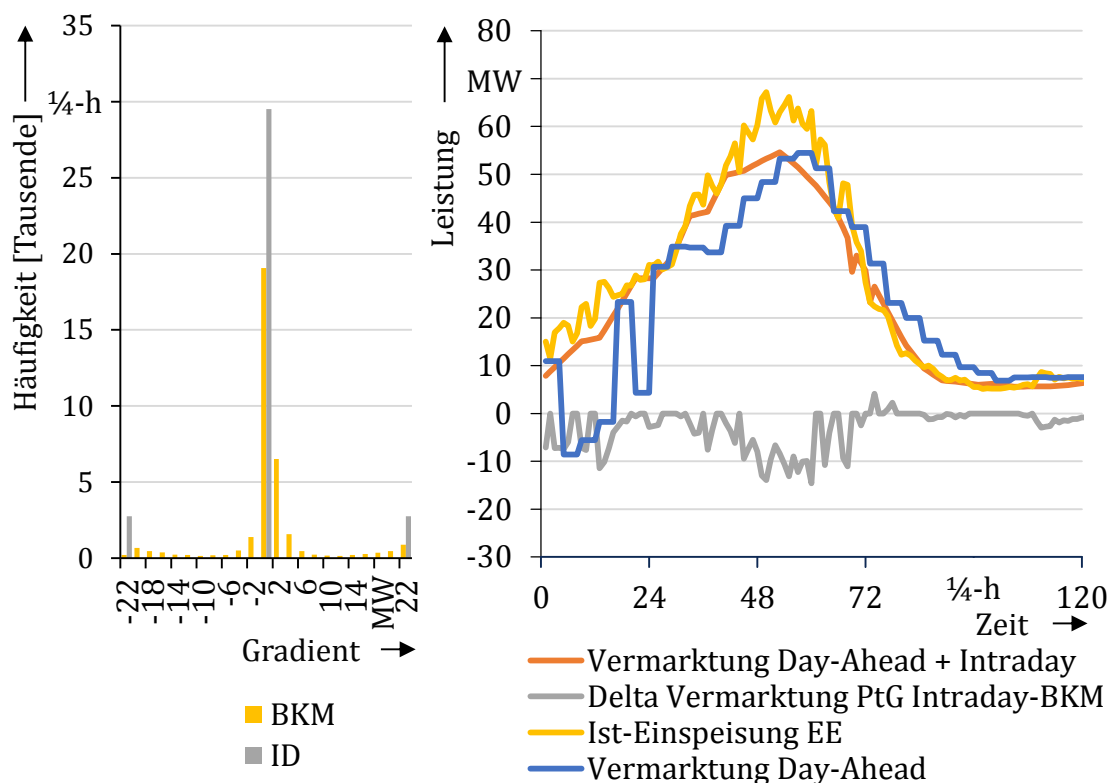


**Bild 4.9: Deckungsbeiträge und Ausgleichsenergiekosten**

Eine anschließend durchgeführte Untersuchung zum zusätzlichen Mehrwert einer Vermarktung von Minutenreserve durch Biomasse- und PtGA in der DA-Handelsstufe führt im Ergebnis zu einer Erhöhung des erzielbaren Portfolio-Deckungsbeitrags um 0,82 Mio. EUR, was einer Steigerung von 7,5% entspricht. Dieser Mehrwert entsteht insbesondere durch die Vermarktung negativer MR durch die PtGA. Dem gegenüber steht jedoch der Nachteil, dass die Flexibilität der PtGA nur noch in deutlich geringerem Ausmaß im BKM zur Verfügung steht und daher die Reduktion der Ausgleichsenergiemengen geringer ausfällt als ohne MR-Vermarktung. Die Ergebnisse zeigen somit, dass die verschiedenen untersuchten Geschäftsmodelle netzdienlicher Einsatz, Ausgleich von Prognosefehlern und Vermarktung von Reserveleistung nicht beliebig kombinierbar sind, da eine Mehrfachnutzung der Flexibilität nicht oder nur in geringem Maße möglich ist.

Als weitere Analyse des Einsatzes der PtGA sind in Bild 4.10 die Häufigkeitsverteilung der viertelstündlichen Gradienten ausgewertet und ein exemplarischer Fahrplan aufgezeichnet. Aus der Häufigkeitsverteilung lassen sich die Flexibilitätsanforderungen an die PtGA im Bilanzkreismanagement ablesen. Während im Intraday-Handel für jede Viertelstunde die Entscheidung getroffen wird, in Abhängigkeit der Preise die Anlage vollständig zu

vermarkten oder abzuschalten, wird im BKM zum Ausregeln der Abweichungen zu den vorher getätigten Handelsgeschäften die Anlage häufiger eingesetzt und dabei das gesamte Leistungsspektrum ausgenutzt. Diese Ausnutzung der PtGA verdeutlicht auch der exemplarische Fahrplan. Die Darstellung zeigt, dass durch die Intraday-Vermarktung häufig eine deutliche Verbesserung der Vermarktung gegenüber der reinen Day-Ahead-Vermarktung erreicht wird und die PtGA die dann verbleibenden Ungleichgewichte ausregelt.



**Bild 4.10: Einsatz der PtGA**

Insgesamt zeigen die Untersuchungen, dass sich bei der gemeinsamen Vermarktung der EE-Anlagen mit den Flexibilitäten der PtGA energetische und monetäre Portfolioeffekte ergeben. Bei einer Überspeisung des Bilanzkreises kann ansonsten ggf. abgeschaltete EE-Leistung genutzt und in Gas umgewandelt werden. Der Verkauf dieses Gases und die Reduktion von Ausgleichsenergiekosten stellen zusätzlich einen monetären Mehrwert dar.

## 4.3 Wasserstoff aus PtG in der regionalen Mobilität

### 4.3.1 Ermittlung des Wasserstoffpotenzials im Flächenverkehr und ÖPNV

Für die Ermittlung des Wasserstoffpotenzials werden vom heutigen CNG-Bedarf ausgehend Verbräuche und Effizienzverbesserungen definiert sowie zukünftige Energieverbräuche auf Basis von Studien festgelegt (s. Kapitel 2.3). Die Verbräuche fallen von 100% auf 50% in 2050 aufgrund der Effizienzsteigerungen in der Mobilität (s. Tabelle 4.13). Hierdurch bedingt steigen die Potenziale entsprechend langsamer an (s. Tabelle 4.14). Zu erkennen ist, dass trotz des sinkenden Flottenverbrauchs die potentielle Gesamtabsatzmenge exponentiell ansteigt. Dies ist dadurch zu erklären, dass die Marktdurchdringung von Gasfahrzeugen insbesondere ab ca. 2030 zunimmt.

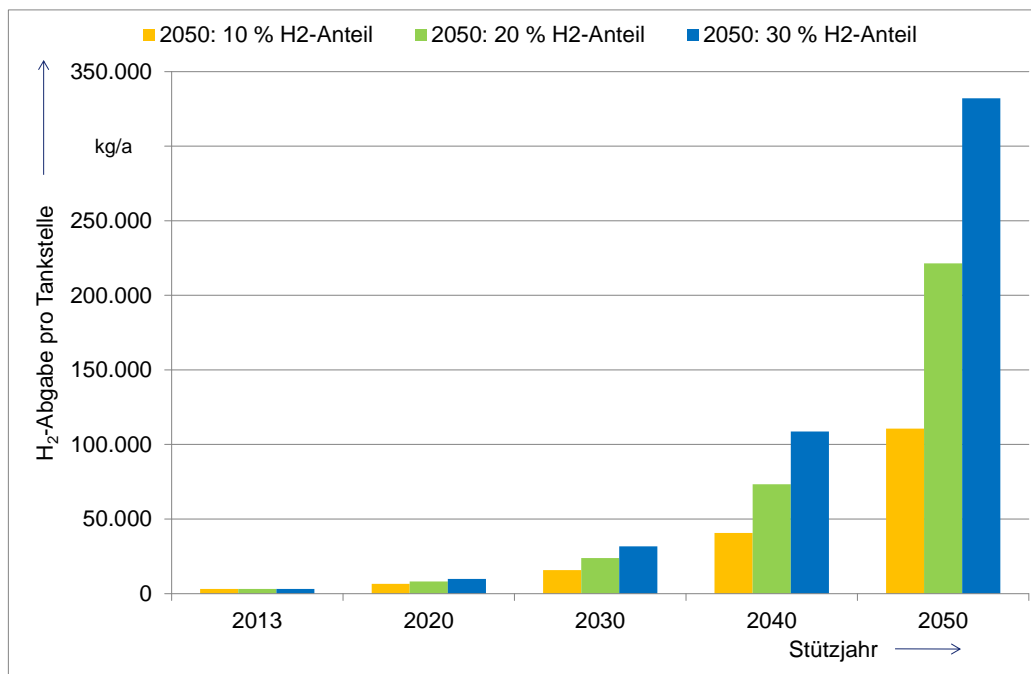
**Tabelle 4.13: Verbrauchsdaten Fahrzeuge**

Stützjahr	Effizienzsteigerung [%]	Verbrauch Flächenverkehr CNG [kg/100 km]	Verbrauch Flächenverkehr H <sub>2</sub> [kg/100 km]
2014	0	5,00	1,13
2020	14	4,30	0,97
2030	30	3,50	0,79
2040	45	2,75	0,62
2050	50	2,50	0,57

Tabelle 4.14: Wasserstoffpotenzial Flächenverkehr

Stützjahr	H <sub>2</sub> -Potenzial (10 %) [t/a]	H <sub>2</sub> -Potenzial (20 %) [t/a]	H <sub>2</sub> -Potenzial (30 %) [t/a]	Anzahl Tankstellen
2014	258,6	258,6	258,6	83
2020	585,8	735,1	882,1	90
2030	1.581,2	2.379,2	3.172,6	100
2040	4.268,1	7.700,4	11.410,6	105
2050	12.175,6	24.351,1	36.526,7	110

Da diese Potenzialabschätzung den Flächenverkehr abbildet, aber in dieser Studie nur eine Wasserstoffgestehungsstelle betrachtet wird, ist die Darstellung der potentiellen Abgabemenge pro Tankstelle in der Nähe zur Wasserstoffgestehung aussagekräftig. Die Wasserstoffabgabe pro Tankstelle zu verschiedenen Stützjahren in den drei Szenarien ist in Bild 4.1 dargestellt. Im 10%-H<sub>2</sub>- Szenario steigt der Wasserstoffabsatz pro Tankstelle von ca. 3.100 kg in 2014 auf ca. 110.700 kg in 2050. Verglichen mit der maximalen Erzeugungsmenge in Ramsloh 2050 von ca. 147.700 kg/a bedeutet dies, dass entweder mehr als eine Tankstelle beliefert oder mehr als 10% der abgegebenen Energiemenge in der Mobilität durch Wasserstoff gedeckt werden müsste.



**Bild 4.11: Entwicklung der Wasserstoffabgabe pro Tankstelle für drei Szenarien**

Der Wasserstoffabsatz im ÖPNV verändert sich nur über die Effizienzsteigerungen, da die Fahrleistung der Busse im ÖPNV als konstant angenommen wird. Eine Erweiterung des Netzes bzw. eine Verbesserung der Taktzeiten wird ausgeschlossen. Da es dadurch keine Veränderung über der Zeit gibt, ist nur das Potenzial 2050 zu ermitteln, was sich wie in Kapitel 2.3 beschrieben aus Laufleistung und Verbrauch 2050 errechnet. Der Verbrauch wurde mit 8 kg/100 km für 2050 abgeschätzt. In Tabelle 4.15 ist das Ergebnis zusammengefasst. Demnach werden in Summe 568.000 kg Wasserstoff im Jahr 2050 im ÖPNV benötigt. Dies bedeutet, dass das Potenzial ausreichend groß ist. Da die Erzeugung im Landkreis Cloppenburg liegt, ist dieser Landkreis von besonderer Bedeutung. Zu erkennen ist, dass der Bedarf mit 240.000 kg/a bedeutend höher liegt als die jährlichen Erzeugungsmenge von ca. 147.700 kg/a. Daher kann die gesamte Menge in dem Landkreis abgesetzt werden.

**Tabelle 4.15: Wasserstoffbedarf für den ÖPNV im EWE-Gebiet**

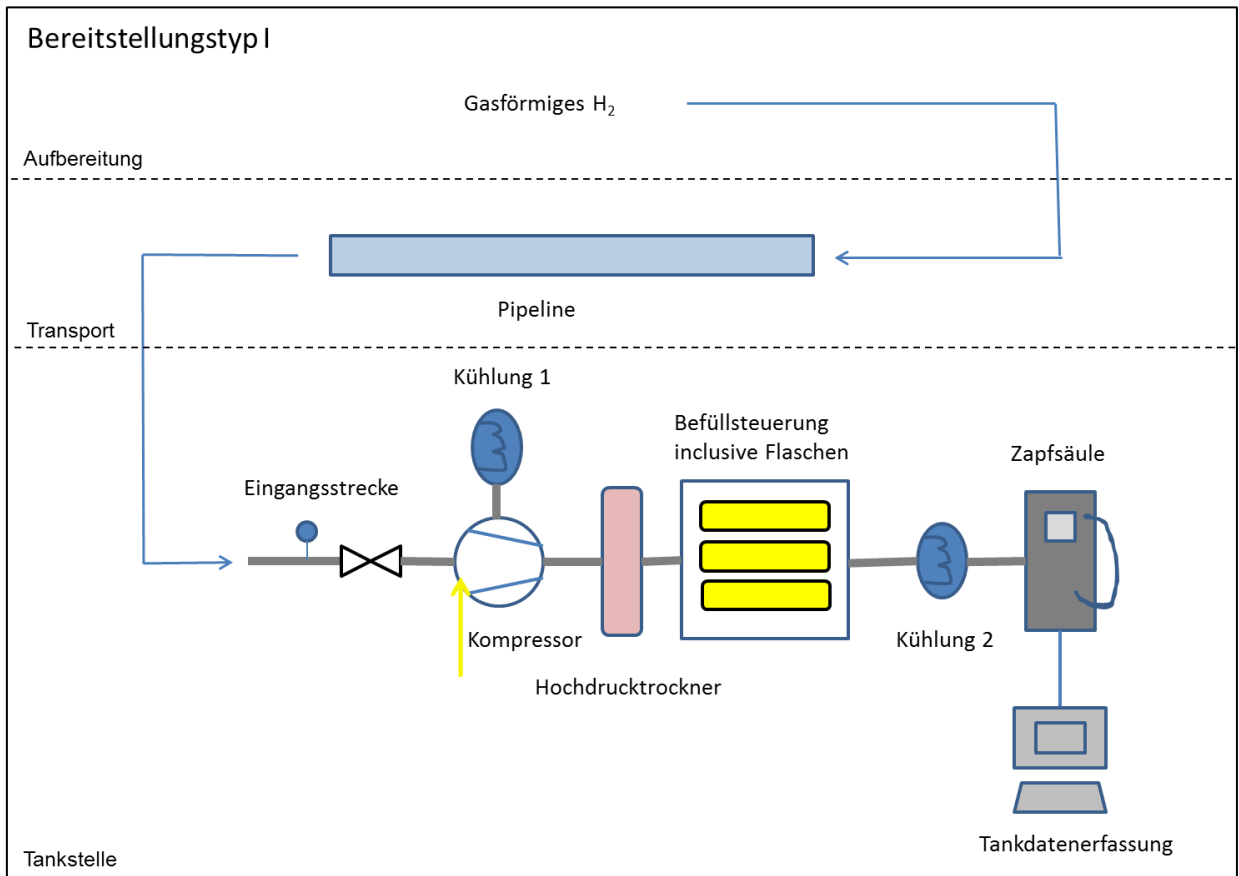
ÖPNV im Landkreis	Laufleistung Bus in km/a	H <sub>2</sub> -Bedarf in kg/a
<b>Cloppenburg</b>	3.000.000	240.000
<b>Emsland</b>	2.000.000	160.000
<b>Vechta</b>	2.100.000	168.000
<b>Summe</b>		568.000

#### 4.3.2 Ermittlung der spezifischen Verteilkosten

Für die Wasserstoffinfrastruktur werden drei Pfade identifiziert, die in leicht modifizierten Formen in der Zukunft anwendbar sind (siehe Bild 4.12 – Bild 4.14). Die Methode der Kostenbetrachtung ist für alle Pfade gleich (s Kapitel 2.3)

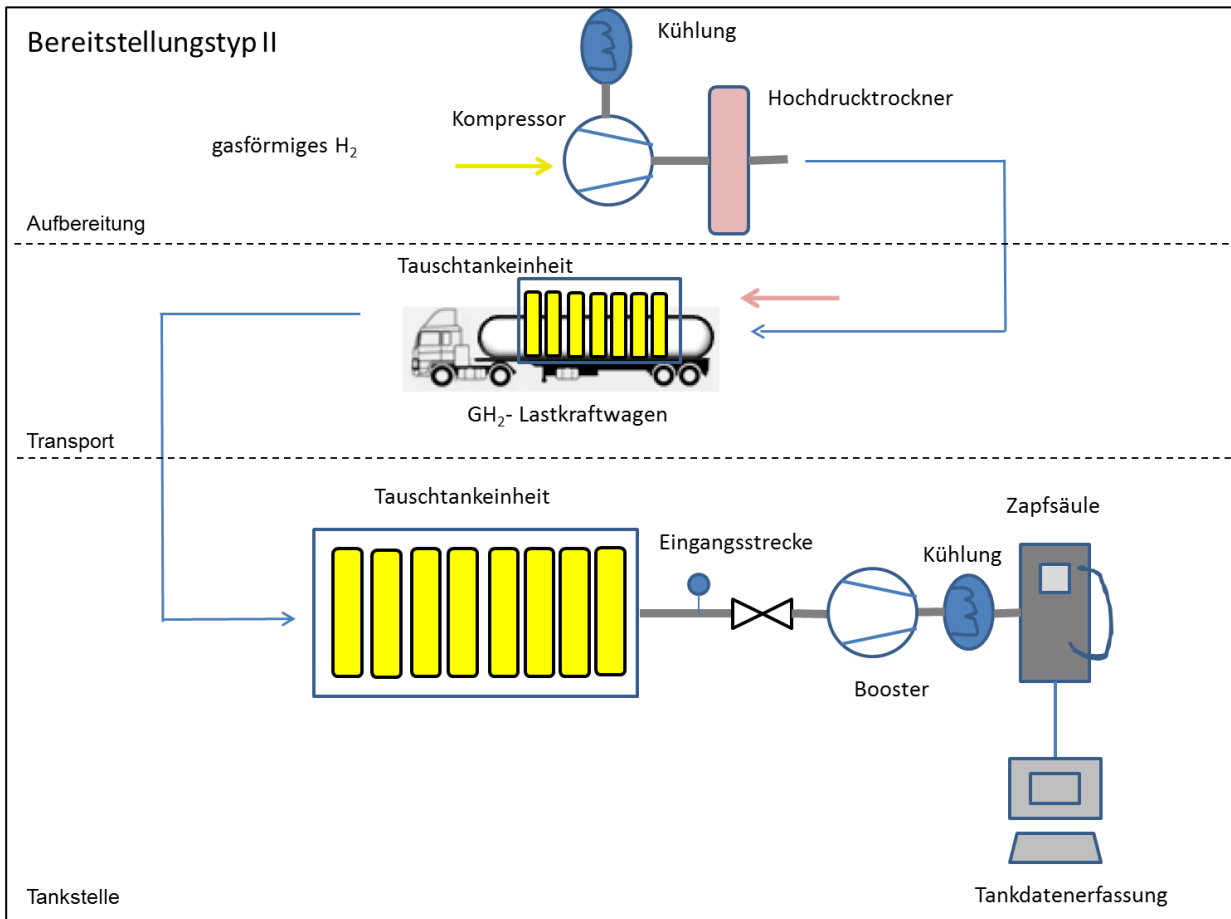
Der erste Pfad (Bild 4.12) umfasst den Transport des gasförmigen Wasserstoffs durch eine Pipeline bei einem Druck von 30 bar. Beim Leitungsbau werden verschiedene Verlegekosten für Stadt und Land, sowie spezifische Rohrmaterialkosten und eine Kostendegression bei längeren Strecken berücksichtigt. An der Tankstelle wird das Gas mit Hilfe eines Kompressors auf 800 bar verdichtet. Die Investitionskosten des Kompressors werden in Abhängigkeit vom Wasserstoffabsatz und somit der Durchflussrate berechnet. Außerdem variiert mit dem Verbrauch auch die aufgenommene Leistung des Kompressors, was sich in den Stromkosten des Systems niederschlägt. Neben den Stromkosten werden auch jährliche Kosten für Wartung und Verbrauch von z. B. Wasser berücksichtigt. Die Personalstunden für das Tankstellenpersonal werden nicht in die Berechnung mit aufgenommen, da diese für eine gesamte Tankstelle und nicht für eine betrachtete Zapfsäule anzusetzen sind.





**Bild 4.12: Komponenten zur Kostenberechnung Pfad 1**

Im zweiten Pfad wird das Gas zentral über einen Kompressor auf einen Druck von 500 bar in Druckflaschen einer Tauschtankeinheit abgefüllt und per Lkw zur Tankstelle gefahren (s. Bild 4.13). Je nach Fahrdistanz werden unterschiedliche Treibstoff- und Personalkosten berechnet. Die Auslastung des LKW entscheidet, ob der LKW gekauft oder nur gemietet wird. An der Tankstelle wird die Tauschtankeinheit gewechselt. Es kann bis auf einen gewissen Restdruck Gas aus den Flaschen entnommen werden und über einen Booster auf die nötigen 800 bar nachverdichtet werden.

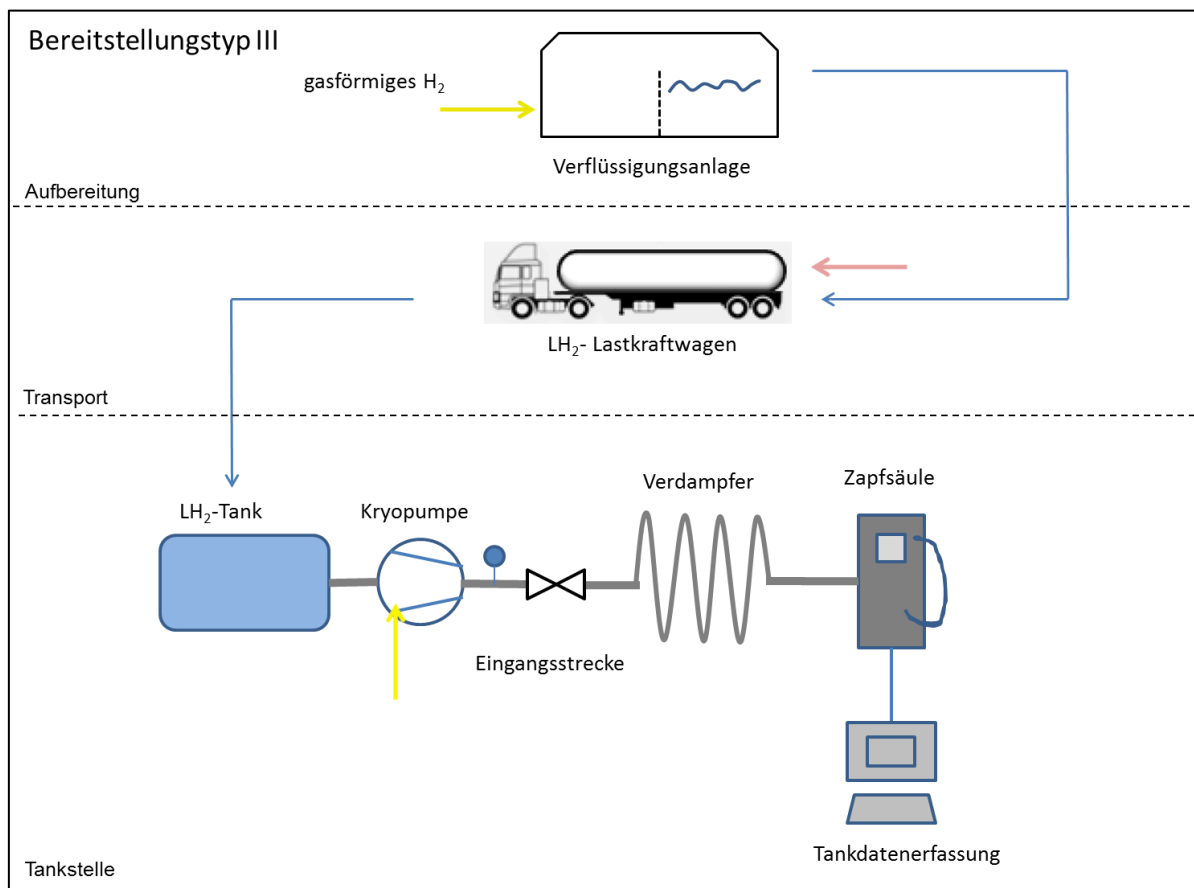


**Bild 4.13: Komponenten zur Kostenberechnung Pfad 2**

Für den dritten Pfad wird der Wasserstoff zunächst verflüssigt (siehe Bild 4.14). Dies erfolgt entsprechend der Erzeugung dezentral in kleinen Verflüssigungsanlagen.

Der kryogene Wasserstoff wird per LKW an die Tankstellen geliefert. Da hier bei gleichen Verbräuchen im Vergleich zum gasförmigen LKW-Transport wesentlich seltener ein LKW benötigt wird, wird dieser in allen Fällen gemietet. Der Wasserstoff wird an der Tankstelle in einen Vorratsbehälter gefüllt und mit einer Kryopumpe aus dem Tank gepumpt. Die Pumpe nimmt dabei wesentlich weniger Leistung auf als ein Kompressor, da der flüssige Wasserstoff nahezu nicht kompressibel ist. Der flüssige Wasserstoff gelangt in einen Vorwärmer, wo er durch die Umgebungswärme verdampft. Da der Prozess so einjustiert werden kann, dass der Wasserstoff die vorgeschriebene Befülltemperatur nach dem

Verdampfer erreicht, kann bei diesem Tankstellentyp auf eine zusätzliche Kühlung an der Tankstelle verzichtet werden.

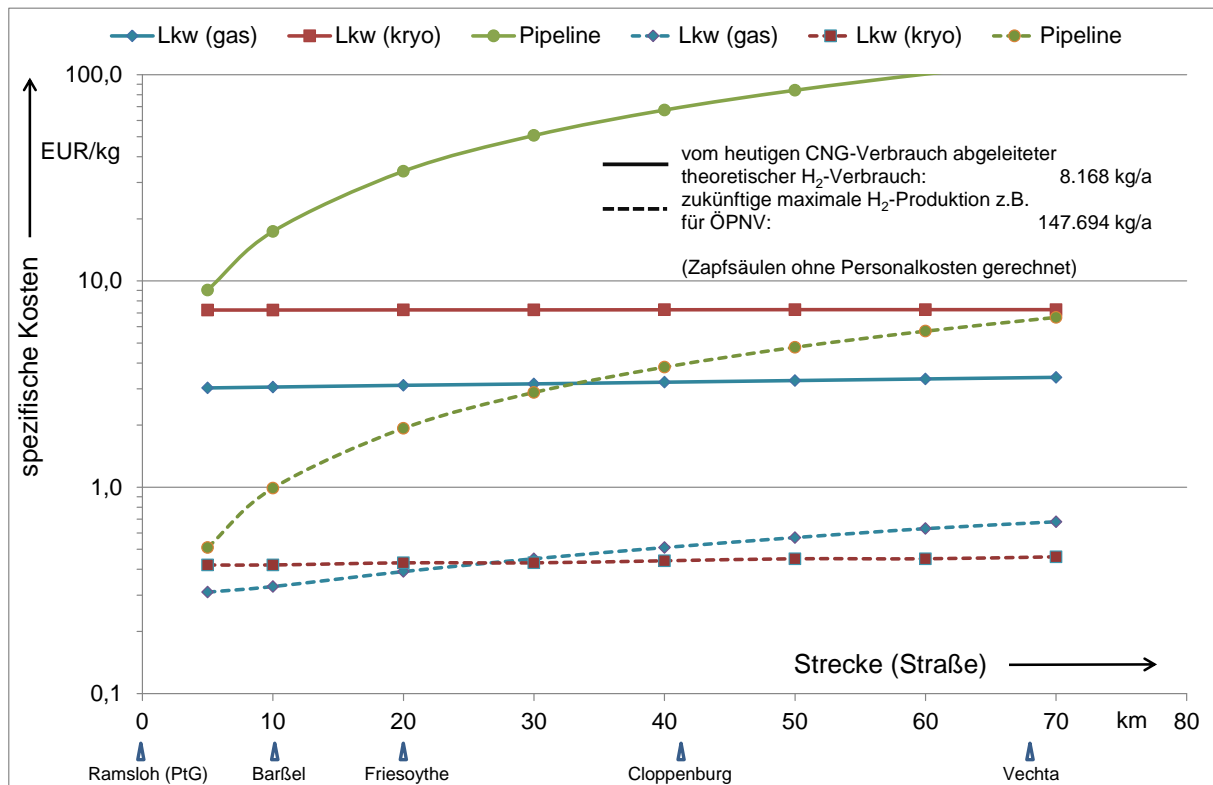


**Bild 4.14: Komponenten zur Kostenberechnung Pfad 3**

Die für die drei Pfade errechneten spezifischen Kosten „Transport“ (Kosten 1), „Vorbereitung für Transport“ + „Transport“ (Kosten 2) und „Vorbereitung für Transport“ + „Transport“ + „Tankstelle“ (Kosten 3) sind in Abhängigkeit der Entfernung Erzeugung zu Verbrauch in Bild 4.15 – Bild 4.17 dargestellt. Somit wird eine Einschätzung der Kostentreiber der einzelnen Pfade möglich.

Bei der Betrachtung der reinen Transportkosten stellt für einen geringen Wasserstoffabsatz von ca. 8.200 kg/a der gasförmige Transport per LKW die kostengünstigste Lösung dar. Für einen höheren Absatz von ca. 147.700 kg/a ( $H_2$ -Produktion in Ramsloh im Jahr 2050) ist bei

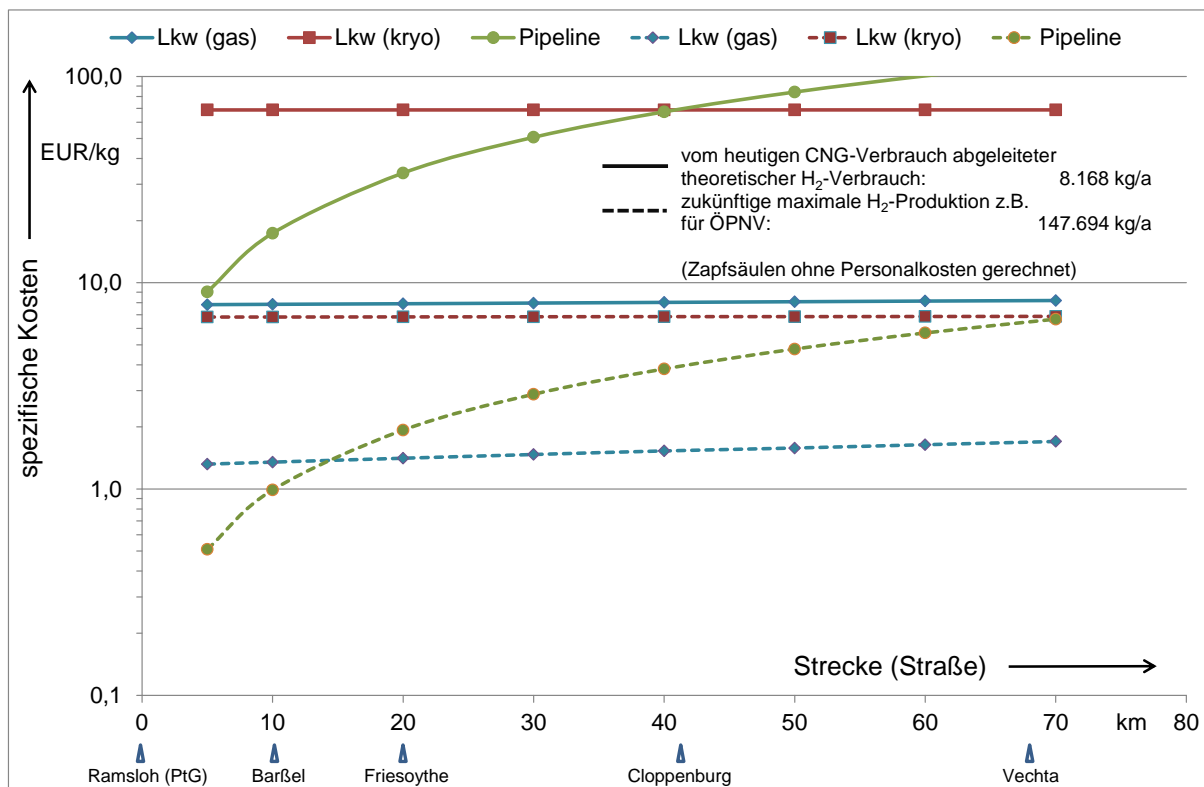
Distanzen über 25 km der Transport von kryogenem Wasserstoff am günstigsten (s. Bild 4.15).



**Bild 4.15: Spezifische Kosten für den Transport (Kosten 1) der drei Pfade**

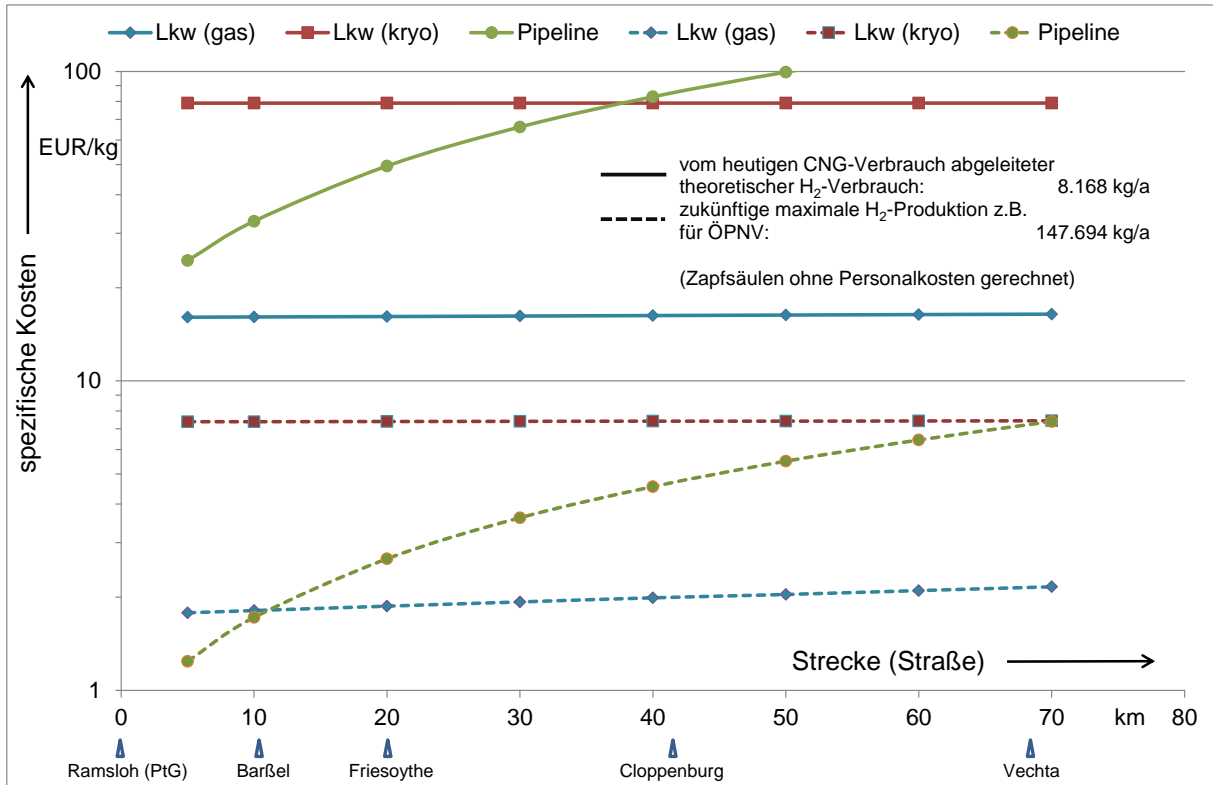
Werden zusätzlich die Kosten für Verflüssigung und zentraler Kompression berücksichtigt, so liegen bei einem Verbrauch von ca. 8.200 kg/a die Kosten des LKW-Transports von gasförmigen Wasserstoff mit knapp 8 EUR/kg am niedrigsten (s. Bild 4.6). Die Bereitstellung durch Verflüssigung ist bis zu einer Entfernung von ca. 40 km die teuerste Variante. Hier sind die hohen Verflüssigungsanlagenkosten ausschlaggebend.

Bei einem Wasserstoffabsatz von ca. 147.700 kg/a ist bis zu einer Entfernung von 15 km die Verteilung per Pipeline die kostengünstigste Variante. Sind die Entfernungen zur Tankstelle größer als 15 km ist die Kompression und anschließende Verteilung des Gases per LKW am günstigsten (s. Bild 4.16).



**Bild 4.16: Spezifische Kosten für den Transport und die vorherige Aufbereitung (Kosten 2) der drei Pfade**

Werden abschließend die Kosten für den gesamten Pfad Aufbereitung, Transport und Tankstellenkosten (Kosten 3) betrachtet, so ergibt sich ein ähnliches Bild wie bei den Kosten 2. Für den Jahresabsatz von ca. 8.200 kg/a liegen die Gesamtkosten der gasförmigen Bereitstellung per LKW mit ca. 15 EUR/kg am niedrigsten. Auch für den Absatz von ca. 147.700 kg/a und einer Entfernung größer 10 km ist diese Variante am kostengünstigsten (s. Bild 4.17).



**Bild 4.17: spezifische Kosten für den Transport und die vorherige Aufbereitung und die Tankstellenkosten (Kosten 3) der drei Pfade**

4.3.3 Fazit

Das Potenzial 2050 in der Region ist sowohl im ÖPNV als auch in der Fläche ausreichend hoch, um die in Ramsloh maximal erzeugte Wasserstoffmenge aufzunehmen. Der potentielle Absatz von Wasserstoff im ÖPNV ist sogar deutlich höher als die erwartete Wasserstoffproduktion der PtG-Anlage in Ramsloh im Jahr 2050. Somit könnten z. B. nur einzelne Linien auf Wasserstoff umrüsten. Die Nutzung des Wasserstoffs im ÖPNV bietet sich an, da die Fahrzeuge nur in einem begrenzten Gebiet eingesetzt werden und regelmäßig eine zentrale Tankstellen anfahren, so dass die Infrastrukturkosten gering sind. Bei einer überregionalen Betrachtung kann ein Minimaltankstellennetz entstehen, das als Keimzelle für eine flächendeckende Verteilung dienen kann.

Bei der Betrachtung der spezifischen Kosten über die notwendige Transportentfernung (Herstellung – Nutzung) ergibt sich, dass der kostengünstigste Transport des Wasserstoffs aus PtGA im Verteilungsnetz durch LKWs erfolgt, die den Wasserstoff gasförmig transportieren. Hier liegen die spezifischen Kosten bei ca. 2 EUR/kg für eine Transportmenge von ca. 150.000 kg/a. Diese Menge entspricht der maximalen H<sub>2</sub>-Erzeugung in Ramsloh im Jahr 2050. Bei Transport des heute umgesetzten CNG-Energie-Äquivalents (ca. 8.200 kg/a H<sub>2</sub>) liegen die spezifischen Kosten bei ca. 15 EUR/kg. Unter bestimmten Voraussetzungen wie z. B. sehr kurzen Transportentfernungen oder der Nutzung von bestehenden Gasleitungen und zusätzlich höheren Transportmengen kann der Transport via Pipeline interessant werden. Der kryogene Transport ist meist aufgrund sehr hoher Kosten für die Verflüssigung nicht konkurrenzfähig.

## 5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

In diesem Projekt wurde der Nutzen von PtGA in verschiedenen Anwendungsfällen untersucht. Der erste Anwendungsfall ist der Einsatz von PtGA zur Reduktion des erforderlichen Netzausbaus im Stromverteilungsnetz in einer gekoppelten Planung von Strom- und Gasnetzen. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass auf HS-Ebene durch kostengünstige innovative Maßnahmen (Freileitungsmonitoring, TAL-Beseilung) die Übertragungskapazität signifikant gesteigert werden kann. So lange diese Maßnahmen ausreichen, ist die gekoppelte Planung i.d.R. nicht wirtschaftlich. Sollten diese Maßnahmen technisch nicht ausreichen oder aus anderen Gründen nicht zur Verfügung stehen und somit konventioneller Netzausbau erforderlich sein, so kann der Einsatz von PtGA, insbesondere gegenüber einer Verkabelung, wirtschaftlich vorteilhaft sein. Auf jeden Fall kann aufgrund der guten Skalierbarkeit von PtGA – im Gegensatz zu diskreten Netzausbaumaßnahmen - Netzausbau zeitlich verschoben und somit eine Vermeidung von Ineffizienzen durch bedarfsgetriebene Einzelmaßnahmen erreicht werden. Auch die in der HS-Ebene hohe Korrelation zwischen lokaler DEA-Einspeisung und deutschlandweiten Strompreisen fördert die Wirtschaftlichkeit, da für eine Netzdienlichkeit der Anlagen wenige bis keine Eingriffe in den marktbasieren Einsatz erforderlich sind.

Bei spannungsebenenübergreifender Planung der NS/MS/HS-Ebene zeigt sich, dass PtGA in den Niederspannungsnetzen auch die überlagerten Spannungsebenen entlasten können. Hierfür ist ein flächendeckender Einsatz von netzentlastenden Speicher (auch Batterien oder verschiebbare Lasten) in der NS-Ebene erforderlich. Somit ergibt sich der höchste Mehrwert durch netzdienliche PtGA, wenn sie möglichst „nah“ an den DEA installiert werden und eine Hochspeisung von der im Netz „überschüssigen“ elektrischen Energie verhindern.

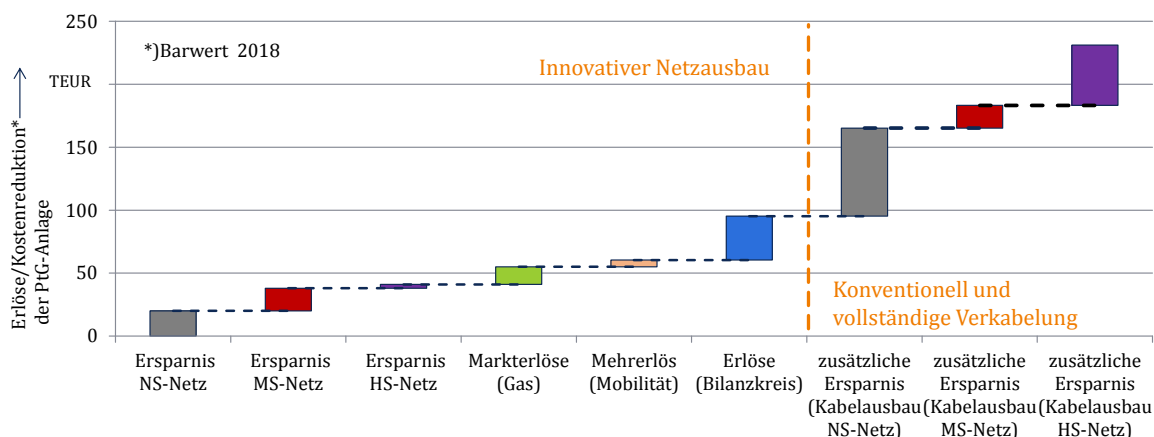
Im zweiten Anwendungsfall wurde untersucht, inwieweit PtGA einen Mehrwert im Portfolio eines Direktvermarkters darstellen können. Es konnte gezeigt werden, dass durch den flexiblen PtGA-Einsatz die aufgrund von Prognosefehlern erforderliche negative Ausgleichsenergie bzw. die EE-Abschaltung deutlich reduziert werden kann. Die PtGA



können im Bilanzkreis des Direktvermarkters „überschüssige“ elektrische Energie aufnehmen und in Gas umwandeln. Ein Zusatzerlös entsteht im Portfolio durch den Verkauf des erzeugten Gases und die Reduktion von Ausgleichsenergiekosten.

Der dritte Anwendungsfall betrachtet PtG in der Mobilität. Hier besteht zum einen die Möglichkeit, Methan in Erdgasfahrzeugen zu nutzen. Im Rahmen dieser Studie steht allerdings die lokale Wasserstoffmobilität im Fokus. Hier ist die kostengünstigste Transportvariante des Wasserstoffs von den PtGA zu den Tankstellen in der Regel der gasförmige Transport per LKW. Da Brennstoffzellenfahrzeuge in der privaten Mobilität wahrscheinlich in naher Zukunft keine große Marktdurchdringung erreichen werden, eignet sich als erster Absatzmarkt vor allem der regionale ÖPNV. Dieser kann dann als Keimzelle für eine überregionale Wasserstoffmobilität dienen.

In den verschiedenen betrachteten Geschäftsmodellen kann durch PtGA ein Mehrwert generiert werden. Die Addition der möglichen Erlöse ist in Bild 5.1 dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass sich einzelne Anwendungsfälle möglicherweise ausschließen und die Kombination daher im Einzelfall zu prüfen ist. Weiterhin sind vor allem die Erlöse aus dem reduzierten Netzausbau stark vom jeweiligen Netzgebiet abhängig und sind nur auf Netze mit ähnlicher Struktur und Versorgungsaufgabe direkt übertragbar.



**Bild 5.1: Addition der Erlöse der betrachteten Geschäftsmodelle<sup>5</sup>**

Aus den aggregierten Erlösen lassen sich die maximalen Investitionskosten für eine Gesamtwirtschaftlichkeit von PtGA ableiten. Gegenüber innovativem Netzausbau betragen diese höchstens 520 EUR/kW. Ist hingegen nur konventioneller Netzausbau mit einer vollständigen Verkabelung in allen Spannungsebenen des Verteilnetzes möglich, so steigen die maximalen Investitionskosten für PtGA auf 1.400 EUR/kW. Diese Investitionskosten werden zwar aktuell noch nicht erreicht, sind aber bei entsprechender Kostendegression in Zukunft möglich.

<sup>5</sup> Berechnungsgrundlagen:

- Netzdienlicher Betrieb zur Entlastung der NS-, MS- und HS-Ebene
- Mobilität: Zusatzerlöse durch Lieferung des Wasserstoffs per LKW an Tankstelle (in 40 km), sobald der Absatzpreis dafür höher ist als bei Einspeisung ins Erdgasnetz
- Einsatz der PtG im Bilanzkreis zur Verringerung von Ausgleichsenergiezahlungen (Fortschreibung der simulierten Werte für 2013/2014)

## 6 Handlungsoptionen und Empfehlungen

Aus den Ergebnissen lassen sich Handlungsempfehlungen ableiten, deren Umsetzung wesentlich für den erfolgreichen Einsatz der PtG-Technologie zur Reduzierung von Netzausbau und Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Energiesystem ist.

Die Investitionskosten für PtGA, inkl. deren Nebenanlagen wie z.B. den Einspeiseanlagen, müssen durch Einsatz neuer Technologien sowie Standardisierung und Modularisierung deutlich reduziert und die Lebensdauer der Anlagen bei der notwendigen dynamischen Betriebsweise erhöht werden. Neben den bisher im Fokus stehenden Anlagen im MW-Bereich werden zur Entlastung der MS- und HS-Netze auch kleine Anlagen im Leistungsbereich bis ca. 0,5 MW<sub>el</sub> zum Einsatz in der Niederspannung benötigt. Da der Ausbau der Verteilnetze in der NS-Ebene zeitlich vor dem Ausbau der Übertragungsnetze erwartet wird, ist zuerst der Einsatz von kleineren Anlagen relevant.

Der Nutzen von PtGA in den NS-Verteilnetzen wurde im Rahmen dieser Studie und der Vorgängerstudie dargestellt. Die Effekte und Herausforderungen beim Einsatz von PtGA in Verteilnetzen sollten zeitnah anhand von Demonstrationsprojekten untersucht werden.

Auf regulatorischer Ebene werden angepasste Rahmenbedingungen für den Einsatz von Smart-Grid-Technologien und Speichern im Netzbetrieb benötigt, um den wirtschaftlichen Betrieb dieser Technologien und die Nutzung der daraus resultierenden Vorteile zu ermöglichen. Darüber hinaus sind Ansätze zur Anrechnung bspw. eingesparter Netzausbaukosten beim Einsatz von PtGA erforderlich, um Anreize für die Errichtung und den Betrieb von PtGA zu schaffen.

Von Seiten der Forschung sind der systemische Mehrwert und der Bedarf von Langzeitspeichern zu quantifizieren, um bedarfsgerechte Technologien und Einsatzkonzepte entwickeln zu können.

## 7 Weiterer Forschungsbedarf

Aus den Ergebnissen lässt sich folgender Forschungsbedarf ableiten:

Implementierung eines Langzeitspeichers in das Energiesystem und Definition des volkswirtschaftlichen Mehrwerts. Hierbei kann insbesondere der Mehrwert bei der CO<sub>2</sub>-Einsparung in anderen Sektoren optimiert werden, indem die fluktuierende Energiebereitstellung vergleichmäßigt oder zeitlich verschoben werden kann. Ziel der weiteren Untersuchungen wäre u. a. die Entwicklung von Marktmodellen bei zu heute geänderten Rahmenbedingungen.

Um ein umfassendes Bild/Potenzial des hier vorgestellten Konzepts für Deutschland und Europa zu erlangen, sollte eine Untersuchung weiterer Netze erfolgen und gekoppelt werden. Hierdurch würden zum einen schlechter ausgebaute Stromnetze oder Gasnetze betrachtet und zum anderen die gegenseitige Beeinflussung der Netze untereinander beschrieben werden können.

Als weiteren Schritt dieses Forschungsvorhabens wäre die Umsetzung in der Praxis und die dadurch mögliche Verifizierung bzw. Justierung der hier erbrachten theoretischen Ergebnisse zu nennen.



## 8 Literaturverzeichnis

- [1] Sterner, M. et al.: Stromspeicher in der Energiewende. Berlin, 2014
- [2] DVGW: Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie DVGW G3-03-12. Bonn, 2014
- [3] Jendernalik, L. et al.: Expanding High Voltage Network Capacity Using A Weather Condition Based Indirect Monitoring System. Proceedings of the CIRED Workshop 2014, Rome, 2014
- [4] VDN: EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz. Berlin, 2004
- [5] Kasper, U.: Modelle zur Unterstützung von Handelsentscheidungen an Märkten für Fahrplan-energie und Reserve. Dissertation RWTH Aachen, Aachen, 2013
- [6] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Netzentwicklungsplan Strom 2013, Erster Entwurf, 02.03.2013
- [7] Nitsch et. al.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart, 2012
- [8] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E): Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2012-2030, 05.07.2012
- [9] EuroWind GmbH: Vorhersage- & Istdaten, Köln, 2014.
- [10] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2013, Berlin, 2012
- [11] Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg (IEKK; Beschlussfassung 15. Juli 2014
- [12] Eichhammer, W. et al.: „Klimaschutzszenarien 2050 – 1. Modellierungsrunde“; Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktor-sicherheit; 4. August 2014

- [13] Statistische Ämter des Bundes und der Länder; Zensus 2011; 9. Mai 2011
- [14] J Holsten, „Konzeption lokaler Tankstelleninfrastrukturen für Wasserstoff und techno- ökonomischer Vergleich mit der bestehenden CNG-Infrastruktur“, Bachelorarbeit am Karlsruher Institut für Technologie, 2014
- [15] Hacker, F. et al.: „eMobil 2050 – Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz“; Abschlussbericht FKZ UM 11 96 106 und FKZ 16 EM 1001; September 2014
- [16] Fahrleistung LK Cloppenburg: <http://www.busvgc.de/internet/page.php?naviID=24&site=4&typ=2&&rubrik=2>; 2014
- [17] Fahrleistung LK Emsland: [http://www.vge-emsland-sued.de/ueber\\_uns.php](http://www.vge-emsland-sued.de/ueber_uns.php); 2014
- [18] Fahrleistung LK Vechta: <http://www.vgv-info.de/>; 2014
- [19] Kuner, W.: „Auto-Mobilität – Fahrleistungen steigen 2011 weiter; DIW Wochenbericht Nr. 47; 2012
- [20] AfA-Tabellen: <http://afa-tabelle.net/>; 2014
- [21] Krüger, P.: „Wasserstoff im ÖPNV in Hamburg“; Informationsworkshop „Wasserstoffbusse“; 15.05.2014
- [22] Wade, A. A.: „Costs of Storing and Transporting hydrogen“; NREL / TP-570-25106; November 1998
- [23] Schwartz, J.: “Advancend hydrogen Liquefacation Process”; DOE Annual Merit Review Meeting; 10. Mai 2011
- [24] Kelly, B.: Liquefaction and Pipeline Costs; Hydrogen Delivery Analysis Meeting; columbio Maryland; 8./9. Mai 2007
- [25] West, J.E.: “The Economics of Small to Medium Liquid Hydrogen Facilities”; CryoGas International; Mai 2003
- [26] Dodds, P.E. et al.: “A review of hydrogen delivery technologies for energy system models”; UKSHÈC Working Paper No. 7; 2012

- 
- [27] Wietschel et al.: "Vergleich von Strom und Wasserstoff als CO<sub>2</sub>-freie Endenergieträger"; Studie im Auftrag der RWE AG Endbericht; Mai 2010
- [28] Bolle, E.-W. et al.: „WaStraK NRW – Einsatz der Wasserstofftechnologie in der Abwasserbeseitigung – Phase I“; Im Auftrag des Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen Aktenzeichen IV-7 – 042 600 033 G; April 2012
- [29] Krieg, D.: „Konzept und kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff“; Dissertation RWTH Aachen; ISBN 978-3-89336-800-6; 2012
- [30] Follmer et al.: „Mobilität in Deutschland 2008“; Ergebnisbericht: Struktur, Aufkommen, Emissionen, Trends; Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung; Februar 2010



## 9 Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Bild 1.1: Systemnutzen von Power-to-Gas .....	13
Bild 2.1: Methodik zur Bewertung von gekoppelter Planung von Strom- und Gasnetzen .....	15
Bild 2.2: Methodik zur Ermittlung des Anlageneinsatzes .....	17
Bild 2.3: Untersuchte Ausbauvarianten bei der Zielnetzplanung der untersuchten Stromnetze .....	18
Bild 2.4: Abnehmerstruktur der Versorgungsgebiete .....	22
Bild 2.5: Diagramm zur Ermittlung der Versorgungskategorie der GDRA .....	23
Bild 2.6: Wasserstoffeinspeisung und Speichereinsatz: Ganzjährige Verfügbarkeit .....	24
Bild 2.7: Wasserstoffeinspeisung und Speichereinsatz: Winterfall .....	25
Bild 2.8: Wasserstoffeinspeisung und Speichereinsatz: Ganzjährige, untertägige Verfügbarkeit .....	26
Bild 2.9: Zeitlicher Ablauf der Handelsentscheidungen .....	27
Bild 2.10: Vorgehen zur Bestimmung des Mehrwertes einer PtGA im Portfolio .....	28
Bild 2.11: Verfahrensüberblick [5].....	29
Bild 3.1: Karte der Untersuchungsregion (Emsland); Quelle: ito! map .....	31
Bild 3.2: Übersicht Betrachtungsgebiet - Gasnetz.....	33
Bild 3.3: Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland .....	34
Bild 3.4: Entwicklung des Nettostrombedarfs in Deutschland.....	35
Bild 3.5: Entwicklung des Gasabsatzes in Deutschland – Prognose [7].....	37
Bild 3.6: Entwicklung der WEA- und PVA-Kapazitäten .....	38

---

Bild 3.7: Beispielhaftes Lastprofil in Esterwegen .....	39
Bild 3.8: Verlauf der Einspeiseprognosen in einer exemplarischen Woche .....	41
Bild 3.9: Kostenentwicklung PtG-Anlage (H2, Gesamtanlage inkl. Einspeisung), 200 kWel [2] .....	45
Bild 3.10: Kosten und Rahmendaten für PtGA im MW-Bereich .....	46
Bild 3.11: Wasserstoffbereitstellungspfade .....	47
Bild 4.1: PtG-Potenziale im Betrachtungsgebiet für den Winterfall .....	51
Bild 4.2: Entwicklung der maximalen Belastung der HS-Anschlüsse .....	52
Bild 4.3: Karte des HS-Netzgebietes im Emsland mit den vom Netzausbau bis 2050 betroffenen Trassenabschnitten bei getrennter Planung .....	53
Bild 4.4: Exemplarischer Fahrplan der PtGA in Esterwegen (19.4.-20.4.2050) .....	57
Bild 4.5: Vergleich der Ausbauvarianten für das HS-Netz Emsland bei Einsatz innovativer Betriebsmittel .....	64
Bild 4.6: Vergleich der Ausbauvarianten für das HS-Netz Emsland bei Einsatz innovativer Betriebsmittel .....	66
Bild 4.7: Vergleich der Ausbauvarianten für das NS-Netz Werlte unter Berücksichtigung der Einsparungen in den überlagerten Netzebenen .....	67
Bild 4.8: Ausgleichsenergiemengen je Handelsstufe .....	69
Bild 4.9: Deckungsbeiträge und Ausgleichsenergiekosten .....	70
Bild 4.10: Einsatz der PtGA .....	71
Bild 4.11: Entwicklung der Wasserstoffabgabe pro Tankstelle für drei Szenarien .....	74
Bild 4.12: Komponenten zur Kostenberechnung Pfad 1 .....	76

---

Bild 4.13: Komponenten zur Kostenberechnung Pfad 2.....	77
Bild 4.14: Komponenten zur Kostenberechnung Pfad 3.....	78
Bild 4.15: Spezifische Kosten für den Transport (Kosten 1) der drei Pfade.....	79
Bild 4.16: Spezifische Kosten für den Transport und die vorherige Aufbereitung (Kosten 2) der drei Pfade .....	80
Bild 4.17: spezifische Kosten für den Transport und die vorherige Aufbereitung und die Tankstellenkosten (Kosten 3) der drei Pfade .....	81
Bild 5.1: Addition der Erlöse der betrachteten Geschäftsmodelle .....	85

---

Tabelle 3.1: Entwicklung der Brennstoffkosten und CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreise.....	36
Tabelle 3.2: Entwicklung der Anlagenleistung im HS-Netzgebiet .....	39
Tabelle 3.3: Betriebsmittelkenndaten der Freileitungskomponenten .....	42
Tabelle 3.4: Ökonomische Eingangsgrößen für die Bestimmung der Investitionsausgaben für den Ausbau des HS-Netzes.....	43
Tabelle 4.1: Netzausbaumaßnahmen der Stromzielnetzplanung des HS-Netzes bei getrennter Planung.....	55
Tabelle 4.2: Investitionen für den Ausbau des HS-Netzes bei getrennter Planung .....	55
Tabelle 4.3: Spitzenbelastung der MS/HS-Umspannwerke .....	56
Tabelle 4.4: Spitzenbelastung der HS-Anschlüsse.....	56
Tabelle 4.5: Kennwerte für PtGA-Einsatz im Stützjahr 2050 .....	58

---

Tabelle 4.6: Leistungsbedarf für die PtGA auf HS-Ebene bei der Planungsvariante 1: „Innovativ“ .....	59
Tabelle 4.7: Leistungsbedarf für die PtGA auf HS-Ebene bei der Planungsvariante 2: „Erdkabel“ .....	59
Tabelle 4.8: Netzausbaumaßnahmen der Stromzielnetzplanung des HS-Netzes bei gekoppelter Planung .....	60
Tabelle 4.9: Investitionen für den Ausbau des HS-Netzes bei gekoppelter Planung.....	61
Tabelle 4.10: Netzausbaukosten bei spannungsebenenübergreifender, gekoppelter Planung (vgl. [2]) .....	62
Tabelle 4.11: Einsparungen im Netzausbau durch die PtG-Anlagen und Speicher in den NS-Netzen im Vergleich zur getrennten Planung „Innovativ“ (vgl.[2]) .....	63
Tabelle 4.12: Einsparungen im Netzausbau durch die PtG-Anlagen und Speicher in den NS-Netzen im Vergleich zur getrennten Planung „Konventionell“ (NS, MS) (vgl.[2]) bzw. „Erdkabel“ (HS).....	63
Tabelle 4.13: Verbrauchsdaten Fahrzeuge.....	72
Tabelle 4.14: Wasserstoffpotenzial Flächenverkehr .....	73
Tabelle 4.15: Wasserstoffbedarf für den ÖPNV im EWE-Gebiet .....	75

# Management Summary

## 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

## Management-Summary

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

#### **Kernaussage:**

Gasnetze können zur Bewältigung aktueller und zukünftiger Herausforderungen in Stromverteilungsnetzen entscheidend beitragen. Durch die Integration der Kopplungselemente Power-to-Gas-Anlage und bivalente Gasvorwärmanlagen kann ein ausreichendes Verschiebepotenzial bereitgestellt werden. Dadurch kann der erforderliche Ausbaubedarf der Stromnetze bei netzdienlicher Fahrweise signifikant reduziert werden. Hierzu müssen die Power-to-Gas-Anlagen auf Verteilungsebene innerhalb der nächsten zehn Jahre errichtet werden, da der weitere Zubau an dezentralen Erzeugungsanlagen 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 Power-to-Gas-Anlagen (H<sub>2</sub>) von ca. 1.000 EUR/kW<sub>el</sub> (inkl. Einspeisung) sowie ein ausreichendes Zumischungspotenzial für Wasserstoff in den Gasnetzen. Weiterhin wird durch das Kopplungselement Power-to-Gas so dem Energiesystem die bei einer hohen Durchdringung mit erneuerbaren Energien langfristig benötigte Langzeitspeichertechnologie zur Verfügung gestellt, was für eine vollständige Darstellung des Nutzens der Technologie in weiterführender Forschung noch mitbetrachtet werden muss. Auch die voraussichtliche entlastende Wirkung bis in das Hochspannungsnetz hinein muss noch abgeschätzt werden und ist Bestandteil eines geplanten Nachfolgeprojektes.

#### **Hintergrund:**

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 Prozent 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.

### **Forschungsansatz:**

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.

Für die Kopplung von Strom- und Gasnetzen auf Verteilungsebene kommen grundsätzlich folgende Kopplungselemente in Frage: Power-to-Gas-Anlagen, bivalente Gasvorwärmanlagen (GVWA) und Mikro-KWK-Anlagen. Dabei könnten Power-to-Gas-Anlagen und GVWA als Netzbetriebselemente 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.

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 Power-to-Gas-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 Power-to-Gas-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.

### **Studienergebnisse:**

Bei der gekoppelten Planung zeigt sich, dass durch Einsatz der Power-to-Gas-Anlagen und GVWA eine signifikante Reduktion des erforderlichen Netzausbaus auf Stromseite erreicht werden kann. Kommt es zu einer Überlastung des lokalen Stromnetzes, so können Power-to-Gas-Anlagen und GVWA als zusätzliche Last die Rückspeisung in die vorgelagerte Netzebene verringern. Die Gasnetze stellen für in der Niederspannungsebene installierte Power-to-Gas-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 Power-to-Gas-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.

Die Betriebsweise der Kopplungselemente hat entscheidenden Einfluss auf das Einsparpotenzial beim Stromnetzausbau: Nur wenn Power-to-Gas-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 Power-to-Gas-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.

Hinsichtlich der Topologie ergeben sich die größten Einsparungen von Stromnetzausbaumaßnahmen mit einer Kostenreduktion gegenüber dem konventionellen Ausbau um mehr als 60 Prozent 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.

### **Fazit und Ausblick:**

Die Untersuchungen zeigen, dass am Markt keine ausreichenden Deckungsbeiträge für einen wirtschaftlichen Betrieb der Power-to-Gas-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 Erlöskomponenten wirtschaftlich werden. Da der höchste Ausbaubedarf im Stromverteilungsnetz bis zum Stützjahr 2023 besteht, muss eine Kopplung der Netze allerdings frühzeitig umgesetzt werden.

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 Power-to-Gas-Anlagen (H<sub>2</sub>, Gesamtanlage inkl. Einspeisung) von rund 1.000 EUR/kW<sub>el</sub>, sowie ein ausreichendes Zumischungspotenzial für Wasserstoff in die Gasnetze. Neben dem vermiedenen Netzausbau in der MS-Ebene kann durch eine Kopplung von Strom- und Gasnetzen auf der NS-Ebene auch ein Ausbau im Hochspannungsnetz eingespart werden. Diese Einsparungen konnten aufgrund des Betrachtungsbereichs in dieser Studie

nicht quantifiziert werden, stellen jedoch einen zukünftigen Forschungsbedarf dar. Weiterhin ist die Erschließung neuer Absatzmärkte für Power-to-Gas, beispielsweise im Mobilitätssektor, zu untersuchen. Ein weiterer Mehrwert für Power-to-Gas könnte sich durch den Ausgleich kurzfristiger Prognoseunsicherheiten ergeben. Z. B. im Portfolio eines EE-Direktvermarktes kann eine Power-to-Gas-Anlage durch die Bereitstellung kurzfristiger Flexibilität das Risiko durch Unsicherheiten reduzieren.

# 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**

<b>I</b>	<b>Kurzfassung.....</b>	<b>1</b>
<b>II</b>	<b>Formelzeichen und Abkürzungen .....</b>	<b>7</b>
<b>1</b>	<b>Hintergrund und Ziel der Studie .....</b>	<b>9</b>
<b>2</b>	<b>Untersuchungsmethodik und Modelle .....</b>	<b>12</b>
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
<b>3</b>	<b>Eingangsdaten der Untersuchungen .....</b>	<b>34</b>
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
<b>4</b>	<b>Ergebnisse .....</b>	<b>88</b>
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
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung der Ergebnisse und Schlussfolgerungen .....</b>	<b>195</b>
<b>6</b>	<b>Handlungsoptionen und Empfehlungen.....</b>	<b>199</b>
<b>7</b>	<b>Weiterer Forschungsbedarf .....</b>	<b>201</b>
<b>8</b>	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>203</b>
<b>9</b>	<b>Abbildungs- und Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>207</b>
<b>Anhang A</b>	<b>Verteilung der DEA-Anlagen in den Netzgebieten .....</b>	<b>217</b>
<b>Anhang B</b>	<b>Auslastung der GDRA.....</b>	<b>220</b>
<b>Anhang C</b>	<b>Einsatz der Kopplungselemente ohne und mit Berücksichtigung von Netzrestriktionen in Esterwegen.....</b>	<b>225</b>

## 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 (H<sub>2</sub>, Gesamtanlage inkl. Einspeisung) von rund 1.000 EUR/kW<sub>el</sub>, 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 (H<sub>2</sub>) von ca. 1.000 EUR/kW<sub>el</sub> (inkl. Einspeisung)
- Ausreichendes Zumischungspotenzial für Wasserstoff in den Gasnetzen

## II Formelzeichen und Abkürzungen

BGEA	Biogaseinspeiseanlage(n)
BHKW	Blockheizkraftwerk(e)
CH <sub>4</sub>	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 <sub>2</sub>	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.

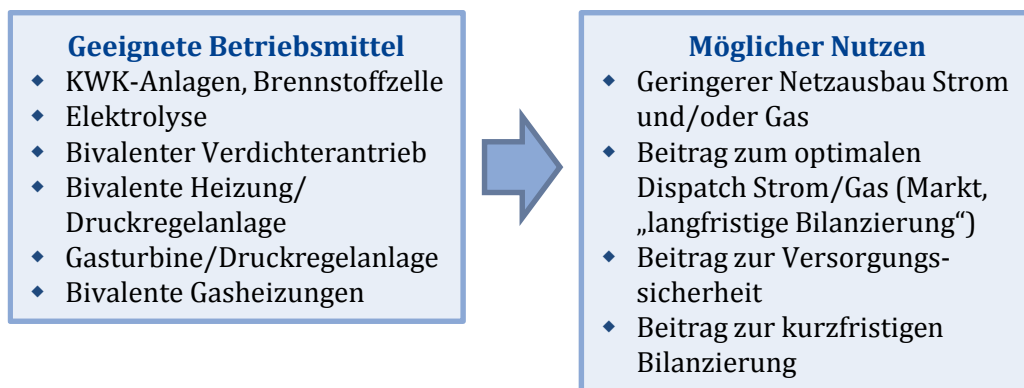
Auf der anderen Seite ist bei den Gasnetzen ein zunehmender Rückgang des Gasabsatzes zu verzeichnen [2]. Dies ist eine Folge des sinkenden Wärmebedarfs von Neubauten und energetisch sanierten Gebäuden sowie dem vermehrten Einsatz von Elektrowärmepumpen und Holzheizungen.

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**

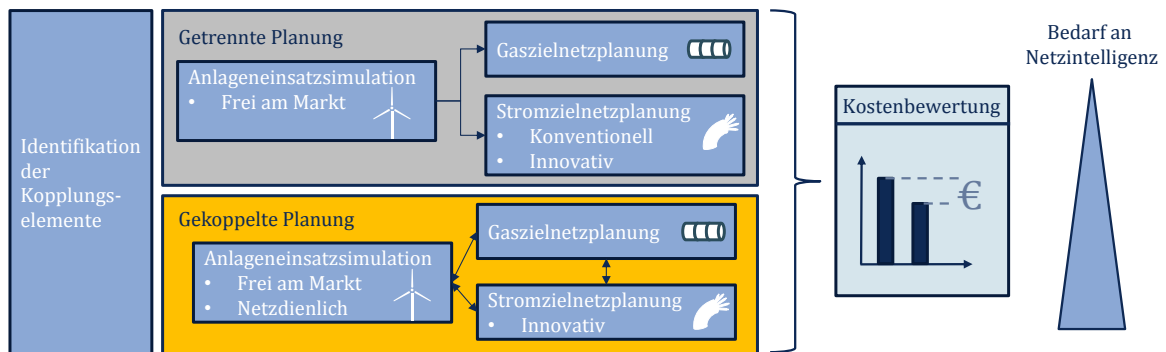
Deshalb untersuchen der Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik (EVT) an der Bergischen Universität Wuppertal sowie das Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) an der RWTH Aachen zusammen mit der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (DBI) sowie der DVGW-Forschungsstelle am 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.

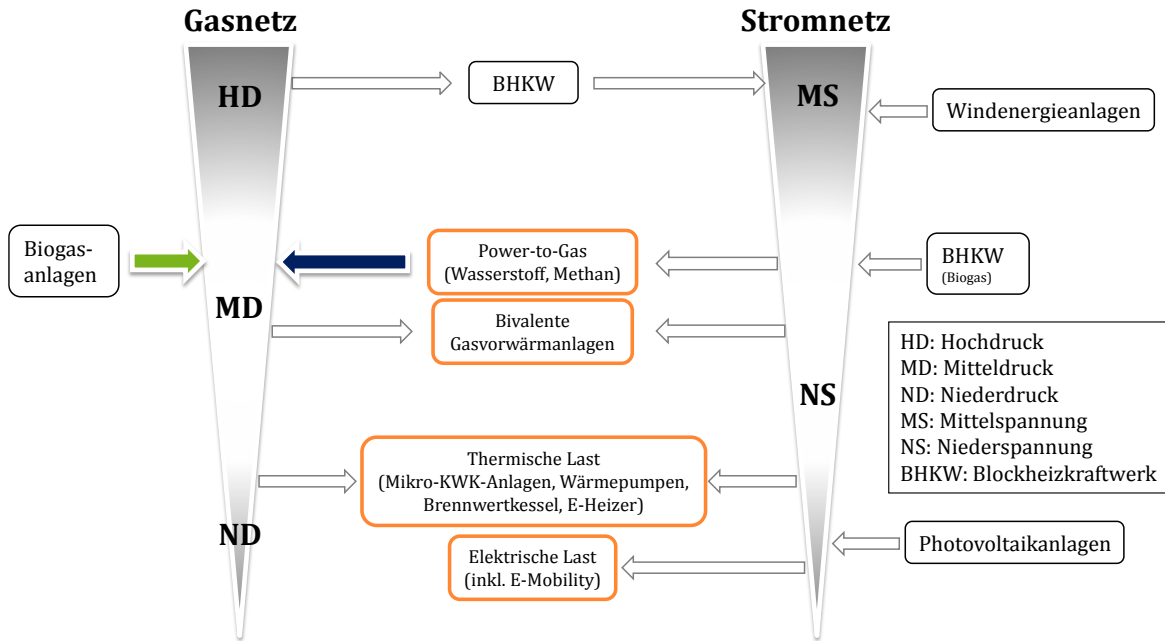
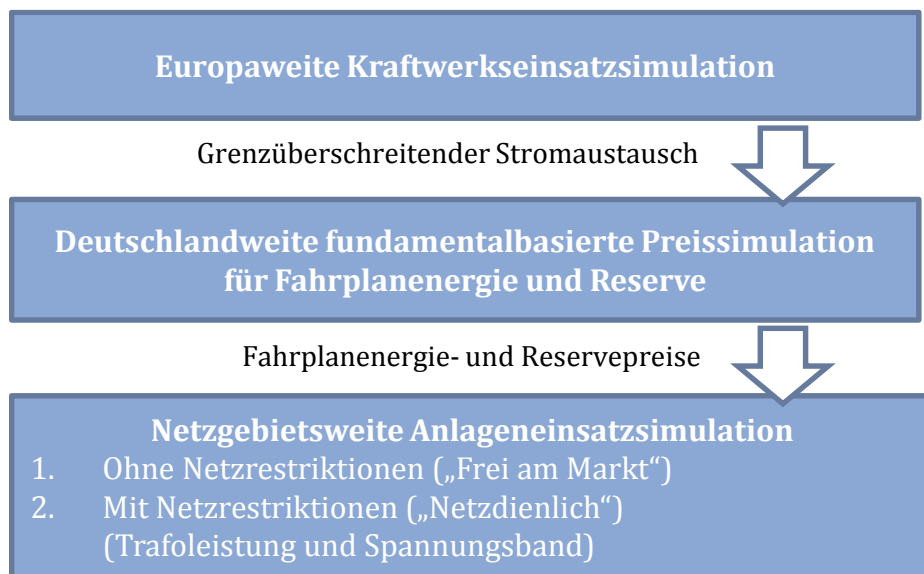


Bild 2.2: Resultierender systemischer Betrachtungsbereich

### 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 Austausch 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.



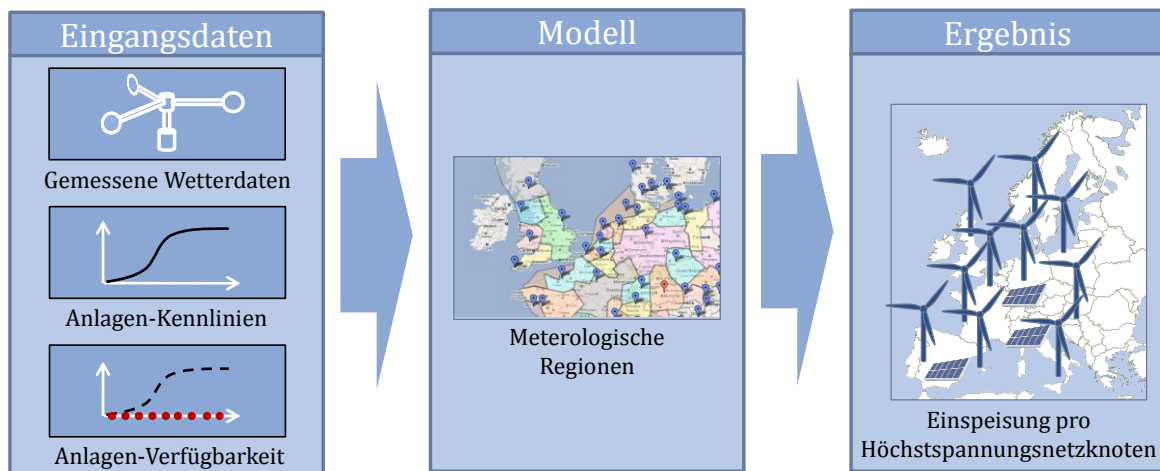
**Bild 2.3: Methodik zur Ermittlung des Anlageneinsatzes**

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**

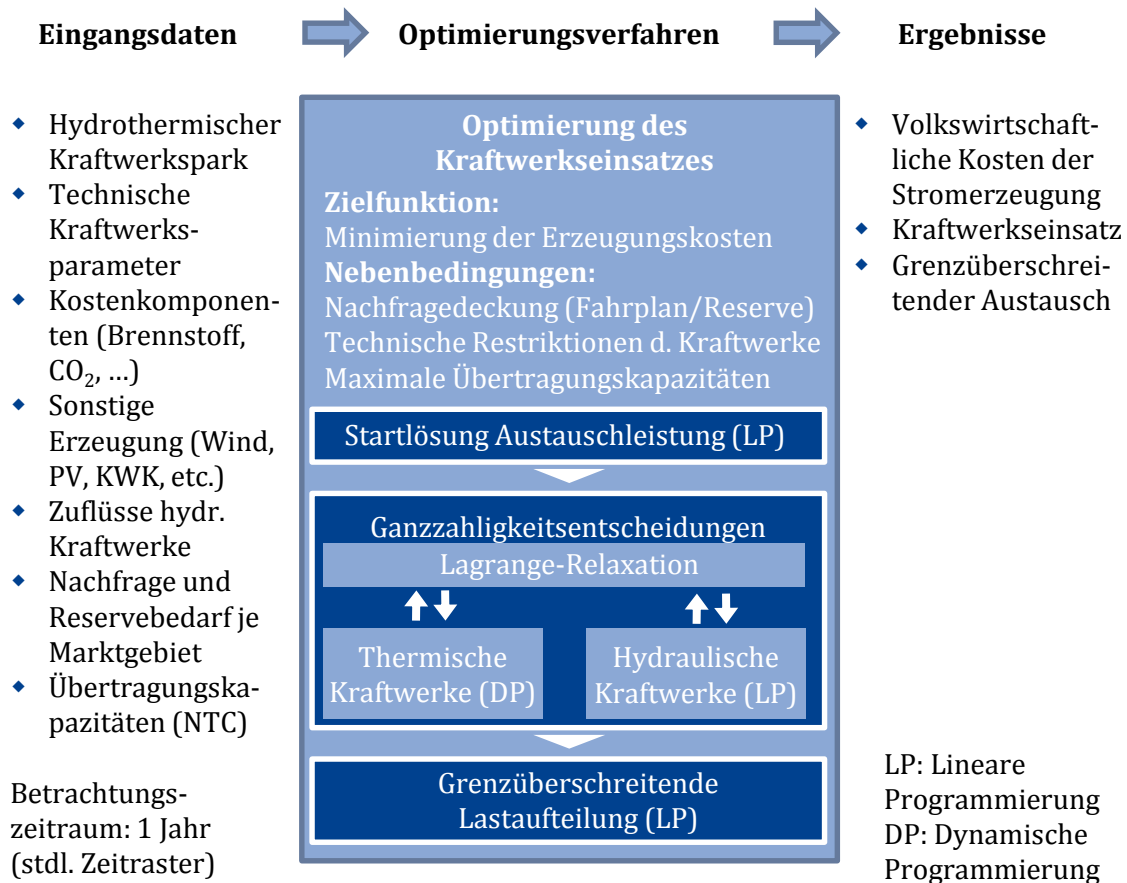
Für die Simulation der Windeinspeisung werden die Marktgebiete in Regionen homogenen Wetters zerlegt. Das deutsche Marktgebiet ist beispielsweise in 16 Festland- und 2 Offshore-Regionen unterteilt. Anhand der installierten Windleistung in der jeweiligen Region, einer typischen Anlagenkennlinie und der 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.

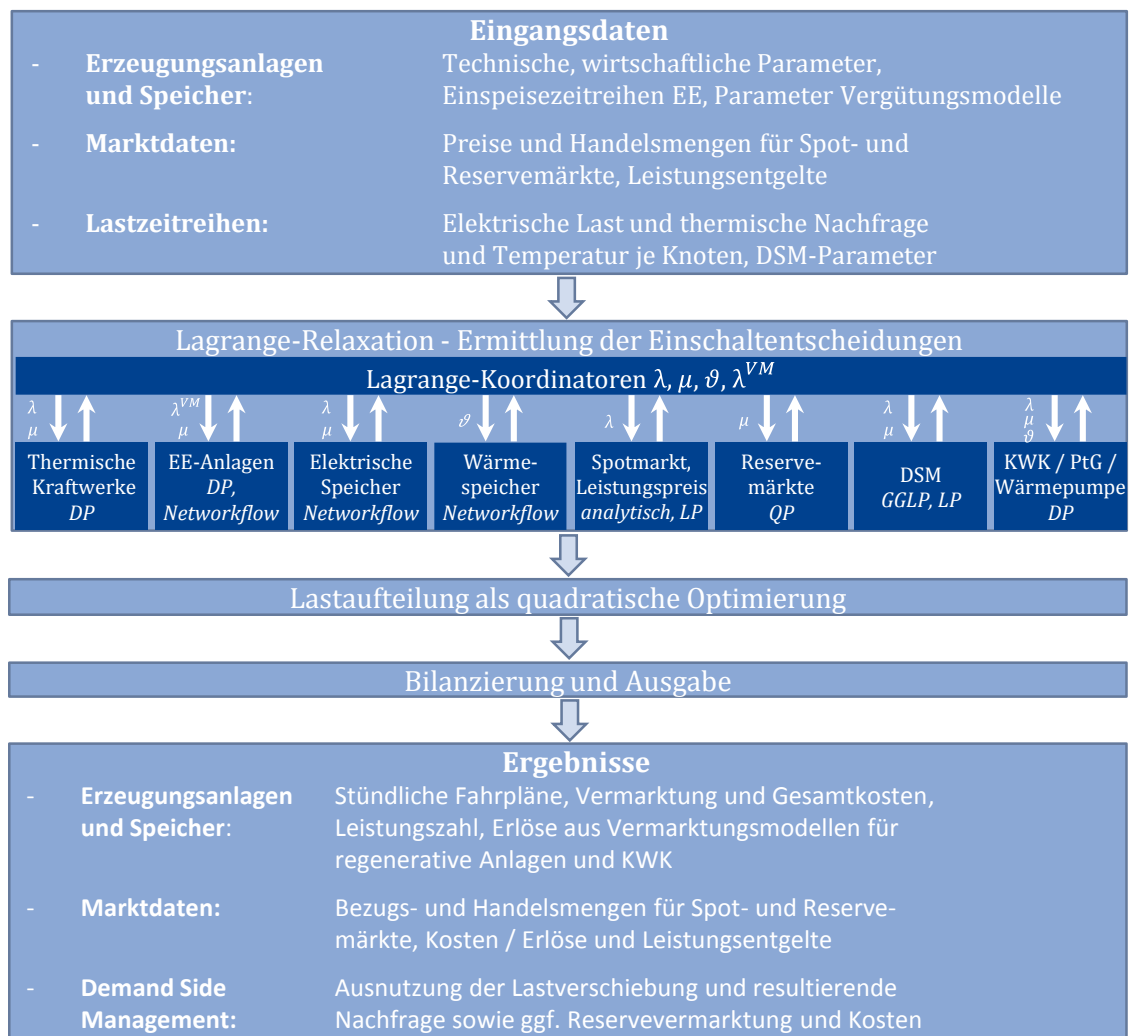
### **Modell zur Simulation des Anlageneinsatzes**

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**

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

**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.

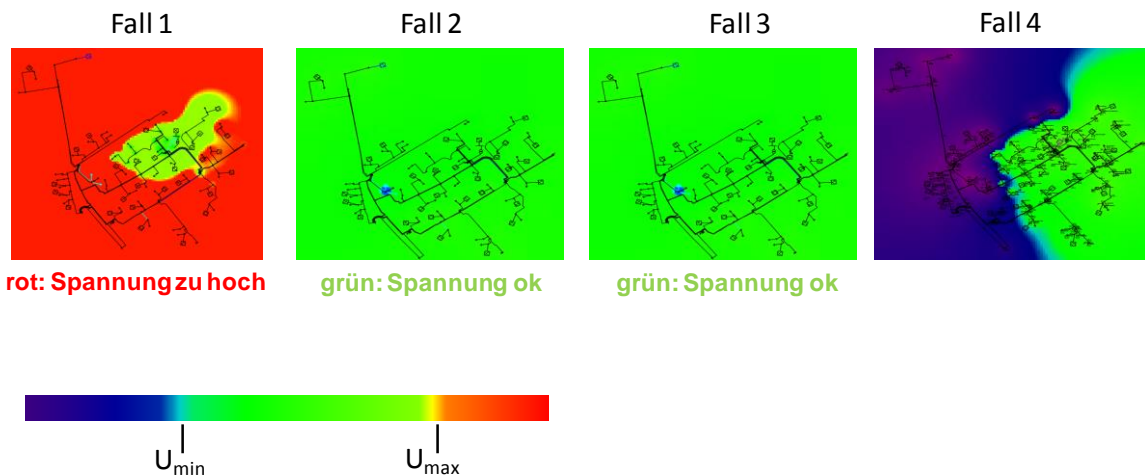
### 2.5.3 Ermittlung der Netzrestriktionen der Kopplungselemente

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  $150 \text{ kW}_{el}$  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/CO<sub>2</sub>-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.

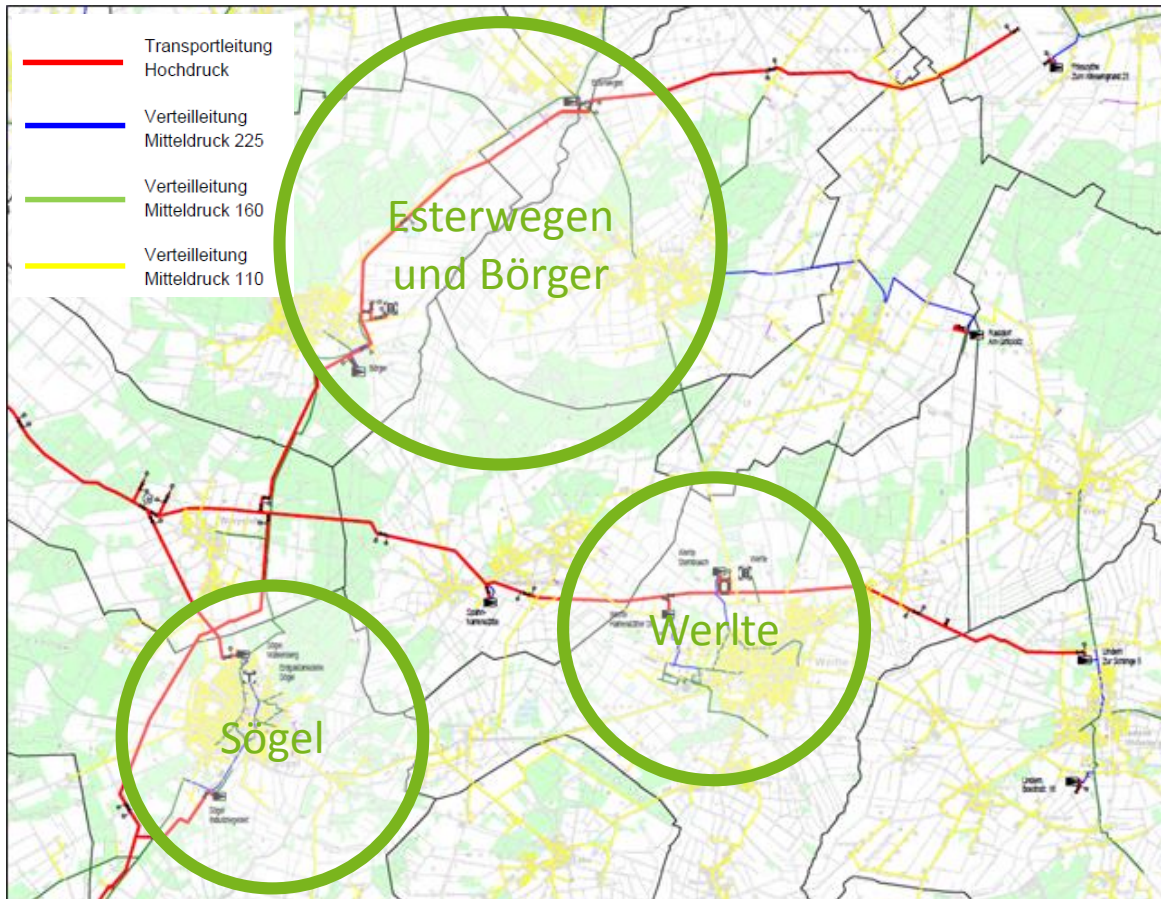
Die Fläche der betrachteten Gasnetze erstreckt sich jeweils über einen signifikant größeren Bereich als das entsprechende Stromnetz. Während stromseitig im NS-Netz jeweils eine ONS mit den dazu gehörigen Straßenzügen betrachtet wird, wird gasseitig immer das ganze Mitteldruck-Ortsnetz untersucht, da 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/km<sup>2</sup>) einem ländlichen Gebiet.

Der jährliche Gasabsatz im Netzgebiet Sögel entspricht mit ca. 20 Mio. m<sup>3</sup>/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. m<sup>3</sup>/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.



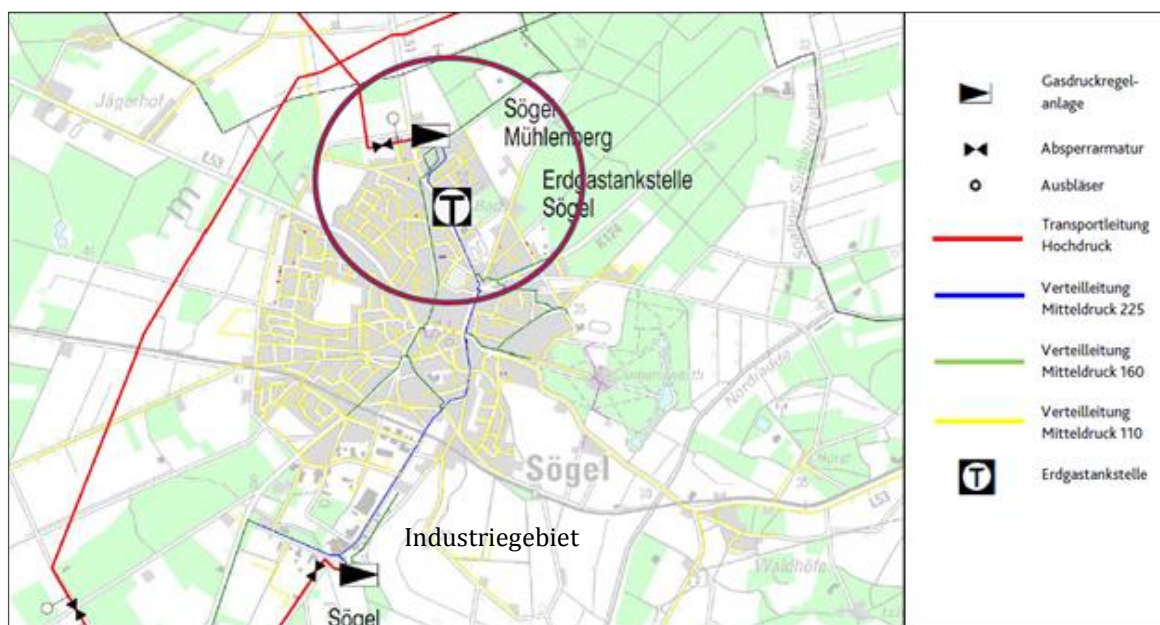
**Bild 3.2: Übersicht Netzgebiet Sögel, Werlte, Esterwegen der EWE Netz GmbH, nach (EWE Netz GmbH)**

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)

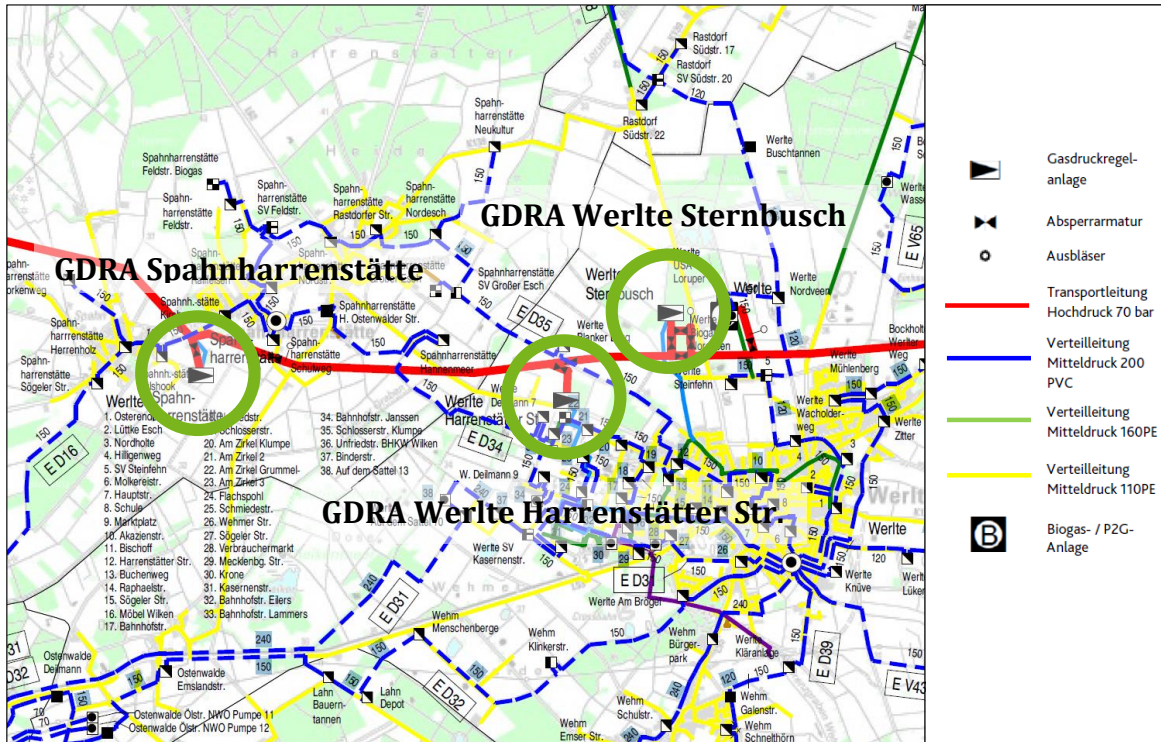
Größe (Stand 1. Quartal 2013)	Wert
ONT: installierte Leistung [kVA]	400
DEA: installierte Leistung [kW <sub>el</sub> ]	510
DEA: installierte Leistung (inkl. Kurzzeitplanung) [kW <sub>el</sub> ]	523
Anzahl PVA	19
Anzahl PVA (inkl. Kurzzeitplanung)	20
Hochgerechneter Jahresverbrauch Erdgas [MWh]	1.463
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 <sub>el</sub> ]	2,7
Maximale Lieferleistung [MW <sub>el</sub> ]	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

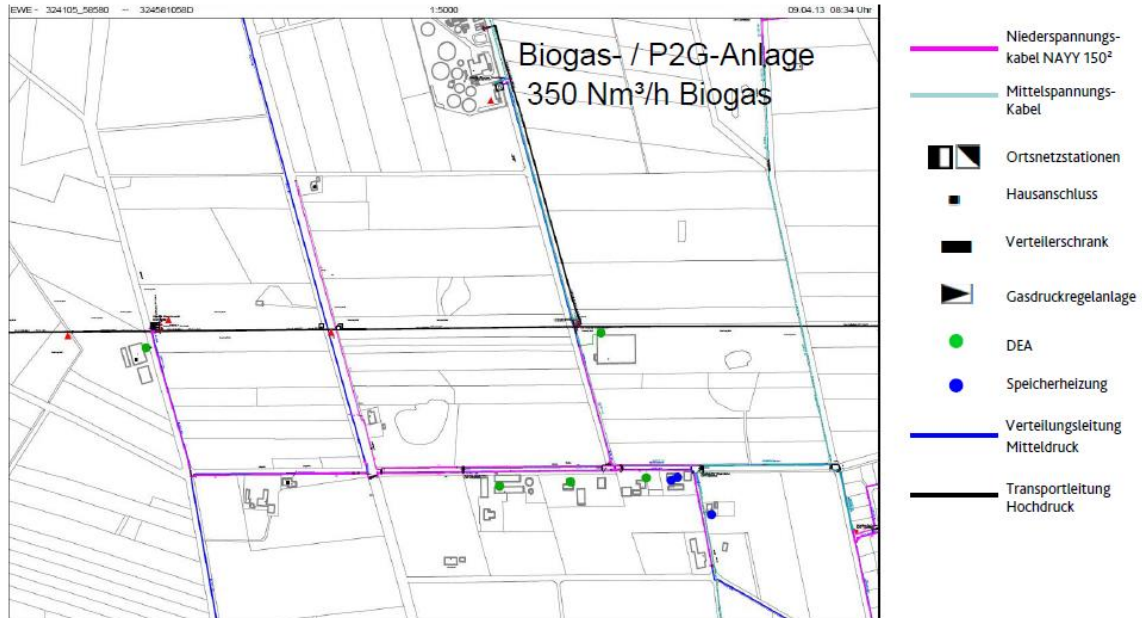
Als Repräsentant für ein typisches ländliches Niederspannungsnetz / Gasverteilungsnetz wird das Ortsnetz Steinfehn in Werlte im Landkreis Emsland untersucht. In Werlte existieren zwei GDRA (*Sternbusch* und *Harrenstätter Str*) und im Nachbarort Spanharrenstätte die GDRA *Spahnharrenstätte*, deren Einspeisedruck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

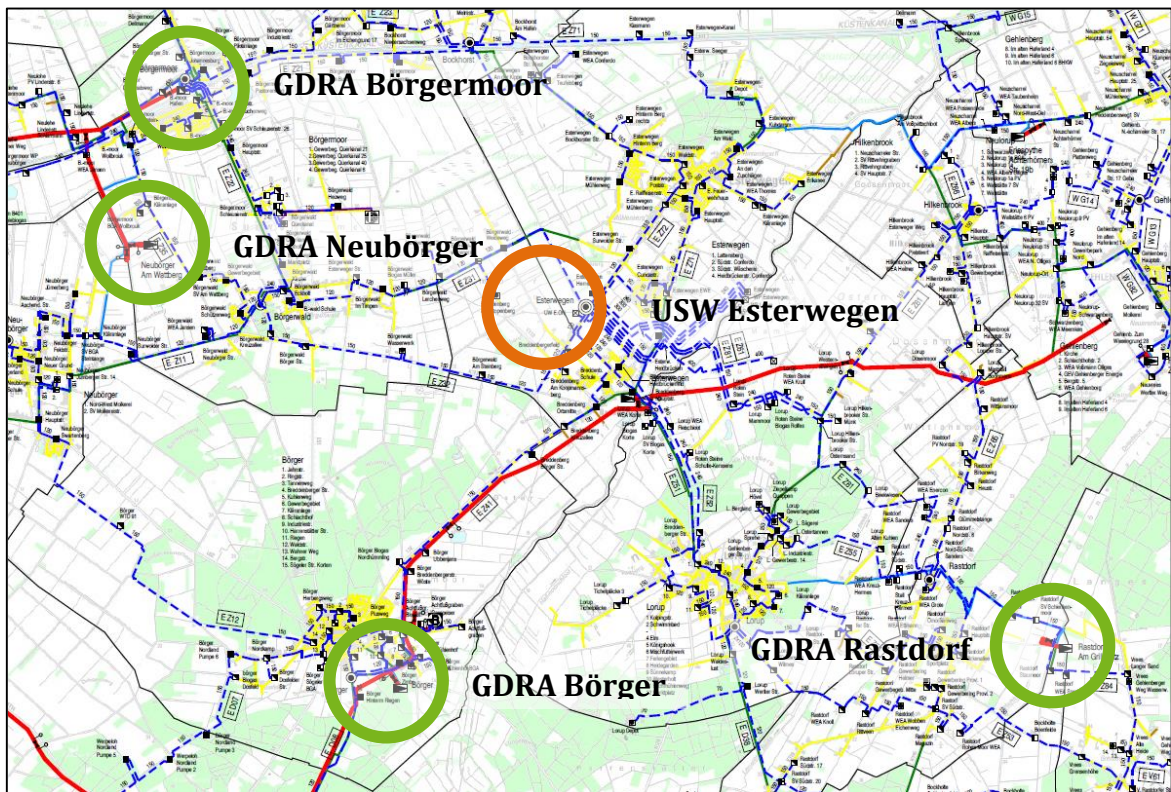
Tabelle 3.2: Werlte, Steinfeld: Kennzahlen des Ortsnetzes (Quelle: EWE)

Größe (Stand 1. Quartal 2013)	Wert
ONT: installierte Leistung [kVA]	250
DEA: installierte Leistung [kW <sub>el</sub> ]	169
DEA: installierte Leistung (inkl. Kurzzeitplanung) [kW <sub>el</sub> ]	437
Anzahl PVA	4
Anzahl PVA (inkl. Kurzzeitplanung)	6
PVA: installierte Leistung [kW <sub>p</sub> ]	149
PVA: installierte Leistung (inkl. Kurzzeitplanung) [kW <sub>p</sub> ]	341
Anzahl BHKW	2
Anzahl BHKW (inkl. Kurzzeitplanung)	3
BHKW: installierte Leistung [kW <sub>el</sub> ]	20,7
BHKW: installierte Leistung (inkl. Kurzzeitplanung) [kW <sub>el</sub> ]	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 <sub>el</sub> ]	25
Maximale Lieferleistung [MW <sub>el</sub> ]	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
<b>WEA an Land mittlere Ausnutzung [h/a]</b>	1.500	2.195	2.345	2.600
<b>PVA inkl. Umrichter mittlere spez. Ausbeute [kWh/kW<sub>p</sub>/a]</b>	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
<b>Gasturbine (klein)</b>	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 <sub>2</sub>	5 – 3.400 (el)	Testphase
PEM-Elektrolyseur	Strom	H <sub>2</sub>	5 – 350 (el)	Testphase
Methanisierung	H <sub>2</sub> /CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> /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<sub>el</sub> 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

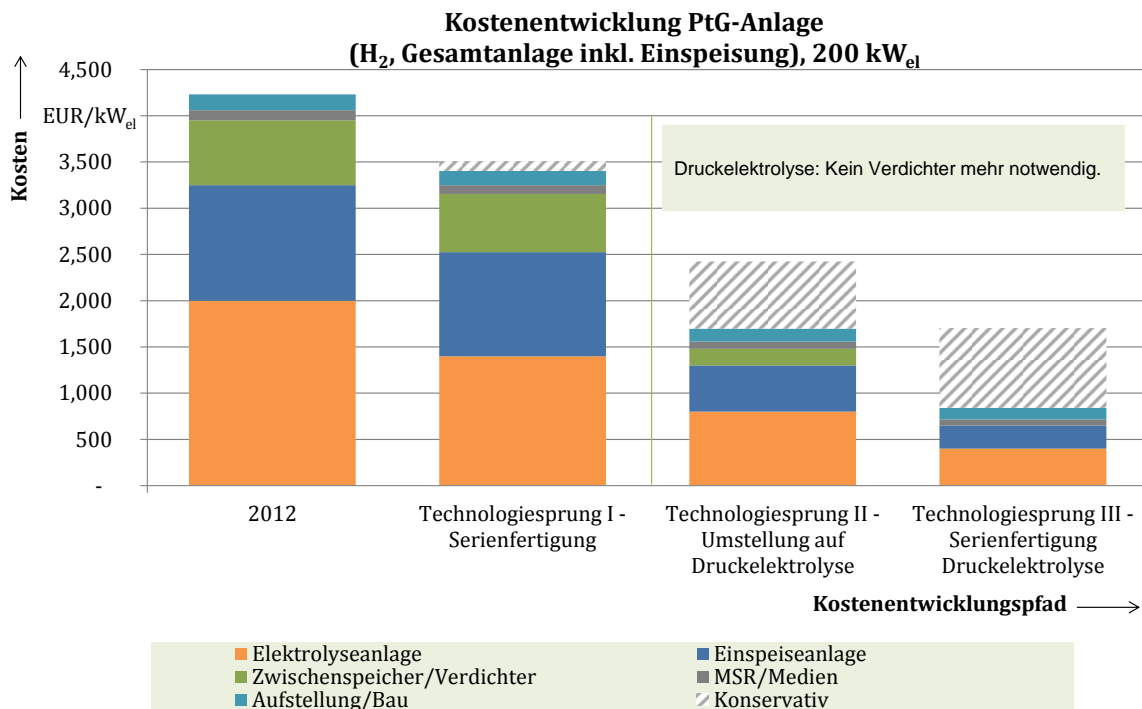
Der Stromanschluss der Anlagen (Trafo und Kabel) werden im Projekt auf der Stromseite berücksichtigt.

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 (H<sub>2</sub>, Gesamtanlage inkl. Einspeisung), 200 kW<sub>el</sub>**

### Technologiesprung II – Umstellung auf Druckelektrolyse:

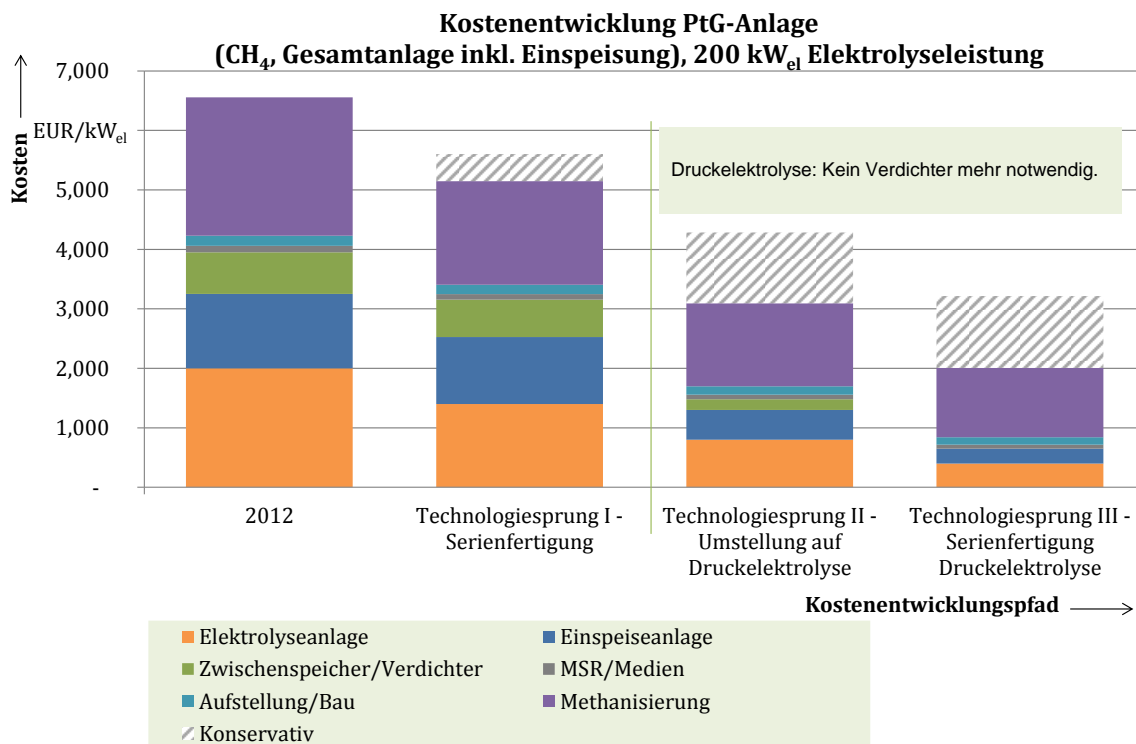
- Generelle stetige Kostenreduktion durch Weiterentwicklung/Optimierung
- Technologiesprung von atmosphärische Elektrolyse auf Druckelektrolyse (kein Verdichter für die Einspeisung/Zwischenspeicherung mehr notwendig)
- Die Einspeiseanlage benötigt keine Prozessgaschromatographen (PGC) mehr

- 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 (CH<sub>4</sub>, Gesamtanlage inkl. Einspeisung), 200 kW<sub>el</sub> Elektrolyseleistung**

Die spezifischen Kosten für PtGA nehmen mit zunehmender Anlagenleistung deutlich ab. Für Methanisierungsanlagen mit einer Elektrolyseurs-Leistung von 10 MW<sub>el</sub> wird von folgenden Kosten ausgegangen:

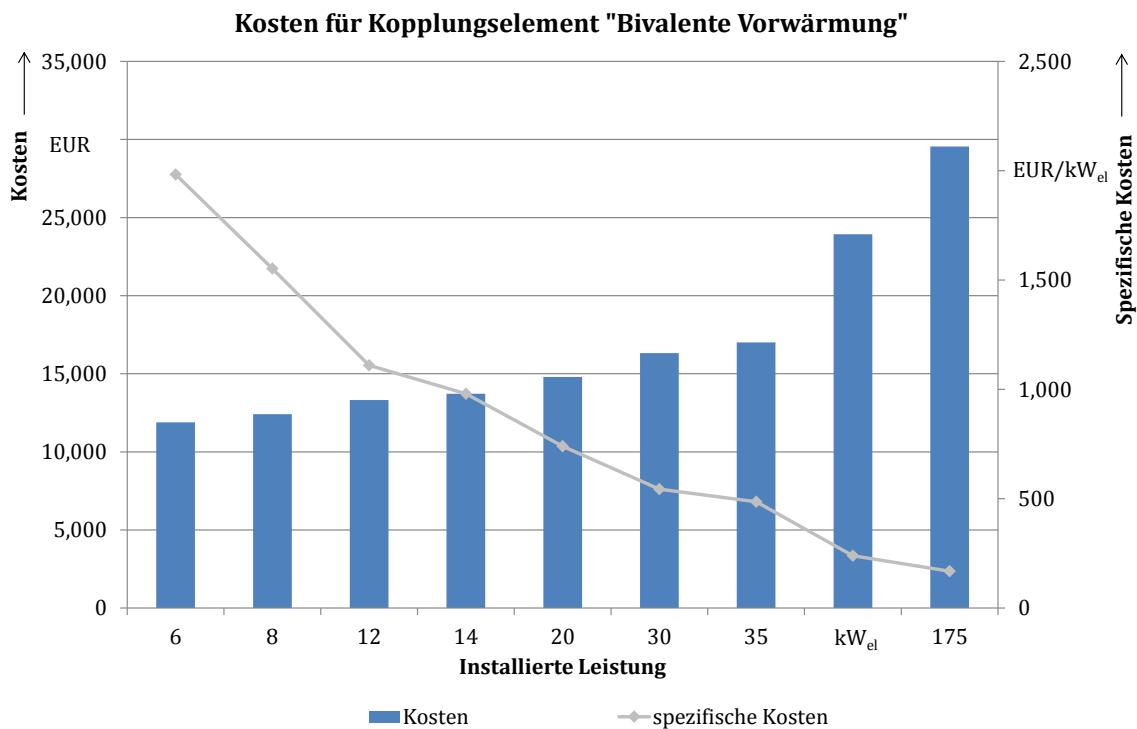
**Tabelle 3.7: Kostenentwicklung Methanisierung (Elektrolyseurs-Leistung 10 MW<sub>el</sub>)**

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 NAYY<sup>1</sup> 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 3X1X500<sup>2</sup> 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

---

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> 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 mm<sup>2</sup>.



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 verfügbar<sup>3</sup> 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).

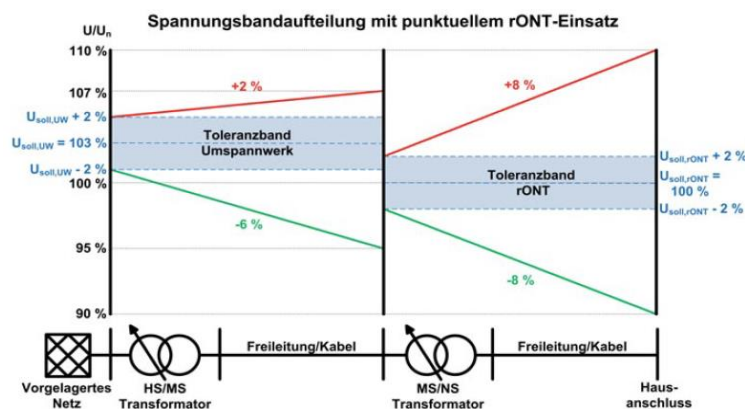
In Ortsnetzen mit langen Strängen, bei denen einzelnen Strängen eine hohe Last und andere eine hohe Einspeiseleistung anbinden, kann der rONT Spannungsbandverletzungen in

---

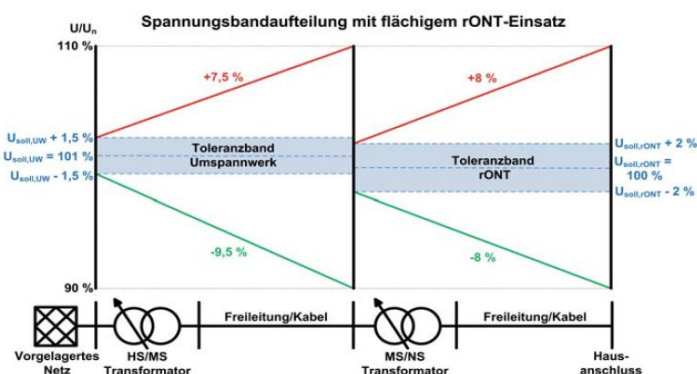
<sup>3</sup> Beispielsweise bietet der Hersteller Maschinenfabrik Reinhausen GmbH das Modell GRIDCON® TRANSFORMER an, der in der Größe 800 kVA verfügbar ist [32].

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]**

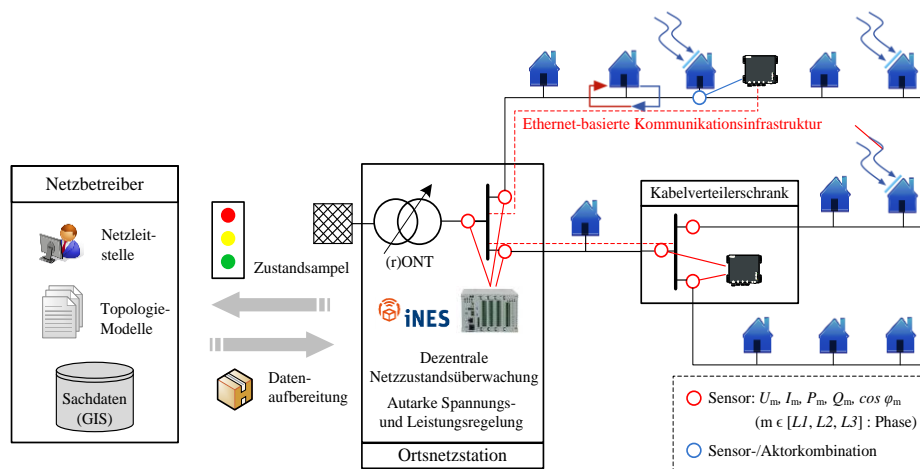


**Bild 3.12: Spannungsbandaufteilung mit flächendeckendem Einsatz von rONT im Gebiet des UW [16]**

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 <sup>4</sup>	
	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
<b>NS-Komponenten:</b>	<b>Preise</b>	
Kabelverlegung unter Gehweg/Straße [EUR/m]	60	
Kabelverlegung unbefestigte Oberfläche [EUR/m]	20	
Kabel NAYY 4X240 ohne Verlegung [EUR/m]	20	

<sup>4</sup> 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 <sup>5</sup> (Pauschale) [EUR]	14.000
<b>MS-Komponenten:</b>	<b>Preise</b>
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 <sup>5</sup> (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

---

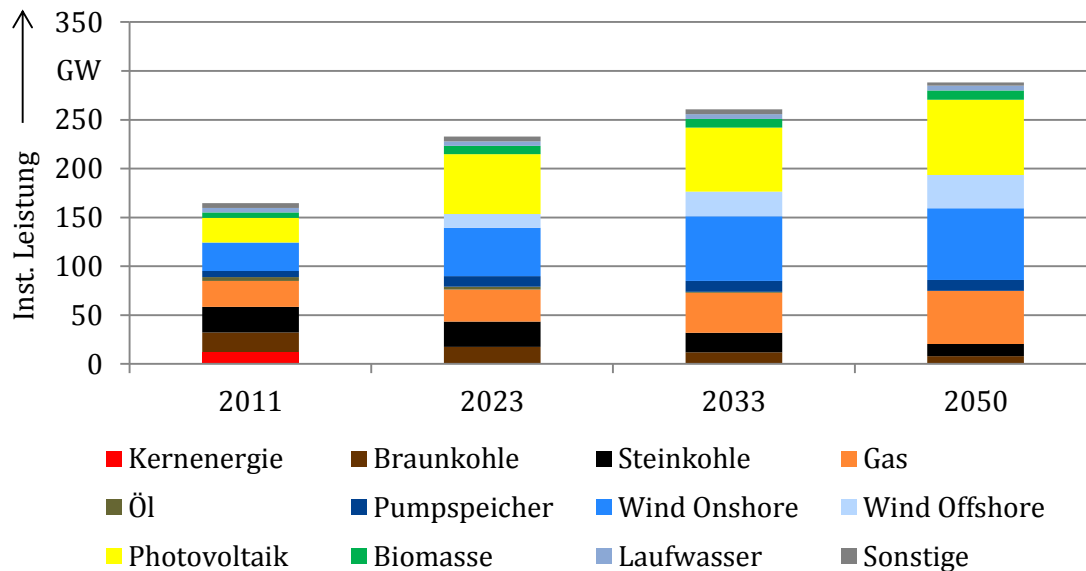
<sup>5</sup> Für eine detaillierte Kostenbetrachtung für Smart-Grid-Systeme siehe Abschnitt 4.3.6

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**

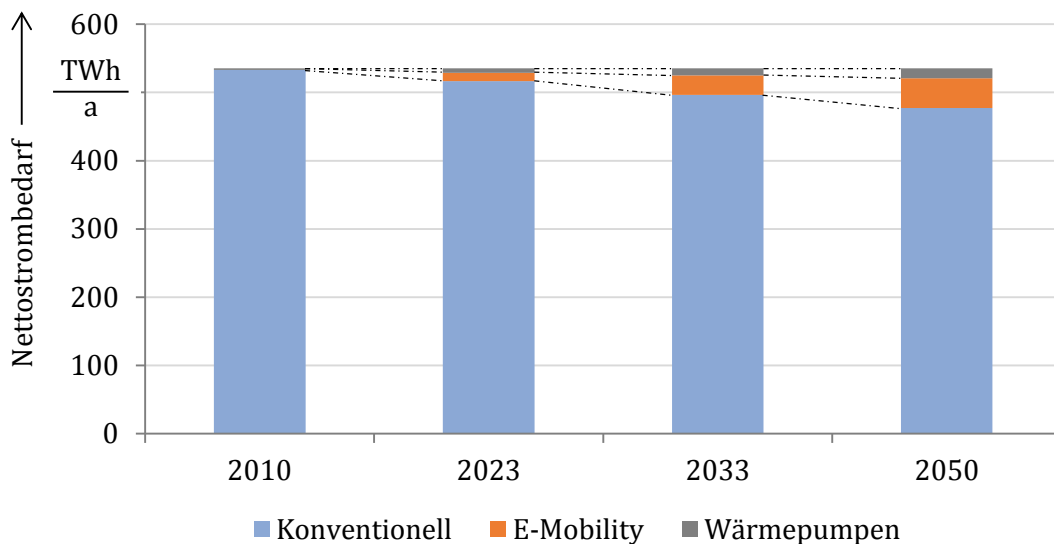
Für die Kraftwerksparks im europäischen Ausland werden analog zum Vorgehen im NEP Strom aus dem ENTSO-E „System Adequacy Forecast & Scenario Outlook“ [21] das Szenario B für das Stützjahr 2023 und das Szenario EU2020 für das Stützjahr 2033 hinterlegt. Im Stützjahr 2050 wird für die EE-Kapazitäten ein 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.

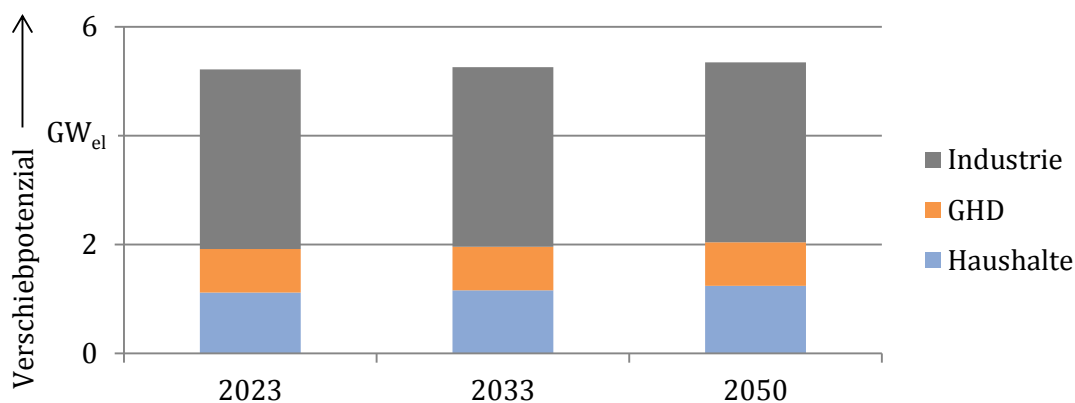


Bild 3.16: Lastverschiebepotenzial nach Sektoren

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

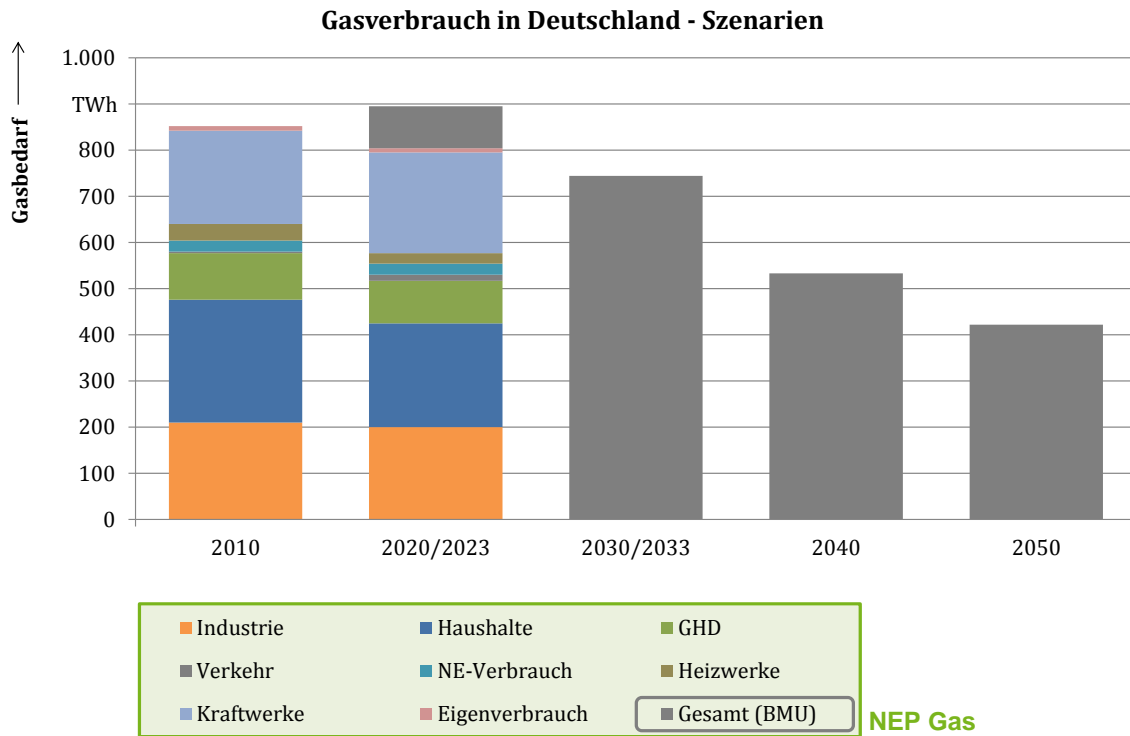
entsprechenden Verschiebepotenzials modelliert. Für die Nachfrage der Wärmepumpen wird ein temperaturabhängiges Lastprofil hinterlegt.

### **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.

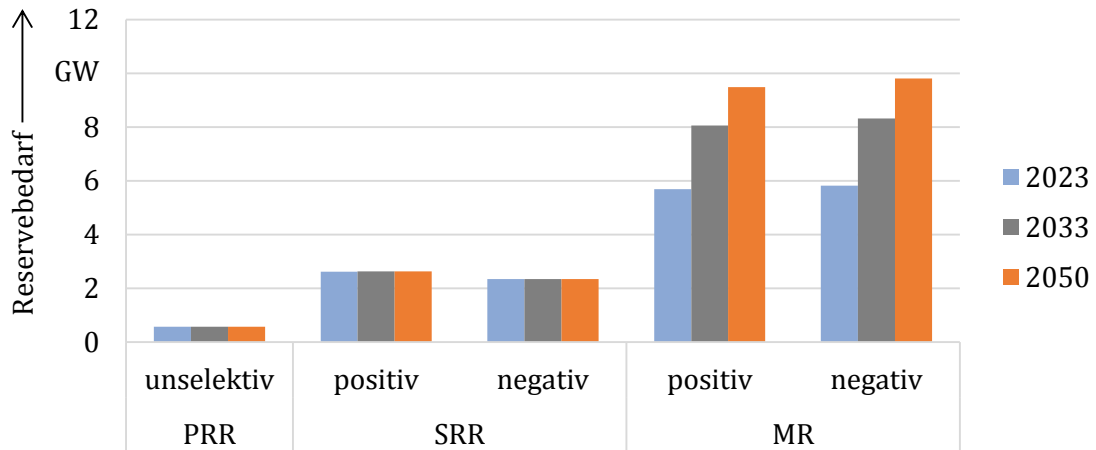
In der BMU-Leitstudie erfolgt die Prognose des Erdgasverbrauchs für die Bereiche Strom aus Kondensationskraftwerken, Strom und Wärme aus KWK, Raumheizung Warmwasser, Prozesswärme (Industrie) und Kraftstoff bis zum Betrachtungsjahr 2050. Im untersuchten Szenario 2010 A der BMU Leitstudie sind für die 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 CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise**

Entscheidend für die Einsatzreihenfolge der verschiedenen Erzeugungstechnologien in den Marktsimulationen sind die variablen Kosten und damit die Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise. Für Braunkohle bzw. Kernenergie werden Preise von 1,5 EUR/MWh<sub>th</sub> bzw. 0,35 EUR/MWh<sub>th</sub> als konstant für alle Stützjahre angenommen. Bei allen anderen Energieträgern und den CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-Zertifikaten hingegen werden für die Zukunft deutlich ansteigende Preise erwartet.

Tabelle 3.10: Entwicklung der Brennstoffkosten und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise

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

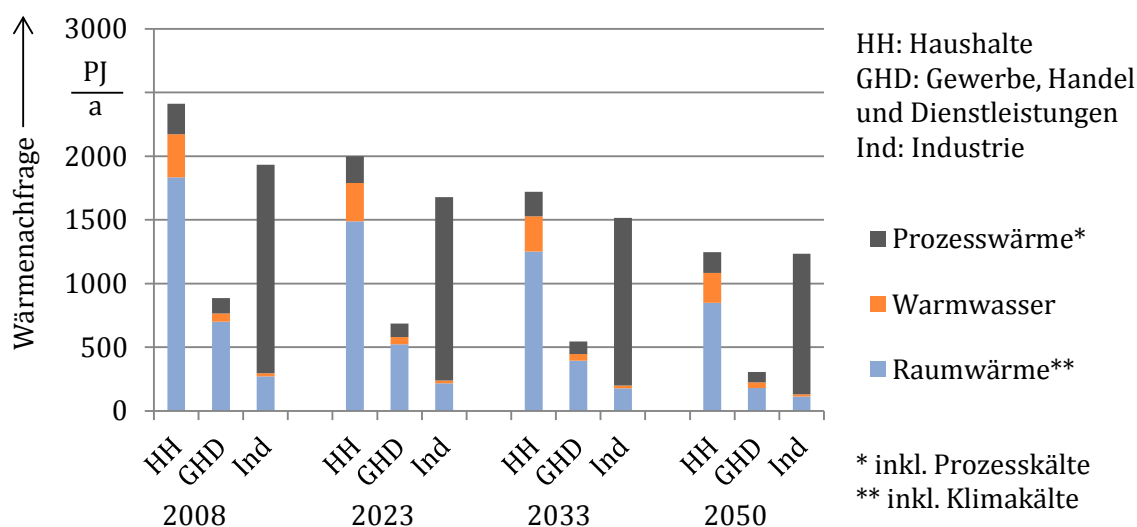
### Austauschkapazitäten im Stromübertragungsnetz

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

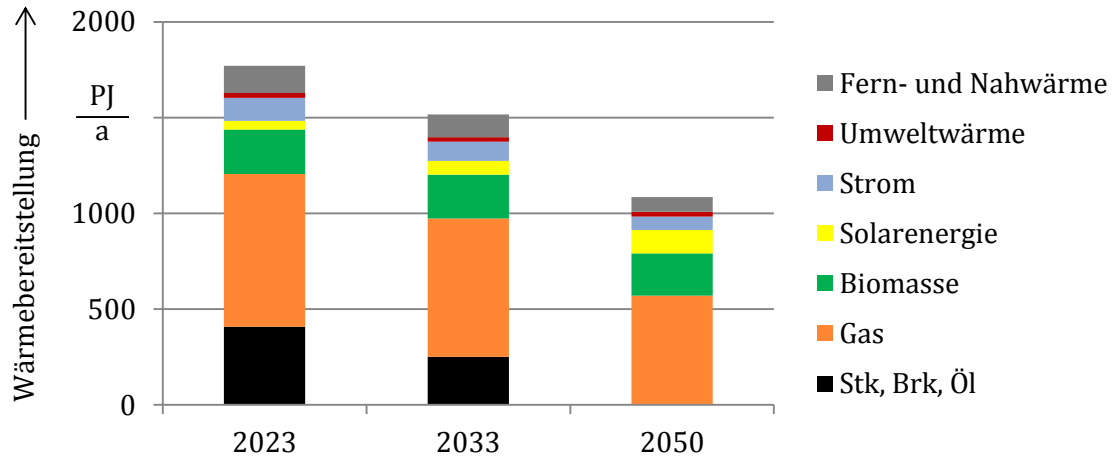
Gebäudesanierungen, dem geografischen Wandel sowie Effizienzsteigerungen bei industriellen Prozessen wird für die Zukunft von einem sinkenden Wärmebedarf ausgegangen. Im Rahmen dieser Studie wird eine Entwicklung der Wärmenachfrage entsprechen den Prognosen der BMU Leitstudie angenommen (siehe Bild 3.19).



**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

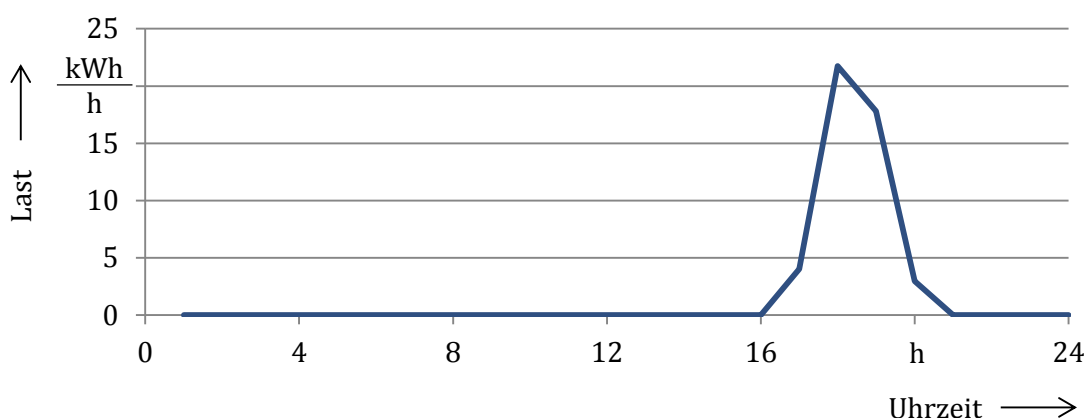
### 3.5.1 Entwicklung der Verbrauchssituation

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.

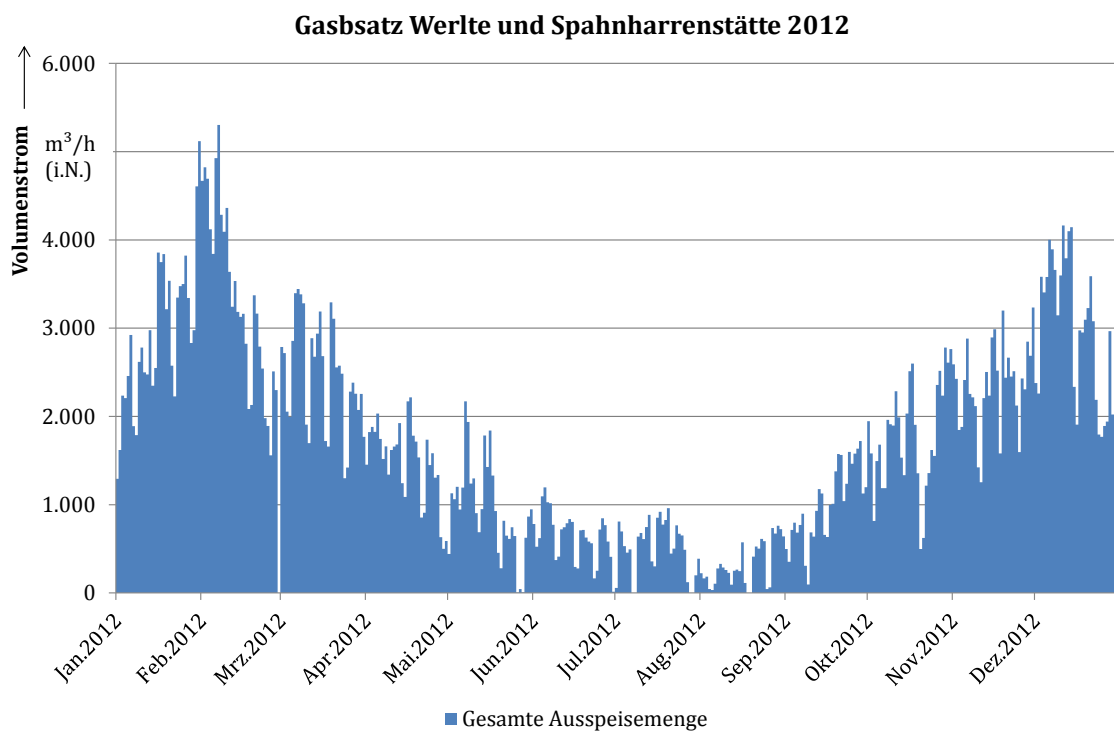
Die Höhe der umgewandelten Energie von Wärmepumpen geht nicht als im Voraus festgelegte Lastzeitreihe in das Modell ein, da Wärmepumpen als Erzeugungseinheit modelliert werden und somit innerhalb der Simulation als Nachfrager elektrischer Energie auftreten und die als Zeitreihe vorgegebene Wärmelast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

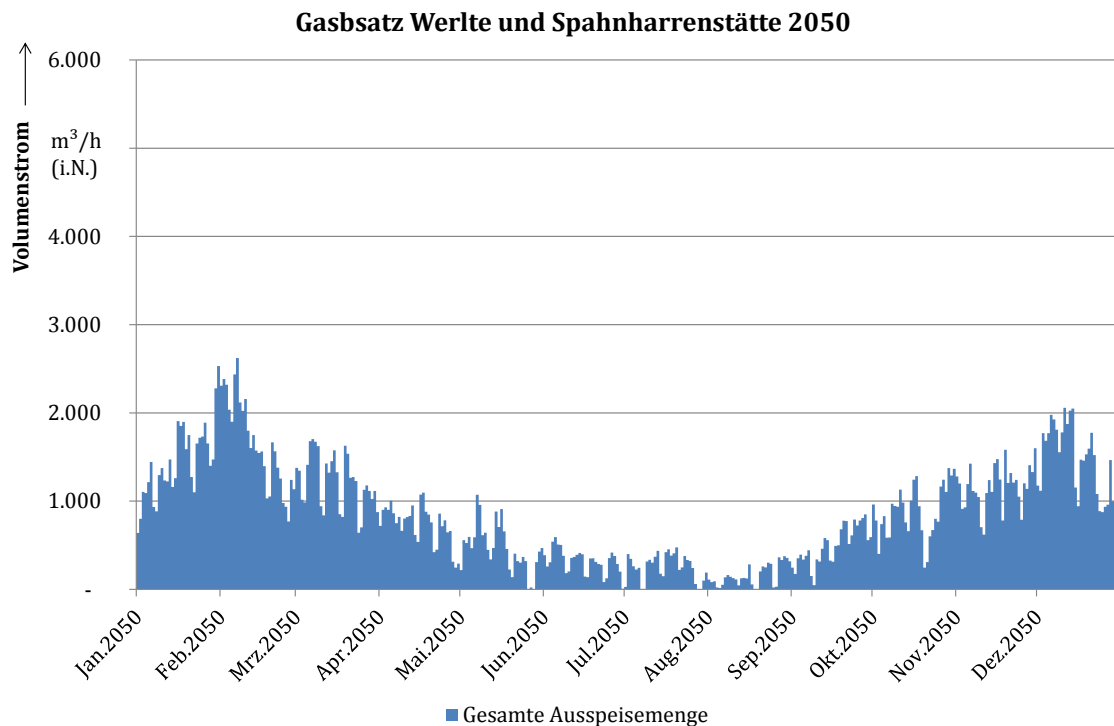
In Sögel und Werlte liegt der gemessene Jahresgasverbrauch 2012 der einzelnen Endverbraucher vor und kann direkt als Eingangsparameter zur Bestimmung der Wärmelastgänge verwendet werden. In Esterwegen wird der Jahresgas- bzw. Wärmeverbrauch anhand des gesamten deutschen Jahreswärmebedarfs abgeschätzt, 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).

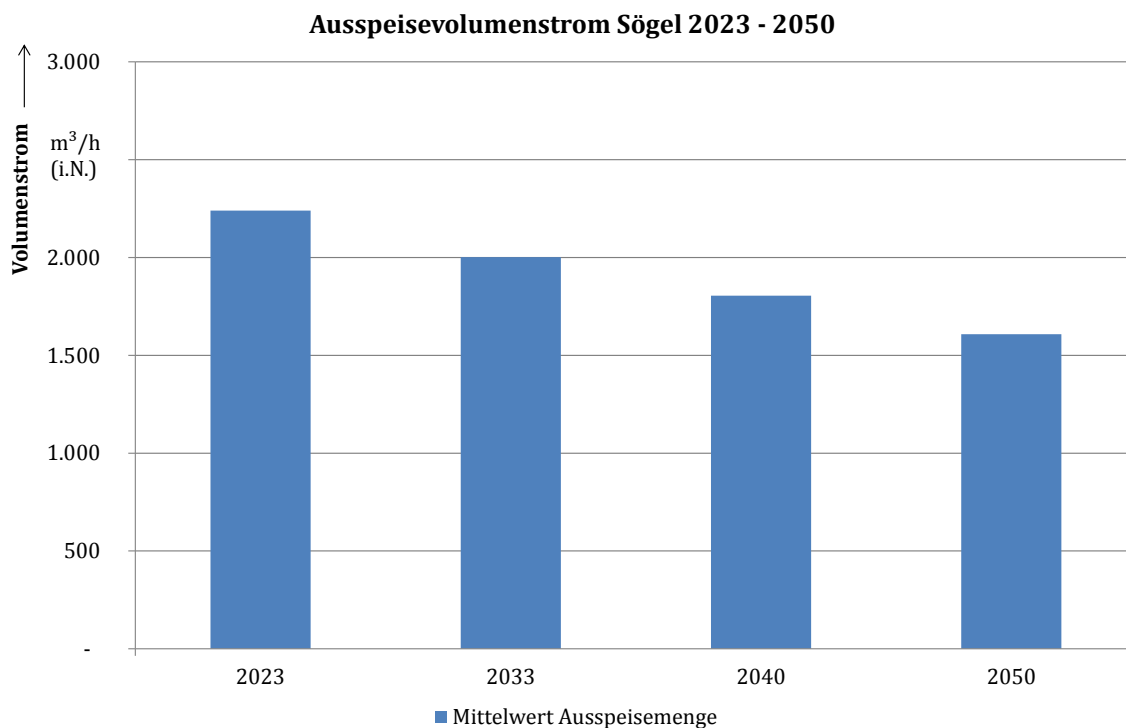


**Bild 3.22: Gasabsatz Werlte/Spahnharrenstätte 2012**



**Bild 3.23: Gasabsatz Werlte/Spahnharrenstätte 2050**

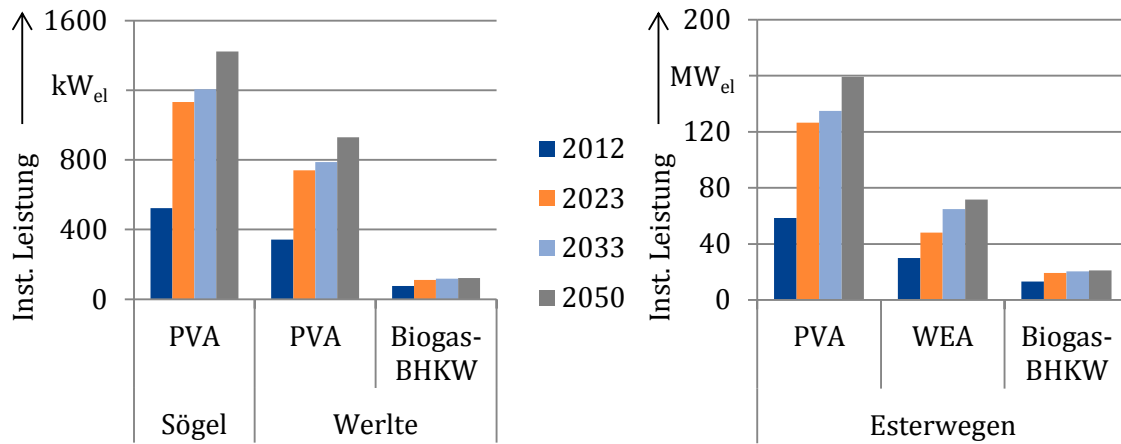
Für das Gebiet Sögel, bei welchem ein großer Teil des Gasabsatzes aus der Versorgung eines Industriegebiets resultiert, wird die Halbierung des Gasabsatzes bis 2050 nur für den raumwärmebedingten Teil angewandt, so dass hier ein wesentlich geringerer Rückgang des Gasabsatzes prognostiziert wird als in 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
<b>Brennstoffzellen (KWK)</b>	0,1%	0,8%	3,1%	12,3%
<b>Stirling-Motoren (KWK)</b>	0,2%	1,5%	4,1%	10,5%
<b>Otto-Motoren (KWK)</b>	0,4%	2,4%	4,6%	7,3%
<b>Wärmepumpen (elektrisch)</b>	2,0%	2,8%	3,1%	3,2%
<b>Gas-Wärmepumpen</b>	0,1%	0,8%	1,4%	1,7%
<b>Sonstige</b>	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:

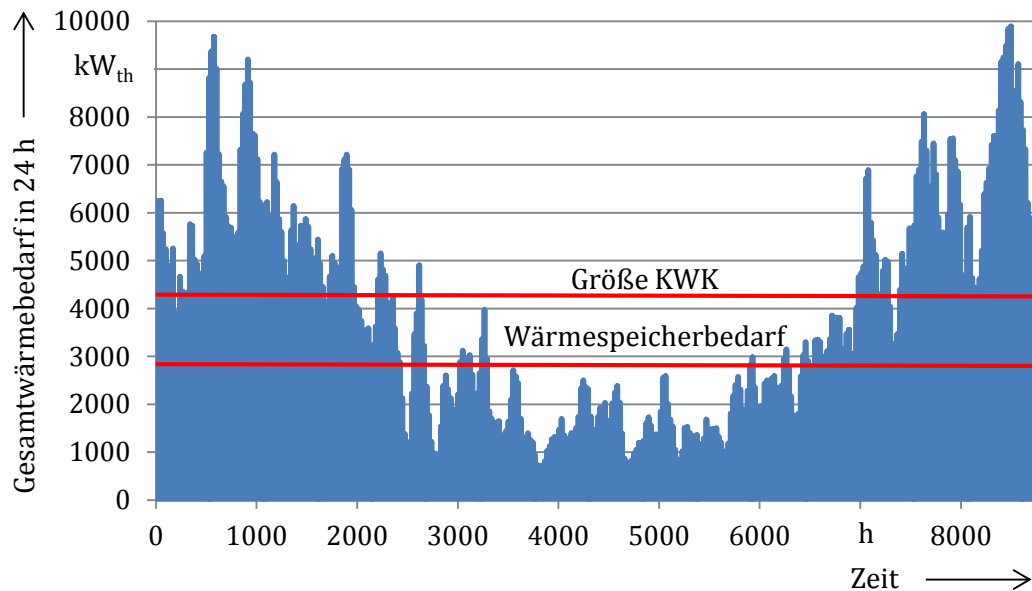
- Zur Minimierung des Verschleißes soll die KWK-Anlage nur einmal am Tag anlaufen
- Insgesamt soll die KWK-Anlage  $\frac{1}{2}$  Jahr betrieben werden können, um eine Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten
- Der Speicher ist ein Wasserspeicher mit einer Arbeitstemperatur von 20 K und einem optimistischen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

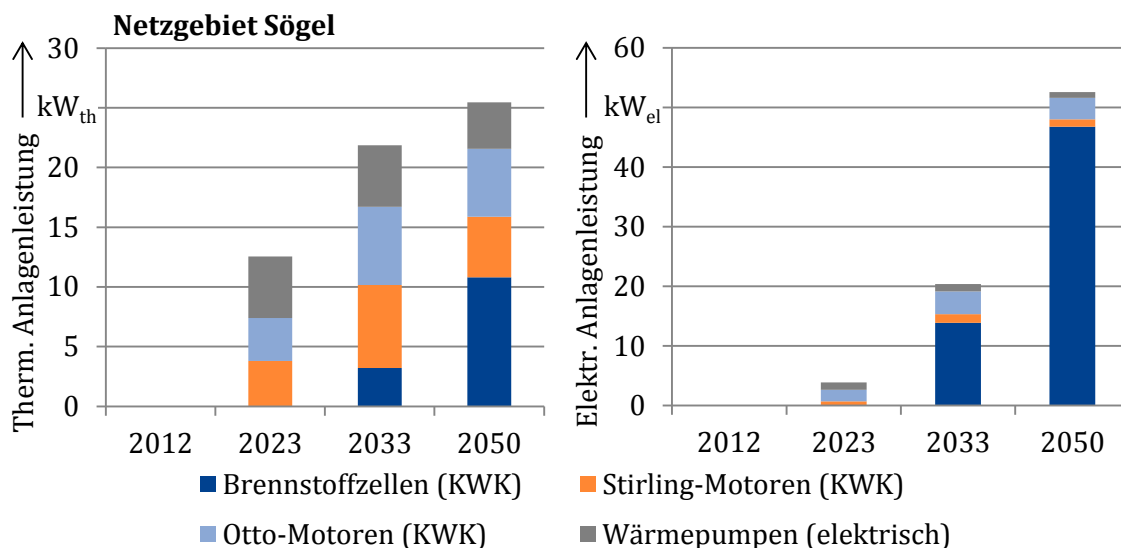
Anschließend wird der Wärmebedarf für 24 h-Scheiben für das Gebiet ermittelt. Aus diesem täglichen Wärmebedarf kann dann die KWK- und Wärmepumpendimensionierung und die Speichergröße abgeleitet werden (vgl. Bild 3.26). Anschließend werden die Ergebnisse auf den individuellen Verbraucher mit den unterschiedlichen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



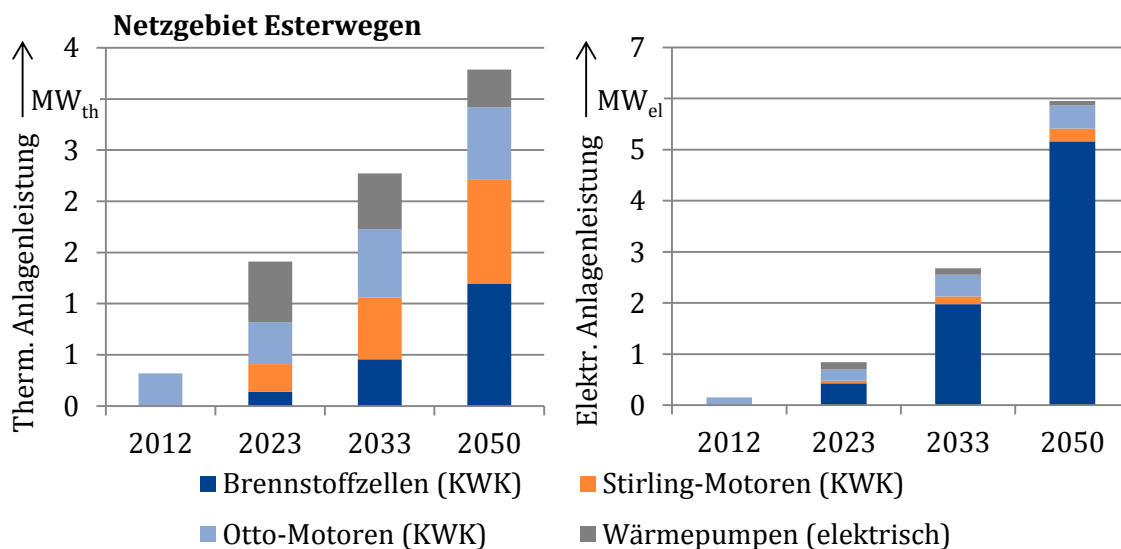


**Bild 3.26: Wärmebedarf für 24 h am Beispiel Sögel**

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.

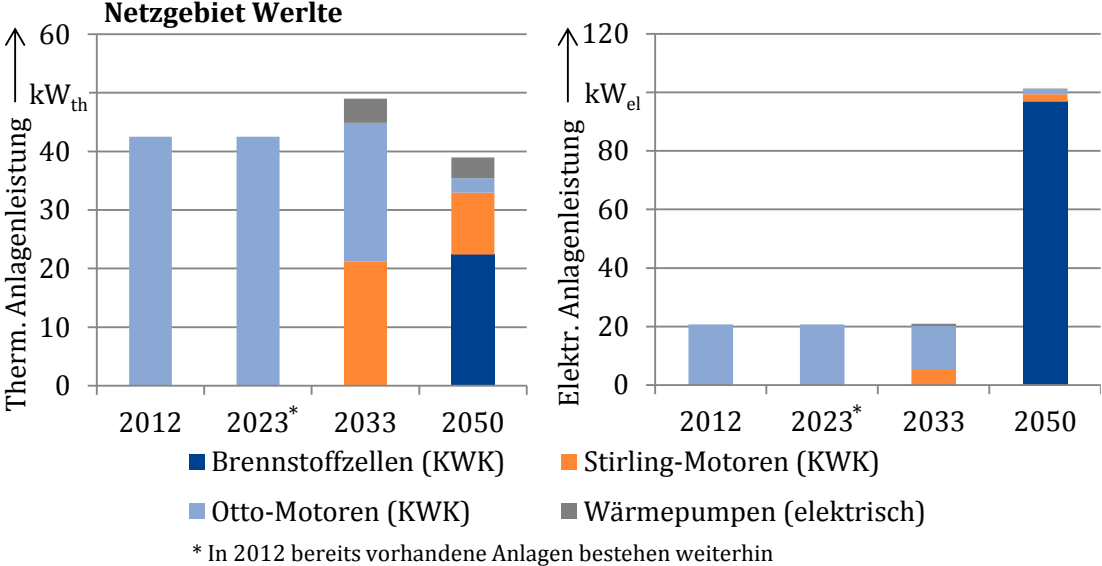
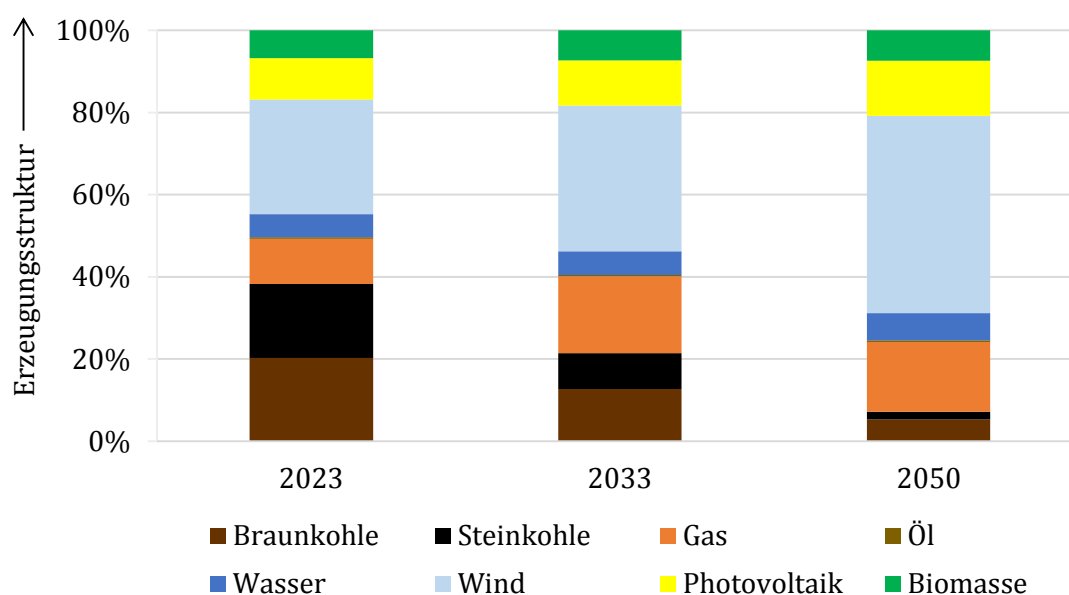


Bild 3.29: Installierte Leistung der KWK-Anlagen- und Wärmepumpen in Werlte

## 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.

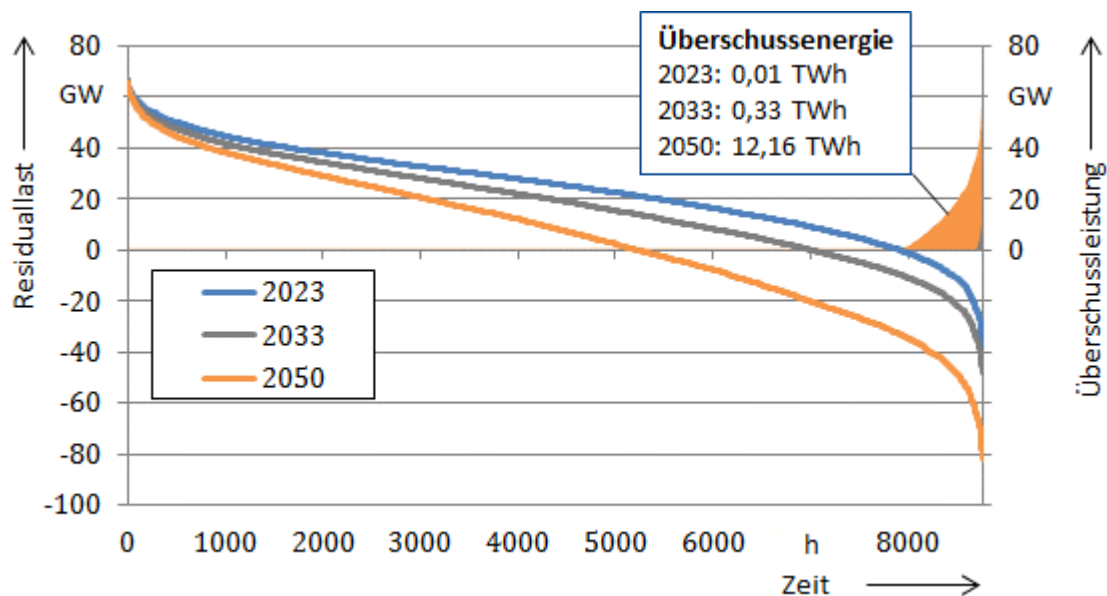


**Bild 4.1: Entwicklung der Stromerzeugungsstruktur in Deutschland**

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.

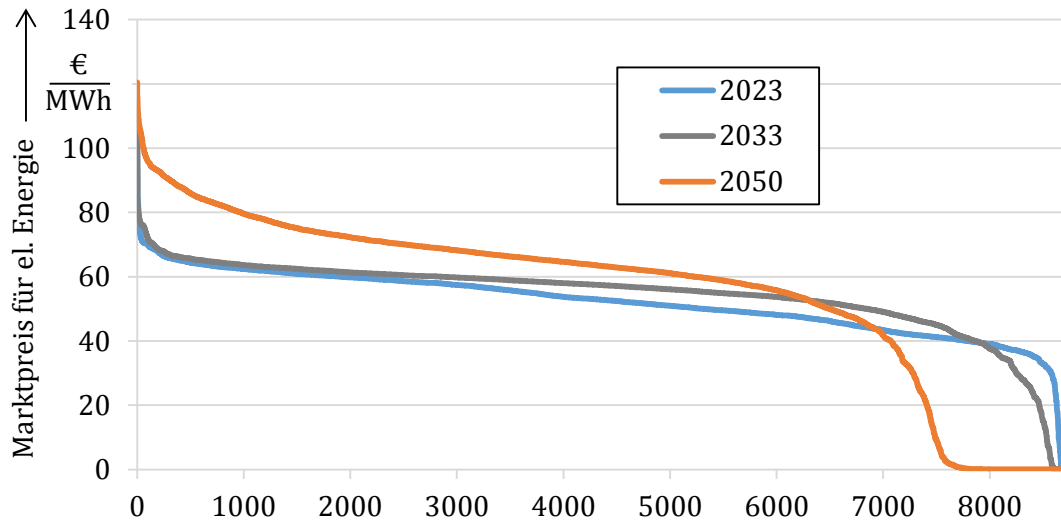
Durch die zunehmende volatile Einspeisung kommt es in Zeiten mit hoher EE-Einspeisung und geringer Nachfrage zu negativer Residuallast. Als Residuallast wird dabei die Nachfrage nach elektrischer Energie abzüglich nicht-disponibler Erzeugung wie beispielsweise aus PVA und WEA aber auch wärmegeführten 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.

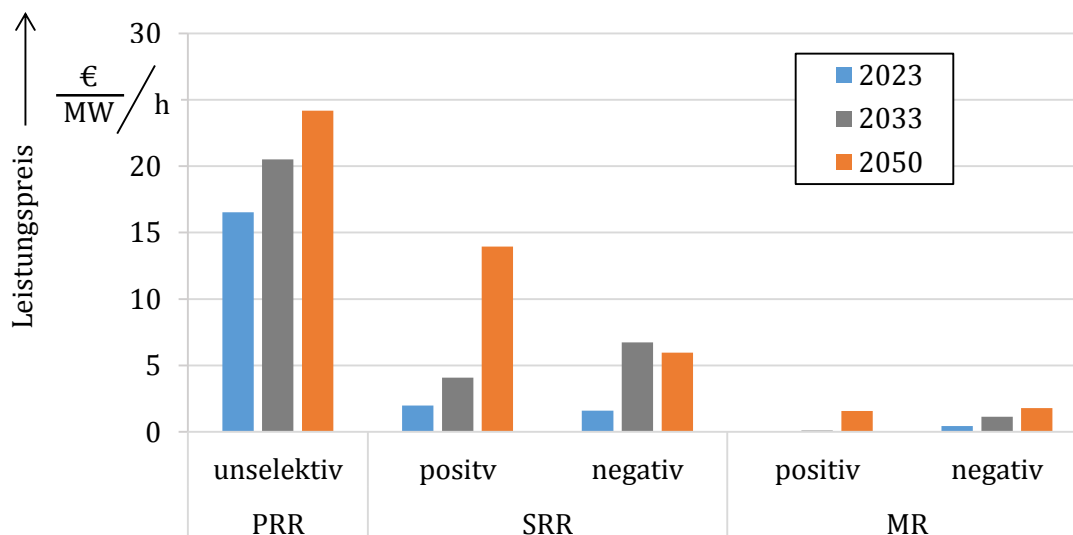
Aus den deutschlandweiten Simulationen können bereits Rückschlüsse auf das marktseitige Potenzial von PtG geschlossen werden. Da PtG-Anlagen in ihrer Funktion als Speicher dann eingesetzt werden, wenn in Deutschland überschüssige Energie vorhanden ist und dadurch niedrige Marktpreise vorliegen, werden 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 CO<sub>2</sub>-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 Reserveleistungspreise<sup>6</sup>**

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

<sup>6</sup> 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

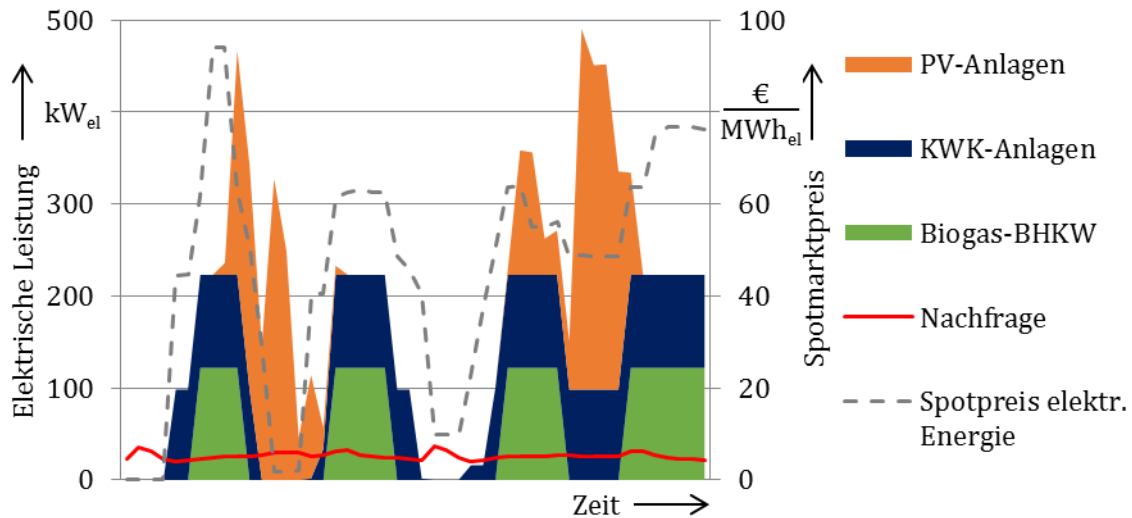
### 4.2.1 Anlageneinsatzsimulation ohne Kopplung von Strom- und Gasnetz

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.

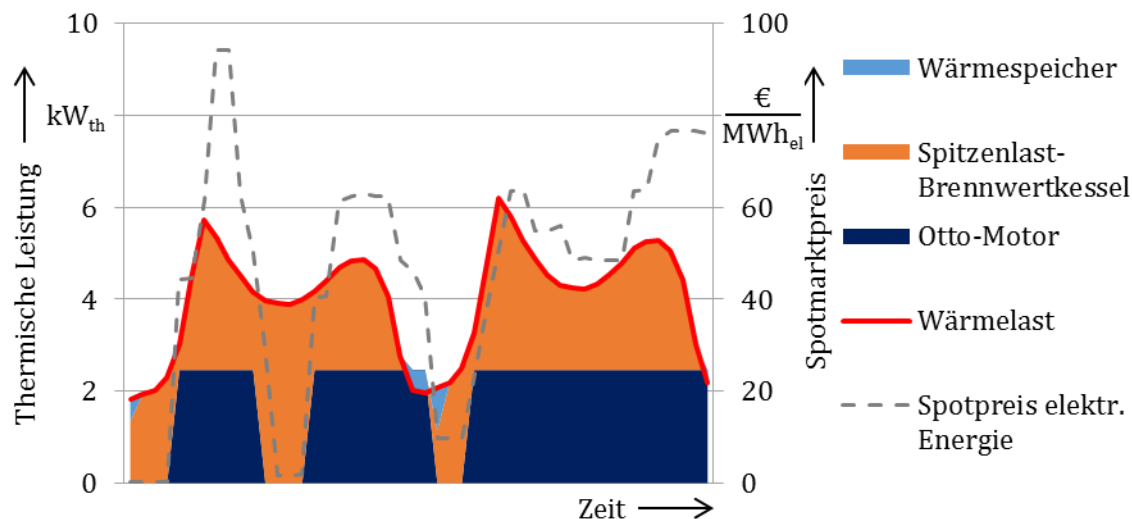
#### 4.2.1.1. Ländliches Niederspannungsnetz Werlte

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)**

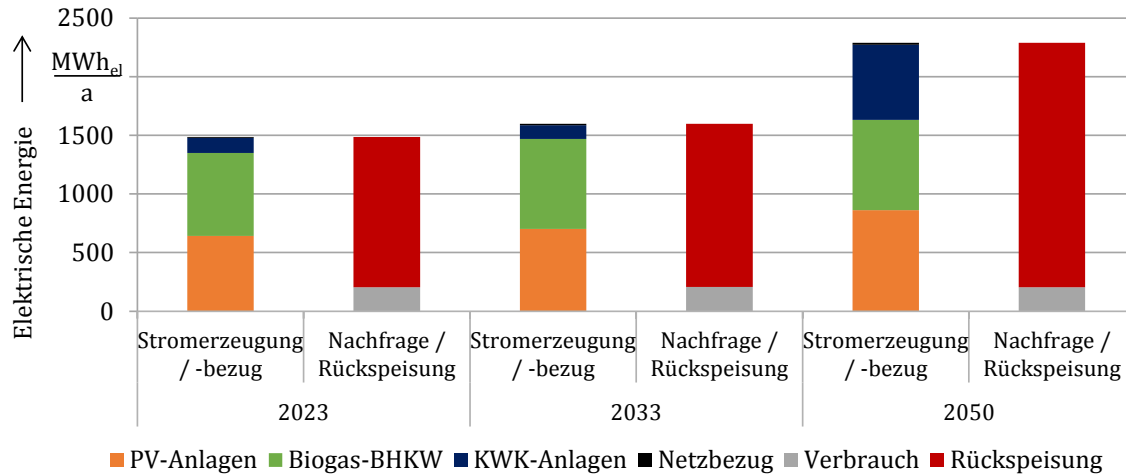
Das Zusammenspiel zwischen KWK-Anlagen und zugehörigen Spitzenlast-Brennwertkesseln sowie Wärmespeichern ist in Bild 4.6 exemplarisch für einen Otto-Motor im Netzgebiet Werlte dargestellt. Der Otto-Motor ist immer dann in Betrieb, wenn die Spotmarktpreise für elektrische Energie hoch genug sind, so dass 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**

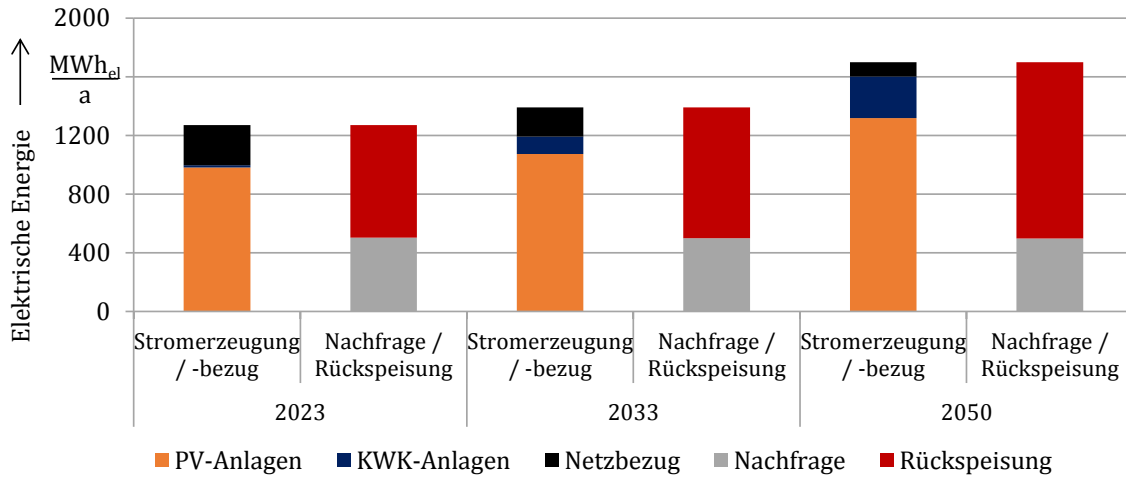
	2023	2033	2050
Max. DEA-Einspeisung [ $\text{kW}_{\text{el}}$ ]	675,5	737,4	960,6
Max. Verbraucherlast [ $\text{kW}_{\text{el}}$ ]	35,1	38,7	45,5
Max. Rückspeisung <sup>7</sup> [ $\text{kW}_{\text{el}}$ ]	649,3	712,2	936,0

#### 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.

---

<sup>7</sup> 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**

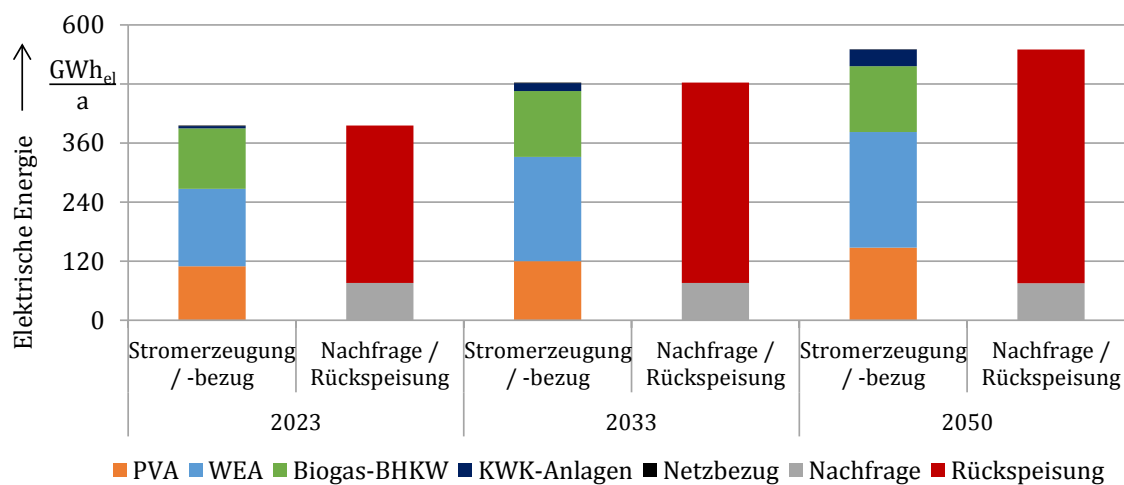
Auch im Netzgebiet Sögel übersteigt die maximale DEA-Einspeisung bzw. die maximale Rückspeisung, die im Laufe des Jahres auftritt, die maximale Verbraucherlast zukünftig um etwa den Faktor 10 (vgl. Tabelle 4.2). Insgesamt ergibt sich somit auch in Sögel eine sehr starke Belastung des Verteilungsnetzes 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 <sub>el</sub> ]	157,7	182,7	213,4
Max. Verbraucherlast [MW <sub>el</sub> ]	13,8	15,2	18,7
Max. Rückspeisung <sup>7</sup> [MW <sub>el</sub> ]	147,8	173,3	204,3

#### 4.2.2 Stromnetz-Zielnetzplanung ohne Kopplung von Strom- und Gasnetz

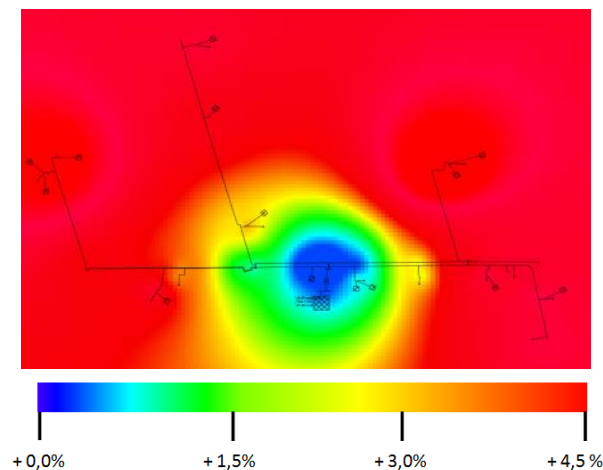
Für jedes der drei betrachteten Netzgebiete wird in diesem Abschnitt eine Zielnetzplanung ohne Berücksichtigung der Kopplungselemente (PtG-Anlagen und GVWA) für die betrachteten drei Stützjahre vorgenommen. Das Vorgehen entspricht der Beschreibung in Abschnitt 2.5. Verwendet werden dabei alle in Abschnitt 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  $250 \text{ kVA}$ . 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).



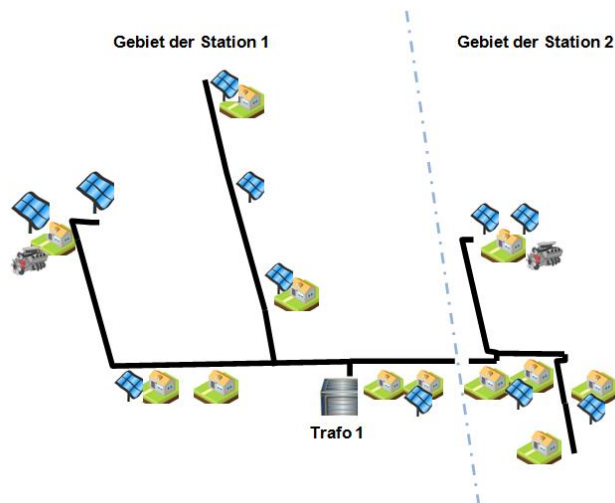
**Bild 4.10: Werlte 2023: Spannungsanhebung im Netzgebiet. Anhebung größer 3% in rot gefärbt**

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

### Stützjahr 2023

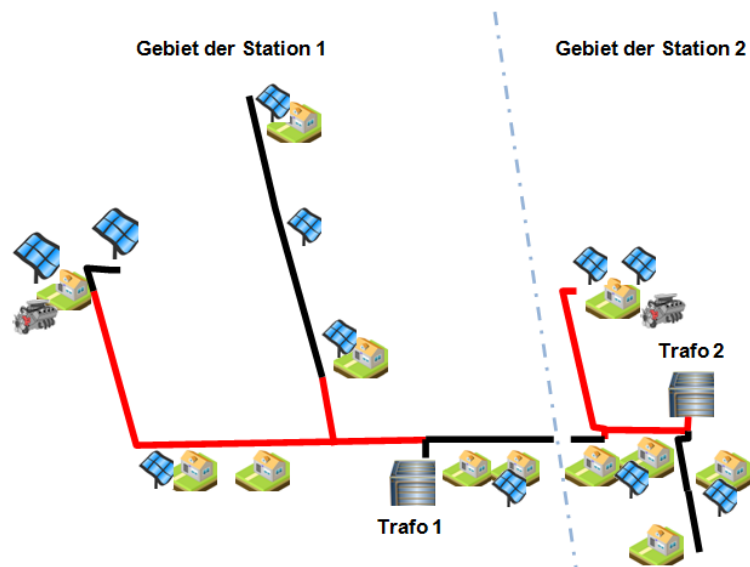
#### - Ausbauvariante 1 („Konventionell“):

- 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  $400 \text{ kVA}$  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**

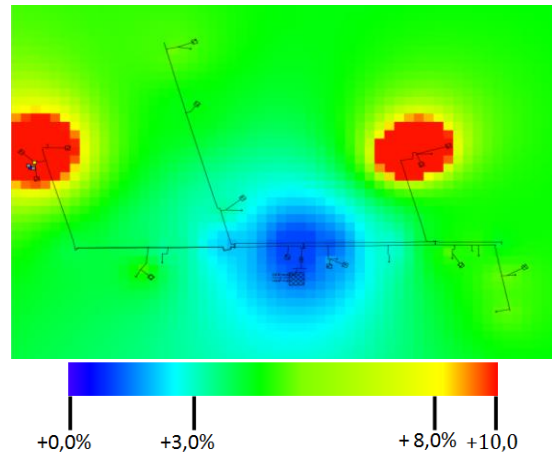
- An der vorhandenen Station (ONS1) wird der bisherige Transformator mit 250 kVA durch einen größeren mit 400 kVA ersetzt. Die Gesamtleistung beider ONS ist dann mit 800 kVA deutlich höher als die für das erste Stützjahr prognostizierten Leistungsanforderungen aus den Einspeise- und Lastzeitreihen, da 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)**

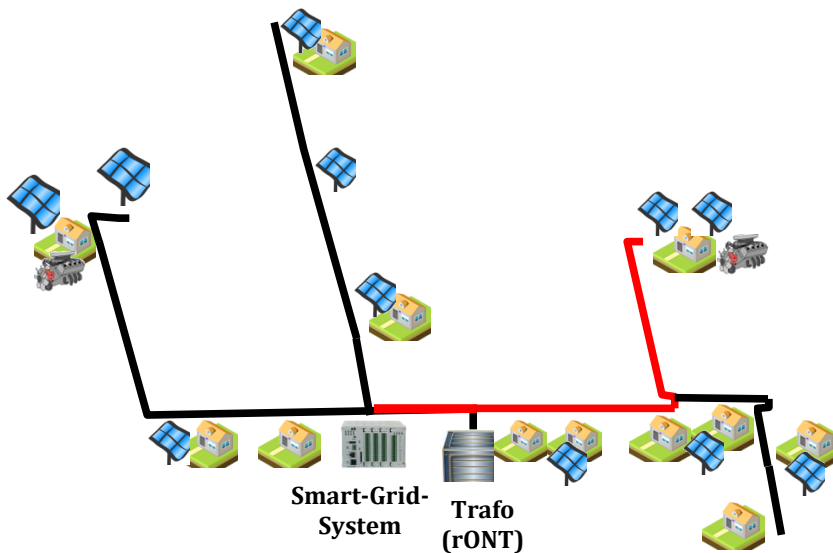
**- Ausbauvariante 2 („Innovativ“):**

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

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**

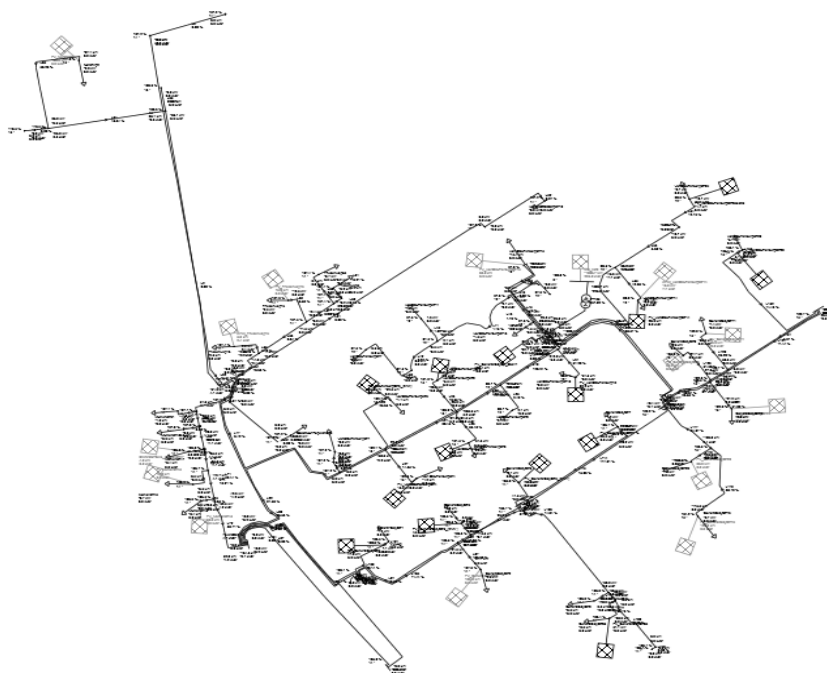
Barwerte 2018: [EUR]	2023	2033	2050	Gesamt
Variante 1: „Konventionell“	148.262	0	2.370	150.623
Variante 2: „Innovativ“	73.675	0	6.850	80.525

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

**Tabelle 4.7: Investitionen Zielnetzplanung ohne Kopplung für Sögel**

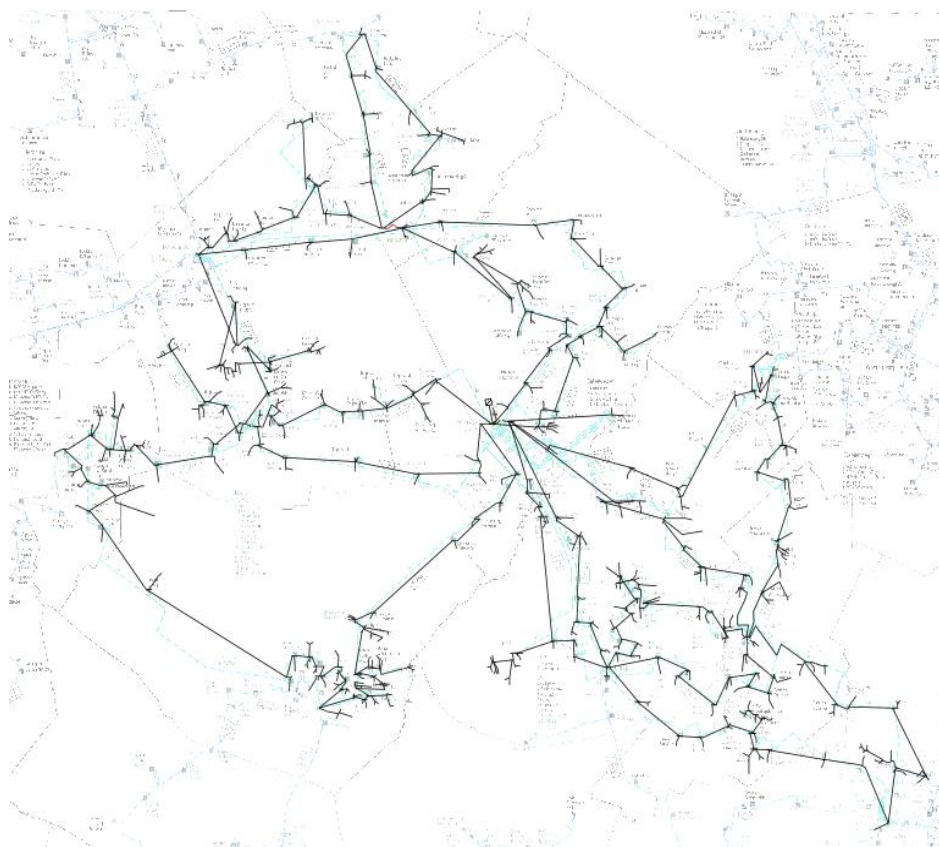
Barwerte 2018: [EUR]	2023	2033	2050	GESAMT
Variante 1: „Konventionell“	90.353	---	---	90.353
Variante 2: „Innovativ“	39.378	12.917	7.295	60.462

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].

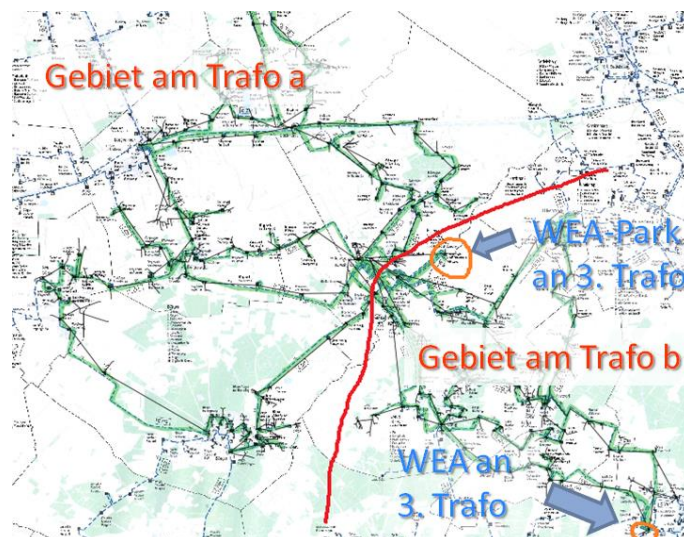
In Variante 1 „Konventionell“ wird insbesondere die BDEW-Richtlinie [11] (vgl. Abschnitt 2.5.4) angewendet. Nach der Analyse aller auslegungskritischen Betriebspunkte (insbesondere die mit hoher DEA-Leistung) wird mit folgenden Maßnahmen ein normgerechter Netzzustand hergestellt:

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 Leistung<sup>8</sup>
- 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).

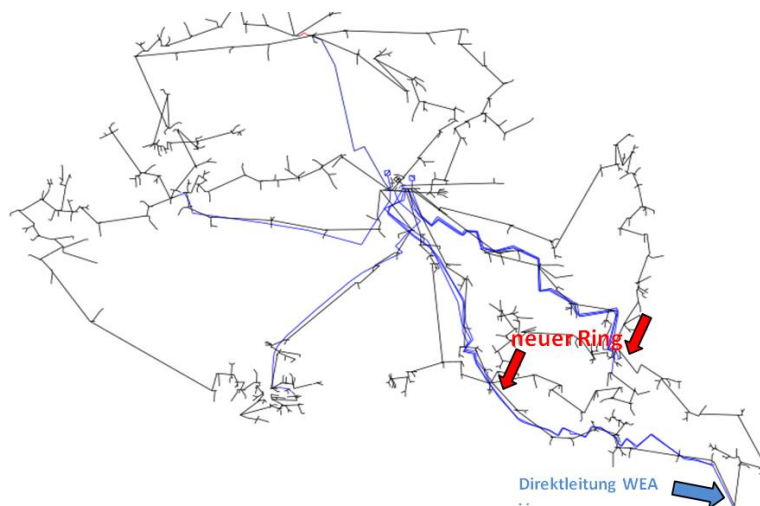
---

<sup>8</sup> 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"> <li>- T122 ersetzen durch 80-MVA-Trafo</li> <li>- dritter Transformator mit 80 MVA</li> <li>- neue Sammelschiene für große DEA</li> <li>- vorhandene Trafo T121 versorgt neue Sammelschiene</li> <li>- 96,3 km Kabel</li> <li>- 50,3 km Trasse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- dritter Transformator mit 80 MVA</li> <li>- neue Sammelschiene für große DEA</li> <li>- vorhandene Trafo T121 versorgt neue Sammelschiene</li> <li>- 59,5 km Kabel</li> <li>- 39,3 km Trasse</li> </ul>
2033	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 19,0 km Kabel</li> <li>- 19,0 km Trasse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Transformatoren T122 verstärken auf 80 MVA</li> <li>- 3,0 km Kabel</li> <li>- 3,0 km Trasse</li> </ul>
2050	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 20,1 km Kabel</li> <li>- 12,0 km Trasse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 22,1 km Kabel</li> <li>- 21,0 km Trasse</li> </ul>

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

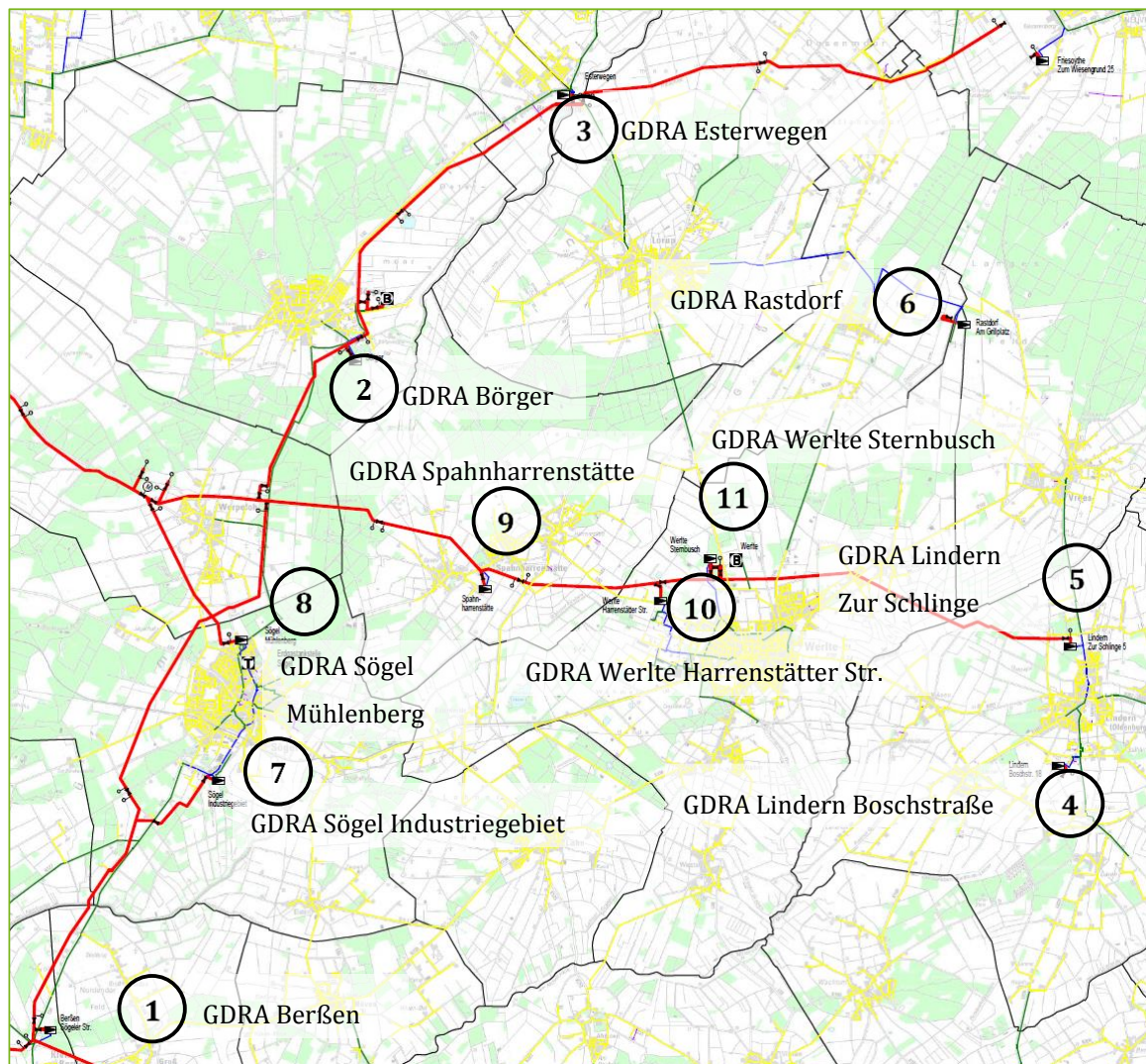
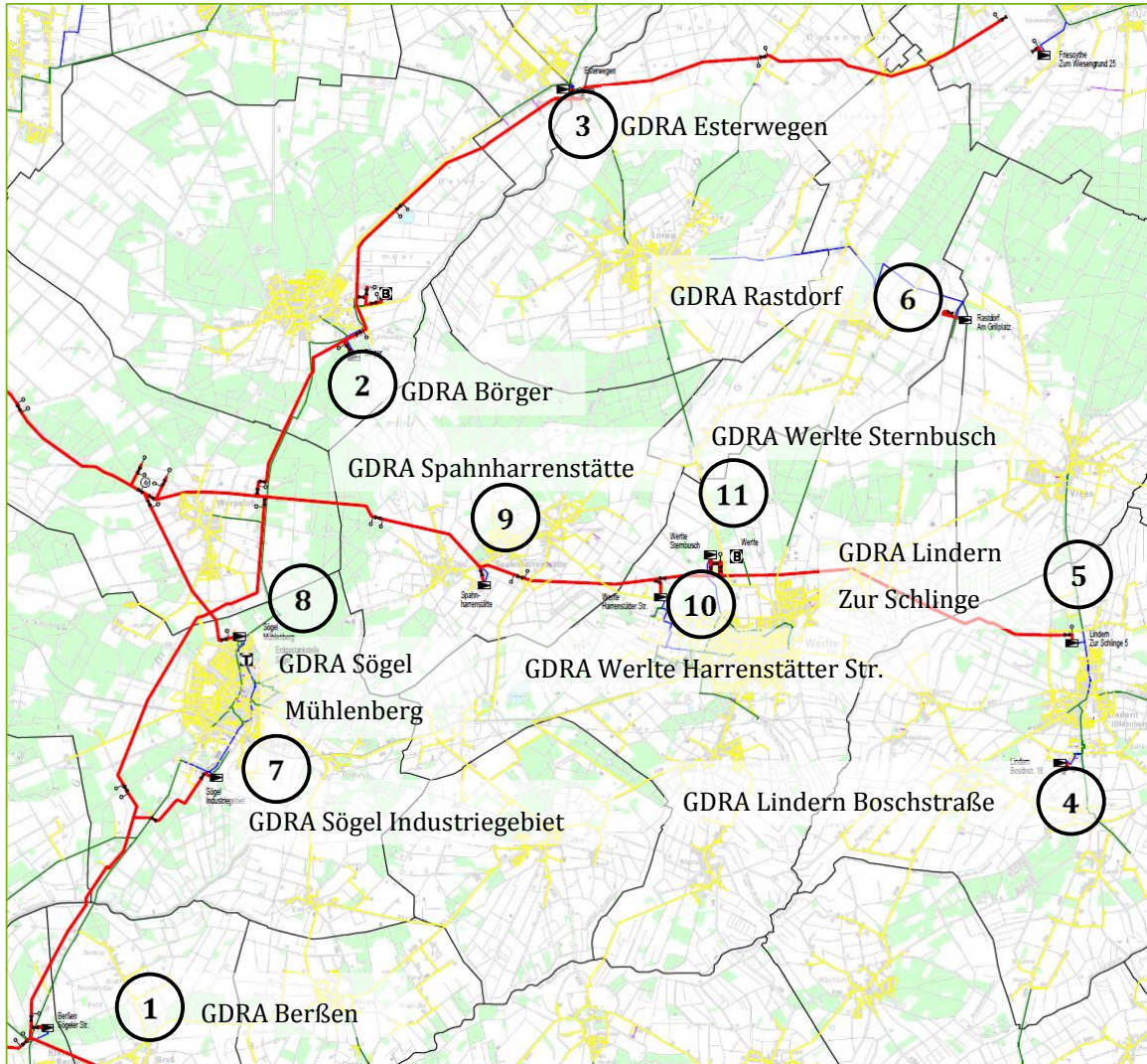


Bild 4.19 dargestellt. Die Orte Sögel und Werlte werden derzeit jeweils über zwei GDRA mit Gas versorgt.



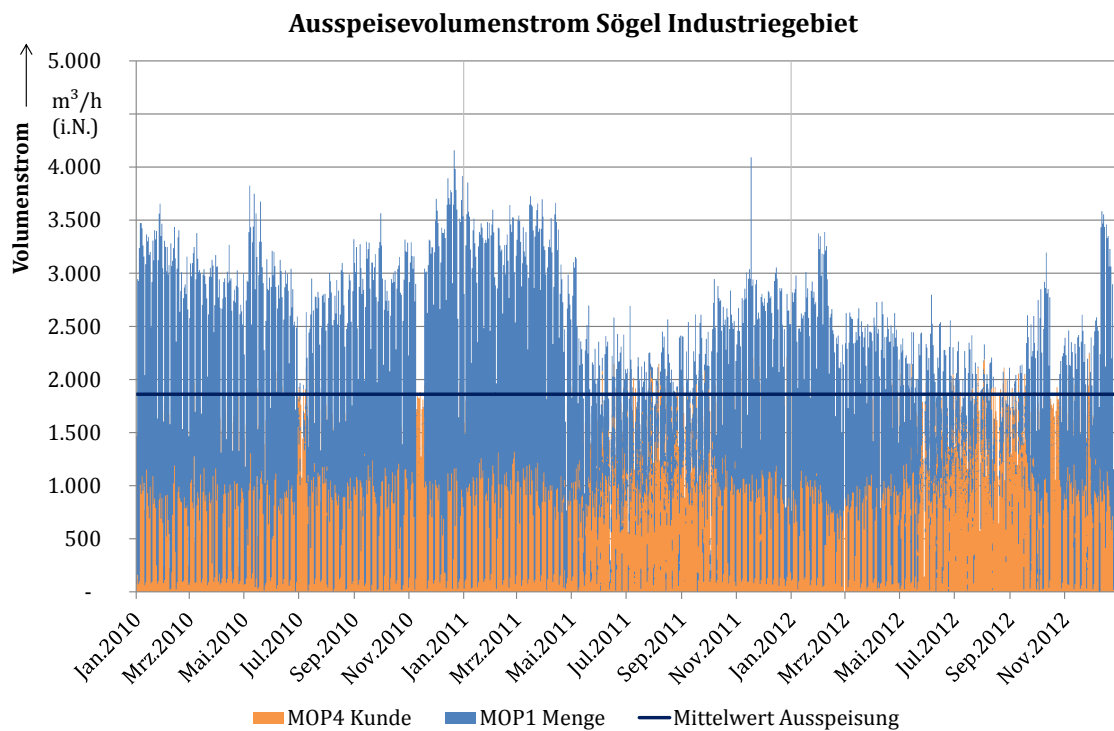


**Bild 4.19: Übersicht GDRA im Netzgebiet Sögel, Werlte und Esterwegen, nach [EWE]**

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 m<sup>3</sup>/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

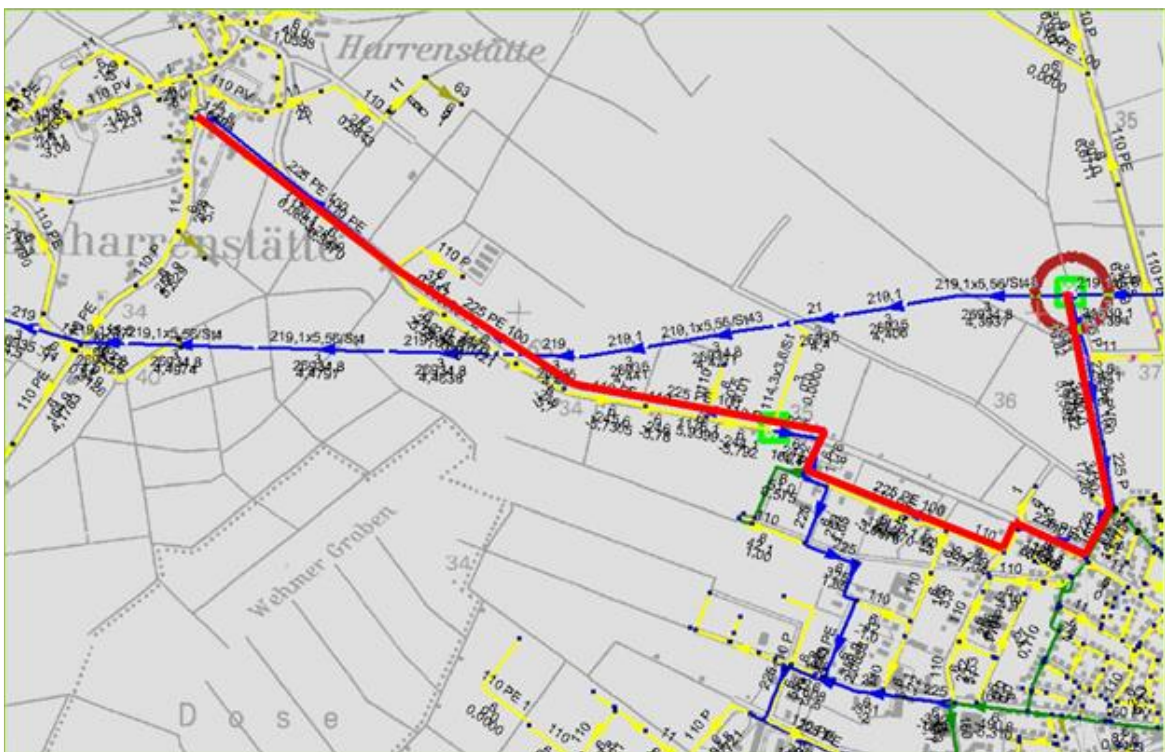
\* Netzverstärkung: ca. 5 km zwischen Werlte und Spahnharrenstätte

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

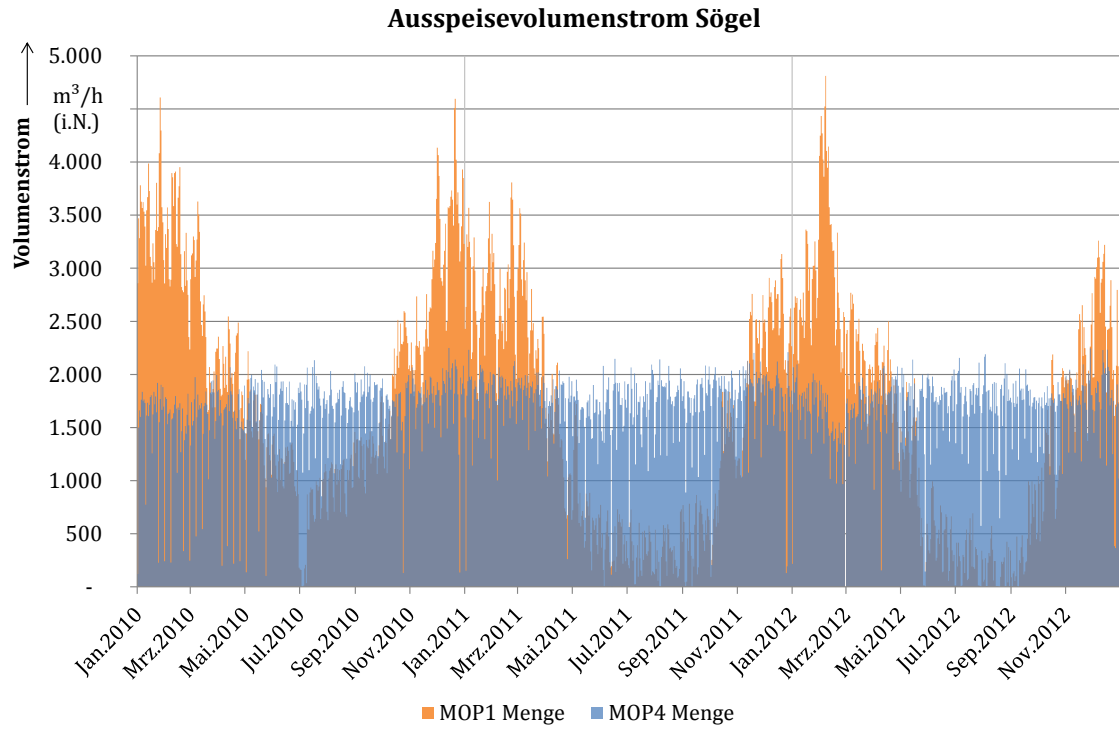
In folgendem Unterkapitel wird die Dimensionierung der Kopplungselemente PtG-Anlage und GVWA für die gekoppelte Planung vorgestellt. Dabei wird zunächst das gaseitige Potenzial untersucht und anschließend der Bedarf an Last(verschiebung) auf Stromseite quantifiziert. Schließlich wird die konkrete Auslegung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

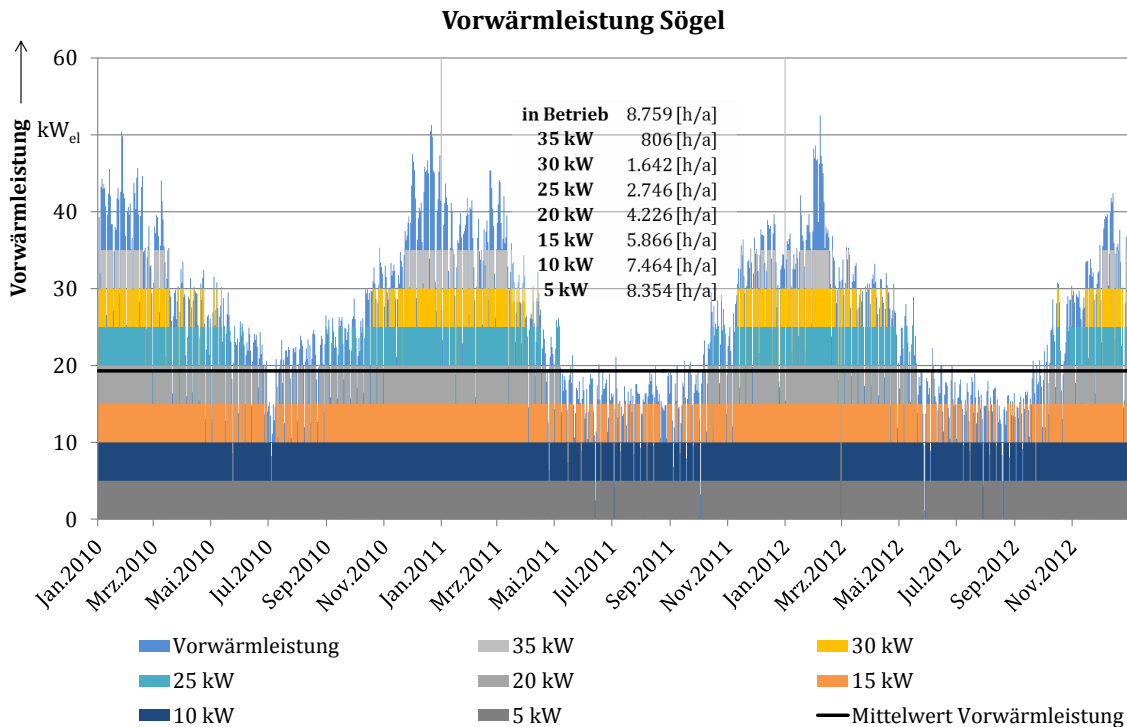
Der Gaslastgang von Sögel ist in Bild 4.22 als Basis für die Ermittlung des Gasvorwärmebedarfs (vgl. Bild 4.23) dargestellt. In Anlehnung an die Zielnetzplanung (vgl. Abschnitt 4.3.5) wird der Vorwärmebedarf für die Zusammenlegung der zwei GDRA in Sögel betrachtet, wodurch ein größeres Potenzial zur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

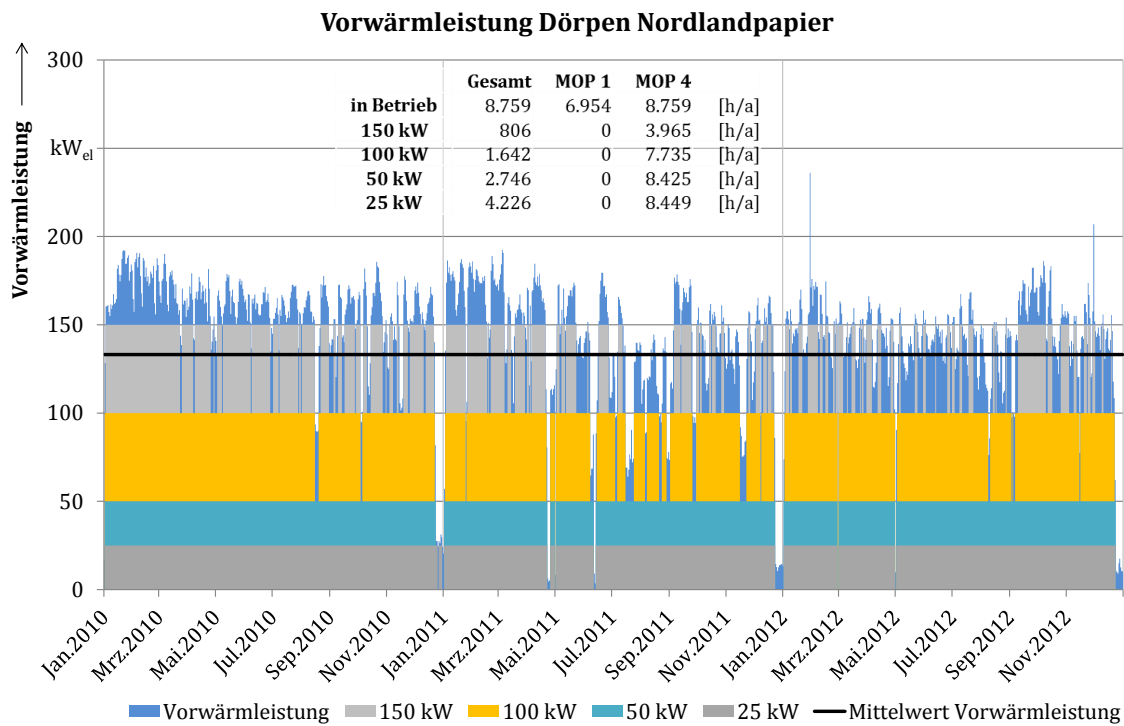
- Einwohner-Zahl: Sögel ca. 7.000, Werlte ca. 9.500, Oldenburg ca. 160.000
- Einwohner-Dichte: 126 EW/km<sup>2</sup>, 149 EW/km<sup>2</sup>, 1.532 EW/km<sup>2</sup>

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 <sup>3</sup> /h (i.N.)]	5.000	5.000	4.000	4.000	3.500	3.500
Gasabsatz 2012 [Mio. m <sup>3</sup> ]	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

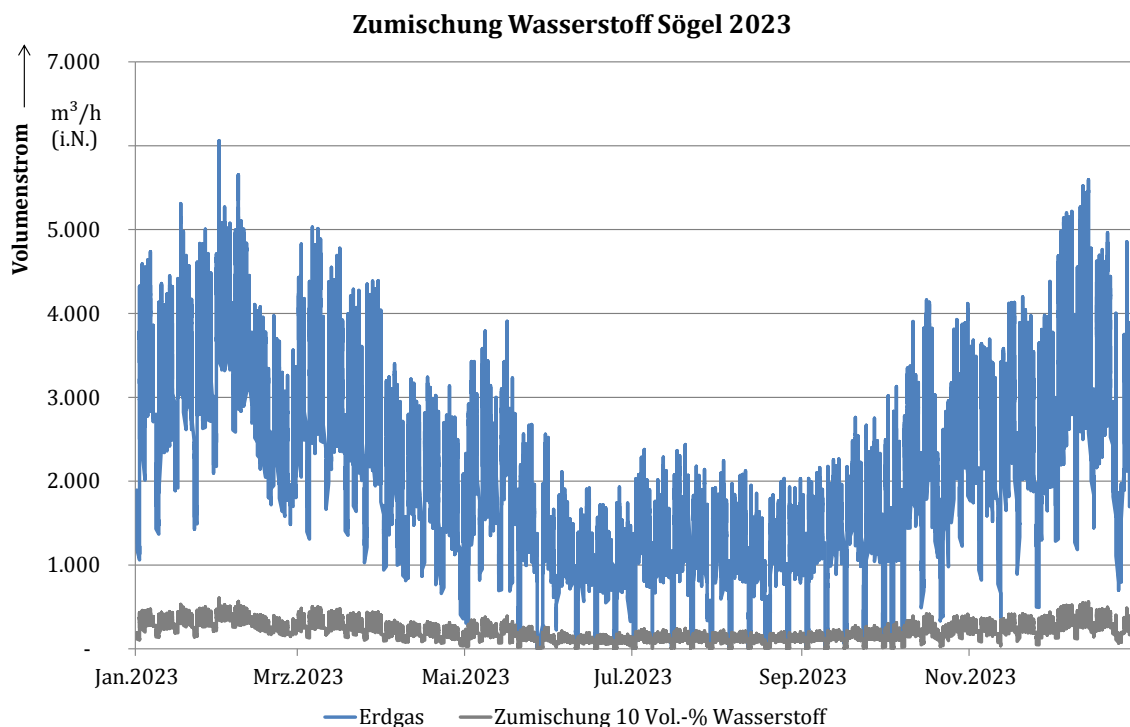
Die Abschätzung des Energiespeicherpotenzials für den Einsatz von PtG-Anlagen erfolgt abhängig von den Lastgängen der GDRA und für die Wasserstoffeinspeisung (Elektrolyse) zusätzlich von der in Tabelle 4.14 dargestellten möglichen Wasserstoffkonzentration im Kontext der betrachteten Gasnetztopologie.

**Tabelle 4.14: Mögliche Wasserstoffkonzentrationen**

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

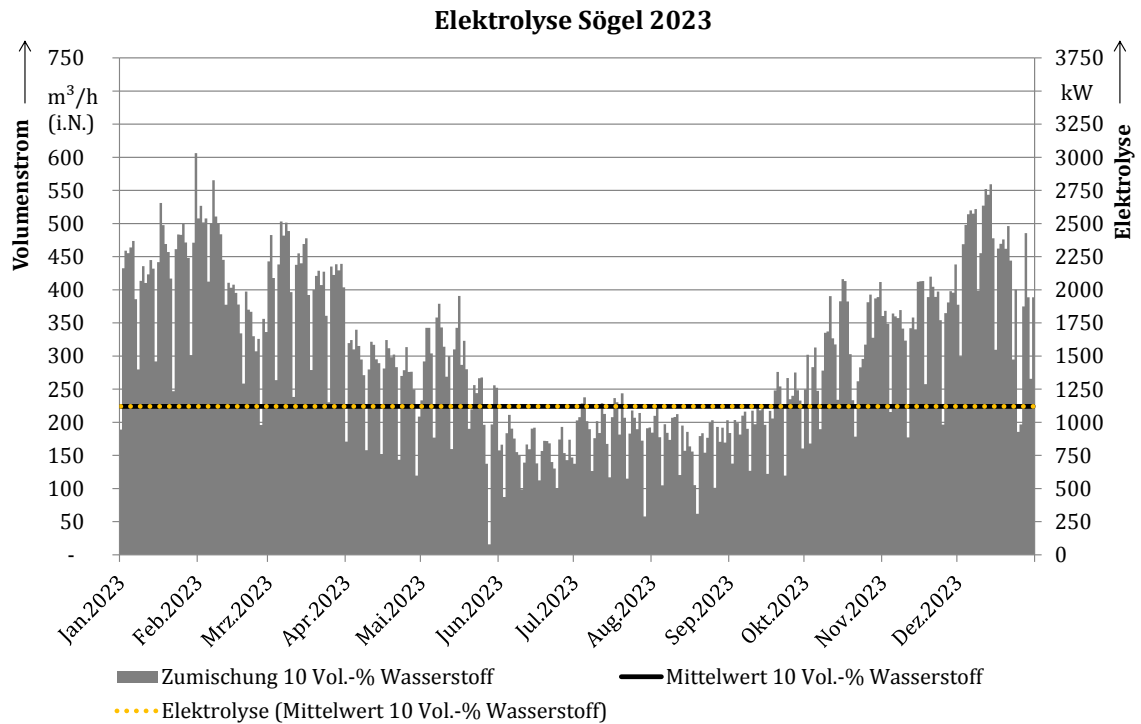
### Power-to-Gas - Wasserstoff

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).



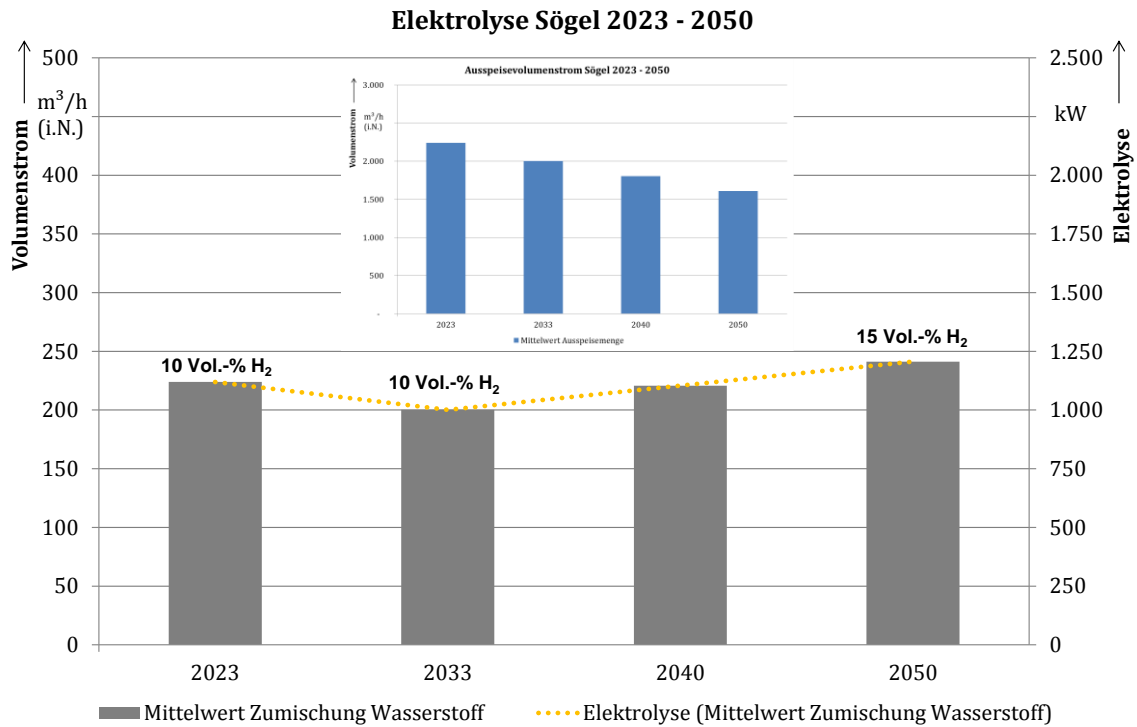
**Bild 4.25: Mögliche Wasserstoffeinspeisung 2023 Sögel**

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 <sup>3</sup> /h]	220	170	155
	Ø Elektrolyse [kW <sub>el</sub> ]	1.100	850	800
Werlte	Ø Wasserstoff [m <sup>3</sup> /h]	60	100	90
	Ø Elektrolyse [kW <sub>el</sub> ]	300	500	450
Esterwegen	Ø Wasserstoff [m <sup>3</sup> /h]	50	40	35
	Ø Elektrolyse [kW <sub>el</sub> ]	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<sub>el</sub>. In Tabelle 4.16 sind für die Netzgebiete die möglichen jährlichen Betriebsstunden für die potenziellen Anlagengrößen 5 MW<sub>el</sub> und 10 MW<sub>el</sub> / 20 MW<sub>el</sub> aufgeführt.



Tabelle 4.16: Potenzial Methanisierung

Netzgebiet	Durchschnittliche Methanisierung	Betriebsstunden [h]		
		2023	2033	2050
Sögel	5 MW <sub>el</sub>	8.392	8.369	8.291
	20 MW <sub>el</sub>	7.496	7.036	5.506
Werlte	5 MW <sub>el</sub>	6.583	6.422	5.869
	10 MW <sub>el</sub>	5.409	5.036	4.153
Esterwegen	5 MW <sub>el</sub>	5.026	4.949	4.560
	10 MW <sub>el</sub>	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<sub>el</sub> bis 300 kW<sub>el</sub> 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 <sub>el</sub> ]		
	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<sub>el</sub> 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<sub>el</sub> aufweisen. Bis 2050 erhöht sich der Leistungsbedarf auf ca. 350 kW<sub>el</sub>. 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<sub>el</sub> 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 elektrische Leistung von 10 MW<sub>el</sub> 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<sub>el</sub>, 30 kW<sub>el</sub> und 20 kW<sub>el</sub> (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<sub>el</sub> 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<sub>el</sub> ergänzt.

**Tabelle 4.18: Entwicklung der Leistung der Kopplungselemente im Netzgebiet Werlte**

	2023	2033	2050
PtG [kW <sub>el</sub> ]	150	150	150
GVWA [kW <sub>el</sub> ]	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<sub>el</sub>) mit Wasserstoffeinspeisung ausgeführt werden kann. Ergänzt wird die PtG-Anlage um eine GVWA mit 20 kW<sub>el</sub>.

**Tabelle 4.19: Entwicklung der Leistung der Kopplungselemente im Netzgebiet Sögel**

	2023	2033	2050
PtG [ $\text{kW}_{\text{el}}$ ]	250	250	350
GVWA [ $\text{kW}_{\text{el}}$ ]	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.

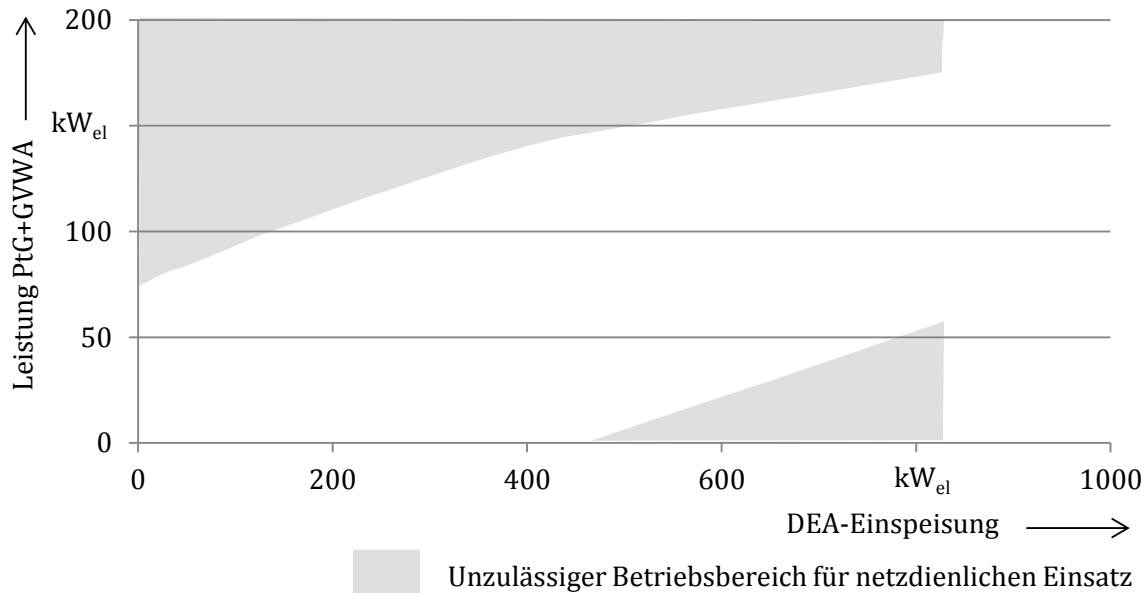
GVWA werden im Netzgebiet Esterwegen nicht berücksichtigt, da deren Verschiebeleistung gegenüber der benötigten Leistung vernachlässigbar klein ist.

**Tabelle 4.20: Leistung der Kopplungselemente (Methanisierung) Esterwegen**

Gebiet	GDRA	Anlagenleistung [MW <sub>el</sub> ]
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.

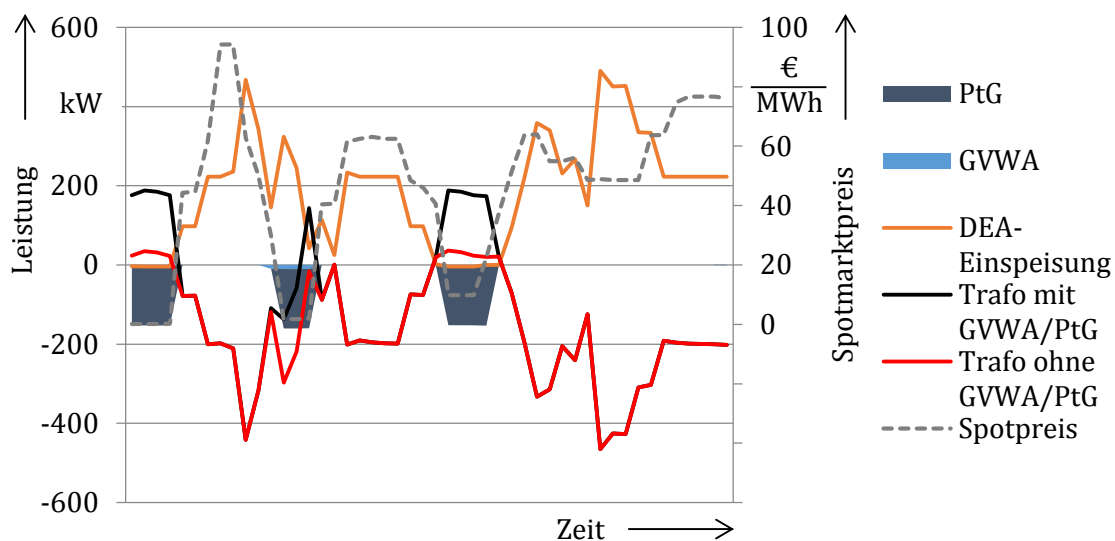
**Tabelle 4.21: Elektrische Energiebilanz für Werlte mit und ohne Kopplungselemente**

	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.

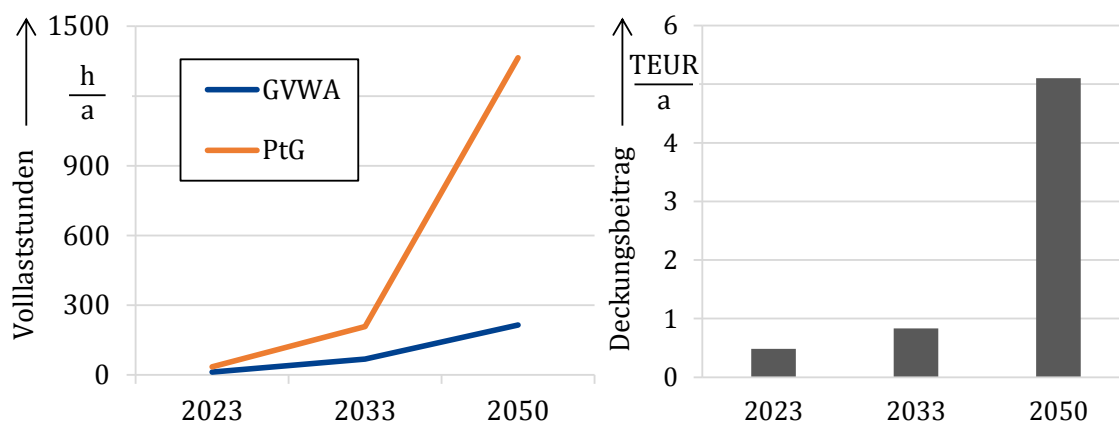


**Bild 4.29: Exemplarischer Fahrplan der Kopplungselemente (01.03.2050 - 02.03.2050)**

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.

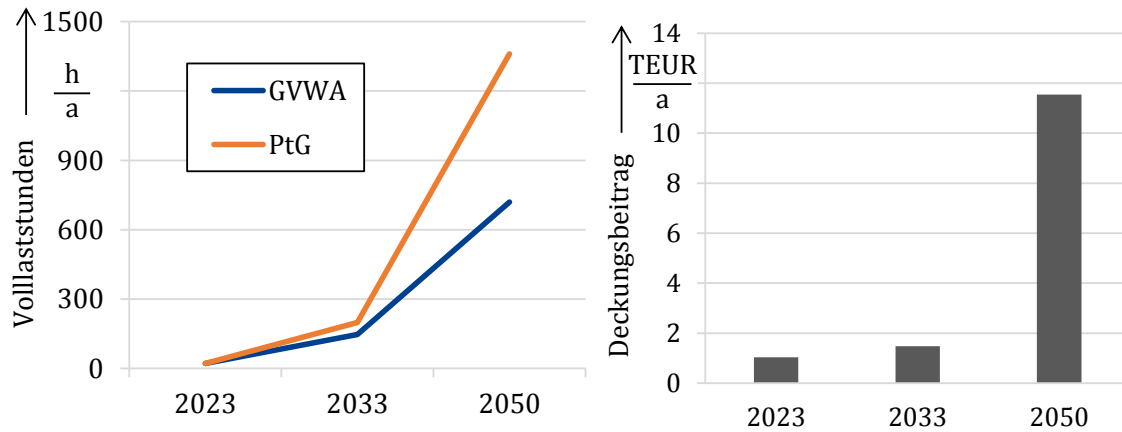
#### 4.3.2.2. (Vor)städtisches Niederspannungsnetz Sögel

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.

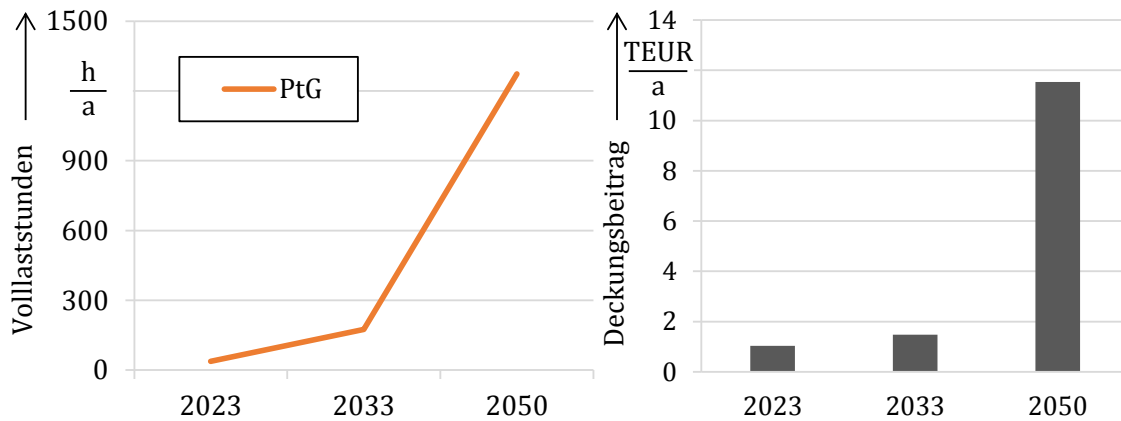
#### 4.3.2.3. Ländliches Mittelspannungsnetz Esterwegen

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
<b>DEA-Stromerzeugung [GWh/a]</b>	394,7	394,7	481,8	481,8	549,9	550,0
<b>Netzbezug [GWh/a]</b>	1,2	1,6	0,9	2,2	0,3	13,4
<b>Lokale Nachfrage [GWh/a]</b>	-76,2	-76,2	-76,0	-76,0	-75,4	-75,4
<b>Rückspeisung [GWh/a]</b>	-319,7	-318,6	-406,7	-401,0	-474,8	-437,1
<b>Stromaufnahme PtG [GWh/a]</b>	-	-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).



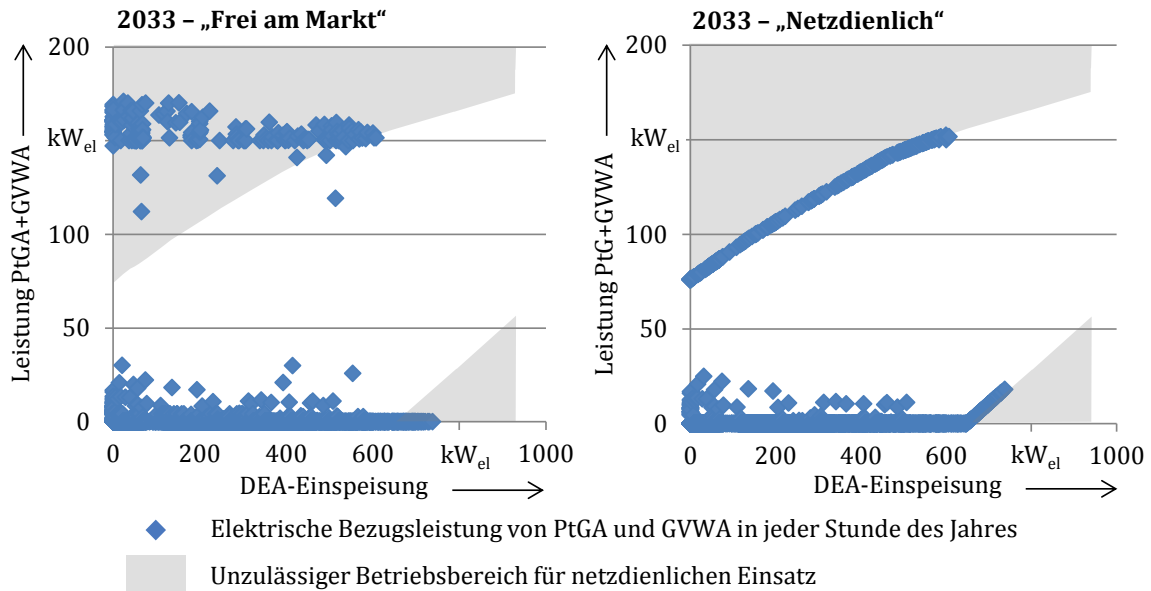
**Bild 4.32: Entwicklung der Volllaststunden und Deckungsbeiträge für die Kopplungselemente in Esterwegen**

#### 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.

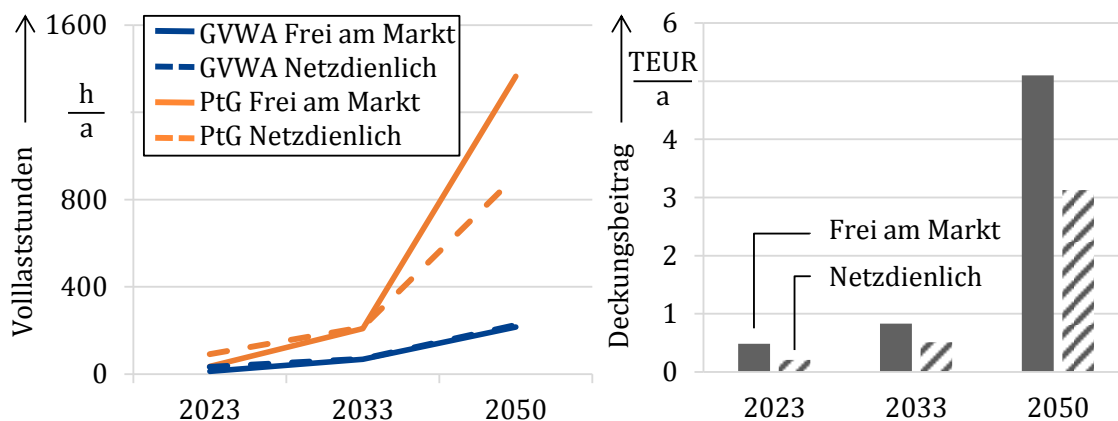
##### 4.3.3.1. Ländliches Niederspannungsnetz Werlte mit Netzrestriktionen

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**

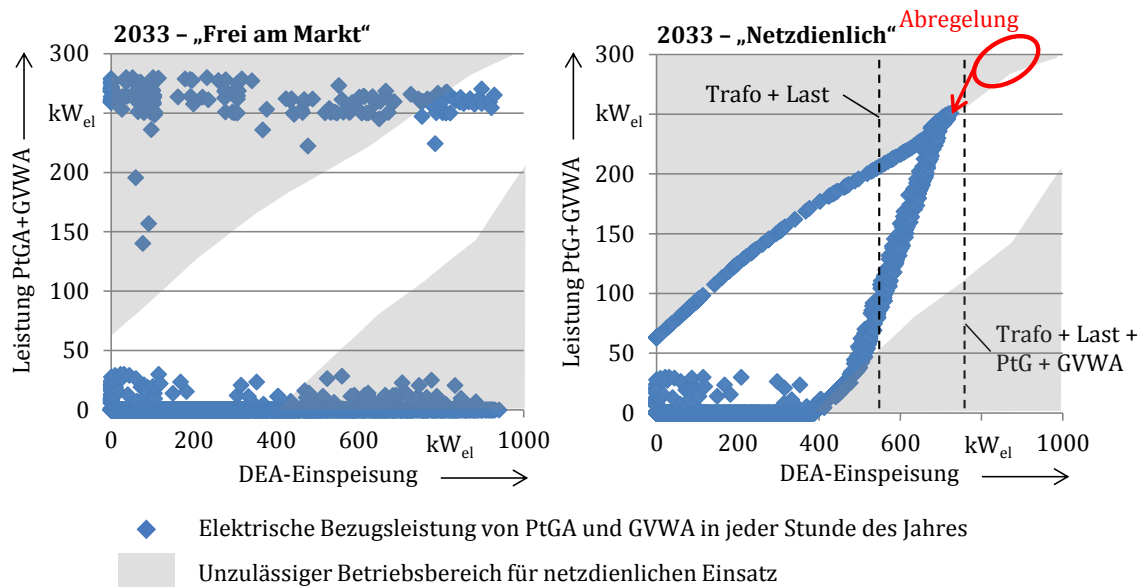
Im Stützjahr 2023 führt die Berücksichtigung von Netzrestriktionen zu einer Erhöhung der jährlichen Volllaststunden, da die Anlagen auch bei hoher lokaler DEA-Einspeisung aufgrund der Preise im Szenario „Frei am Markt“ oftmals nicht in Betrieb sind. Im letzten betrachteten Stützjahr 2050 befinden sich 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.



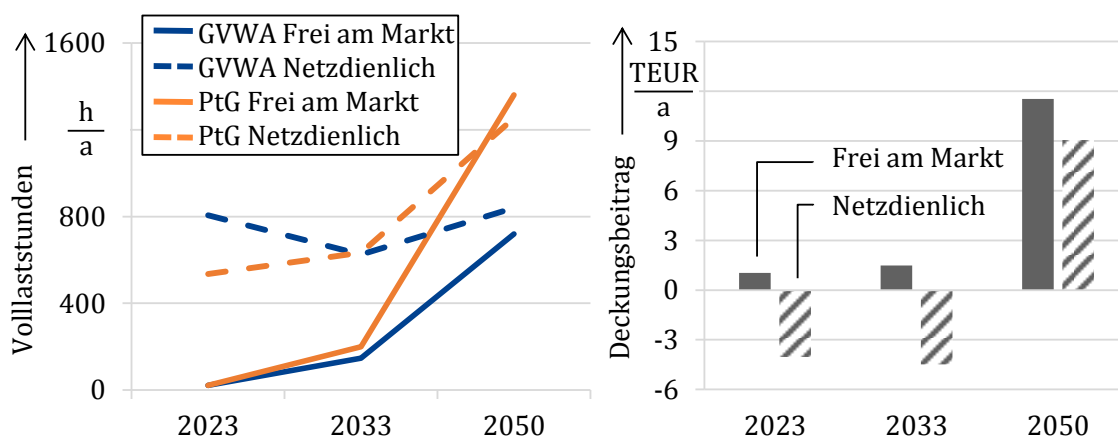


**Bild 4.35: Einsatz der Kopplungselemente ohne und mit Berücksichtigung von Netzrestriktionen in Sögel**

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.<sup>9</sup> 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.

<sup>9</sup> 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**

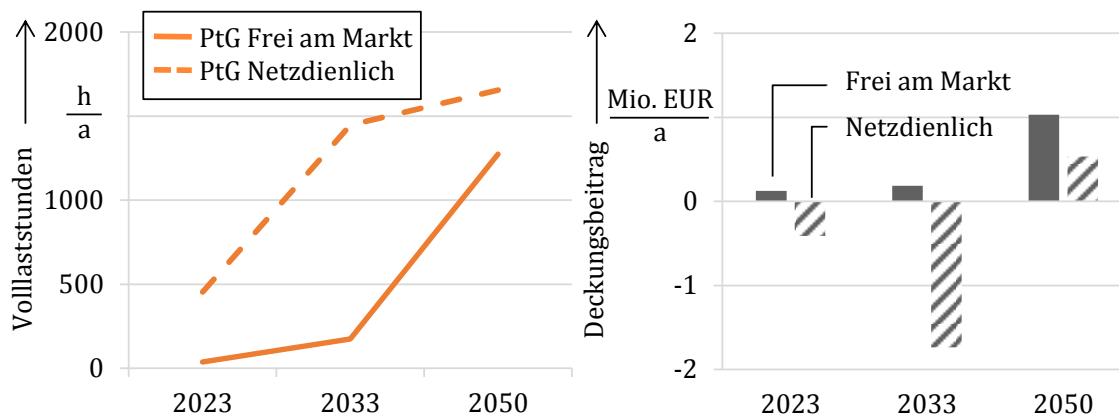
In den ersten beiden Stützjahren muss die Leistung der Kopplungselemente für eine netzdienliche Fahrweise überwiegend erhöht werden. Dabei wird bei entsprechendem Wärmebedarf zunächst die GVWA angepasst, da diese einen höheren Wirkungsgrad als die PtG-Anlage aufweist. Da der Vorwärmbedarf in Sögel höher 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).

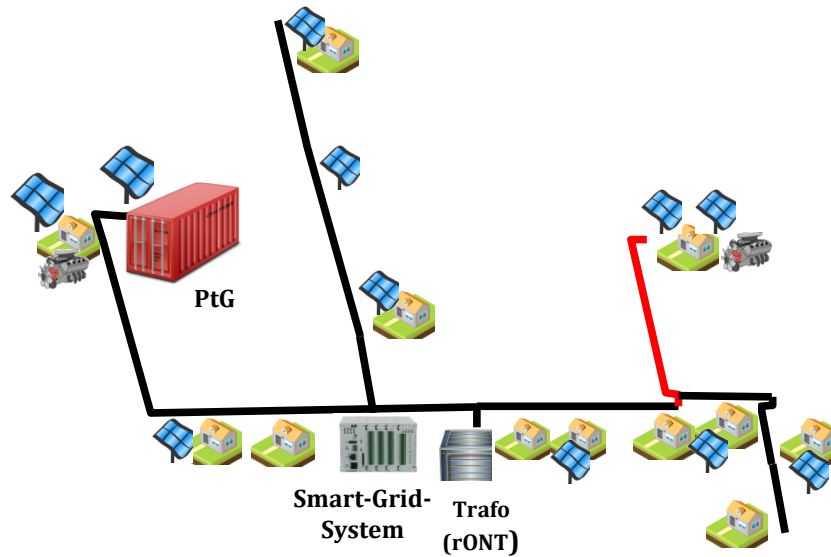
#### 4.3.4.1. Ländliches Niederspannungsnetz Werlte

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 Kabeln 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"> <li>- Smart-Grid-System zur Steuerung der PtG-Anlagen</li> <li>- Transformator ersetzen durch rONT (800 kVA)</li> <li>- 1132 m Kabel</li> <li>- 829 m Trasse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Smart-Grid-System zur Steuerung der PtG-Anlagen</li> <li>- Transformator ersetzen durch rONT (800 kVA)</li> <li>- 231 m Kabel</li> <li>- 231 m Trasse</li> </ul>
2033	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 48 m Kabel</li> <li>- 48 m Trasse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 48 m Kabel</li> <li>- 48 m Trasse</li> </ul>
2050	<ul style="list-style-type: none"> <li>- weitere ONS mit rONT</li> <li>- Netze trennen</li> <li>- 191 m Kabel</li> <li>- 191 m Trasse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 299 m Kabel</li> <li>- 299 m Trasse</li> </ul>

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"> <li>- Smart-Grid-System zur Steuerung der PtG-Anlagen</li> <li>- Transformator ersetzen durch rONT (800 kVA)</li> <li>- 233 m Kabel</li> <li>- 233 m Trasse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Smart-Grid-System zur Steuerung der PtG-Anlagen</li> <li>- 79 m Kabel</li> <li>- 79 m Trasse</li> </ul>
2033	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zusätzliche ONS am KVS 2 mit 800 KVA rONT und Smart-Grid</li> <li>- 155 m Kabel</li> <li>- 155 m Trasse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 50 m Kabel</li> <li>- 50 m Trasse</li> </ul>
2050	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 54 m Kabel</li> <li>- 54 m Trasse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Transformator ersetzen durch rONT (800 kVA)</li> <li>- 54 m Kabel</li> <li>- 54 m Trasse</li> </ul>

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<sub>el</sub> 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"> <li>- Smart-Grid-System</li> <li>- 80 MVA Trafo</li> <li>- UW erweit. für 3 Sammelschne</li> <li>- 7 neue Leitungsfelder</li> <li>- <i>alle ONS mit rONTs</i></li> <li>- 61 km Kabel</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Smart-Grid-System</li> <li>- 3 neue Leitungsfelder</li> <li>- <i>alle ONS mit rONTs</i></li> <li>- 26 km Kabel</li> </ul>
2033	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 1 neues Leitungsfeld</li> <li>- 3 km Kabel</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 80 MVA Trafo</li> <li>- 1 neues Leitungsfeld</li> <li>- 26 km Kabel</li> </ul>
2050	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 80 MVA Trafo</li> <li>- 21 km Kabel</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 2 neue Leitungsfelder</li> <li>- 19 km Kabel</li> </ul>

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
<b>Variante 3</b> Gekoppelter Ausbau, „Frei am Markt“	8,4	0,2	0,5	9,1
<b>Variante 4</b> 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.

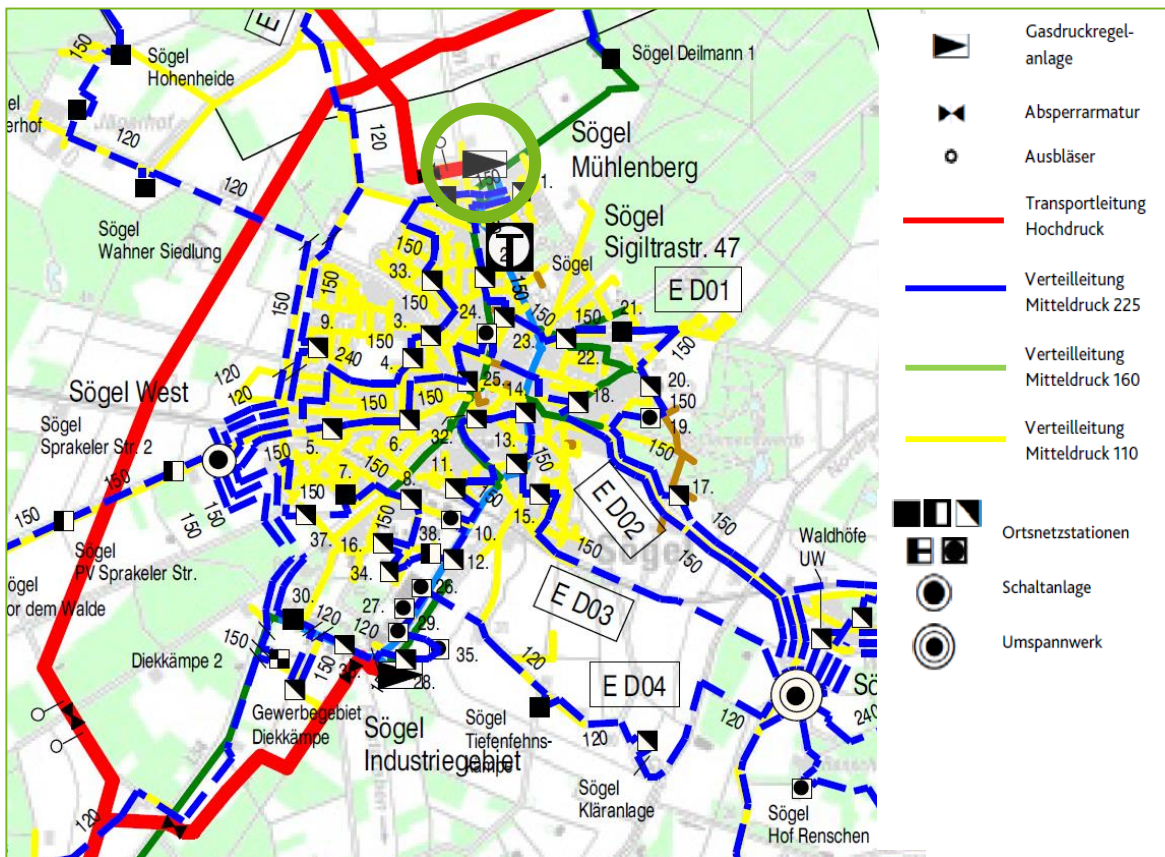


Bild 4.39: Übersicht Gas- und Stromnetz Sögel, (Quelle: EWE)

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*

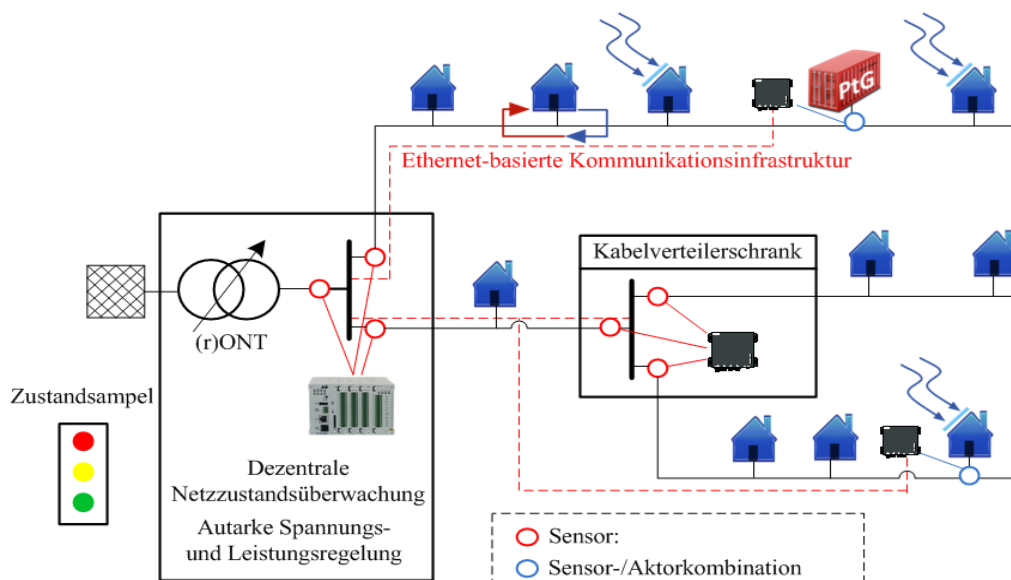
*Werlte* GDRA *Werlte Sternbusch*, GDRA *Werlte Harrenstätter Str.* und GDRA *Spahnharrenstätte*

Im Netzgebiet Esterwegen erfolgt keine Zusammenlegung von GDRA. Die Bezeichnung *Esterwegen* steht für die GDRA *Esterwegen-Bredenberg* 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<sub>el</sub> bestimmt, für Elektrolyseure (Gesamtausgaben der Anlage) mit einer elektrischen Anschlussleistung im Intervall zwischen 150 kW<sub>el</sub> und 250 kW<sub>el</sub>.

#### 4.4.2 Vergleich und Bewertung der verschiedenen Netzstrukturen und Ausbauoptionen

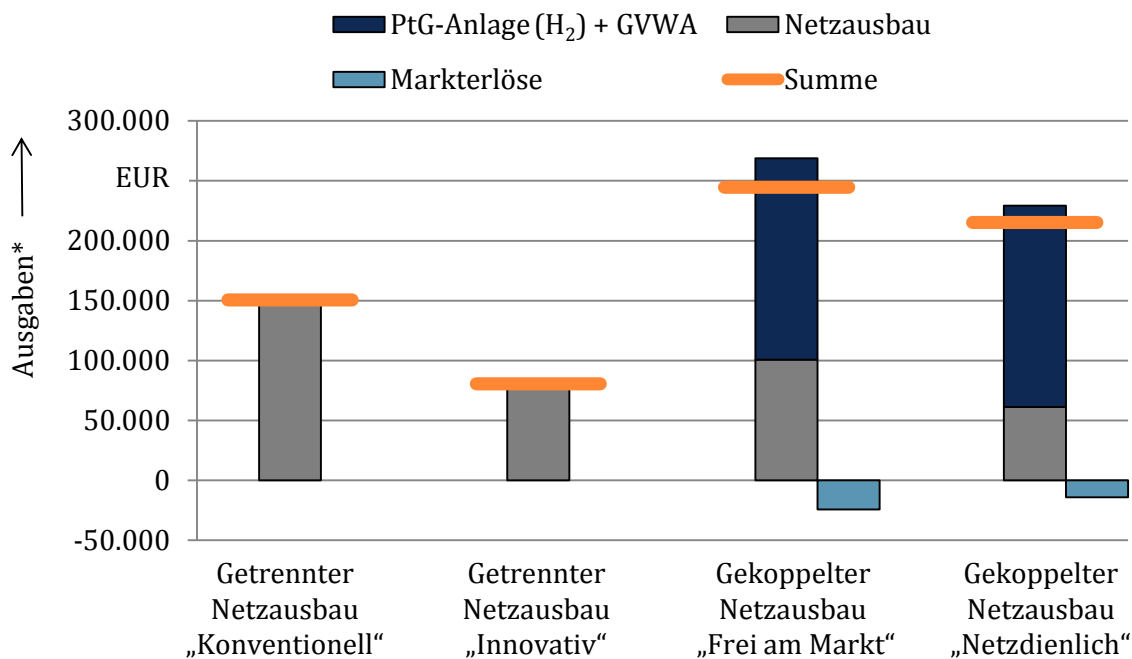
Für jedes der drei untersuchten Netzgebiete ist im Weiteren eine betriebswirtschaftliche Gesamtbewertung dargestellt. Diese basiert auf den zuvor ermittelten Investitionsbedarf für das jeweilige Stromnetz, den Investitionsmehrbedarf für das Gasnetzes der sich ggf. aus der Kopplung ergibt (Differenzbetrag), 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 (H<sub>2</sub>) 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 (H<sub>2</sub>) 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 (H<sub>2</sub>) mit 150 kW<sub>el</sub> für 1.000 EUR/kW<sub>el</sub>  
 Bivalente GVWA mit 35 kW<sub>el</sub> für 485 EUR/kW<sub>el</sub>

#### Bild 4.42: Ergebnisse für das ländliche Netzgebiet Werlte

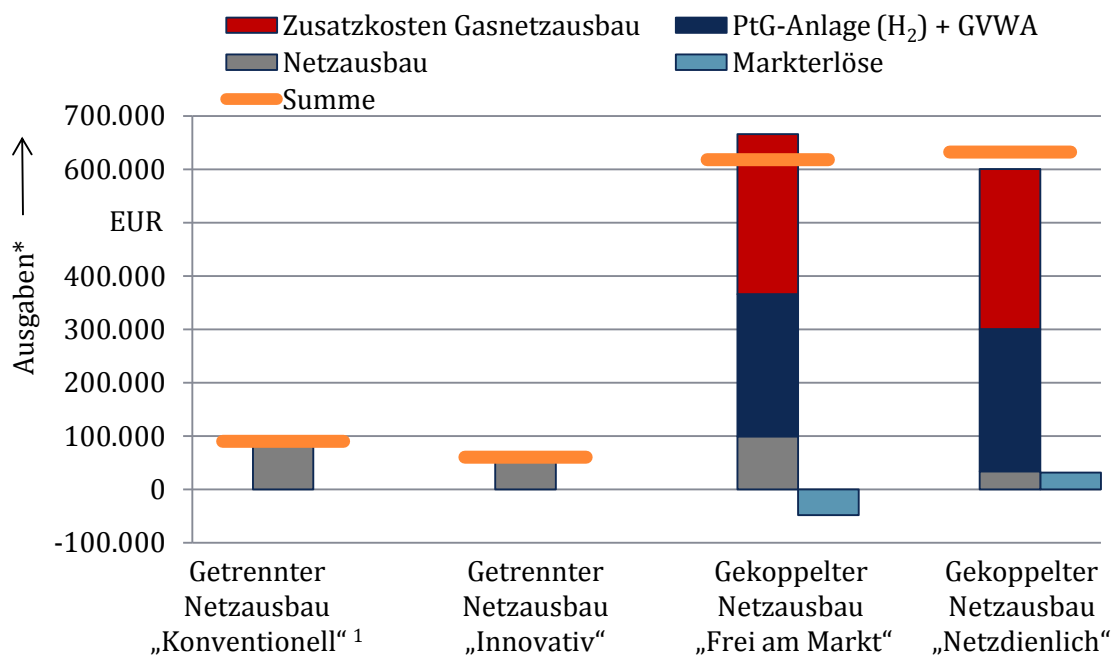
In Ergänzung zu dieser Betrachtung, sind in Abschnitt 4.4.2.4 die Ergebnisse einer erweiterten Betrachtung dargestellt, bei der die Auswirkungen durch die PtG-Anlage auf den Netzausbaubedarf der überlagerte MS-Ebene berücksichtigt wurde.

#### 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 (H<sub>2</sub>) sind ca. 65% höher als in

Werlte, da der Elektrolyseur aufgrund der hohen DEA-Kapazität eine Leistung von 250 kW<sub>el</sub> 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

<sup>1</sup>) Diese Variante betrachtet nur das erste Stützjahr

Annahmen: PtG-Anlage (H<sub>2</sub>) mit 250 kW<sub>el</sub> für 1.000 EUR/kW<sub>el</sub>

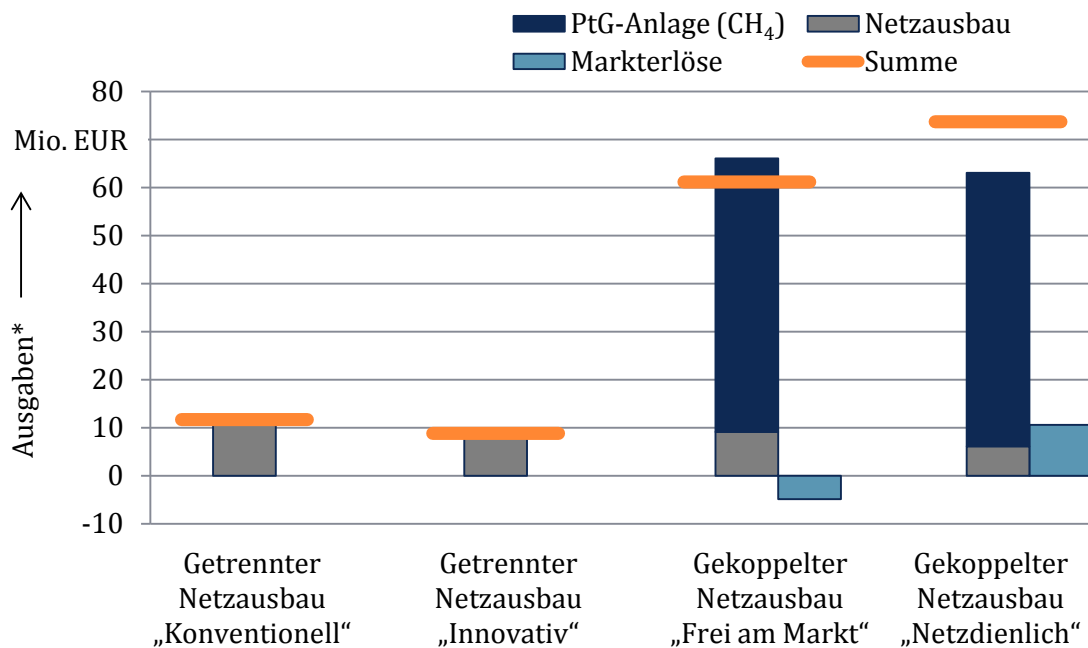
Bivalente GVWA mit 35 kW<sub>el</sub> für 485 EUR/kW<sub>el</sub>

**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 (CH<sub>4</sub>) je 10 MW<sub>el</sub> für 1.425 EUR/kW<sub>el</sub>

**Bild 4.44: Ergebnisse für das Netzgebiet Esterwegen<sup>10</sup>**

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

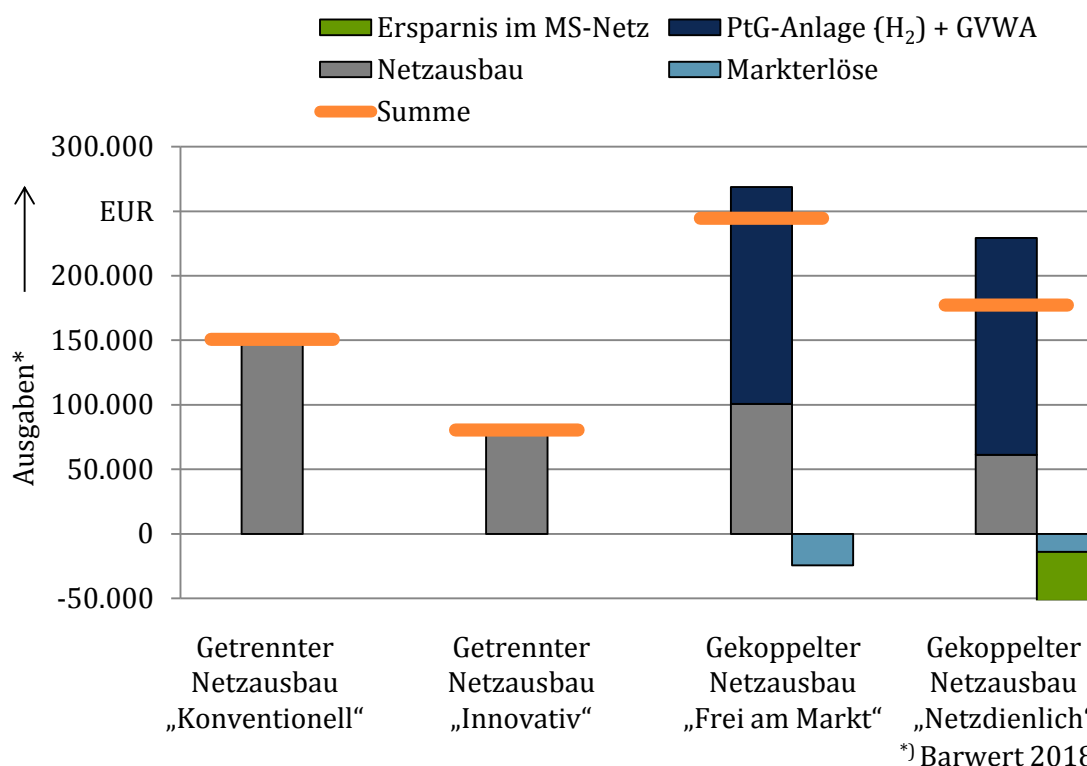
<sup>10</sup> Die spezifischen Herstellungskosten für das Investitionsjahr 2018 werden auf Basis der Angaben in Tabelle 3.7 interpoliert.



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 (H<sub>2</sub>) mit 150 kW<sub>el</sub> für 1.000 EUR/kW<sub>el</sub>  
 Bivalente GVWA mit 35 kW<sub>el</sub> für 485 EUR/kW<sub>el</sub>

**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 Reservebedarfs<sup>11</sup> eingesetzt. Dabei wird eine weitestgehend autarke Versorgung des lokalen Netzgebietes angestrebt.

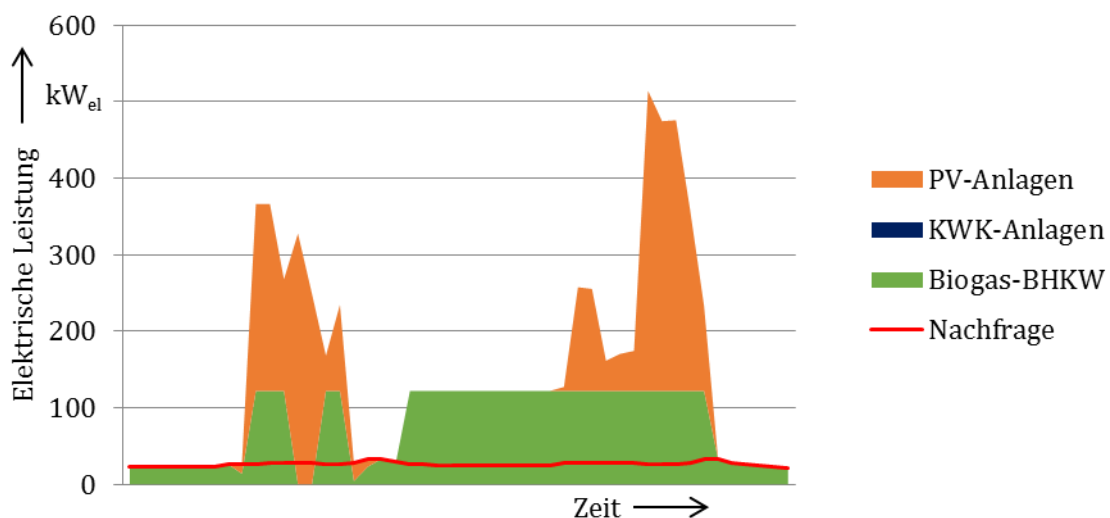
Die flexiblen DEA wie Biogas-BHKW oder KWK-Anlagen werden im „regionalen System“ stets so eingesetzt, dass die lokale Last möglichst in jeder Stunde des Jahres durch lokal vorhandene DEA gedeckt werden kann. Somit kann eine weitestgehend autarke Versorgung erreicht werden. EE-Anlagen, wie z. B. PV-Anlagen, 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

---

<sup>11</sup> 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.

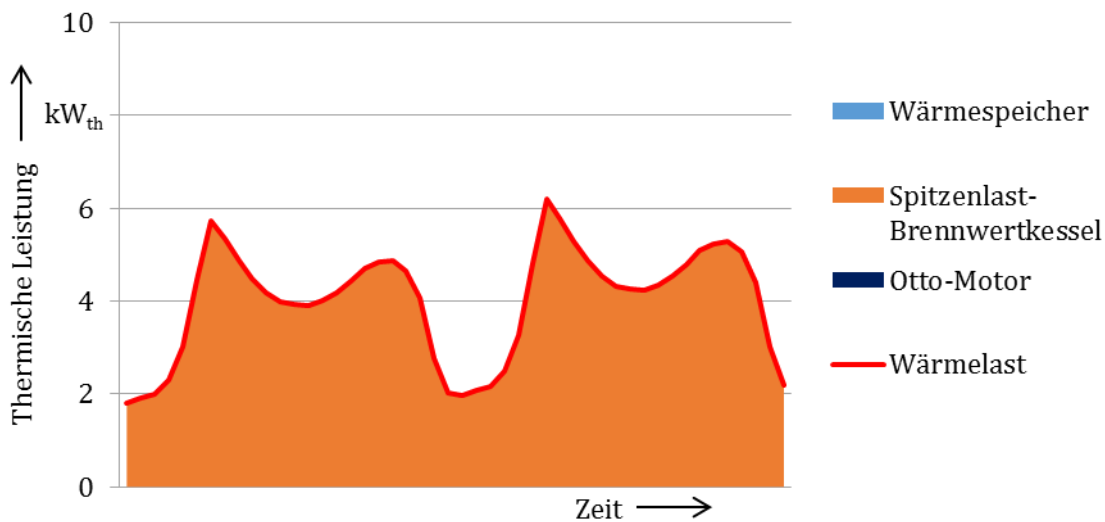
Aufgrund der relativ hohen Leistung des vorhandenen Biogas-BHKW im Vergleich zur Last kann in Werlte die Nachfrage in jeder Stunde des Jahres durch die lokalen DEA gedeckt werden. Für die entsprechend der zur Verfügung stehenden Primärenergiemenge zusätzliche Stromerzeugung des Biogas-BHKW wird dabei 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-Brennwertkessel<sup>12</sup> 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.

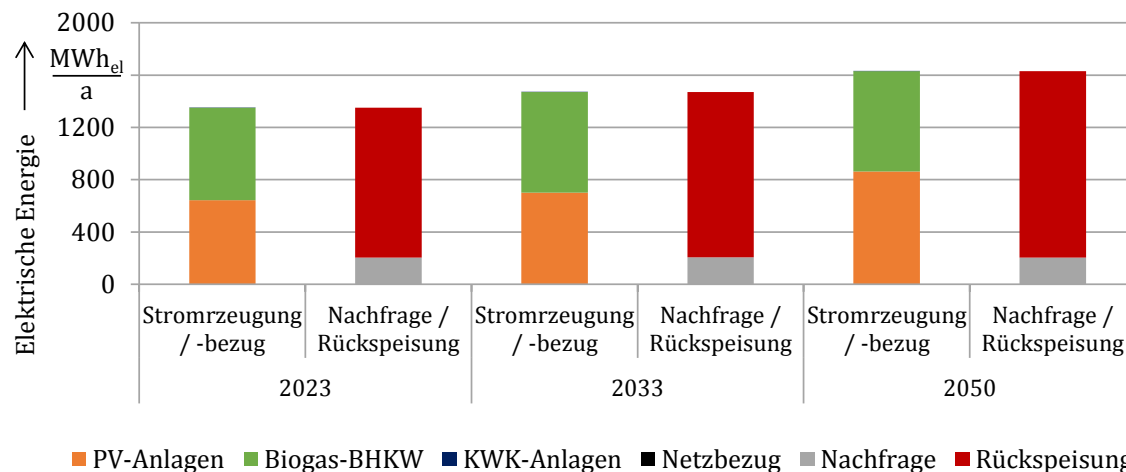


**Bild 4.47: Exemplarische Fahrweise einer KWK-Anlage (01.03.2050 - 02.03.2050) (regionales System)**

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.

---

<sup>12</sup> 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 <sub>el</sub> ]	670,0	727,4	872,3
Max. Verbraucherlast [kW <sub>el</sub> ]	35,1	40,8	46,5
Max. Rückspeisung <sup>13</sup> [kW <sub>el</sub> ]	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 <sub>el</sub> ]	250	250	350
GVWA [kW <sub>el</sub> ]	35	30	20

---

<sup>13</sup> 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.

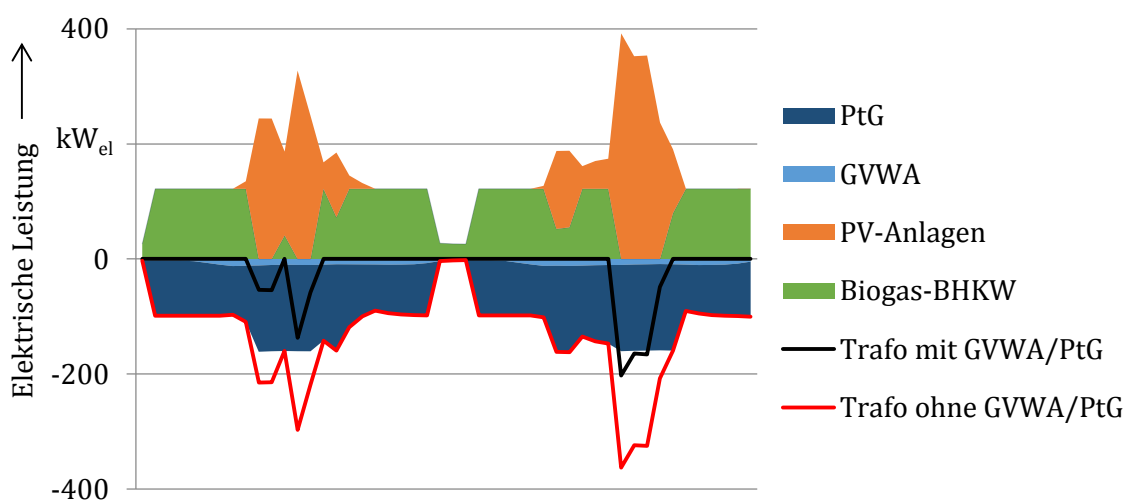
**Tabelle 4.35: Elektrische Energiebilanz für Werlte mit und ohne Kopplungselemente (regionales System)**

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

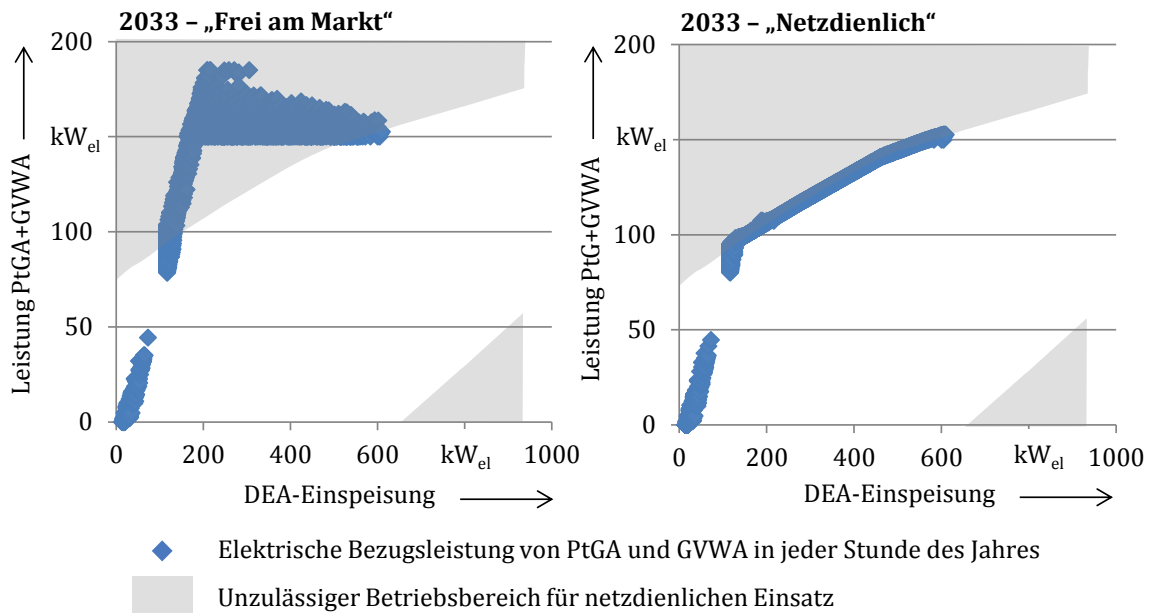


Kopplungselemente in jeder Stunde, in der lokale Überschüsse auftreten, einen positiven Deckungsbeitrag generieren, indem sie den „kostenlosen“ Strom beziehen und Gas erzeugen, welches zum Gasabsatzpreis verkauft werden kann. Dies lässt sich durch eine Betrachtung des konkreten Einsatzes der Kopplungselemente 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“<sup>14</sup> und „Netzdienlich“ (Werlte 2033 – regionales System)**

In der Variante „Frei am Markt“<sup>14</sup> 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

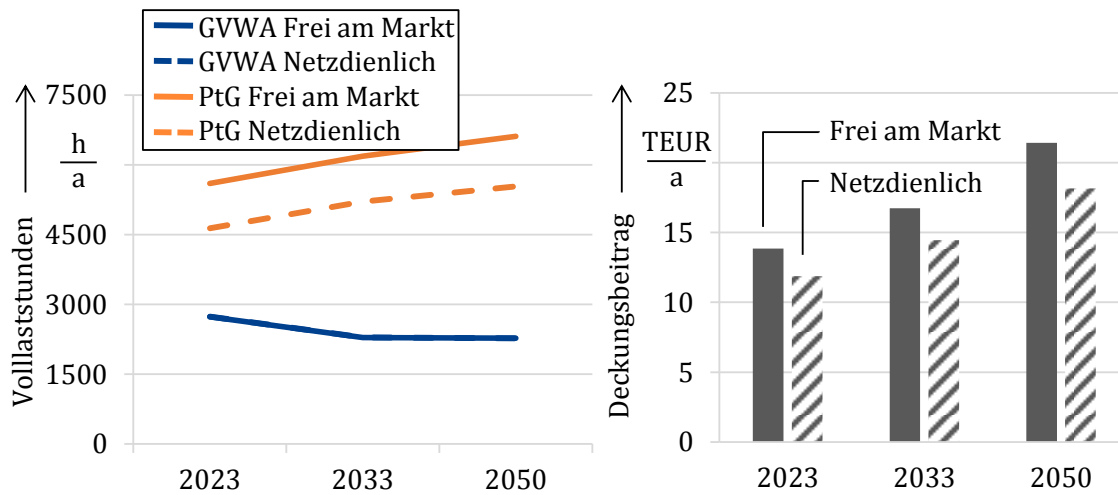
<sup>14</sup> Mit „frei am Markt“ ist im „regionalen System“ nur gemeint, dass beim Einsatz der Kopplungselemente keine Netzrestriktionen berücksichtigt werden. Das heißt die Kopplungselemente werden so eingesetzt, dass die Last soweit wie möglich lokal gedeckt wird (ohne Netzbezug) und bei Überschüssen 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 Markt<sup>15</sup> 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.

---

<sup>15</sup> 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"> <li>- Smart-Grid-System zur Steuerung der PtG-Anlagen</li> <li>- Transformator ersetzen durch rONT (800 kVA)</li> <li>- 270 m Kabel</li> <li>- 270 m Trasse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Smart-Grid-System zur Steuerung der PtG-Anlagen</li> <li>- Transformator ersetzen durch rONT (800 kVA)</li> <li>- 6 m Kabel</li> <li>- 6 m Trasse</li> </ul>
2033	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 250 m Kabel</li> <li>- 250 m Trasse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 250 m Kabel</li> <li>- 250 m Trasse</li> </ul>
2050	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 305 m Kabel</li> <li>- 305 m Trasse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 176 m Kabel</li> <li>- 176 m Trasse</li> </ul>

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 abgezinnten 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
<b>Variante 5</b> Gekoppelter Ausbau, regional, „Frei am Markt“	56.639	5.586	2.584	67.796
<b>Variante 6</b> 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 CO<sub>2</sub>-neutral verbrannt werden und kann je nach Marktdesign aufgrund der Einsparung von CO<sub>2</sub>-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<sub>th</sub> (2023), 36,00 EUR/MWh<sub>th</sub> bzw. 48,40 EUR/MWh<sub>th</sub> (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.

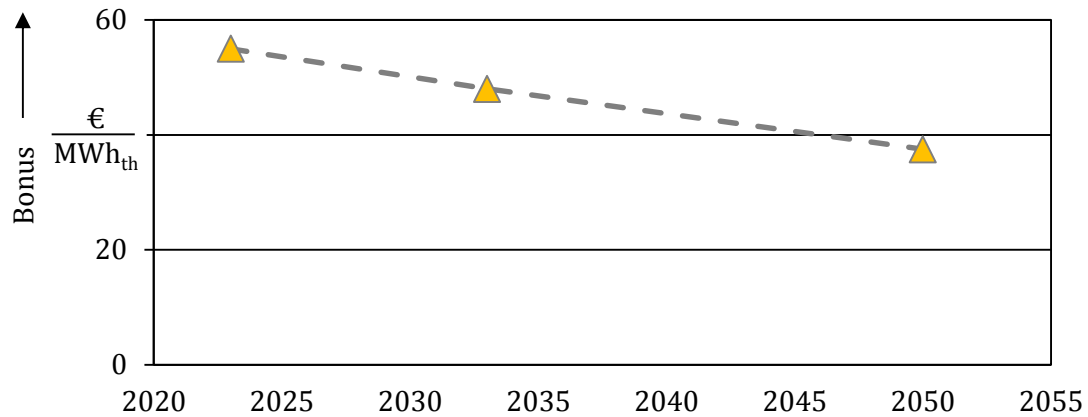
Um eine Korrelation des PtG-Einsatzes mit der Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien zu gewährleisten, wird ein zeitabhängiger Bonus gewählt. Dieser wird nur in den Stunden gewährt, in denen die eingespeiste Windenergie- und PV-Leistung den in Tabelle 4.38 angegebenen Anteil an der deutschlandweiten 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 Gasabsatzpreis<sup>16</sup>**

Es zeigt sich ein näherungsweise lineares Absinken des Bonus von 55,00 EUR/MWh<sub>th</sub> in 2023 auf 37,50 EUR/MWh<sub>th</sub> 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.

---

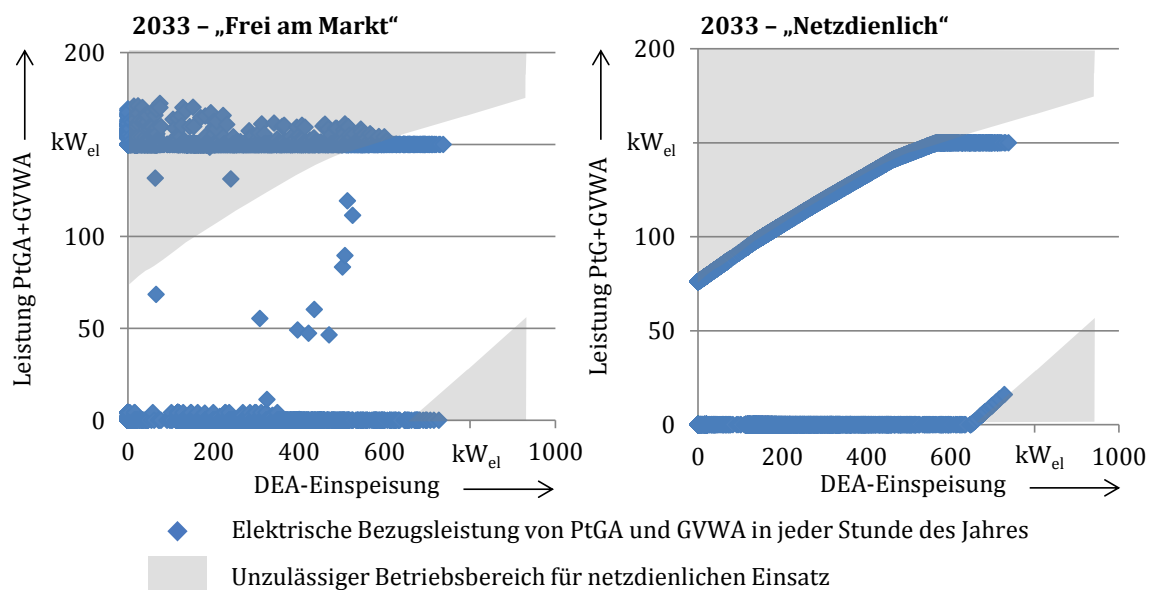
<sup>16</sup> Annahmen: Investitionskosten Elektrolyse: 1.000 EUR/kW<sub>el</sub>; Zinssatz: 5,88%; Lebensdauer der Anlage: 20 Jahre

**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-Strom-erzeugung [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
Strom-aufnahme GVWA [MWh/a]	-0,4	-0,4	-2	-2	-8	-8
Strom-aufnahme PtG [MWh/a]	-5	-492	-31	-481	-205	-482

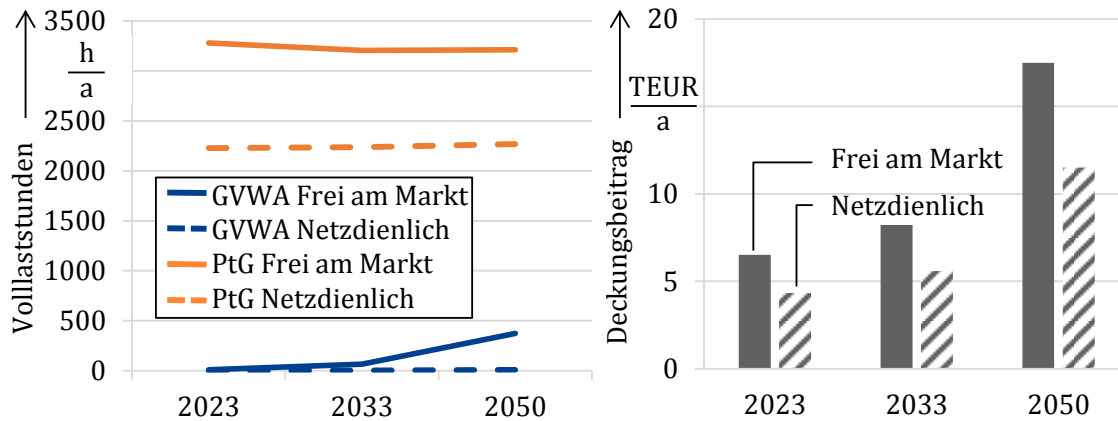
Durch die Förderung wird die PtG-Anlage deutlich häufiger eingesetzt als im Basisfall. Entsprechend der gewählten Parametrierung des Bonus bleibt die durch die PtG-Anlage aufgenommene Energiemenge in den betrachteten Stützjahren näherungsweise konstant bei etwas unter 500 MWh<sub>el</sub>/a. Der zusätzliche 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.

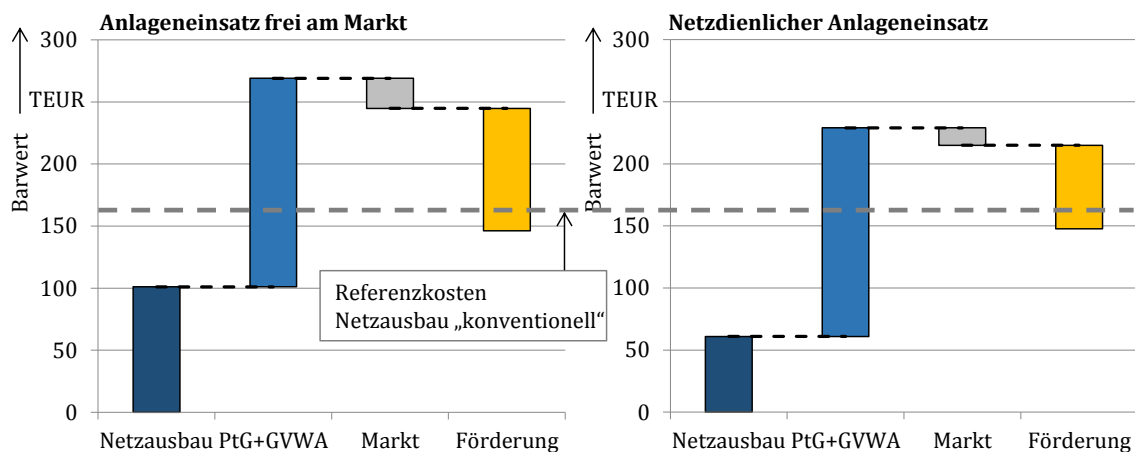


**Bild 4.54: Auswirkungen von netzdienlicher Fahrweise auf Volllaststunden und Deckungsbeiträge der Kopplungselemente für Werlte mit Förderung**

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 Kosten<sup>17</sup> 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.

<sup>17</sup> Annahmen: Investitionskosten Elektrolyse: 1.000 EUR/ kW<sub>el</sub>; 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 Erlöskomponenten 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<sub>el</sub>, 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 ( $H_2$ ) von ca. 1.000 EUR/kW<sub>el</sub> (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<sub>el</sub> 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](http://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](http://www.emsland.com) [Stand 05.06.2013]
- [15] Wikimedia Foundation Inc.: „Landkreis Emsland“, 2013.  
URL: [http://de.wikipedia.org/wiki/Landkreis\\_Emsland](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](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](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 <sub>2</sub> , Gesamtanlage inkl. Einspeisung), 200 kW <sub>el</sub> .....	56
Bild 3.9: Kostenentwicklung PtG-Anlage (CH <sub>4</sub> , Gesamtanlage inkl. Einspeisung), 200 kW <sub>el</sub> 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, Steinfehn 2023: Ausbauvariante 1 „Konventionell“ (neue Kabel in rot) .....	104
Bild 4.13: Werlte, Steinfehn 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 <sup>3</sup> /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“ <sup>15</sup> 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, Steinfeld: Standorte der zusätzlichen DEA 2023 .....	217
Bild 9.2: Werlte, Steinfeld: 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 <sup>3</sup> /h).....	220
Bild 9.7:	Auslastung GDRA Werlte Sternbusch (Installierte Leistung 5.000 m <sup>3</sup> /h).....	221
Bild 9.8:	Auslastung GDRA Werlte Harrenstätter Str. (Installierte Leistung 5.000 m <sup>3</sup> /h) .....	222
Bild 9.9:	Auslastung GDRA Esterwegen (Installierte Leistung 5.000 m <sup>3</sup> /h).....	223
Bild 9.10:	Auslastung der GDRA Börger (Installierte Leistung 5.000 m <sup>3</sup> /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 <sub>e</sub> ).....	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 <sub>2</sub> -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

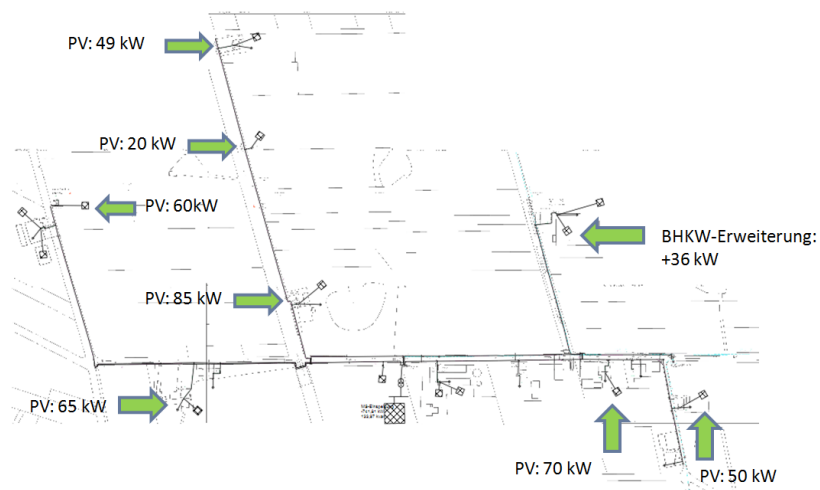


Bild 9.1: Werlte, Steinfeld: Standorte der zusätzlichen DEA 2023

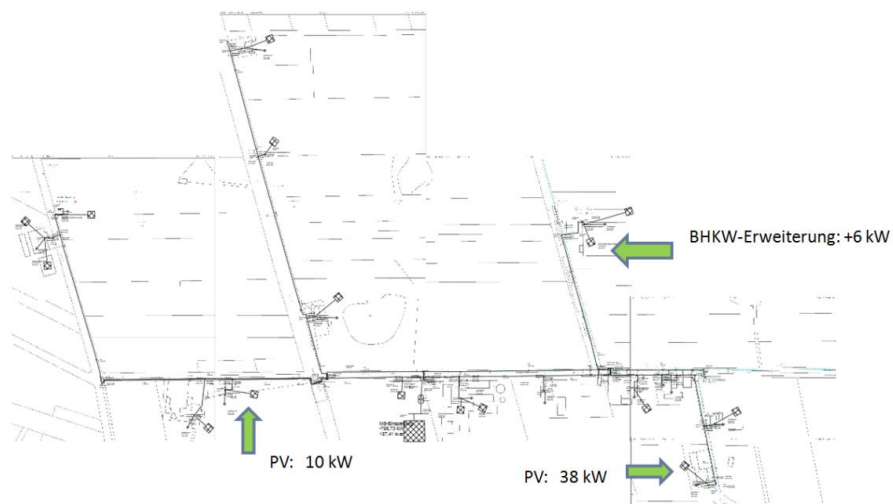
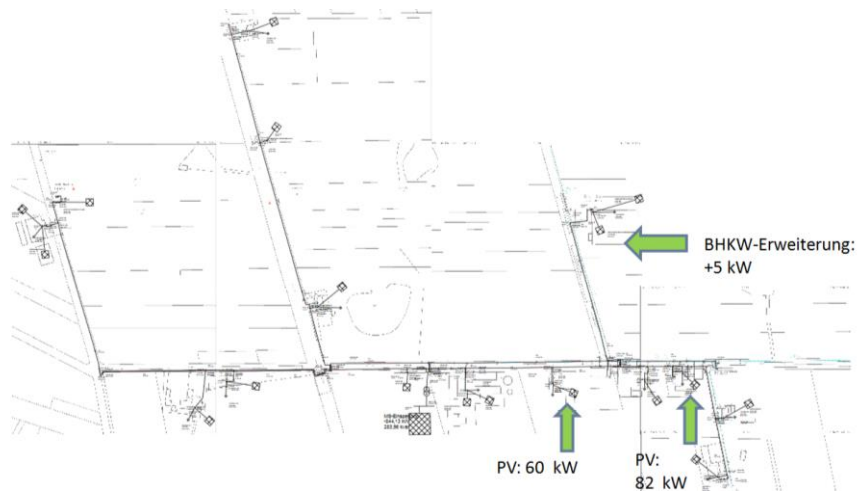
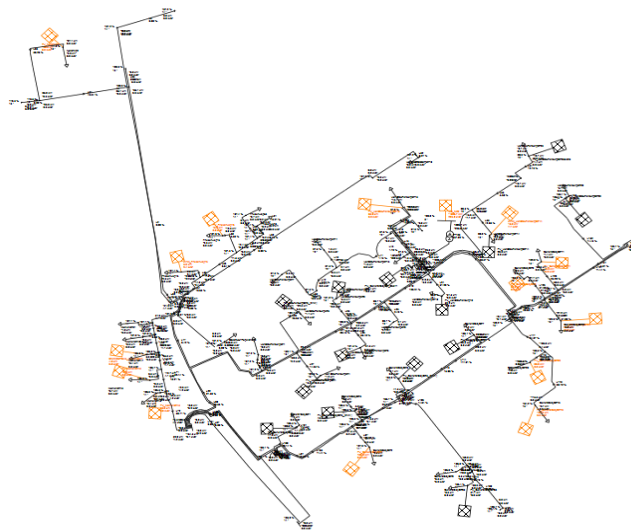


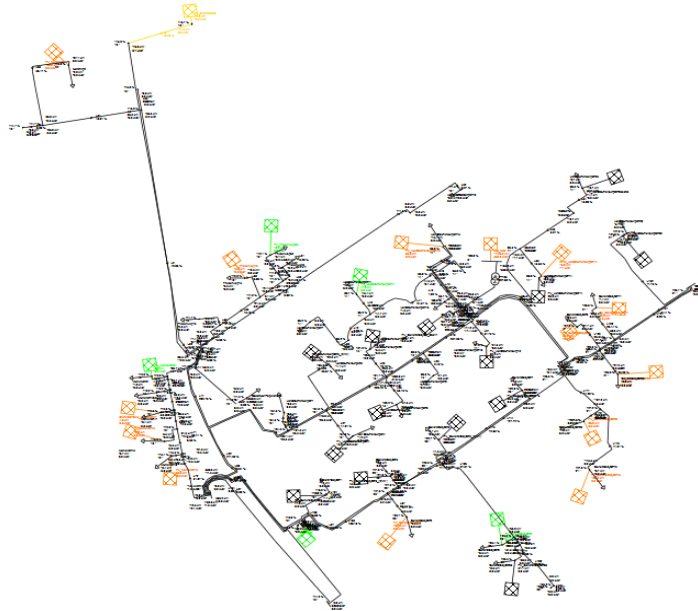
Bild 9.2: Werlte, Steinfeld: Standorte der zusätzlichen DEA 2023



**Bild 9.3: Werlte: Standorte der zusätzlichen DEA 2050**

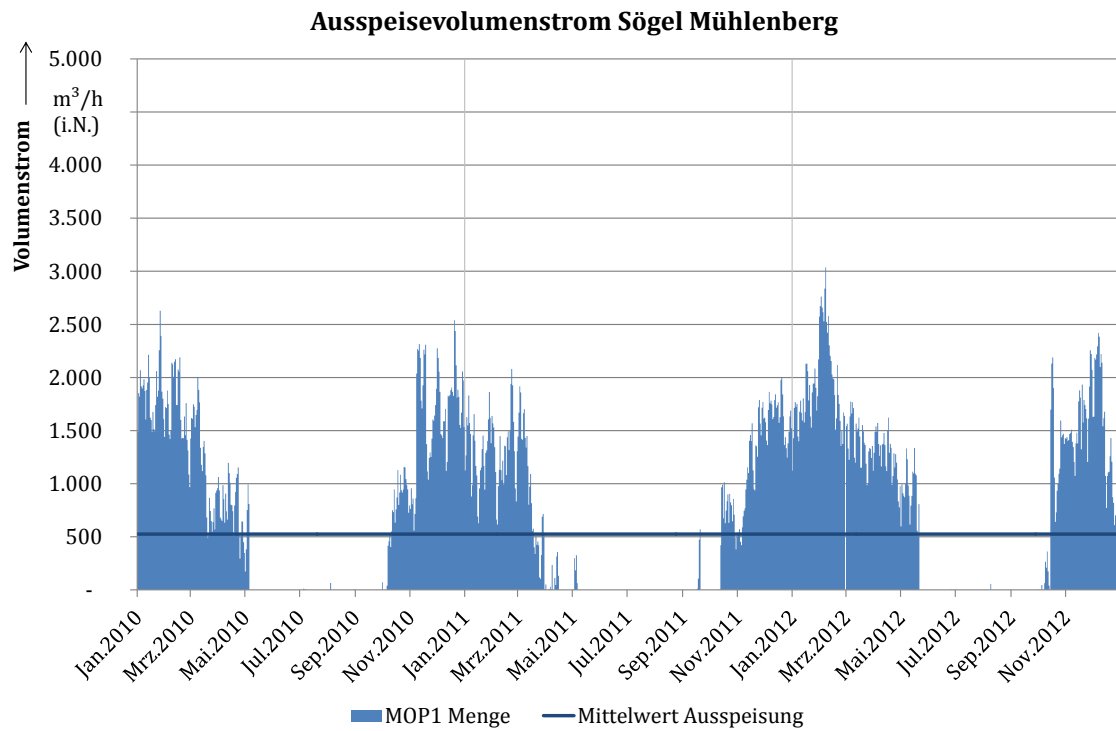


**Bild 9.4: Sögel, Staufenbergstraße: Standorte der zusätzlichen DEA 2023 (in orange)**

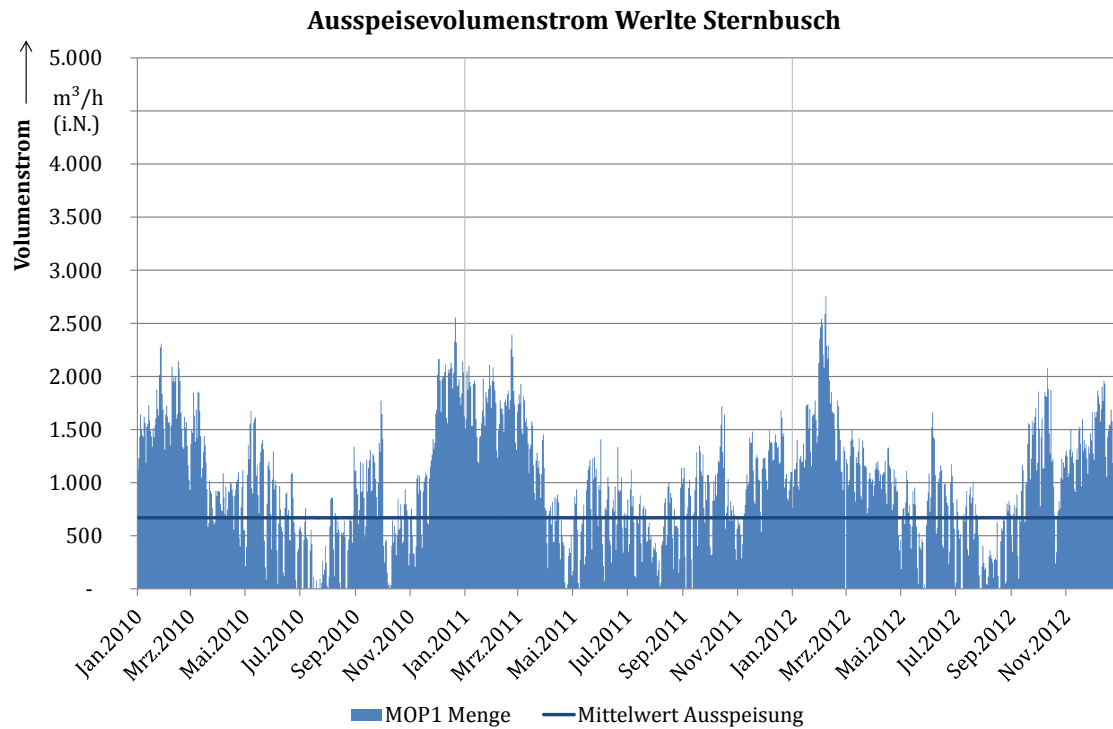


**Bild 9.5: Sögel, Staufenbergstraße: Standorte der zusätzlichen DEA: 2033 (in gelb) und 2050 (in grün)**

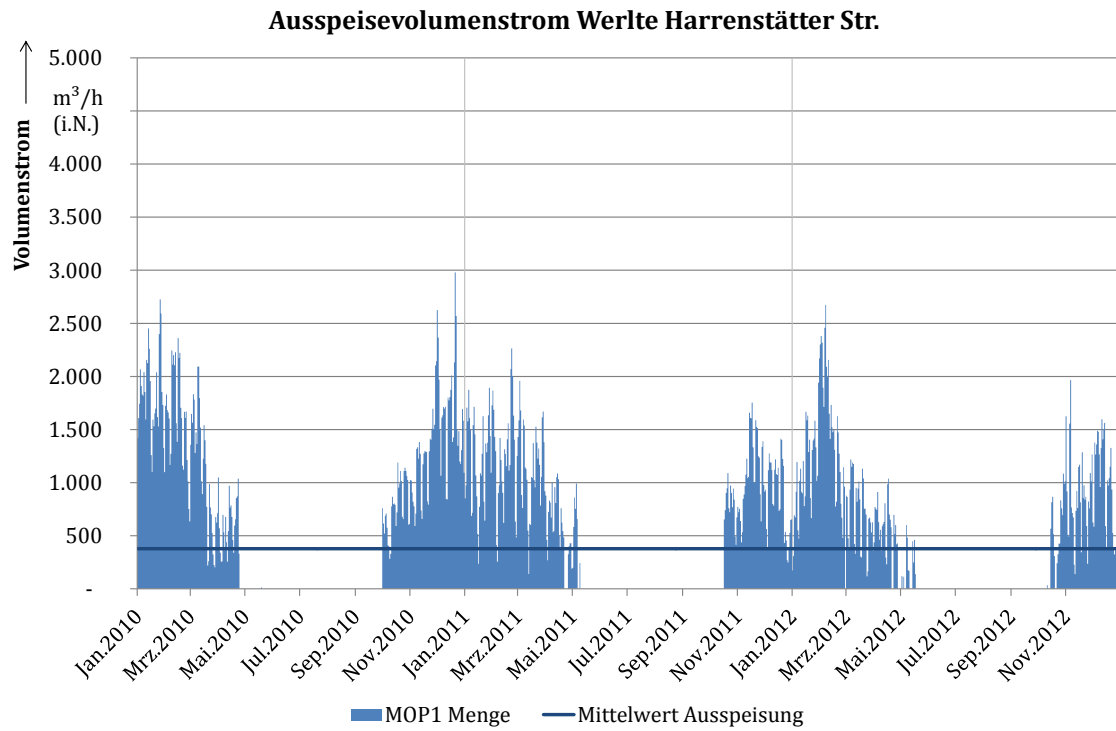
## Anhang B Auslastung der GDRA

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

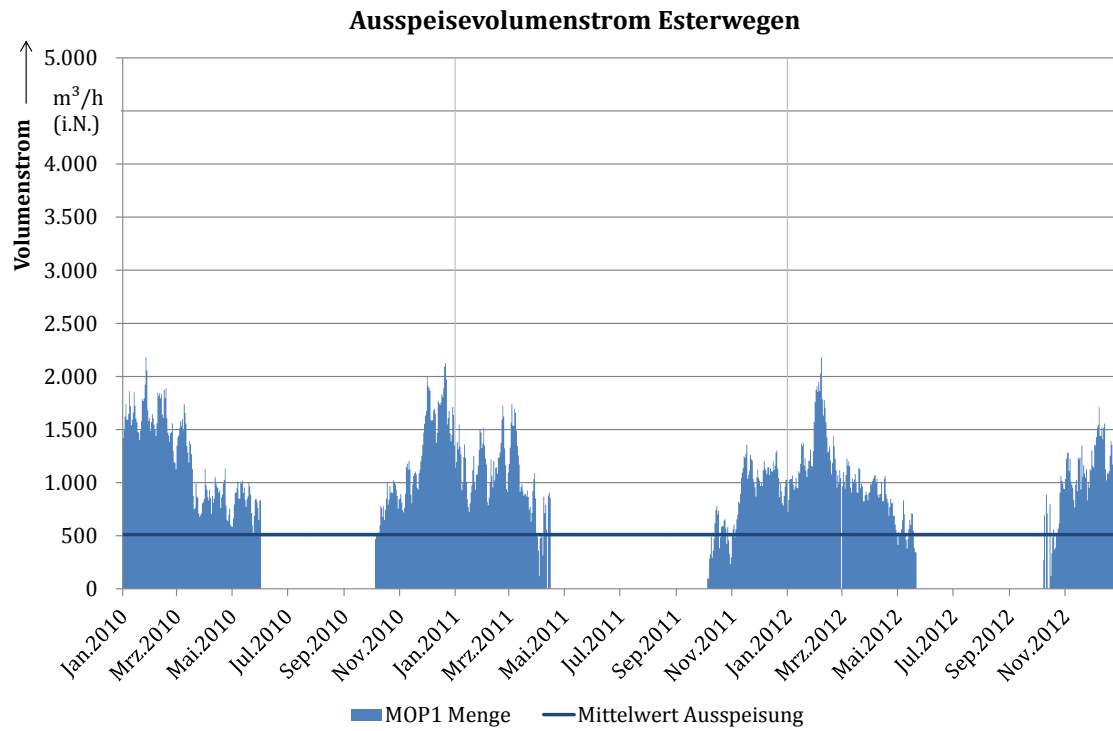




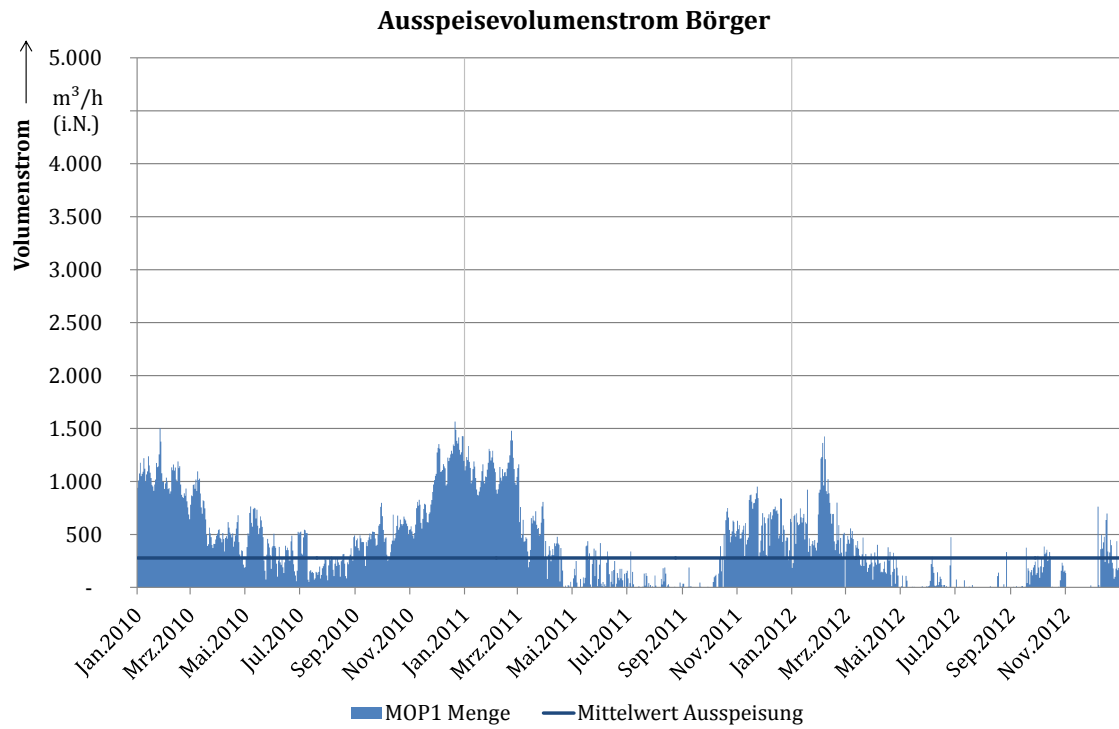
**Bild 9.7: Auslastung GDRA Werlte Sternbusch (Installierte Leistung 5.000 m³/h)**



**Bild 9.8: Auslastung GDRA Werlte Harrenstätter Str. (Installierte Leistung 5.000 m<sup>3</sup>/h)**

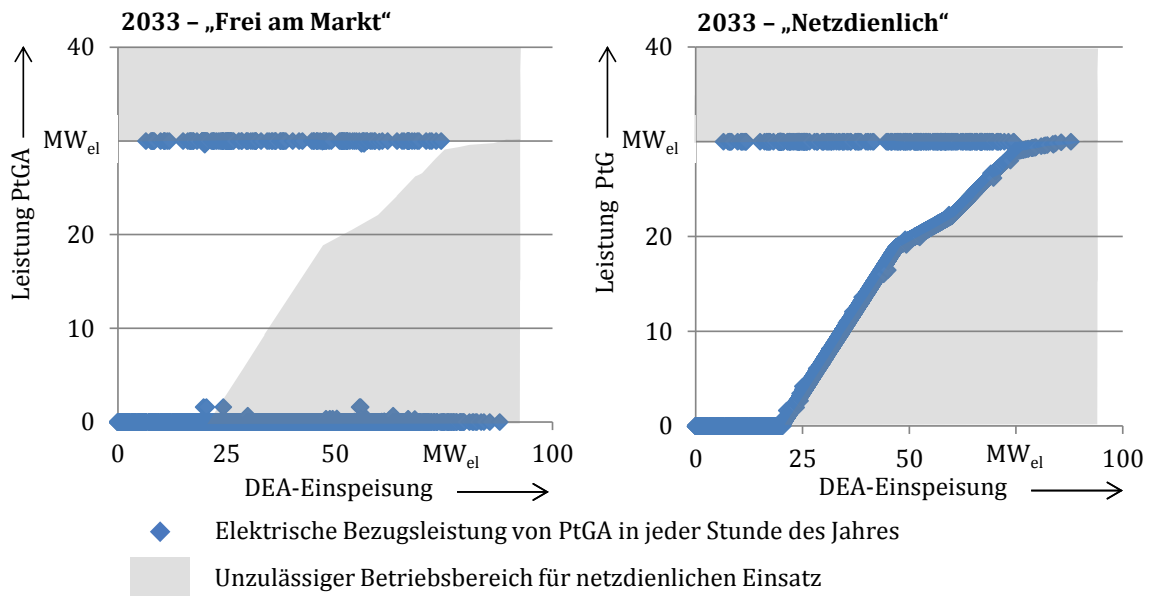


**Bild 9.9: Auslastung GDRA Esterwegen (Installierte Leistung 5.000 m³/h)**



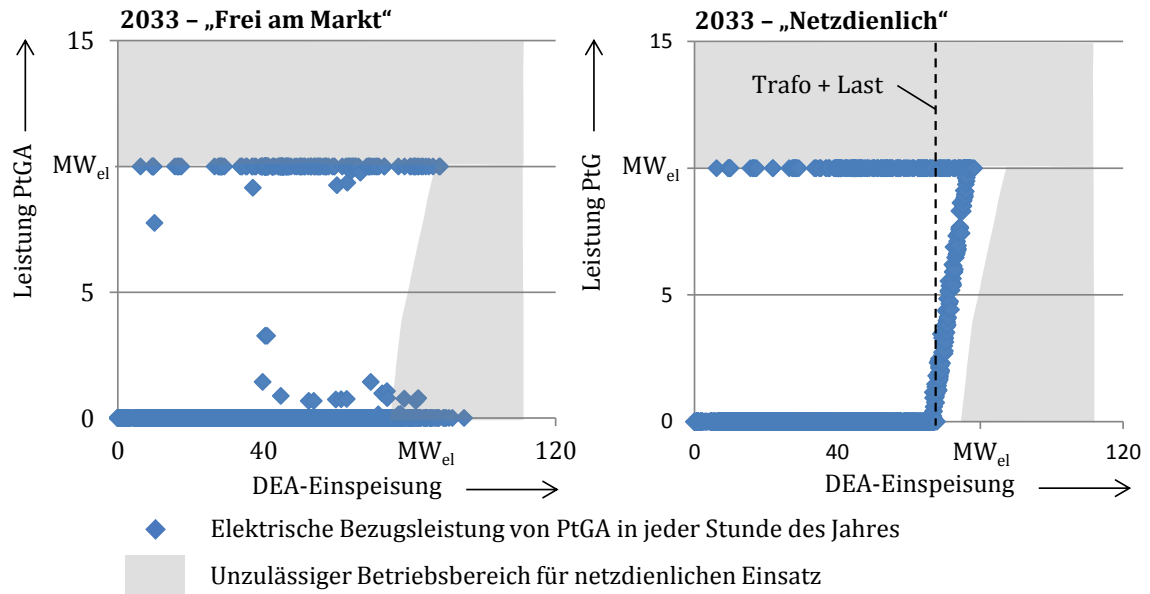
**Bild 9.10: Auslastung der GDRA Börger (Installierte Leistung 5.000 m<sup>3</sup>/h)**

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**