

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Brandenburgische
Technische Universität
Cottbus - Senftenberg

OptNetzE

Optimierung des integrierten Betriebs von Übertragungs- und Verteilnetzen bei zunehmend fluktuierender Erzeugung und flexiblen Lasten

Verbundforschungsvorhaben OptNetze

„Optimierung des integrierten Betriebs von Übertragungs- und Verteilnetzen bei zunehmend fluktuierender Erzeugung und flexiblen Lasten“

– gekürzter Schlussbericht –

zu dem Teilvorhaben der BTU Cottbus-Senftenberg
(FKZ: 0325814C)

Arbeitspaket 4

„Einbezug angrenzender Energiesektoren zur Flexibilisierung des Netzbetriebs unter Berücksichtigung von Power-to-Gas-Konzepten“

22.05.2019

Berichtsverfasser:

Dipl.-Ing. David Matzekat

Projektleitung:

Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz

BTU Cottbus-Senftenberg
FG Energieverteilung und Hochspannungstechnik
Siemens-Halske-Ring 13
03046 Cottbus

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

INHALTSVERZEICHNIS

1	Motivation	1
1.1	Aufgabenstellung	1
1.2	Technologieübersicht Power-to-Gas	3
1.3	Wissenschaftlicher und technischer Stand.....	6
2	Standort- und Potentialanalyse für das Land Brandenburg.....	8
3	Netzberechnungen zur Bewertung der Netzdienlichkeit von PtG-Anlagen.....	15
4	Kostenbetrachtung: Investitionskosten und Abgaben, Steuern und Umlagen von PtG-Anlagen.....	21
4.1.1	Investitionskosten (fixen Gasgestehungskosten)	21
4.1.2	Abgaben, Steuern und Umlagen bei unterschiedlichen Strombezugsvarianten	23
5	Erlöspotentiale aus der stofflichen Nutzung des Wasserstoffes.....	25
6	Technische Eignung und Ertragsperspektive für die unterschiedlichen Strommarktoptionen.....	28
6.1	Technische Anforderungen und Betriebserfahrungen für die unterschiedlichen Marktoptionen	28
6.2	Ausgleich von Prognoseabweichung bzw. Bilanzkreismanagement.....	30
6.3	Primär- und Sekundärregelleistung.....	36
6.4	Markträumung: Nutzung negativer Strompreise	40
6.5	Nutzen statt Abregeln: Vermeidung von Einspeisemanagementmaßnahmen	42
7	Zusammenfassung und Fazit.....	45
8	Abbildungsverzeichnis	47
9	Tabellenverzeichnis	48
10	Literaturverzeichnis.....	49

1 MOTIVATION

Die wachsende Einspeisung aus fluktuierenden Energiequellen in das Energieversorgungsnetz, insbesondere durch Wind- und PV-Anlagen, die überwiegend nicht bedarfsgerecht erfolgt, stellt die Betriebsführung vor große Herausforderungen. Zur Integration der Erneuerbaren Energien müssen der Netzbetrieb angepasst, dezentraler gestaltet sowie neue Flexibilitäten auf der Verbraucher- und Erzeugerseite erschlossen werden.

Die steigenden Erzeugungskapazitäten aus Wind- und PV-Anlagen führen bei starker Sonneneinstrahlung bzw. guten Windverhältnissen zu großen EE-Einspeiseleistungen, die je nach Netzgebiet aufgrund vorhandener Netzengpässe häufig mithilfe von Netzsicherheitsmaßnahmen abgeregelt werden müssen. Diese Nichtnutzung von vorhandener regenerativer Energie bei gleichzeitiger monetärer Vergütung ist langfristig sehr ineffizient. Es müssen Lösungen entwickelt werden, wie diese Überschussmengen gespeichert und aus volkswirtschaftlicher Sicht optimal verwertet werden können. Darüber hinaus braucht man Technologien, welche die dargebotsabhängige Einspeisung der Erneuerbaren Energien an die täglichen und saisonalen Lastschwankungen anpassen können.

Beim Konzept Power-to-Gas wird die überschüssige elektrische Energie in Wasserstoff bzw. Methan umgewandelt, womit große Energiemengen über lange Zeiträume durch die Nutzung der bestehenden Gasnetzinfrastuktur gespeichert werden können. Der produzierte „grüne Wasserstoff“ kann anschließend als Rohstoff für die Industrie (CO₂-neutrale Produktion), als Kraftstoff für die Mobilität oder als Brennstoff (bspw. zur Rückverstromung) genutzt werden.

Nach dem Zwischenbericht von VCI „Zukunft der Energiespeicher“ [1] sind stoffliche Energiespeicherkonzepte die einzige Möglichkeit, größere Mengen von Energie (>10 GWh) langfristig zu speichern und nutzbar zu machen. In einem auf Erneuerbaren Energien beruhenden Energieversorgungssystem werden derartige Technologien zukünftig von grundlegender Bedeutung sein.

1.1 Aufgabenstellung

Die Partner im Gesamtvorhaben OptNetzE haben sich die Aufgabe gestellt, Verfahren für den Netzbetrieb zum Ausgleich fluktuierender Erzeugung unter Berücksichtigung aller Akteure weiterzuentwickeln und zukunftsfähig zu organisieren. Dazu wurden die folgenden Arbeitspakete definiert:

- 1) Kritische Analyse des Lösungsfeldes für die Interaktion von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern mit Erzeugern und Verbrauchern,
- 2) Gesamtkonzept für den netzübergreifenden integrierten Betrieb,
- 3) Darstellung zeitskalen-übergreifender Informationen über den Verteilnetzzustand,
- 4) Einbezug angrenzender Energiesektoren zur Flexibilisierung des Netzbetriebs,
- 5) Simulation und modellhafte Anwendung.

Das Teilvorhaben der BTU Cottbus-Senftenberg ist im Gesamtvorhaben OptNetzE im Arbeitspaket 4 eingegliedert und beschäftigt sich mit der Netzintegration von Erneuerbaren Energien (EE) sowie mit der Erbringung von Systemdienstleistungen durch plan- und regelbare Lasten. Das Teilvorhaben legt hierbei den Schwerpunkt auf Power-to-Gas (PtG)-Anlagen und deren technische und wirtschaftliche Integration in ein zukünftiges regeneratives Energieversorgungssystem. Die in diesem Vorhaben behandelten PtG-Anlagen sollen insbesondere dazu dienen, flexible Lasten zur Unterstützung des Netzbetriebs in Regionen mit hoher EE-Einspeisung bereitzustellen.

Die Arbeitsaufgaben der BTU Cottbus-Senftenberg gliederten sich in die drei folgenden Arbeitspakete.

- Arbeitspaket 4.4: Vergleichende wissenschaftliche Analyse von bestehenden PtG-Konzepten und Anlagenvarianten,
- Arbeitspaket 4.5: Analyse und Modellbildung von PtG im Betrieb gemäß Fahrplan,
- Arbeitspaket 4.6: Analyse und Modellbildung von PtG zur Flexibilisierung im Betrieb.

Eine strikte Trennung der Einsatzfälle gemäß Fahrplan (vgl. Arbeitspaket 4.5) und zur Flexibilisierung im Betrieb (vgl. Arbeitspaket 4.6) hat sich während der Durchführung des Vorhabens als nicht zielführend herausgestellt, sodass beide Arbeitspakete zusammen bearbeitet wurden.

Im ersten Arbeitsschritt wird eine Technologieanalyse und Klassifizierung von PtG-Anlagen durchgeführt. Hierbei sollen die Funktionsweise und theoretischen Grundlagen von Elektrolyseuren analysiert und deren technische Restriktionen abgeleitet werden. Dieser Arbeitsschritt bildet die spätere Grundlage für die Modellbildung der PtG-Anlagen. Neben den aktuellen Rahmenbedingungen sollen auch zukünftige technologische Entwicklungstendenzen recherchiert werden. Ziel ist es, die technische Eignung für unterschiedliche PtG-Konzepte und Einsatzfälle bewerten zu können.

Im nächsten Arbeitsschritt wird eine Standort- und Potentialanalyse für PtG-Konzepte auf Verteilnetzebene durchgeführt. Dabei werden die folgenden Gesichtspunkte berücksichtigt:

- Last (Lastdichte, Lastverteilung),
- Erzeugung (Erzeugungsverteilung, Charakteristik der Erzeugung),
- Netz (Topologie, Vermaschungsgrad, Anzahl/Standorte der Netzverknüpfungspunkte),
- Netzengpässe,
- gasnetzseitige Randbedingungen (Entfernung zum Gasnetz, Potential zur Einspeisung von Wasserstoff bzw. Methan, etc.).

Aufbauend auf der Standort- und Potentialanalyse werden Modelle entwickelt und Netzberechnungen durchgeführt, um die wesentlichen technischen und marktwirtschaftlichen Herausforderungen zur Integration von PtG-Anlagen zu identifizieren. Hierbei steht wiederum ein netz- und systemdienlicher Betrieb der Anlagen im Vordergrund der Untersuchungen.

Im dritten Arbeitsschritt werden die unterschiedlichen Einsatzfälle unter den derzeitigen Rahmenbedingungen ökonomisch bewertet. Es werden die Investitions- und Betriebskosten ermittelt und den Erlösen aus der stofflichen Nutzung des Wasserstoffs und des Strommarktes gegenübergestellt.

Schließlich werden die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen analysiert und Maßnahmen zur Unterstützung der Markteinführung von PtG-Konzepten erarbeitet.

1.2 Technologieübersicht Power-to-Gas

Die Gewinnung von Wasserstoff oder Methan unter Verwendung von elektrischer Energie wird als *Power-to-Gas* bezeichnet. Eine PtG-Anlage besteht aus einem Elektrolyseur mit optionalem Methanisierungssystem sowie weiteren Peripheriekomponenten. Die Wasserstoffelektrolyse ist ein elektrochemisches Verfahren bei dem durch Anlegen einer elektrischen Spannung an zwei Elektroden (Anode und Kathode) Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) aufgespaltet wird. Damit sich die Gase nicht wieder vermischen, muss zusätzlich ein ionenleitendes gasundurchlässiges Diaphragma zwischen Kathode und Anode verbaut werden. Für die Wasserelektrolyse stehen heutzutage die folgenden Technologien zur Verfügung:

- Alkalische Elektrolyse (AEL),
- Proton Exchange Membrane Elektrolyse (PEMEL),
- Hochtemperaturelektrolyse (SOEC).

In Tabelle 1-1 sind die technischen Kennwerte der unterschiedlichen Elektrolysetechnologien unter Berücksichtigung des Stands der Technik sowie zukünftiger Entwicklungspotentiale dargestellt.

Tabelle 1-1: Technische Kennwerte von Elektrolysetechnologien [2] [3]

Elektrolysetechnologie	AEL		PEMEL		SOEC	
	heute	2030	heute	2030	heute	2030
spezifischer Energiebedarf für H ₂ in kWh/Nm ³	5,8	5,2	6,0	4,9	3,7	-
Stackwirkungsgrad in %	51-71	58-73	54-71	70-77	>100 ¹	-
Systemwirkungsgrad in %	43-67	53-70	40-67	63-73	82	-
minimale Teillast in %	20	10	10	0	30	-
maximaler Lastgradient in %/s	0,3	0,3	10	10	-	-
Lebensdauer in a	25	30	15	30	-	-
Investitionskosten in €/kW	1.100	880	2.735	1.320	-	-
Aktivierungszeit	Aus Standby: < 30 s Aus Stillstand: 10 min					

Alkalische Elektrolyse (AEL)

Die AEL ist eine kommerziell (großtechnisch) verfügbare Technologie. Die größte Anlage dieser Art befindet sich am Assuan-Staudamm in Ägypten und hat eine installierte elektrische Leistung von über 200 MW². Die effizientesten Anlagen haben einen Systemwirkungsgrad von ca. 67%. Die Verluste sind hauptsächlich auf Überspannungen und ohmsche Verluste in Wärme zurückzuführen. AELs sind grundsätzlich in der Lage Last- bzw. Erzeugungsschwankungen zu folgen, jedoch hat das System eine gewisse Trägheit aufgrund der großen Peripheriekomponenten (Laugenpumpen, Druckregler, etc.). Die Teillastfähigkeit von alkalischen Elektrolyseuren wird mit ca. 20% angegeben. Der dynamische Betrieb und Teillast wirken sich negativ auf die Gasreinheit aus. Das Abschalten eines alkalischen Elektrolyseurs in den Standby führt insbesondere bei Druckelektrolyseuren zur Querdiffusion und Fremdgasen. Beim Wiederaufstart der Anlagen kann somit ein aufwändiges Spülen notwendig sein.

¹ ohne zugeführte Wärmeenergie

² <http://www.ht-hyrotechnik.de/unternehmen/historie/assuan/>

PEM-Elektrolyse (PEMEL)

Die PEM-Elektrolyse ist eine relativ neue (seit 20 Jahren) kommerziell verfügbare Technologie mit einem ähnlichen Wirkungsgrad wie die alkalische Elektrolyse, jedoch einem deutlichen besseren dynamischen Betriebsverhalten. Dementsprechend sind diese Anlagen in der Lage, einer fluktuierenden Wind- und PV-Erzeugung nahezu verzögerungsfrei zu folgen. Als Katalysator kommen wertvolle Edelmetalle zum Einsatz, welche die Technologie kostspielig machen. Weiterhin haben PEMEL einen deutlich geringeren Leistungsbereich als AEL (Stackleistung). Die PEM-Elektrolyse ist eine relativ junge Technologie, sodass hier noch erhebliche Kostensenkungs- und Entwicklungspotentiale zu erwarten sind.

Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC)

Die ersten Forschungstätigkeiten im Bereich der SOEC wurden in den 70er und 80er Jahren aufgenommen. Erst in letzten Jahren rückte diese Technologie wieder in den Fokus der Forschung. Die SOEC ist daher noch in einem sehr frühen Entwicklungsstadium und es existieren nur Pilotanlagen im dreistelligen kW-Bereich. Im Gegensatz zur AEL und PEMEL wird hier nicht Wasser, sondern Wasserdampf zugesetzt. Durch die Nutzung von einer Hochtemperaturquelle können mit dieser Technologie sehr hohe Wirkungsgrade von mehr als 100% (ohne zugeführte Wärmeenergie) erzielt werden, sodass hier insbesondere eine Kombination von Prozessen mit Abwärme als vielversprechend erscheint. Da die Hochtemperatur-Elektrolyse den niedrigsten technologischen Entwicklungsstand der benannten Wasserelektrolysesysteme aufweist, wird diese Technologie in den nachfolgenden Untersuchungen nicht detaillierter betrachtet.

Fazit

Aufgrund höherer Lastgradienten sowie einer besseren Teil- und Überlastfähigkeit ist die PEMEL für den dynamischen Betrieb besser geeignet als die alkalische Elektrolyse. Die alkalische Elektrolyse schneidet insbesondere bei den Kosten, der Lebensdauer und Skalierbarkeit besser als die PEMEL ab. Angesichts der größeren Kostensenkungs- und Entwicklungspotentiale bei der PEMEL scheint diese Technologie die besten Zukunftsaussichten zu haben.

1.3 Wissenschaftlicher und technischer Stand

Die Elektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff ist prinzipiell eine seit Jahrzehnten bekannte und innerhalb bestimmter technischer Parameter auch kommerziell verfügbare Technologie. Aufgrund der deutlich kostengünstigeren Herstellungsrouten von Wasserstoff aus fossilen Energieträgern hatte seit Anfang der neunziger Jahre das Forschungsinteresse an modernen Elektrolysetechnologien deutlich nachgelassen und erlebt erst in den letzten Jahren, angetrieben durch die Anforderungen aus der Speicherung fluktuierender Erneuerbarer Energien und dem zukünftigen Bedarf nach nichtfossilen Energieträgern eine Wiederbelebung.

Aktuell verfügbare Elektrolysesysteme größerer Leistung sind alkalische Elektrolyseure, die für eine statische Betriebsweise ausgelegt sind. PEM-Elektrolyseure hingegen werden in kleineren Leistungsbereichen angeboten und haben gegenüber der alkalischen Elektrolyse noch eine geringere Lebensdauer. Derzeit wird viel Entwicklungsarbeit geleistet, um die Dynamik der Anlagen zu erhöhen und Kostensenkungspotenziale der Technologie zu identifizieren und auszuschöpfen.

In Deutschland gibt es derzeit eine Vielzahl von PtG-Pilotprojekten mit unterschiedlichem Arbeitsstand, welche im Webportal www.powertogas.info dargestellt sind. Die Projekte unterscheiden sich in der Zielstellung und der eingesetzten Technologien. Aktuelle Schwerpunkte der Technologie- und Anwendungsforschung sind:

- Erprobung verschiedener Elektrolyseverfahren (mit dem Ziel, die Kosten zu senken und die Dynamik der Anlagen zu erhöhen),
- Methanisierung von Wasserstoff,
- Kopplung des Strom- und Gasnetzes,
- Wasserstoffeinspeisung,
- Wasserstoff bzw. Methan als Kraftstoff für die Mobilität,
- Stoffliche Nutzung von Wasserstoff in der Industrie,
- Rückverstromung von Methan bzw. Wasserstoff,
- Einsatz der PtG-Anlagen als Flexibilitäten zur Unterstützung des Netzbetriebes.

Als Pilotprojekte seien hier beispielhaft aufgeführt:

- H₂-Forschungszentrum Cottbus,
- Innovations- und Demonstrationsvorhaben RH₂-Werder/Kessin/Altentreptow (Mecklenburg-Vorpommern),

- Hybridkraftwerk Prenzlau (Brandenburg),
- WindGas Falkenhagen (Brandenburg),
- ZSW-Forschungsplattform Power-to-Gas (Baden-Württemberg).

Bei den genannten Projekten dominieren zurzeit die alkalische und PEM-Elektrolyse. In zunehmendem Maße, vor allem in Ostdeutschland, erreichen die Anlagen Leistungsbereiche, die sich im einstelligen MW-Bereich bewegen. In der Regel werden PtG-Anlagen im Verbund mit Windenergieanlagen betrieben, um zur optimierten Netzintegration von Erneuerbaren Energien beizutragen.

2 STANDORT- UND POTENTIALANALYSE FÜR DAS LAND BRANDENBURG

Das PtG-Konzept bietet die Möglichkeit in Zeiten eines Überangebotes an elektrischer Energie und etwaig auftretender einspeisebedingter Netzengpässe den Verbrauch flexibel anzupassen und den erzeugten Wasserstoff bzw. Methan im Gasnetz abzuspeichern. Ein netzdienlicher Einsatz und somit die Verringerung bzw. Vermeidung von Netzengpässen ist nur möglich, wenn sich die PtG-Anlage in unmittelbarer Nähe zum Netzengpass befindet (siehe hierzu Abschnitt 2.1.4). Die Ursache des Netzengpasses liegt in der Regel in einer Leitungs- und/oder Transformatorüberlastung aufgrund von zu hoher PV- bzw. Windeinspeisung.

Demnach muss zur netzdienlichen Kopplung der Stromnetz- und Gasnetzinfrastuktur die räumliche Nähe beider Systeme zueinander untersucht werden. Dazu wurde eine Methodik entwickelt, die das infrastrukturelle Potential des Strom- und Gasnetzes mit der regionalen Verteilung von EE-Anlagen zusammenführt.

Die Ergebnisse werden in eine gesamtheitliche Karte, welche die Schnittpunkte beider Infrastrukturen ermittelt und potentiell geeignetsten Standorte für PtG-Anlagen ausweist, dargestellt. Abbildung 2-1 beschreibt das methodische Vorgehen bei der Standort- und Potentialanalyse.

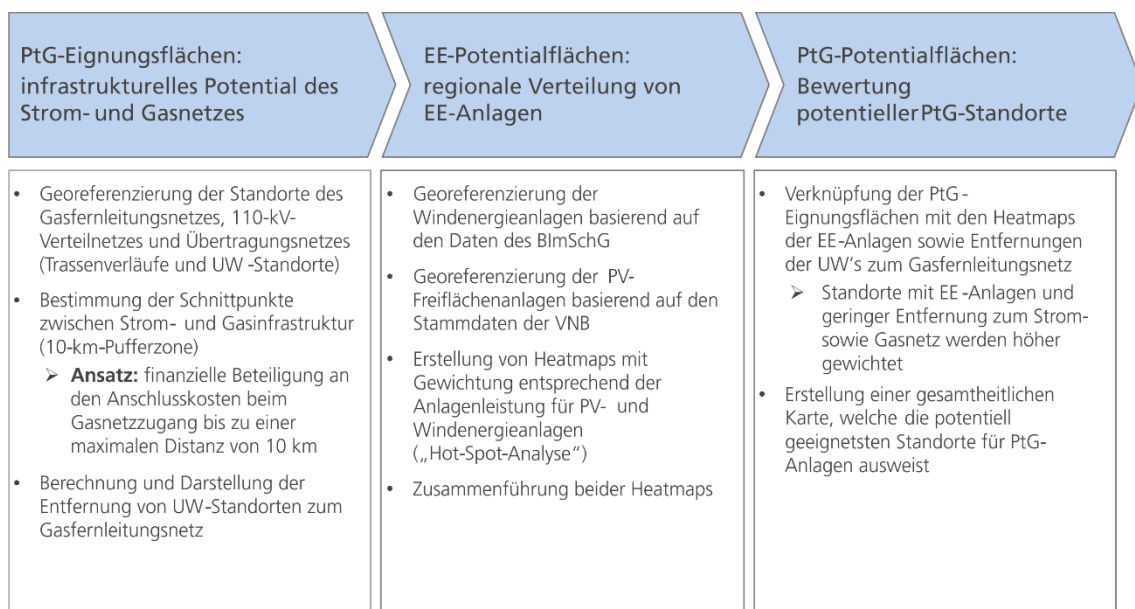


Abbildung 2-1: Methodisches Vorgehen bei der Standort- und Potentialanalyse

PtG-Eignungsflächen

Im Allgemeinen gilt, dass aus technischer Sicht mit entsprechendem baulichem Aufwand an jeder Stelle des Strom- und Gasnetzes Energie entnommen bzw. eingespeist werden kann. Dementsprechend muss zunächst ein Ansatz entwickelt werden, um die Schnittpunkte bzw. Einflusszonen zwischen dem Strom- und Gasnetz modellieren und bewerten zu können. Die Bestimmung der Schnittpunkte zwischen Strom- und Gasnetz basiert auf dem Ansatz einer 10-km-Pufferzone um das Gasfernleitungsnetzes. Die Distanz von 10 km wurde ausgewählt, da Anlagenbetreiber, die regenerativ erzeugtes Gas in das Gasfernleitungsnetz einspeisen wollen, bis zu einer maximalen Distanz von 10 km eine finanzielle Beteiligung an den Anschlusskosten erhalten.

Weiterhin wurden die Standorte der Umspannwerke des Verteil- und Übertragungsnetzes berücksichtigt, um die bereits vorhandenen Infrastrukturen bei der Standortanalyse zu berücksichtigen. Es wurde für jedes Umspannwerk die Entfernung zum Gasnetz ermittelt und entsprechend der ermittelten Entfernung eingefärbt.

Abbildung 2-2 stellt die somit ermittelten PtG-Eignungsflächen in einer Karte dar. Die Daten zum Gasfernleitungsnetz stammen von einer öffentlichen Netzkarte des ostdeutschen Gasfernleitungsnetzbetreibers ONTRAS [4]. Die georeferenzierten Daten vom 110-kV-Verteilnetz und Übertragungsnetz stammen von OpenStreetMap.

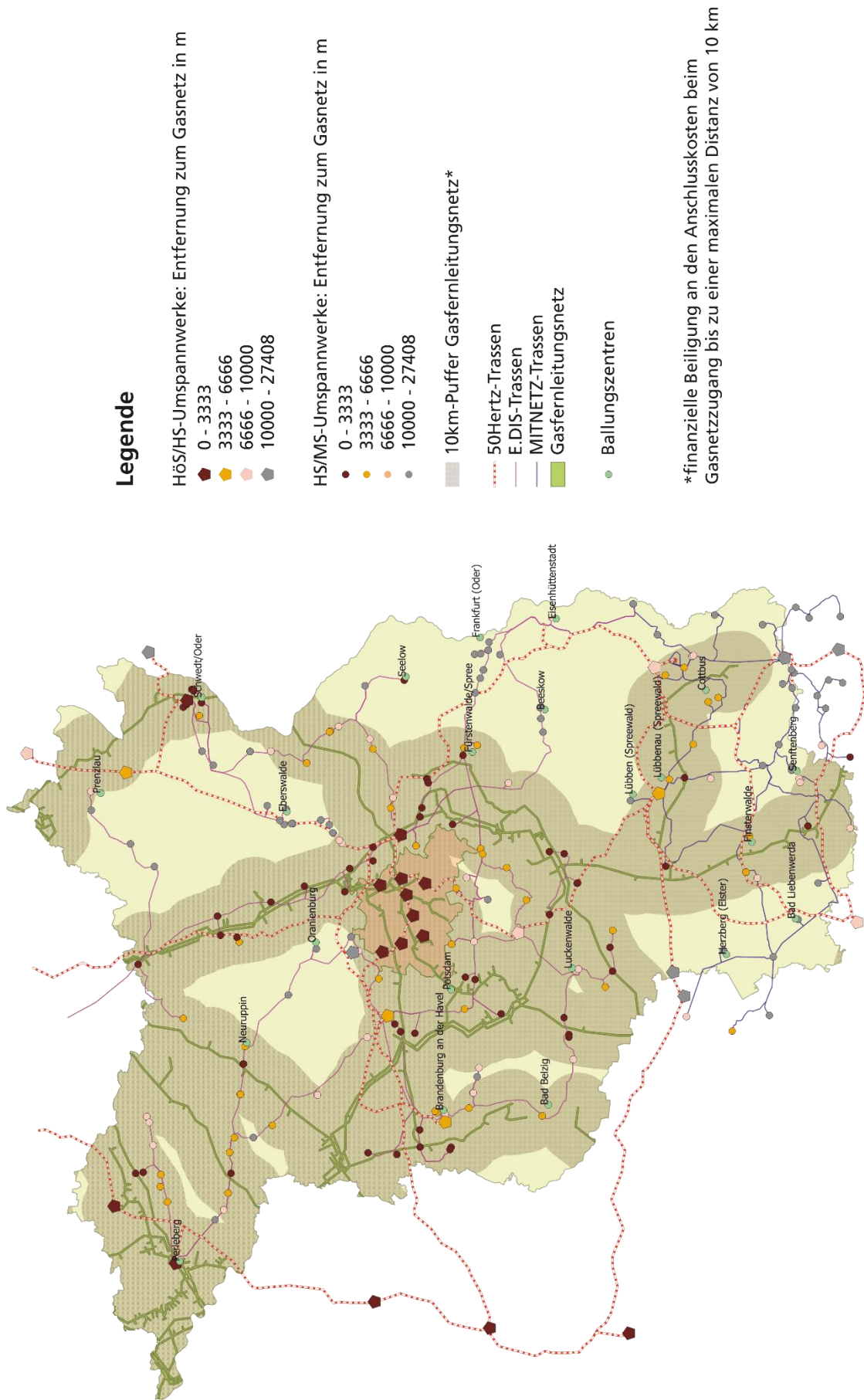


Abbildung 2-2: Schnittpunkte zwischen dem Strom- und Gasnetz (PtG-Eignungsflächen)

EE-Potentialflächen

Zur Visualisierung der räumlichen Verteilung der PV- und Windenergieanlagen wurde eine sogenannte „Hot-Spot-Analyse“ durchgeführt. Hierbei werden Heatmaps mit Gewichtung entsprechend der Anlagenleistung für PV- und Windenergieanlagen unter Verwendung der georeferenzierten Standorte der EE-Anlagen erstellt. Heatmaps sind besonders gut zur Darstellung großer Datenmengen geeignet und erlauben dabei, sich schnell und intuitiv einen Überblick über die markantesten regionalen Besonderheiten zu verschaffen.

Die Einfärbung der Fläche, im Speziellen eines Bildpunktes, symbolisiert hierbei wie viel installierte elektrische Leistung sich im Umkreis von 5 km befindet. Die resultierende eingefärbte Fläche stellt ein nachvollziehbares Bild der Leistungsdichte von PV- und Windenergieanlagen (Verteilung von EE-Anlagen) im Land Brandenburg dar.

Die Standorte der Windenergieanlagen werden aus den Daten des BImSchG des Landes Brandenburg abgeleitet. Die Georeferenzierung der PV-Freiflächenanlagen basiert auf den Stammdaten der Verteilnetzbetreiber. Bei den PV-Freiflächenanlagen wurden nur Anlagen größer 500 kW berücksichtigt.

Es wurde jeweils für PV- und Windenergieanlagen eine Karte angefertigt. Abschließend wurden beide Heat-Maps zusammengeführt, um schlussendlich die EE-Potentialflächen zu erhalten (siehe Abbildung 2-3).

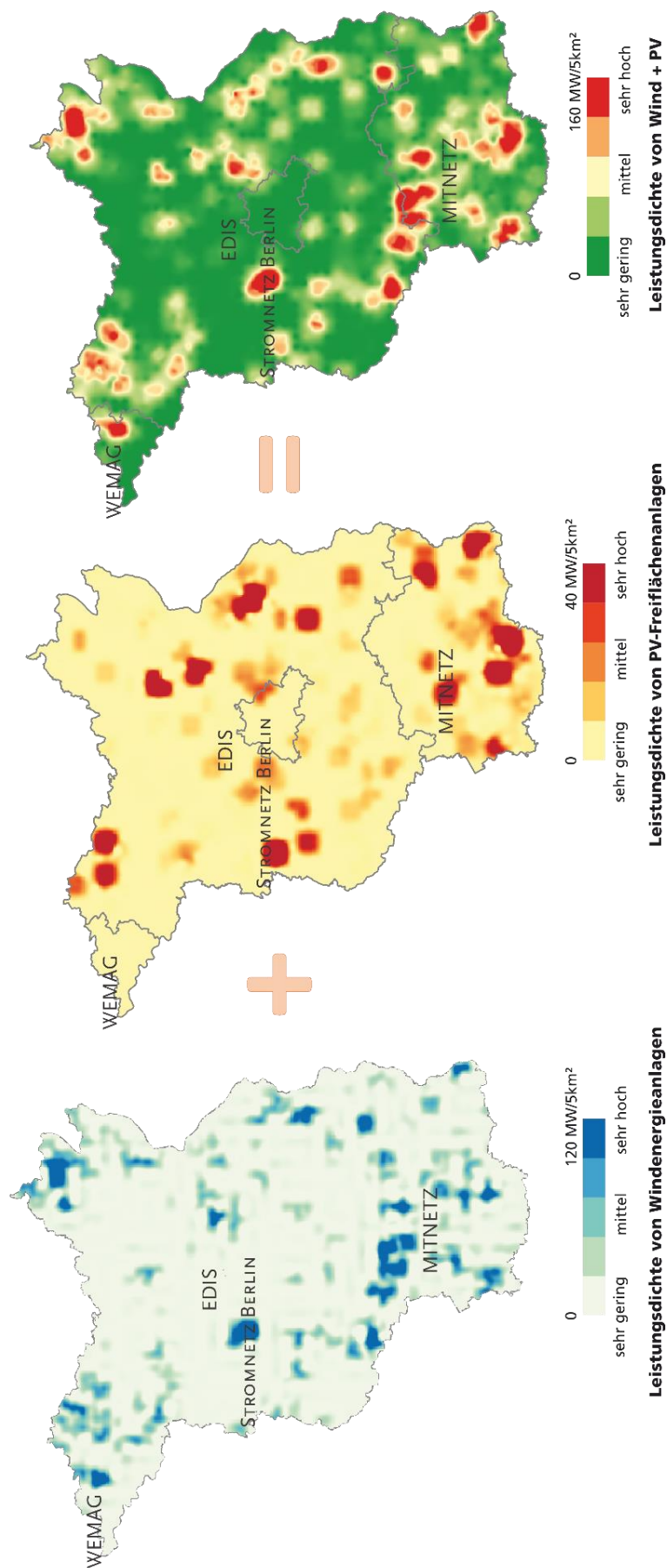


Abbildung 2-3: Räumliche Verteilung von PV- und Windenergieanlagen in Brandenburg (EE-Potentialflächen)

PtG-Potentialflächen

Zur Bewertung potentieller PtG-Standorte werden die PtG-Eignungsflächen mit den Heatmaps der EE-Anlagen (EE-Potentialflächen) und der 10-km-Pufferzone des Gasfernleitungsnetzes verknüpft. Standorte mit EE-Anlagen und geringer Entfernung zum Strom- und Gasnetz werden höher gewichtet und Standorte ohne EE-Anlagen und Zugang zum Gasnetz niedriger gewichtet. Die resultierende Karte weist mittels Einfärbung potentiell geeignete Standorte für PtG-Anlagen aus (Abbildung 2-4).

Fazit

Im Land Brandenburg gibt es ein hohes Standortpotential für PtG-Anlagen. Das Gasnetz hat viele Schnittpunkte mit dem Stromnetz und den dort installierten EE-Anlagen. Potentiell geeignete Standorte für PtG-Anlagen sind im ganzen Land Brandenburg verteilt. Beispielsweise haben sich in dieser Untersuchung Regionen in der Nähe von Perleberg, Nauen, Prenzlau und Schönewalde als vielversprechend hervorgehoben. Weiterhin ist Perleberg eine Schwerpunktregion für Netzsicherheitsmanagementmaßnahmen (vgl. Abschnitt 2.1.4) und kann damit alle Aspekte für eine netzdienliche Kopplung des Strom- und Gasnetzes erfüllen.

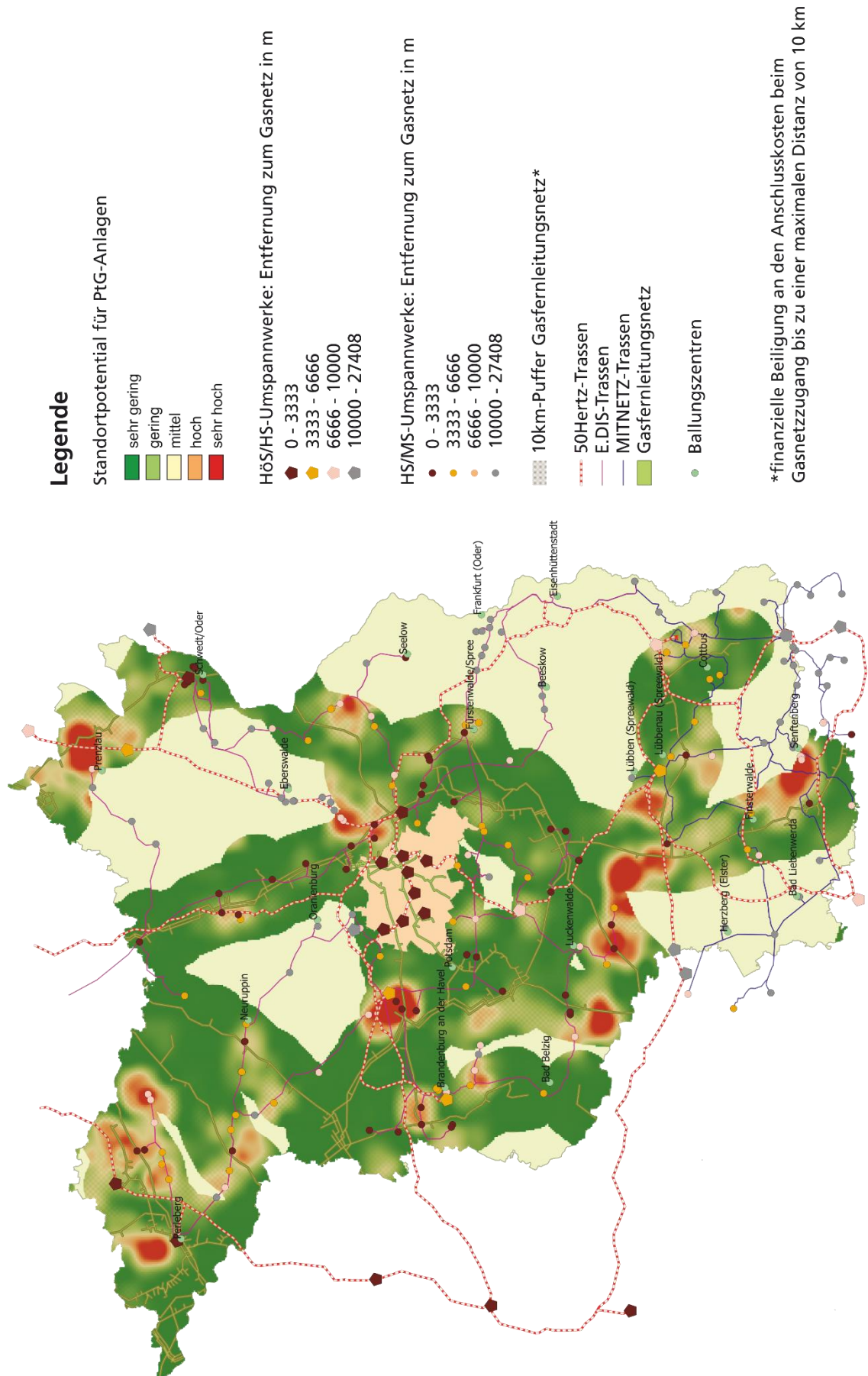


Abbildung 2-4: Bewertung potentiell geeigneter Standorte für PtG-Anlagen (PtG-Potentialflächen)

3 NETZBERECHNUNGEN ZUR BEWERTUNG DER NETZDIENLICHKEIT VON PTG-ANLAGEN

Besonders in Gebieten, in denen der Ausbau der Erneuerbaren Energien weit fortgeschritten ist, wie beispielsweise in Brandenburg, reichen die Netzkapazitäten nicht aus, um die eingespeiste elektrische Leistung abzutransportieren. Netzbetreiber müssen in diesem Fall zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit mithilfe von netz- und marktbezogenen Maßnahmen kritische Situationen abwenden. Lässt sich die Situation mit diesen Mitteln nicht beheben, kommt das Einspeisemanagement zum Einsatz. Im Falle eines Netzengpasses werden dementsprechend Wind- bzw. PV-Anlagen abgeregelt.

Eine alternative Möglichkeit besteht in der Nutzung von flexiblen Lasten, welche lokal durch Erhöhung des Wirkleistungsbezugs den Engpass entschärfen bzw. vermeiden können. Der Vorteil des Einspeisemanagements liegt in der Tatsache, dass hierbei zumeist die Verursacher des Netzengpasses abgeregelt werden. Damit ist die Wirksamkeit der Maßnahme zur Netzengpassbehebung größtmöglich. Bei dem Einsatz von flexiblen Lasten bzw. PtG-Anlagen können die Quelle der Flexibilität und Ursache des Netzengpasses weit auseinanderliegen und somit gegebenenfalls keine oder nur eine sehr schwache Wirkung auf den Netzengpass haben.

Demzufolge soll in diesem Abschnitt die Wirksamkeit von PtG-Anlagen bzw. Lasten auf typische Netzengpässe im Verteilnetz untersucht werden. Weiterhin sollen Faktoren, welche die Wirksamkeit von Lasten auf Netzengpässe beeinflussen, identifiziert und mittels Sensitivitätsanalyse bewertet werden.

Zur Vereinfachung des Sprachgebrauchs wird das folgende Kurzwort eingeführt:

FlexSensitivität: normierte Wirksamkeit der Last auf einen Netzengpass
 (bezogen auf die installierte Leistung der Flexibilität bzw. Last)

Vorgehensweise

Für die Netzberechnungen wird das vollständige 110-kV-Netzmodell des Verteilnetzbetreibers der E.DIS für das Jahr 2025 verwendet (siehe Abbildung 3-1).

Es werden zunächst typische Netzengpässe im Verteilnetz auf Basis der veröffentlichten Netzsicherheitsmanagement (NSM)-Aufrufe sowie eigenen Lastflussberechnungen mit dem Netzmodell der E.DIS analysiert und identifiziert.

Auf Basis der identifizierten typischen Netzengpässe werden mit dem 110-kV-Netzmodell Lastflussberechnungen zur Ermittlung der FlexSensitivitäten durchgeführt. Dabei werden mittels Sensitivitätsanalyse die folgenden Einflussflussfaktoren untersucht:

- Örtlichkeit bzw. Entfernung der Flexibilität zum Netzengpass (Variation des Anschlussortes der Last),
- aktueller Lastfluss (Variation der Last und EE-Einspeisung im Netzmodell),
- Leistungsgröße (Variation der installierten Leistung der Last).

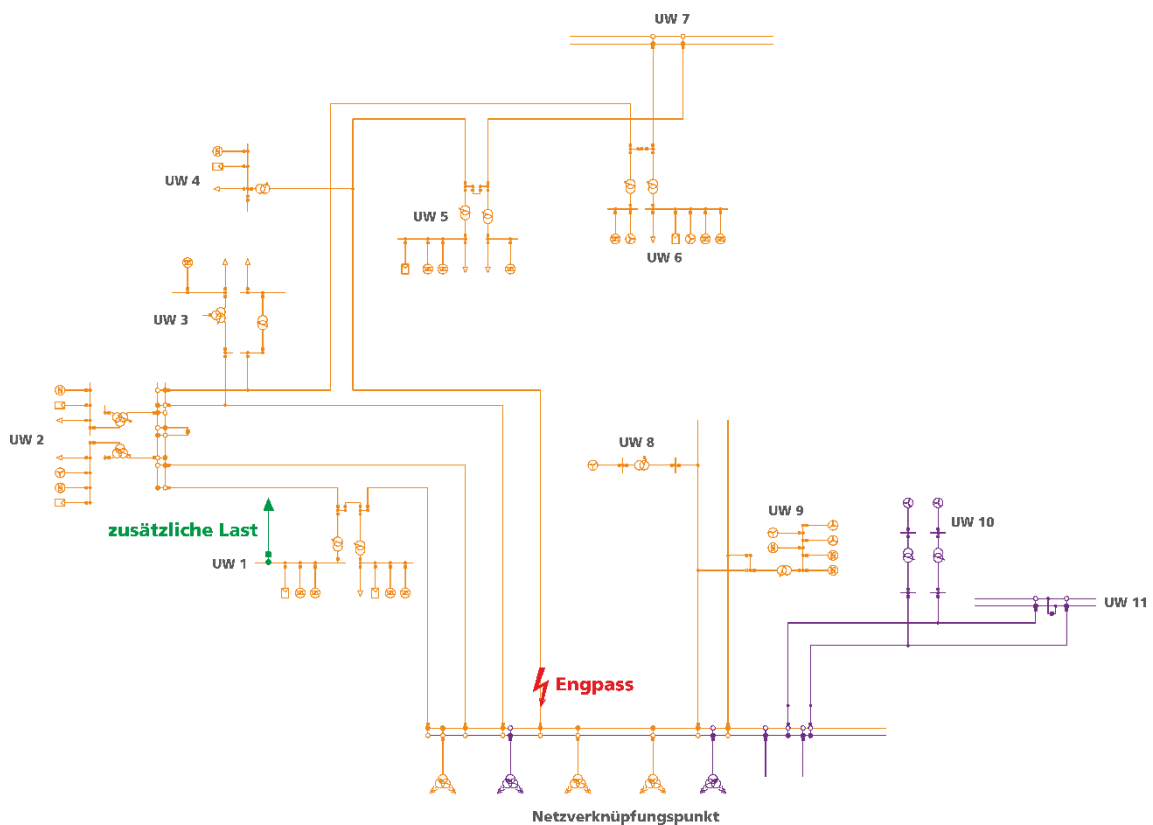


Abbildung 3-1: Anonymisierter Ausschnitt aus dem 110-kV-Netzmodell der E.DIS

Identifizierung typischer Netzengpässe

Abbildung 3-2 stellt die häufigsten Standorte von Einspeisemanagementmaßnahmen im Netzgebiet der E.DIS für das Jahr 2015 dar. Es zeigt sich, dass mehr 30% der Netzengpässe in der Region in Perleberg auftraten. Die Netzengpässe treten häufig in der Nähe von Netzverknüpfungspunkten zum Übertragungsnetz auf (letzter Leitungsabschnitt vor dem HöS/HS-Transformator).

Auf Basis der Standortanalyse wurden für die Netzberechnungen exemplarische und typische Netzengpässe ausgewählt.

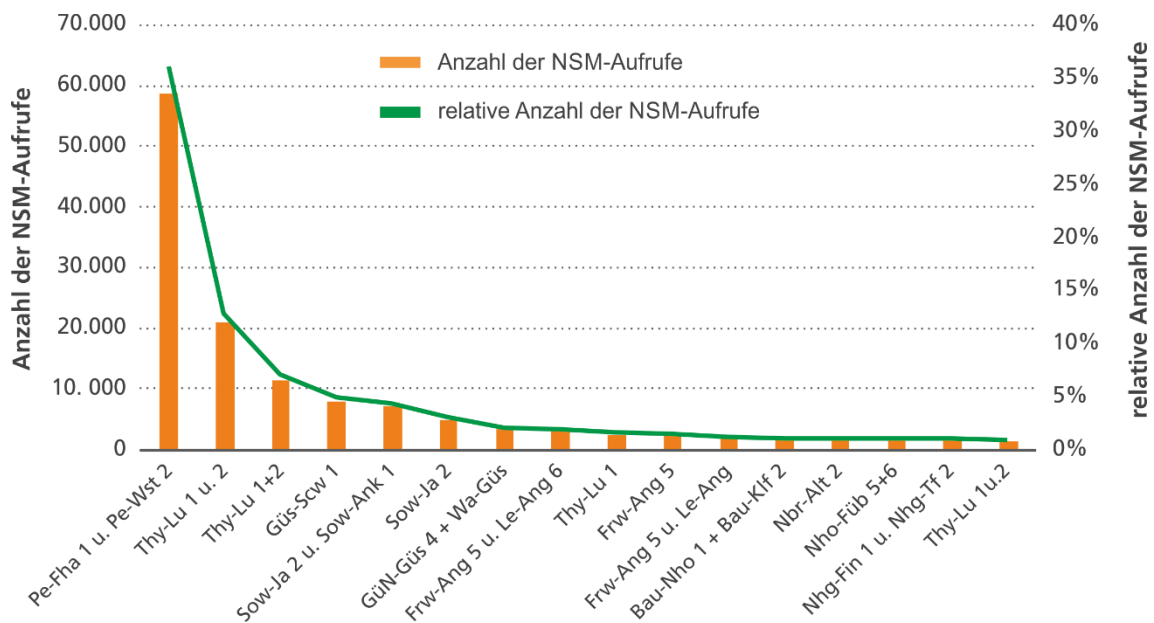


Abbildung 3-2: Häufigste Standort von Einspeisemanagementmaßnahmen im Netzgebiet der E.DIS für das Jahr 2015 (Datenquelle: [5])

Methodik bei den Netzberechnungen zur Ermittlung der FlexSensitivität

Zur Ermittlung der FlexSensitivität sind die folgenden Schritte notwendig:

- 1) Auswahl eines Netzengpasses auf Basis der Standortanalyse des vorherigen Abschnittes (Leitung)
- 2) Berechnung der Leitungsauslastung für den Basisfall ohne installierte Last (S_{Basis})
- 3) installiere ausgewählte Last an einen beliebigen Anschlussort (S_{Flex})
- 4) Berechnung der Leitungsauslastung mit der installierten Last (S_{UW1})
- 5) Ermittlung der FlexSensitivität gemäß:

$$\text{FlexSensitivität} = \frac{S_{\text{UW1}} - S_{\text{Basis}}}{S_{\text{Flex}}} \quad (1)$$

Diese Berechnungsmethodik wird für alle möglichen Anschlussorte im 110-kV-Verteilnetz der E.DIS wiederholt, um unter Berücksichtigung weiterer Einflussfaktoren die Entfernung der Last zum Netzengpass variieren zu können.

Einflussfaktor: Örtlichkeit bzw. Entfernung zum Engpass

Abbildung 3-3 stellt die Ergebnisse der Netzberechnungen für unterschiedliche Anschlussorte einer 25-MW-Last dar. Die FlexSensitivitäten wurden an den entsprechenden Anschlussorten der Lasten angetragen. Der Netzengpass ist in diesem Beispiel eine Freileitung direkt vor dem 380/110-kV-Umspannwerk. Weiterhin ist in der Abbildung ein zweites Teilnetz dargestellt (Einfärbung: lila), welches nicht mit dem ersten Teilnetz (Einfärbung: orange) galvanisch verbunden ist. Die Lasten des zweiten Teilnetzes haben keine Wirkung auf den Netzengpass im ersten Teilnetz, können sich jedoch in unmittelbarer räumlicher Nähe zum Netzengpass befinden.

Des Weiteren zeigten nur sehr wenige Standorte überhaupt eine relevante Wirkung auf den Netzengpass und damit eine relevante FlexSensitivität. Relevante Anschlussorte sind fast ausschließlich auf der betroffenen Leitung entgegengesetzt zur Lastflussrichtung identifiziert worden. Die maximal ermittelte FlexSensitivität betrug bei einer 25-MW-Last ca. 0,78.

Von den über 600 möglichen Anschlussorten hatten nur 26 Standorte eine positive Wirkung auf den Netzengpass. Bei wiederum sechs Standorten war die FlexSensitivität größer als 0,5. Damit ist die Örtlichkeit bzw. Entfernung der Last zum Netzengpass ein äußerst wichtigen Einflussfaktor für einen effizienten netzdienlichen Einsatz von Lasten.

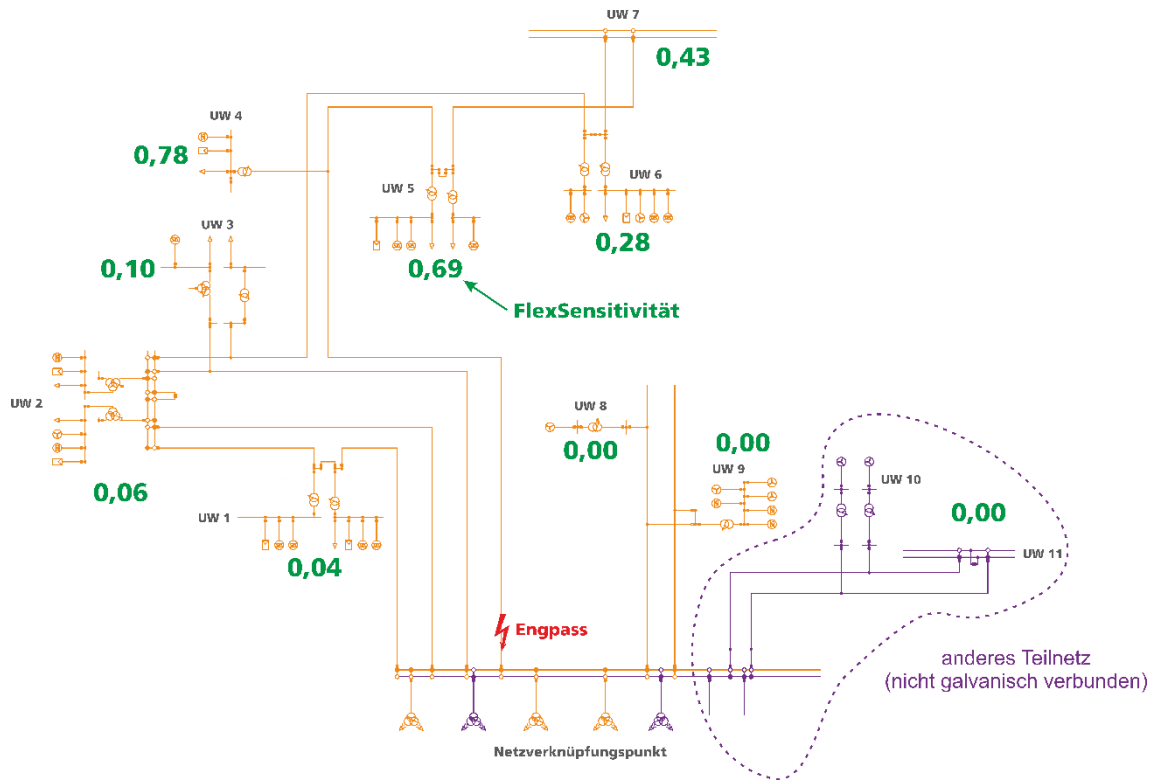


Abbildung 3-3: Ausschnitt aus dem 110-kV-Netzmodell mit den berechneten FlexSensitivitäten

Einflussfaktor: aktueller Lastfluss

Zur Bewertung des Einflusses auf den Lastfluss wurde zum einen durch Verringerung der EE-Einspeisung bei gleichzeitiger Erhöhung der Last der Netzengpass entschärft und zum anderen durch Erhöhung der EE-Einspeisung der Netzengpass verschärft.

Bei Verschärfung bzw. Entlastung des Engpasses durch Variation der Lastflüsse sind keine Änderungen bei den FlexSensitivitäten ermittelt worden. Die Abweichungen zum Basisszenario sind für alle Anschlussorte kleiner 1%. Demnach hat der aktuelle Lastfluss keinen Einfluss auf die FlexSensitivitäten. Die Aussage ist allerdings nur gültig, wenn sich die Lastflussrichtungen im Netz nicht umkehren³.

³ Das Auftreten von Netzengpässen ist an bestimmte Konstellationen gebunden (viel Wind- oder PV-Einspeisung bei gleichzeitiger Schwachlast). In dem hier betrachteten Beispiel würde sich die Lastflussrichtung nur Umkehren, wenn keine EE-Überschüsse im Teilnetz vorhanden sind. In diesem Fall würde aber kein Netzengpass auftreten und dieser Anwendungsfall wäre somit nicht relevant.

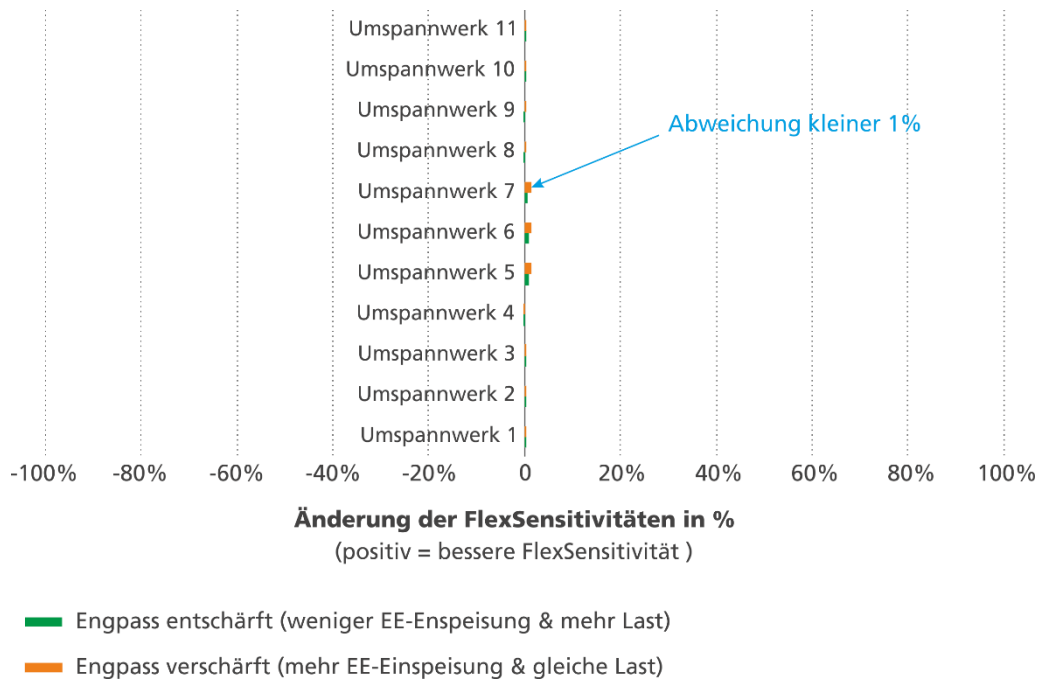


Abbildung 3-4: Einfluss unterschiedlicher Lastflusszuszenarien auf die FlexSensitivitäten (dargestellt sind die Abweichungen zum Basisszenario)

Einflussfaktor: Leistungsgröße der Last

Bei Variation der installierten Leistung der Last (12,5 MW, 25 MW und 50 MW) sind keine Einflüsse auf die FlexSensitivitäten beobachtet worden. Die Abweichungen zum Basisszenario sind für jeden Anschlussort kleiner als 1%. Die Variation der installierten Leistung der Last hat einen noch geringeren Einfluss als die Variation des Lastflusses auf die FlexSensitivitäten (siehe Abbildung 3-5).

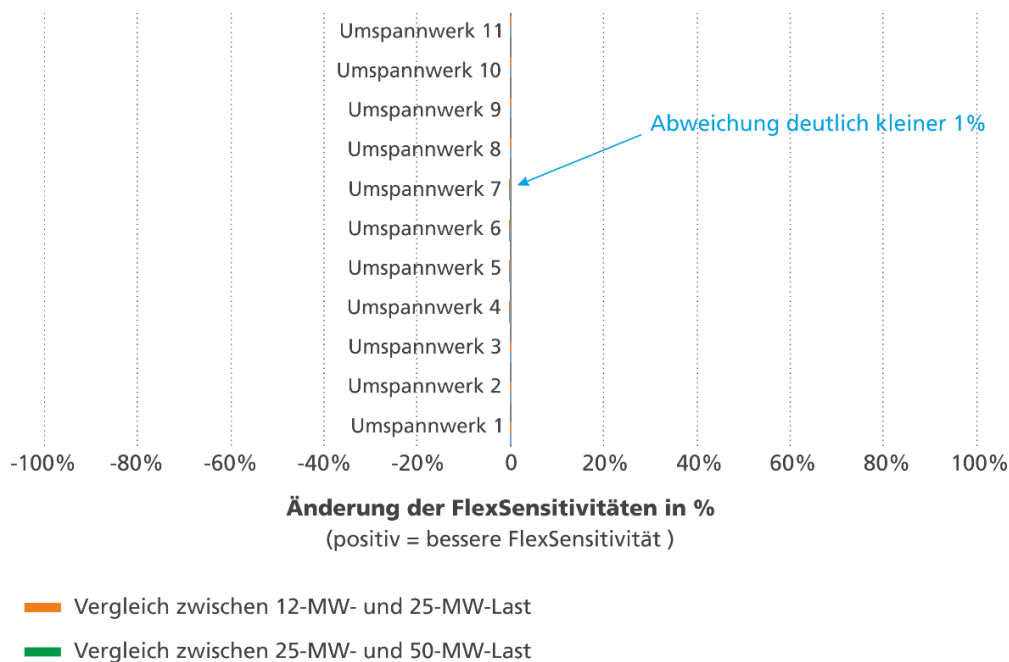


Abbildung 3-5: Einfluss unterschiedlicher Leistungsgrößen auf die FlexSensitivitäten (dargestellt sind die Abweichungen zum Basisszenario)

4 KOSTENBETRACHTUNG: INVESTITIONSKOSTEN UND ABGABEN, STEUERN UND UMLAGEN VON PTG-ANLAGEN

Um die unterschiedlichen Einsatzfälle von PtG-Anlagen unter den derzeitigen Rahmenbedingungen ökonomisch bewerten und gegenüberstellen zu können, sollen die Gasgestehungskosten den Erlösen aus der stofflichen Nutzung des Wasserstoffs gegenübergestellt werden. Die Gasgestehungskosten setzen sich aus den festen (CAPEX bzw. Investitionskosten) und variablen (OPEX bzw. Betriebskosten) Kostenanteilen zusammen. In diesem Abschnitt werden zunächst die fixen Gasgestehungskosten auf Basis der Investitionskosten ermittelt. Ein weiterer Schwerpunkt in diesem Abschnitt sind die Abgaben, Steuern und Umlagen bei unterschiedlichen Strombezugsvarianten.

Die Erlöspotentiale sowie die Strombezugskosten sind abhängig vom jeweiligen Einsatzfall und werden in den nachfolgenden Abschnitten behandelt.

4.1.1 Investitionskosten (fixen Gasgestehungskosten)

Um die Investitionskosten mit den anderen Kostenbestandteilen vergleichen zu können, werden mithilfe der Annuitätsmethode sogenannte fixe Gasgestehungskosten berechnet. Die Gasgestehungskosten werden in der Einheit €/kWh angegeben und können mit den Abgaben, Steuern, Umlagen, Erlöspotentialen aus der stofflichen Nutzung des Wasserstoffes und den Strombezugskosten gegenübergestellt werden.

Die Investitionskosten (CAPEX) von Power-to-Gas-Anlagen lassen sich in Maschinenkosten sowie Kosten für Baumaßnahmen einteilen. Maschinenkosten beinhalten die verfahrenstechnisch notwendigen Anlagenteile wie die Elektrolyseanlage und Peripheriekomponenten. Zusätzlich wird angenommen, dass die fixen variablen Betriebskosten (z. B. Wartung, Reparatur, Pacht, etc.) jährlich 4% der Investitionskosten umfassen [6]. Als Kapitalzinsen werden 7% und als Nutzungsdauer der Anlagen 20 Jahre angesetzt.

In Tabelle 4-1 werden die angenommenen spezifischen Investitionskosten und Wirkungsgrade zusammenfassend aufgeführt.

Tabelle 4-1: Angenommene spezifische Investitionskosten und ausgewählte Wirkungsgrad (in Anlehnung an [2] [3])

Elektrolyse-Technologie	AEL		PEMEL	
	heute	2030	heute	2030
spezifische Investitionskosten in €/kW	1.100	880	2.735	1.320
Wirkungsgrad in %	51-71	58-73	54-71	70-77

Die Berechnung der fixen Gasgestehungskosten ist nachfolgend erläutert (in Anlehnung an [6]). Es gilt:

$$k_g = k_0 \cdot \frac{\alpha + nk_{fix} + nk_{var}}{t_{VL} \cdot \eta_{PTG}} \quad \text{mit} \quad \alpha = \frac{(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (2)$$

k_g	Gesamtkosten [€/kW]
k_0	Investitionskosten bzw. CAPEX [€/kW]
α	Annuitätsfaktor [1/a]
nk_{fix}	Anteil fixe Betriebskosten
nk_{var}	Anteil variable Betriebskosten
t_{VL}	Volllaststunden [h]
η_{PTG}	Wirkungsgrad Power-to-Gas
i	Kapitalzinsen
n	Jahre (Ausschreibungsdauer)

Abbildung 4-1 stellt den Fixkostenanteil der Wasserstoffgestehungskosten in Abhängigkeit der Volllaststundenzahl für die unterschiedlichen PtG-Technologien dar. Aus der Abbildung 4-1 ist ersichtlich, dass die Investitionskosten sehr stark vom Auslastungsgrad bzw. der Volllaststundenzahl abhängen. Bei hohen Auslastungsgraden spielen die Fixkosten eine untergeordnete Rolle. Hohe Auslastungsgrade sind daher für einen zukünftigen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage unerlässlich und bei der Analyse der unterschiedlichen Einsatzfällen neben einer Maximierung der Erlöse das entscheidende Optimierungskriterium.

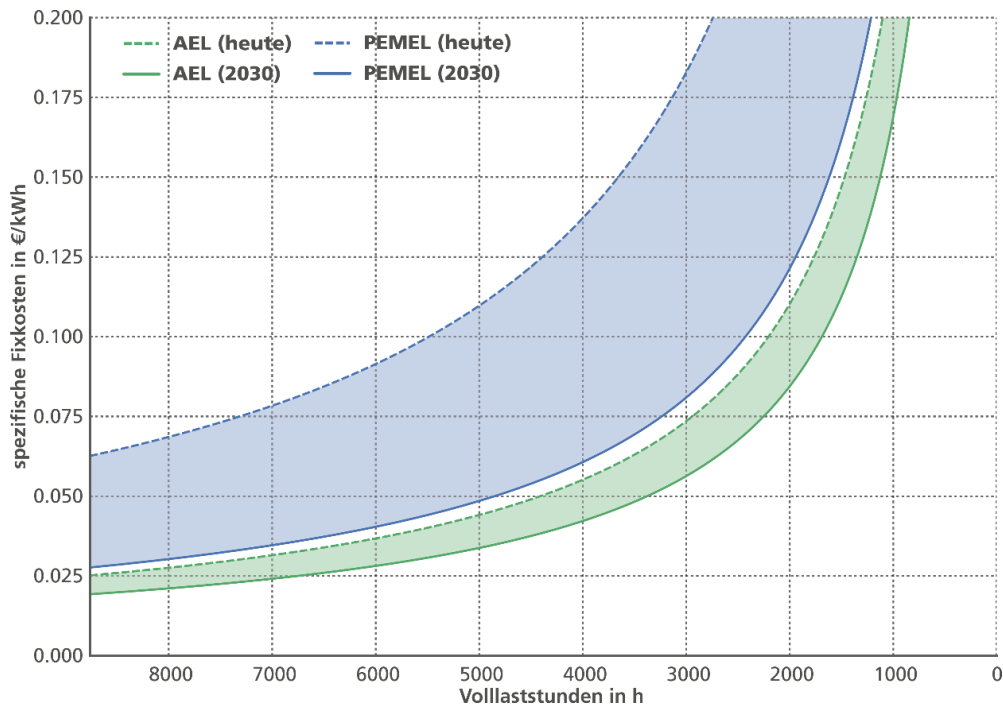


Abbildung 4-1: Fixkostenanteil der Wasserstoffgestehungskosten

4.1.2 Abgaben, Steuern und Umlagen bei unterschiedlichen Strombezugsvarianten

In Abhängigkeit von den rechtlichen Rahmenbedingungen für die jeweiligen Strombezugsvarianten unterscheiden sich die zu entrichtenden Abgaben, Steuern und Umlagen (siehe Tabelle 4-2).

Tabelle 4-2: Preisbestandteile der Steuern, Abgaben und Umlagen [7]

Preisbestandteile	Strombezug am Spotmarkt in ct/kWh	Eigenversorgung mit EEG-Vergütung in ct/kWh	Eigenversorgung ohne EEG-Vergütung in ct/kWh
EEG-Umlage	6,17	2,47	befreit
Nettonetzentgelt	2,06	befreit	befreit
Stromsteuer	0 bzw. 2,05	befreit	befreit
Konzessionsabgabe	0,12	befreit	befreit
Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb	0,06	befreit	befreit
StromNEV-Umlage	0,057	befreit	befreit
KWKG-Umlage	0,051	befreit	befreit
Offshore-Haftung	0,046	befreit	befreit
abLA-Umlage	0,006	befreit	befreit
Summe	6,51 bzw. 8,56	2,47	0

Insofern PtG-Anlagen nicht als Stromspeicher eingesetzt werden, entfällt das Stromspeicherprivileg nach §61k EEG 2017 und die EEG-Umlage muss auf die bezogene elektrische Energiemenge vollständig gezahlt werden. Dies gilt gleichermaßen auch bei Strombezug über den Regelleistungsmarkt.

Bei PtG-Anlagen, die direkt am EEG-vergüteten EE-Erzeuger angeschlossen sind, entfällt grundsätzlich das Netzentgelt, da das Verteil- und Übertragungsnetz nicht genutzt werden. Gemäß EEG 2017 muss bei Eigenversorgung mit EEG-Vergütung ohne Netznutzung somit nur eine reduzierte EEG-Umlage von 40% entrichtet werden. Diese Strombezugsvariante findet beispielsweise Anwendung, wenn PtG-Anlagen die Prognoseabweichung eines Windparks bzw. den Bilanzkreis eines Direktvermarkters ausgleichen.

Die letzte Variante (Eigenversorgung ohne EEG-Vergütung) stellt eine theoretische Möglichkeit dar und wurde mit aufgenommen, um die volle Bandbreite der Kostenstrukturen bei den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zu berücksichtigen.

5 ERLÖSPOTENTIALE AUS DER STOFFLICHEN NUTZUNG DES WASSERSTOFFES

Für die stoffliche Nutzung des regenerativ produzierten Wasserstoffes aus PtG-Anlagen gibt es verschiedene Vermarktungsoptionen, die unterschiedliche Absatzmärkte adressieren. Die Erlösmöglichkeiten beschränken sich an dieser Stelle auf Output-orientierte Vermarktungsoptionen, wonach der produzierte Wasserstoff stofflich genutzt wird. Nachfolgend werden die Ertragsperspektiven für die unterschiedlichen stofflichen Nutzungspfade beschrieben.

Industrielle Nutzung des Wasserstoffes

Die Nutzung des Wasserstoffes aus Erneuerbaren Energien weist ein großes Potential zur Reduktion von CO₂ in industriellen Prozessen auf. Der Standardprozess zur Wasserstofferzeugung ist die Dampfreformierung und nutzt in großem Umfang fossiles, nicht regeneratives Erdgas. Hierbei wird der Wasserstoff in den folgenden Industriezweigen genutzt [8]:

- Düngemittelherstellung (Ammoniumsynthese),
- Herstellung von Methanol,
- Stahlproduktion und Metallverarbeitung,
- Flachglasherstellung (Inertisierungs- bzw. Schutzgas),
- Elektronikindustrie (Schutz- und Trägergas, Reinigung, Ätzen, etc.),
- Hydrierung von essbaren Fetten und Ölen,
- Erdölraffinerie (Entschwefelung),
- andere Chemikalien, wie beispielsweise Anilin und Wasserstoffperoxid.

Die Wasserstoffnachfrage belief sich in Deutschland für das Jahr 2011 auf ca. 5.000 Millionen Nm³. Die Entwicklung der in Deutschland verbrauchten Wasserstoffmengen hat sich dabei in den letzten zehn Jahren nur unwesentlich verändert, sodass zukünftig von vergleichbaren Verhältnissen ausgegangen werden kann.

Zur Ermittlung der Erlöspotentiale zur industriellen Nutzung wird der Paritätspreis zu industriell hergestelltem Wasserstoff angesetzt. Bei Erdgaspreisen für Industrieabnehmer von ca. 3 ct/kWh (vgl. Abbildung 5-1) und CO₂-Emissions-Zertifikatspreisen von rund 17 €/t_{CO₂}⁴ ergeben sich bei einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 67% des

⁴ gerundeter Preis gemäß <https://www.finanzen.net/rohstoffe/co2-emissionsrechte> (abgerufen am 08.08.2018)

Dampfreformierungsprozesses Erlöspotentiale von ca. 4,9 ct/kWh_{H₂}. Mit den entsprechenden Energiebedarfen zur Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse (vgl. Tabelle 1-1) ergeben sich somit spezifische Erlöspotentiale je kWh_{elek.} von ca. 2,5 bis 3 ct/kWh.

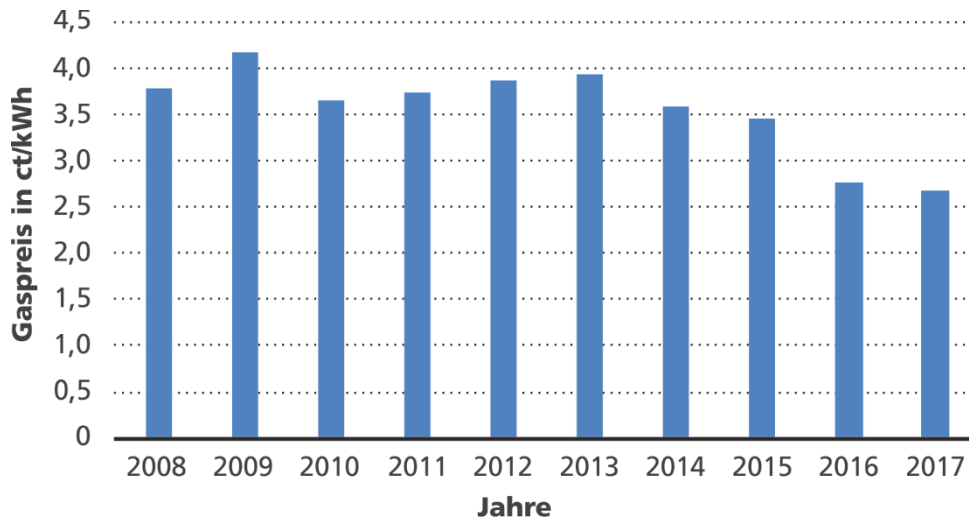


Abbildung 5-1: Gaspreise für Industriekunden in Deutschland in den Jahren 2008 bis 2017

Einspeisung ins Gasnetz

Das Marktpotential zur Einspeisung von EE-Wasserstoff wird in diesem Absatzmarkt insbesondere durch die technischen Grenzen der Zumischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz beschränkt. Einspeiser von Biogas müssen sicherstellen, dass die Einspeisung unter anderen den Voraussetzungen der Arbeitsblätter G 260 und G 262 des Deutschen Vereins des Gases und Wasserfachs e.V. entspricht. Hier wird festgelegt, dass der Wasserstoffanteil im Erdgas maximal 5 Volumen-% betragen darf. In der inzwischen aktualisierten Fassung des Arbeitsblatts G 260 (Stand 2012) richtet sich die H₂-Beimischung nach den lokalen Gegebenheiten und kann bis zum hohen einstelligen Volumen-%-Bereich angehoben werden. Hingegen darf beim Einsatz von Erdgas als Fahrzeugkraftstoff der Anteil von Wasserstoff nach der Norm DIN EN 51624 den Grenzwert von 2 Volumen-% nicht überschreiten.

Im Weiteren ist zu beachten, dass aufgrund von saisonalen Schwankungen beim Erdgasabsatz zeitweise insbesondere im Sommer kaum bzw. kein Wasserstoff beigemischt werden kann.

Zur Ermittlung der Erlöspotentiale wird wiederum die Parität zum erwarteten Erdgaspreis angesetzt und der regenerativ erzeugte Wasserstoff um die gesparten Aufwendungen für CO₂-Emissionszertifikate aufgewertet. Der Erdgaspreis lag durchschnittlich in 2017 bei ca. 1,7 ct/kWh (EGIX Germany). Mit den entsprechenden CO₂-Emissionszertifikatspreisen von rund 17 €/t_{CO₂} ergibt sich ein Erlöspotential von ca. 1,87 ct/kWh_{H₂}. Das spezifische Erlöspotential beläuft sich somit auf ca. 0,95 bis 1,14 ct/kWh.

Vermarktung als Kraftstoff für die Mobilität

Die Energiewende zur Erfüllung der langfristigen Klimaziele beinhaltet neben dem Strom- und Wärmesektor auch den Verkehr. Dementsprechend bietet der Verkehrssektor verschiedene Einsatzmöglichkeiten, um regenerativ erzeugten Wasserstoff für die Kraftstoffversorgung zu verwenden. Derzeit ist die Nachfrage nach Wasserstoff im Verkehr in Deutschland aufgrund der begrenzten Anzahl an Wasserstofffahrzeugen sehr gering. Zum Jahresende 2017 gab es in Deutschland 56 Wasserstoff-Tankstellen, von denen 43 wie konventionelle Tankstellen benutzt werden konnten [9].

Da Wasserstofffahrzeuge mit einem Brennstoffzellensystem eine hohe Effizienz aufweisen, ergibt sich für diese Antriebstechnologie ein vergleichsweise günstiger spezifischer Verbrauchswert pro gefahrene Kilometer. Basierend auf dem Kraftstoffverbrauch für den Hyundai ix35 Fuel Cell wird ein Verbrauchswert von 0,95 kg_{H2} pro 100 km angesetzt.

Basis für die Ermittlung des Erlöspotentials ist die Parität zum konventionell hergestellten Kraftstoff. Der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch von konventionellen zugelassenen Fahrzeugen in Deutschland betrug im Jahr 2015 7,9 l/100km für Benzinfahrzeuge und 6,9 l/100km für Dieselfahrzeuge [10]. Bei einem derzeitigen Dieselpreis von 1,29 € und Benzinpreis von 1,46 € ergeben sich somit spezifische Erlöspotentiale von 9,36 bis 12,14 € je kg_{H2}. Dies entspricht ca. 13 bis 20 ct/kWh. Diese Betrachtung berücksichtigt aber noch nicht die Energie- und Mehrwertsteuer, welche ungefähr 65% des Benzinpreises ausmachen. Während in den ersten Jahren der Einführung von Wasserstofffahrzeugen von Steuererleichterungen ausgegangen werden kann, wird dies auf lange Sicht nicht aufrechterhalten werden können. Im ungünstigsten Fall (Steueräquivalent zu Superbenzin) würde sich das Erlöspotential auf 8,45 bis 13 ct/kWh reduzieren.

6 TECHNISCHE EIGNUNG UND ERTRAGSPERSPEKTIVE FÜR DIE UNTERSCHIEDLICHEN STROMMARKTOPTIONEN

Neben den Erlöspotentialen aus der stofflichen Nutzung des Wasserstoffes lassen sich auch zusätzliche Erlöse durch den flexiblen Einsatz der Elektrolyseanlage am Strommarkt generieren. Die zusätzlichen Erlöse können im Wesentlichen zur Reduktion der Strombezugskosten und Finanzierung der Elektrolyseanlage eingesetzt werden. Es wurden die folgenden Marktoptionen aus technischer und wirtschaftlicher Sicht analysiert und bewertet:

- Ausgleich von Prognoseabweichungen bzw. Bilanzkreismanagement,
- Primär- und Sekundärregelleistung,
- Markträumung (Nutzung negativer bzw. geringer Börsenstrompreise),
- „Nutzen statt Abregeln“ (Verhindern von Einspeisemanagementmaßnahmen).

6.1 Technische Anforderungen und Betriebserfahrungen für die unterschiedlichen Marktoptionen

Die **Primärleistung** muss innerhalb von 30 Sekunden vollständig aktiviert sein und mindestens fünf Minuten zur Verfügung gestellt werden. Zur Erbringung von **Sekundärregelleistung** muss zum einen 30 Sekunden nach Abruf eine Veränderung der Leistung und zum anderen nach 5 Minuten die komplette Leistungsänderung vollzogen sein. Sekundärregelleistung kann dabei sowohl für eine Leistungserhöhung (positive Regelleistung) als auch für eine Leistungsreduktion (negative Regelleistung) gehandelt werden.

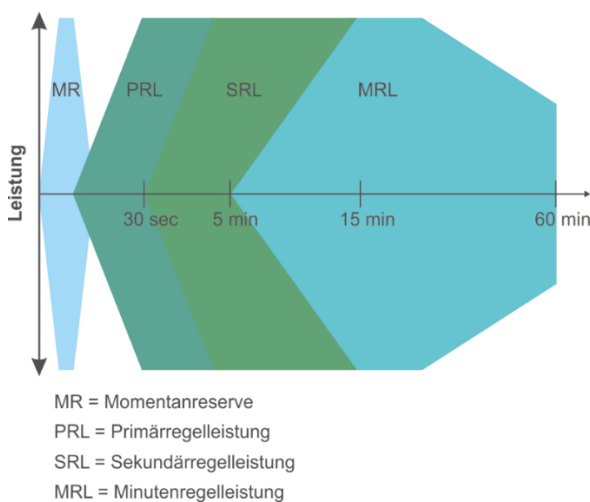


Abbildung 6-1: Regelleistungsprodukte und Anforderungen an die Aktivierungszeit

Die Elektrolyseanlagen können ihren Stromverbrauch sehr schnell anpassen und dementsprechend einen großen Anteil der Leistung für Regelernergie zur Verfügung stellen. PEM-Elektrolyseanlagen können aus dem Warmstart innerhalb von 15 Sekunden die Leistung auf 100% hochfahren⁵ und somit aus technischer Sicht die gesamte Leistung für Primärregelleistung bereitstellen. Alkalische Elektrolyseure benötigen aus dem Warmstart länger und können innerhalb von einigen Minuten die volle Leistung zur Verfügung stellen. Für Sekundärregelleistung mit Vorlaufzeiten von 5 Minuten kann somit ein Großteil der Leistung genutzt werden.

Beim **Ausgleich von Prognoseabweichungen bzw. Bilanzkreismanagement** sowie der **Markträumung** (Nutzung negativer bzw. geringer Börsenstrompreise) agiert der Anlagenbetreiber der Elektrolyseanlage bzw. dessen Vermarkter am Strommarkt. Ein Direktvermarkter muss innerhalb seiner Regelzone einen Bilanzkreis bilden, da dies Voraussetzung für Geschäfte am Strommarkt ist. Der Bilanzkreisverantwortliche ist verpflichtet für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisungen und Entnahmen in einem Bilanzkreis in **jeder Viertelstunde** zu sorgen und übernimmt die wirtschaftliche Verantwortung für Abweichungen innerhalb des Bilanzkreises. Weiterhin ist der Bilanzkreisverantwortliche gemäß Ziffer 5.2. des Standardbilanzkreisvertrags verpflichtet, durch zumutbare Maßnahmen, insbesondere durch entsprechende Sorgfalt bei der Erstellung der Prognosen, die Bilanzabweichungen möglichst gering zu halten. Die kleinste Abrechnungseinheit ist damit 15-Minuten. Neben diesen allgemeinen regulatorischen Rahmenbedingungen gibt es keine technischen Hindernisse für diese Marktoptionen.

Im Rahmen des Forschungs- und Entwicklungsprojektes „Energiepark Mainz, Elektrolyse-Wasserstoff als Energiespeicher und -vektor“ [11] wurde ein PEM-Elektrolyseur zur Speicherung dargebotsabhängiger Windeinspeisung erbaut. Während des Forschungsbetriebes der Anlagen konnten bereits hier untersuchte Einsatzfälle bzw. Marktoptionen praktisch erprobt werden.

In dem Projekt konnten für die folgenden Einsatzfälle Betriebserfahrungen gesammelt werden:

- Fahrplanbetrieb mit Strombeschaffung am EPEX Spotmarkt,
- Vermarktung der Anlage vom Windparkbetreiber zum Bilanzkreismanagement,
- Vermarktung der Anlage auf dem Sekundärregelleistungsmarkt.

⁵ Die PEM-Elektrolyse im Projekt RH2-Werder/Kessin/Altentreptow (ca. 1 MW) kann nach dortigen Betriebserfahrungen innerhalb von 15 Sekunden im warmen Zustand die Leistungsabgabe von 0% auf 100% erhöhen [15].

Die PtG-Anlage in Mainz wurde im November 2015 erfolgreich für Sekundärregelleistung präqualifiziert. Zur Präqualifikation ist die Anlage den sogenannten „Doppelhöcker“ erfolgreich abgefahren (vgl. Abbildung 6-2). Dies stellte für die Anlage und deren Dynamik keine Schwierigkeit dar. Vorteilhaft waren für die Anlagenbetreiber die günstigen Strombezugskosten. Herausforderungen lag neben den nicht vorhersagbaren Abrufen in der geforderten Verfügbarkeit der Anlage. Deshalb musste die Anlage besichert werden, welches zu hohen Kosten im Besicherungsfall führt.

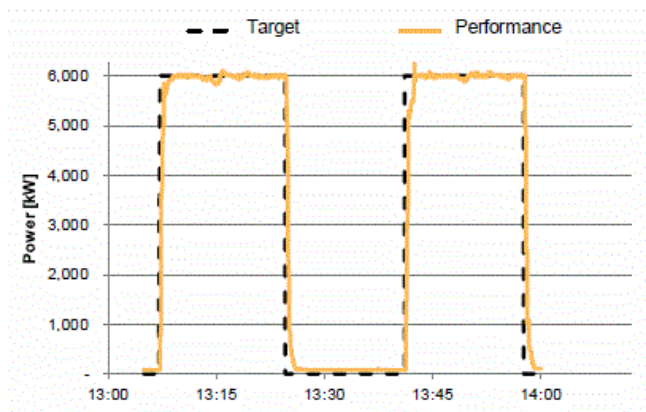


Abbildung 6-2: Präqualifikation der Elektrolyseanlage in Mainz (Doppelhöcker) [11]

Weiterhin wurde die PtG-Anlage in Mainz zum Ausgleich des Prognosefehlers bei einem Direktvermarkter von Windenergieanlagen genutzt. Aus Betriebssicht waren auch hier nicht vorhersagbare Abrufe ein Problem, jedoch entsteht kein großer wirtschaftlicher Schaden bei Ausfall bzw. Nichtverfügbarkeit. Eine Besicherung ist demnach für diesen Einsatzfall nicht notwendig.

Da es sich bei der Marktoption **„Nutzen statt Abregeln“**, um ein mögliches zukünftiges Einsatzszenario handelt, liegen hierfür noch keine belastbaren Daten zu technischen Anforderungen vor. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die technischen Anforderungen vergleichbar mit denen für Sekundärregelleistung sind. Höhere technische Anforderungen im Vergleich zur Sekundärregelleistung erscheinen als äußerst unwahrscheinlich.

6.2 Ausgleich von Prognoseabweichung bzw. Bilanzkreismanagement

Mit dem reformierten Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) von 2014 wurde eine stufenweise verpflichtende Direktvermarktung eingeführt, sodass Betreiber von beispielsweise Windparks die produzierte elektrische Energie am Spotmarkt handeln müssen und zusätzlich zum Großhandelspreis eine gleitende Marktprämie erhalten.

Die Stromerzeugung aus den dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien weicht in der Regel von den am Vortag erstellten Prognosen ab. Der Direktvermarkter verkauft nun den

prognostizierten Strom zunächst am Day-Ahead-Markt und kann im Falle von Prognoseabweichungen am Intraday-Markt seine Position der tatsächlichen Erzeugung anpassen. Die Abrechnung der verbleibenden Bilanzkreisabweichung erfolgt viertelstündlich über den Ausgleichsenergiepreis (reBAP⁶). Es ergeben sich somit je nach Art der Prognoseabweichung zusätzliche Kosten oder Erlöse.

Die Elektrolyseanlage kann in diesem Zusammenhang im Rahmen des Lastmanagements genutzt werden, um die Kosten für den Bilanzkreisausgleich zu reduzieren. Dies bedeutet, dass die Elektrolyseanlage bei positiver⁷ Prognoseabweichung elektrische Energie bezieht und bei negativer⁸ Prognoseabweichung ausgeschaltet bleibt oder alternativ den Strombezug reduziert. Bei diesen Einsatzfällen fallen keine Strombeschaffungskosten zur Bereitstellung der elektrischen Energie an, wenn gleich Steuern, Abgaben und Umlagen entrichtet werden müssen.

Zur Berechnung der Prognoseabweichung wurden die veröffentlichten Daten von 2015 vom Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz verwendet (vgl. Abbildung 6-3). Aus der abgeleiteten Prognoseabweichung der 50Hertz-Regelzone und einem realen Einspeiseprofil von einem Windpark in Brandenburg wird die Prognoseabweichung wie folgt berechnet:

$$P_{\text{Wind, Progabw}} = \frac{(P_{\text{Wind, Prog}} - P_{\text{Wind, Hoch}})}{P_{\text{Wind, max}}} \cdot P_{\text{Windpark}} \quad (3)$$

$P_{\text{Wind, Progabw}}$	Prognoseabweichung des Windparks [MW]
$P_{\text{Wind, Prog}}$	Prognose der Windeinspeisung von 50Hertz [MW]
$P_{\text{Wind, Hoch}}$	Hochrechnung der Windeinspeisung von 50Hertz [MW]
P_{Windpark}	Einspeiseprofil des Windparks [MW]
$P_{\text{Wind, max}}$	Maximalwert der Windeinspeisung [MW]

Die maximale Prognoseabweichung für das Jahr 2015 betrug demnach 35,2% (4.430 MW) und die minimale Prognoseabweichung -22,3% (-3.010 MW) in der 50Hertz-Regelzone.

⁶ reBAP: regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis

⁷ positives Prognoseabweichung: Erzeugungsüberschuss bzw. überdeckter Bilanzkreis

⁸ negatives Prognoseabweichung: Erzeugungsmangel bzw. unterdeckter Bilanzkreis

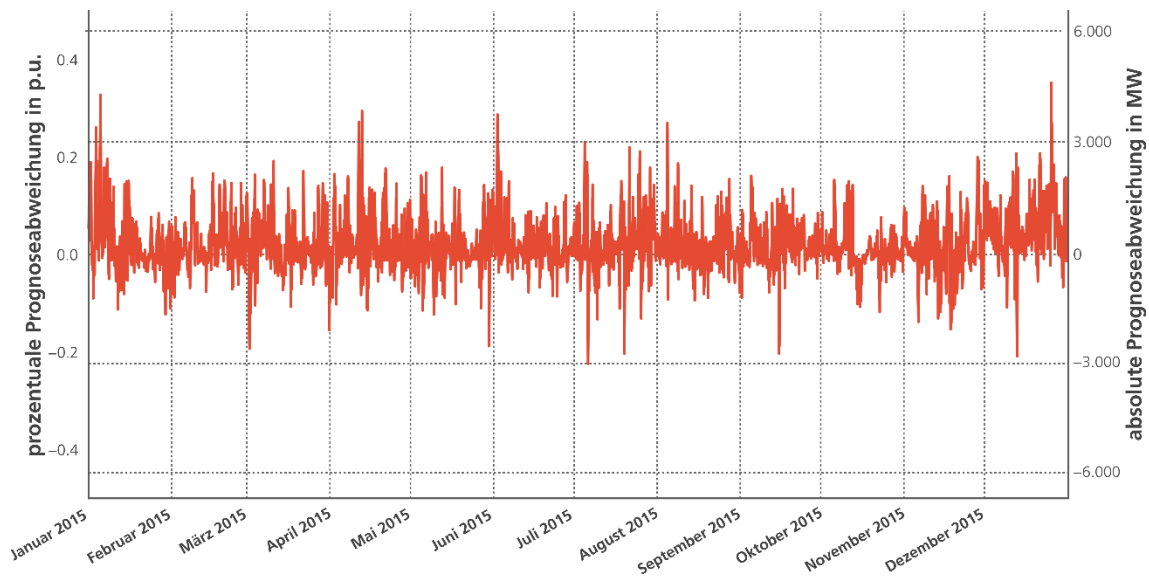


Abbildung 6-3: Normierte und absolute Prognoseabweichung der Windenergieeinspeisung für die 50Hertz-Regelzone in 2015

Die Kosten der Prognoseabweichung ergeben sich aus der Differenz zwischen Intraday- und Day-Ahead-Preis (Spread), multipliziert mit der hergeleiteten Prognoseabweichung. Abbildung 6-4 stellt den ermittelten Spread für das Jahr 2015 dar. Die Daten stammen von der europäischen Strombörse EPEX SPOT SE. Es ergibt sich für einen beispielhaften Windpark mit einer installierten Leistung von 20 MW ein maximales Erlöspotential von ca. 45.000 € bei 6.700 MWh pro Jahr (6,71 €/MWh).

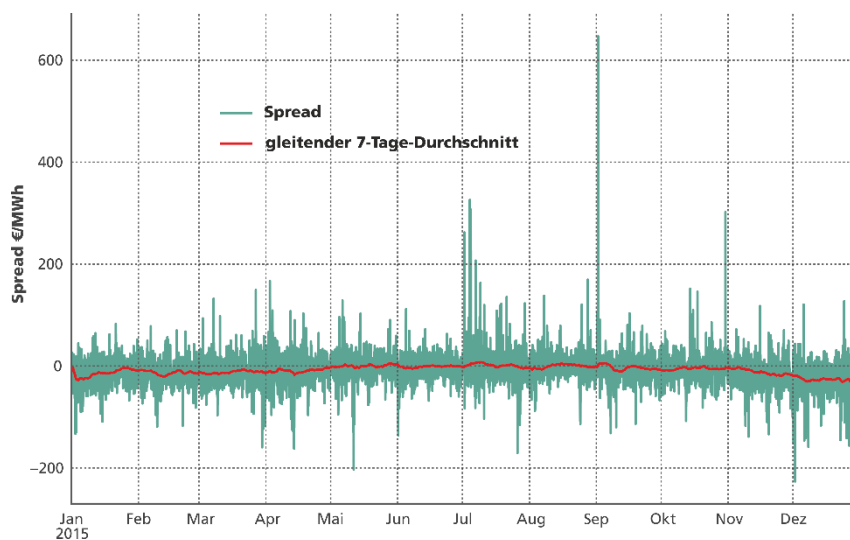


Abbildung 6-4: Differenz zwischen Intraday- und Day-Ahead-Preis (Spread) für das Jahr 2015

Da die Gasgestehungskosten stark von den Volllastlaststunden abhängen und hohe Prognoseabweichungen nur sehr selten auftreten, ist es wirtschaftlich nicht sinnvoll, die Elektrolyseanlage auf die maximale Prognoseabweichung zu dimensionieren (siehe Abbildung 6-5). Aufbauend auf der statistischen Häufigkeitsverteilung der Prognoseabweichung wurde daher die Elektrolyseanlage mit der Zielstellung dimensioniert,

die Volllaststundenanzahl bei gleichzeitiger Minimierung der Prognoseabweichung zu maximieren. Dabei wurden die folgenden zwei Fahrweisen untersucht:

- unidirektionale Fahrweise: Ausgleich von Erzeugungsüberschuss bei überdecktem Bilanzkreis,
- bidirektionale Fahrweise: Ausgleich von Erzeugungsüberschuss und -mangel bei über- oder unterdecktem Bilanzkreis.

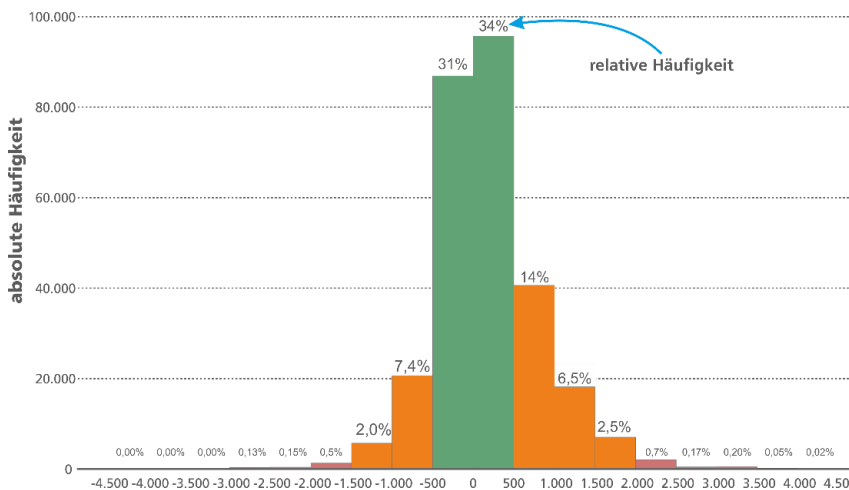


Abbildung 6-5: Statistische Verteilung der Prognoseabweichung in der Regelzone von 50 Hertz für das Jahr 2015 (Histogramm)

Bei unidirektionaler Fahrweise fungiert die Elektrolyseanlage nur als Last und erhöht ihren Strombezug bei einer positiven Prognoseabweichung. Bei unidirektionaler Fahrweise ist die Elektrolyseanlage immer in Betrieb, beispielsweise bei 50% der Bemessungsleistung, und kann einerseits bei Bedarf den Leistungsbezug um 50% erhöhen und eine positive Prognoseabweichung ausgleichen. Andererseits kann die Leistung um 50% reduziert und negative Prognoseabweichung ausgleichend werden.

Die Dimensionierung der Elektrolyseanlage erfolgt auf Basis von Perzentilen. Ein Perzentil ist ein Schwellenwert, bei dem ein bestimmter Anteil der Werte kleiner und der verbleibende Rest größer ist. Die Ergebnisse der statistischen Analyse der Prognoseabweichung für einen exemplarischen Windpark mit ca. 20 MW sind in der Tabelle 6-1 dargestellt. Aus der Analyse geht beispielsweise hervor, dass 75% der positiven Prognoseabweichungen bei einer Bezugsgröße von 20 MW kleiner als 1,3 MW sind. Das heißt, dass eine Elektrolyseanlage mit 1,3 MW Bemessungsleistung 75% aller positiven Prognoseabweichungen ausgleichen kann. Hingegen liegt die maximale Prognoseabweichung bei ca. 7 MW.

Für die vorliegende Untersuchung wurden demnach drei geeignete Perzentile ausgewählt, bei denen eine möglichst hohe Prognoseabweichung ausgleichend werden kann und gleichermaßen die Elektrolyseanlage möglichst klein dimensioniert ist. Für die unidirektionale Fahrweise kann die Bemessungsleistung der Elektrolyseanlage direkt aus den

ausgewählten Perzentilen der positiven Prognoseabweichung abgelesen werden. Bei der bidirektionalen Fahrweise ergibt sich die Bemessungsleistung der Elektrolyseanlage aus der Summe der positiven und negativen Perzentile. Weiterhin überschätzen die Prognoseabweichungen tendenziell die tatsächliche Einspeisung. Statistisch gesehen gibt es damit häufiger eine positive Prognoseabweichung, sodass der optimale Arbeitspunkt bei der bidirektionalen Fahrweise nicht bei 50% liegt, sondern aus dem Verhältnis der negativen Prognoseabweichung zur Bemessungsleistung berechnet wird.

Tabelle 6-1: Dimensionierung der Elektrolyseanlage auf Basis der statistischen Kennwerte der Prognoseabweichung (ausgewählte Szenarien: grün eingefärbt)

statistische Kennwerte	Prognoseabweichung in MW		Bemessungsleistung der ELY in MW		Arbeitspunkt der ELY in MW	
	positiv	negativ	unidirektional	bidirektional	unidirektional	bidirektional
Mittelwert	0,89	0,53	0,89	1,43	0	0,85
25%-Perzentil	0,26	0,14	0,26	0,40	0	0,14
50%-Perzentil	0,63	0,34	0,63	0,97	0	0,34
75%-Perzentil	1,29	0,73	1,29	2,02	0	0,73
95%-Perzentil	2,55	1,62	2,55	4,18	0	1,61
99%-Perzentil	3,70	2,61	3,70	6,32	0	2,61
99,9%-Perzentil	5,60	3,98	5,60	9,58	0	3,97
Maximum	6,97	4,44	6,97	11,40	0	4,43

Die Simulationsergebnisse für die beiden Fahrweisen sind in den Abbildung 6-6 dargestellt. Weiterhin wurden noch die folgenden Kennzahlen zur Bewertung dieses Einsatzfalles berechnet:

- Volllaststundenzahl,
- verbleibende Prognoseabweichung,
- produzierter Wasserstoff,
- vermiedene Kosten.

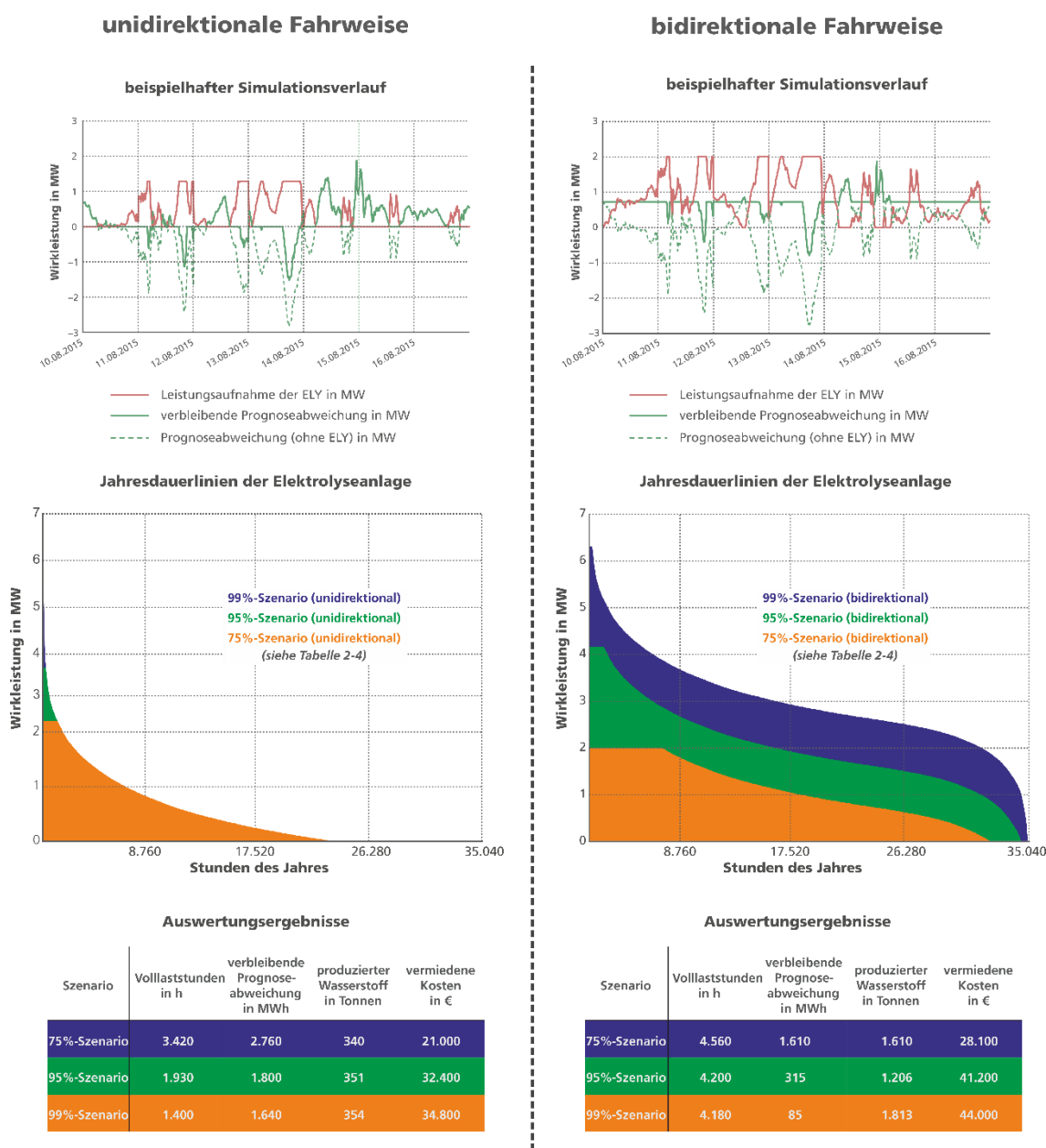


Abbildung 6-6: Simulationsergebnisse beim Ausgleich der Prognoseabweichung mit einem 20-MW-Windpark

Bei der **unidirektionalen Fahrweise** entfallen neben den Strombeschaffungskosten fast alle Abgaben, Umlagen und Steuern, da das Energieversorgungsnetz nicht genutzt und der EEG-vergütete Strom zur Eigenversorgung genutzt wird. Gemäß EEG 2017 muss demnach nur 40% der EEG-Umlage (2,7 ct/kWh) gezahlt werden. Die fixen Gasgestehungskosten unter Berücksichtigung der Zielkosten für 2030 unterscheiden sich aufgrund der Volllaststunden sehr stark und liegen je nach Szenario im Bereich von 4,9 ct/kWh bis 39,1 ct/kWh (vgl. Abbildung 4-1). Die variablen Kosten konnten nach Abzug der vermiedenen Kosten (-0,474 ct/kWh bis -0,681 ct/kWh je nach Szenario) durch den Ausgleich der Prognoseabweichung auf ca. 2,1 ct/kWh reduziert werden. Insgesamt ergeben sich Gasgestehungskosten von 7,1 ct/kWh bis 41,2 ct/kWh je nach Szenario, Technologie und Auslastungsgrad.

Bei der **bidirektionalen Fahrweise** müssen fast alle Steuern, Abgaben und Umlagen bezahlt werden, da zusätzlich am Spotmarkt Strom beschafft werden muss. Es besteht die Möglichkeit einer Netzentgeltbefreiung für Speicher gemäß EnWG §118 Abs. 6 und es muss weiterhin keine Stromsteuer für Anlagen kleiner 2 MW entrichtet werden. Die fixen Gasgestehungskosten sind vergleichbar in allen Szenarien, da sich die Volllaststunden nicht stark voneinander unterscheiden. Die variablen Kosten sind deutlich höher als im Vergleich zur unidirektionalen Fahrweise aufgrund der Strombeschaffungskosten am Spotmarkt und den damit verbundenen Steuern, Abgaben und Umlagen. Im bestmöglichen Fall kann der Strom am Intraday-Markt beschafft werden, da die Preise dort statistisch gesehen günstiger sind. Der durchschnittliche Preis am Intraday-Markt belief sich für das Jahr 2015 auf 3,18 ct/kWh. Insgesamt ergeben sich Gasgestehungskosten von 14,8 ct/kWh bis 22,6 ct/kWh je nach Technologie und Auslastungsgrad.

Der Vergleich mit den Erlöspotentialen aus der stofflichen Nutzung des Wasserstoffes zeigt, dass bei der Vermarktungsoption Ausgleich von Prognoseabweichungen keine Deckungsbeträge zu erzielen sind. Problematisch sind zum einen die geringen Auslastungsgrade der Elektrolyseanlage und zum anderen die hohen Steuern, Abgaben und Umlagen bei zusätzlichem Strombezug am Spotmarkt.

6.3 Primär- und Sekundärregelleistung

Eine weitere Möglichkeit, zusätzliche Erlöse zu generieren, stellt die Bereitstellung von Regelleistung dar. Regelleistung wird eingesetzt, um unerwartete Abweichungen (Fahrplanabweichungen, verursacht durch beispielsweise Prognoseabweichungen) zwischen Erzeugung und Verbrauch im Netzregelverbund auszugleichen. In Deutschland wird zwischen der Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL), Minutenreserve (MRL), Sofort abschaltbare Lasten (SOL) und Schnell abschaltbare Lasten (SNL) unterschieden. Zur Sicherstellung der Netzsicherheit müssen alle Anlagen, die Regelleistung am Markt anbieten, entsprechende Präqualifikationsbedingungen erfüllen. Weiterhin fordert der Übertragungsnetzbetreiber eine Zeitverfügbarkeit von 95% (SRL) bzw. 100% (MRL) der angebotenen Regelleistung, weshalb Anbieter für den Fall des technischen Versagens bzw. Nichtverfügbarkeit andere Anlagen zur Besicherung vorhalten müssen. Dies verursacht grundsätzlich zusätzliche Kosten, insbesondere im Besicherungsfall, und verschlechtert die Ertragsperspektive.

Die Regelleistung wird in positive und negative Regelleistung unterteilt. Die positive Regelleistung wird dabei durch das Erhöhen der Erzeugung oder Herunterfahren der Last bereitgestellt, sodass Elektrolyseanlage bzw. Lasten zur Erbringung von positiver Regelleistung in Betrieb sein müssen und die Leistung permanent vorhalten müssen. Zur Erbringung von negativer Regelleistung müssen Lasten lediglich den Leistungsbezug erhöhen und können zur Leistungsvorhaltung ausgeschaltet bzw. im Standby sein.

Aus Kostensicht ergibt sich:

- Lasten: Strombezugskosten für den Leistungsbezug,
- Erzeugungsanlagen: Erlöse aus der Leistungsvorhaltung.

Im Rahmen dieser Untersuchungen wurden im Einzelnen die Daten der Primär- und Sekundärregelregelleistung analysiert und ausgewertet. Die Daten stammen von der Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (regeleistung.net). Analog zu den bisherigen Untersuchungen wurde als Betrachtungszeitraum das Jahr 2015 ausgewählt. Jedoch hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) am 28. Juni 2017 neue Ausschreibungsbedingungen für die Sekundärregelregelleistung und Minutenreserve veröffentlicht. Die Ausschreibung erfolgt nun bei Sekundärregelregelleistung kalendertäglich sowie bei Minutenreserve werktäglich und nicht wie bisher wöchentlich. Die Produktzeitscheiben bei der Sekundärregelregelleistung werden auf 4 Stunden verkürzt (vorher nur Differenzierung in Hauptzeit und Nebenzeit). Diese Änderungen erleichtern grundsätzlich den Markteintritt für alle flexiblen Lasten und Erzeugungsanlagen, sodass sich vermutlich das Erlöspotential zukünftig durch mehr Akteure am Regelleistungsmarkt verschlechtern wird.

Das Erlöspotential für Primärregelregelleistung setzt sich nur aus dem Leistungspreis zusammen. Der Leistungspreis entspricht dabei einer Vergütung für die Vorhaltung der angebotenen Leistung unabhängig davon, ob die Anlage tatsächlich für Regelleistung eingesetzt wird. Der eigentliche Regelleistungsabruf wird also nicht zusätzlich mit einem Arbeitspreis vergütet (vgl. Sekundärregelregelleistung). Im Jahr 2015 war der Grenz-Leistungspreis je MW im Mittel bei 3.970 € bzw. 23,64 €/MW je Stunde. Der Grenz-Leistungspreis ist dabei gleichzusetzen mit dem maximalen Erlöspotential bei optimaler Bestimmung des Leistungspreis zum Ausschreibungszeitpunkt (siehe Abbildung 6-7).

Da die Vorhaltung der Primärregelregelleistung symmetrisch erfolgt, müssen von den Erlösen zusätzlich die Kosten für die Vorhaltung der Leistung abgezogen werden. Die Strombeschaffungskosten lagen im Jahr 2015 am Day-Ahead-Markt im Mittel bei 40,30 €/MWh. Zusätzlich müssen bei Fremdstrombezug Steuern, Abgaben und Umlagen in Höhe von 65,10 €/MWh entrichtet werden (siehe Abbildung 6-8).

In Anbetracht der hohen technischen Anforderungen, insbesondere für die symmetrische Erbringung, sowie des geringen Leistungspreises und den hohen Strombezugskosten ist die Ertragsperspektive bei der Primärregelregelleistung für Elektrolyseanlagen als sehr schlecht zu bewerten.

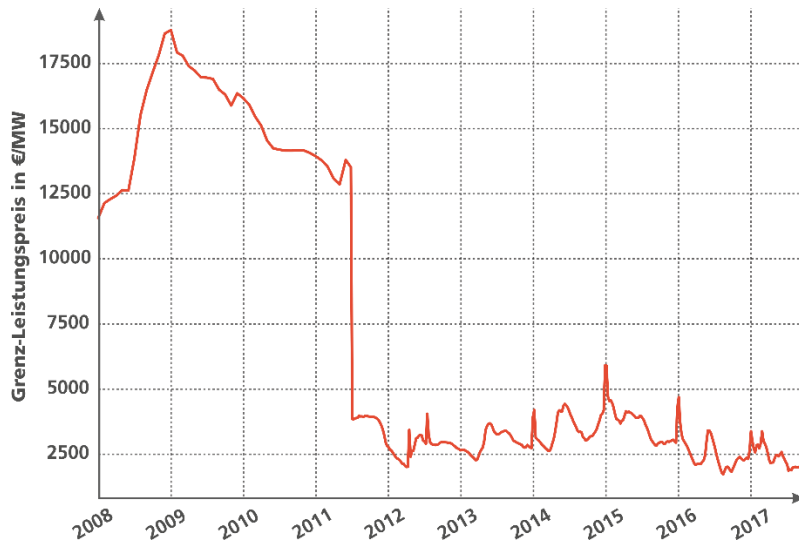


Abbildung 6-7: Grenz-Leistungspreis der Primärregelleistung (Eigene Darstellung auf Basis von [12])

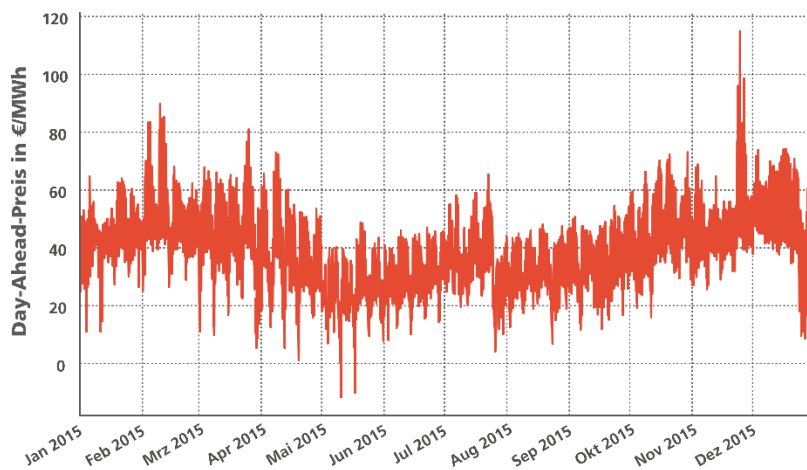


Abbildung 6-8: Day-Ahead-Preis für das Jahr 2015 (Eigene Darstellung auf Basis von [13])

Die Marktpreise für Sekundärregelleistung setzen sich aus einem Leistungs- und Arbeitspreis zusammen. Des Weiteren gibt es unterschiedliche Sekundärregelleistungsprodukte, die jeweils separat ausgeschrieben werden. Da Daten von 2015 verwendet wurden, gibt es die folgenden vier unterschiedlichen Produkte:

- negative SRL in der Hauptzeit,
- negative SRL in der Nebenzeit,
- positive SRL in der Hauptzeit,
- positive SRL in der Nebenzeit.

Die Erlöspotentiale mit den entsprechenden Grenz-Leistungspreisen sind in der nachfolgenden Abbildung zusammengefasst.

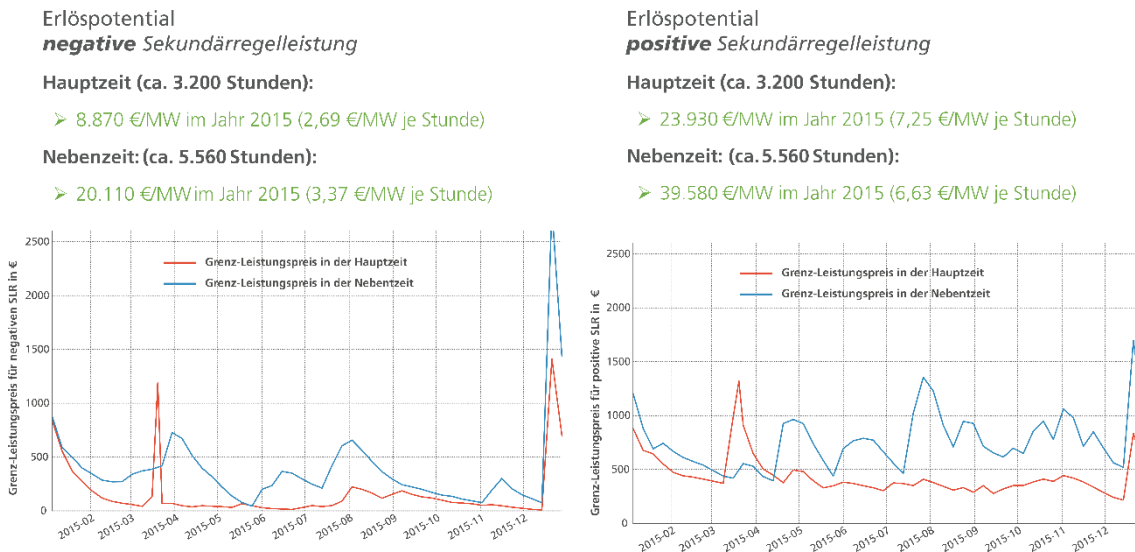


Abbildung 6-9: Grenz-Leistungspreise der Sekundärregelleistung für das Jahr 2015

Nachdem die Anbieter von Sekundärregelleistung für den Bereitstellungspool bezuschlagt wurden, entscheiden die gebotenen Arbeitspreise über den tatsächlichen Abruf der Anlagen⁹.

Um auch die Erlöse aus der Erbringung von Sekundärregelleistung in adäquater Weise berücksichtigen zu können, wurde eine Methodik zur Ermittlung des Arbeitspreises für die Beteiligung von Elektrolyseanlagen am Sekundärregelleistungsmarkt entwickelt. Ziel war es, die Erlöse und Auslastung der Elektrolyseanlage zu maximieren. Zunächst wurde aus den Abrufen der Sekundärregelleistung und der Merrit-Order der Arbeitspreise der gemittelte Grenz-Arbeitspreis je Ausschreibungswoche ermittelt (siehe Abbildung 6-10).

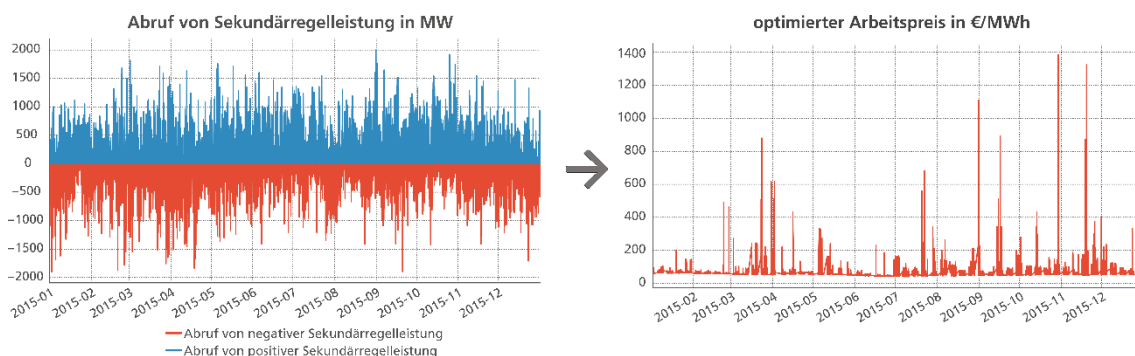


Abbildung 6-10: Abrufe und ermittelter Grenz-Arbeitspreis für Sekundärregelleistung (Eigene Darstellung auf Basis von [12])

⁹ Seit dem 16.10.2018 erfolgt die Bezuschlagung der Angebote am Sekundärregelleistungsmarkt nicht nach dem Leistungspreis, sondern nach dem sogenannte Mischpreisverfahren.

Mit dem Grenz-Arbeitspreis und dem RegelleLeistungsbedarf des Netzregelverbundes konnten anschließend die Stunden mit Regelleistungserbringung abgeleitet werden. Die Multiplikation der Stunden mit Leistungserbringung mit den entsprechenden Grenz-Arbeitspreisen ergibt das Erlöspotential. Höchstwahrscheinlich sind jedoch die Beteiligungsstunden an der Sekundärregelleistung geringer, da einzelne Anlagen von der Minutenreserve abgelöst werden und somit mehr Pausenzeiten entstehen. Diese Abschätzung überschätzt demnach tendenziell das Erlöspotential für Sekundärregelleistung. Die Ergebnisse der Analyse für die Erlöspotentiale aus der Sekundärregelleistungserbringung sind nachfolgend zusammengefasst (siehe Abbildung 6-11).

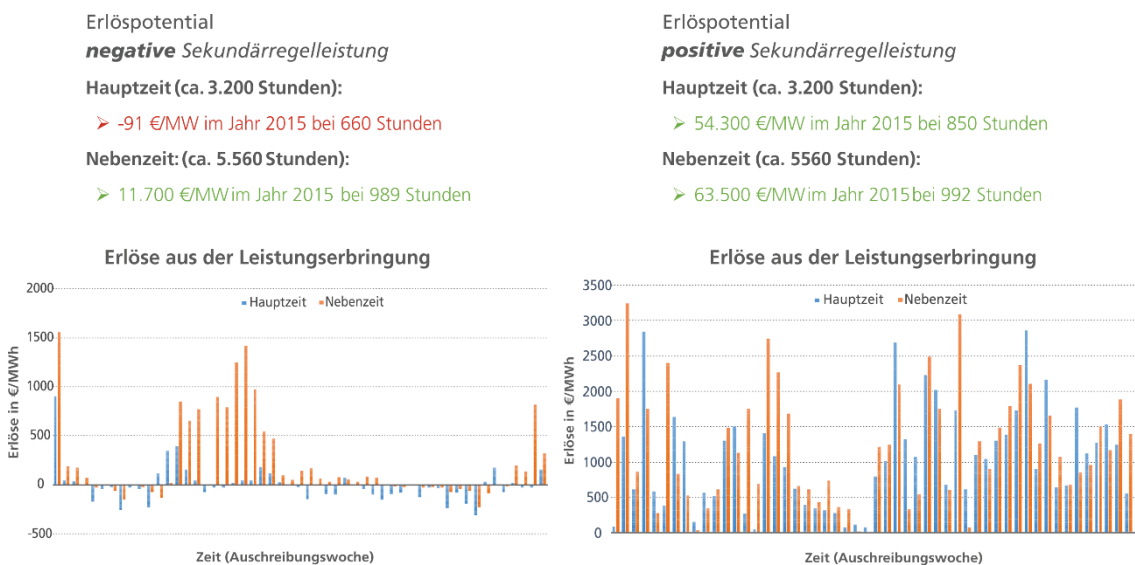


Abbildung 6-11: Erlöspotential aus der Sekundärregelleistungserbringung (Eigene Darstellung auf Basis von [12])

6.4 Markträumung: Nutzung negativer Strompreise

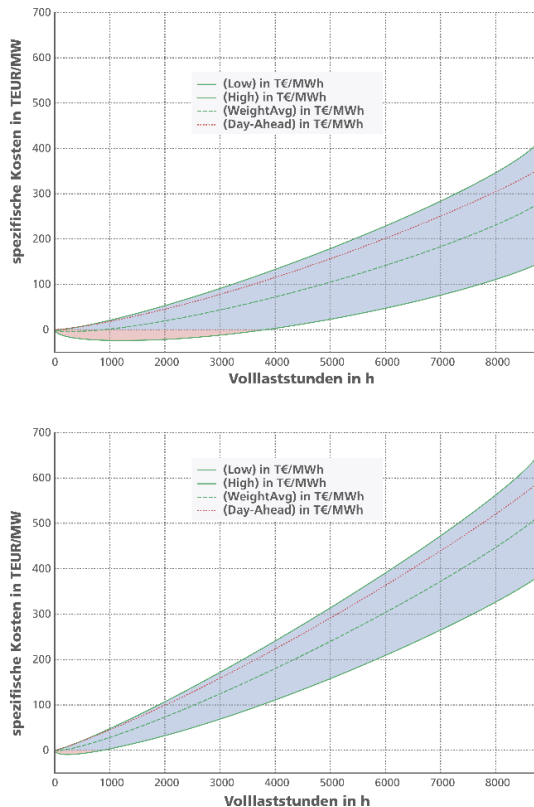
Eine weitere Möglichkeit, zusätzliche Erlöse für die Elektrolyseanlage zu generieren, besteht in der preisoptimierten Strombeschaffung am Day-Ahead- und Intradaymarkt. Hierbei regiert die Elektrolyseanlage auf Preissignale und passt dementsprechend den Leistungsbezug an. Da an der Strombörse auch negative Strompreise auftreten, können nicht nur die Kosten reduziert, sondern auch zusätzliche Einnahmen erwirtschaftet werden.

Die aktuell auftretenden negativen Preise sind nicht Ausdruck einer Überschusssituation von Strom aus Erneuerbaren Energien (EE), sondern auf mangelnde Flexibilität des Energieversorgungssystems zurückzuführen [14]. Negative Strompreise erhöhen die Anreize für Kraftwerksbetreiber und Stromnachfrager, Anlagen zu flexibilisieren und sind dementsprechend ein adäquates Steuerungssignal. Allerdings haben negative Strompreise am Day-Ahead- und Intradaymarkt eine erhebliche negative Auswirkung auf die EEG-Umlage. Denn auch in Stunden negativer Strompreise wird der Strom aus Erneuerbaren

Energien am Spotmarkt vermarktet und die Anlagenbetreiber erhalten eine Marktprämie. Durch den flexiblen Einsatz von Lasten bzw. Elektrolyseanlagen an der Strombörse kann die Anzahl der negativen Börsenstrompreise reduziert, EEG-Umlage entlastet und zusätzliche Erlöse für die Elektrolyseanlage generiert werden.

Die Ergebnisse der Datenanalyse vom Day-Ahead- und Intradaymarkt sind in der Abbildung 6-12 veranschaulicht. Die Abbildung zeigt die kumulierten Kosten für eine Strombeschaffung am Day-Ahead- und Intradaymarkt. Der Schnittpunkt mit der X-Achse ist der Break-Even-Point, an dem die Erlöse und Kosten gleich hoch sind und eine kostenneutrale Strombeschaffung möglich ist. Theoretisch könnte bei optimaler Beschaffung für ca. 3.800 h bzw. 870 h (bei 40%-EEG-Umlage) elektrische Energie ohne Kosten am Intraday-Markt eingekauft werden.

Die Anzahl der Stunden mit negativen Strompreisen sind unter Berücksichtigung der aktuellen Abgaben, Steuern und Anlagen sehr gering. Im Mittel gab es im Jahr 2015 nur 11 Stunden mit negativen Strompreisen. Bei Berücksichtigung der Strompreise am Spotmarkt ohne jegliche Abgaben, Steuern und Umlagen gab es im Jahr 2015 ca. 291 Stunden mit negativen Börsenstrompreisen. Bei 40% EEG-Umlage sind es noch 45 Stunden. Die Abgaben, Steuern und Umlagen haben damit eine erhebliche Auswirkung auf das Erlöspotential. Eine preisoptimierte Strombeschaffung sollte am Day-Ahead- und Intraday-Markt als „No Regret Option“ in Kombination mit anderen Marktoptionen präferiert werden.



Anzahl der Stunden mit negativen Preisen
am Intraday-Markt

Steuern, Abgaben und Umlagen	Anz. Stunden Low (h)	Anz. Stunden WeightAvg (h)	Anz. Stunden High (h)
ohne	1081	291	27
40% EEG-Umlage*	233	45	0,5
komplett	72	11	0

*Experimentierklausel SINTEG

Abbildung 6-12: Spezifische Kosten bzw. Erlöse am Day-Ahead- und Intradaymarkt und Anzahl der Stunden mit negativen Strompreisen (Daten von [13])

6.5 Nutzen statt Abregeln: Vermeidung von Einspeisemanagementmaßnahmen

Mit dem Prinzip „Nutzen statt Abregeln“ soll die Einspeisung Erneuerbarer Energien, welche derzeit aufgrund von Netzengpässen im Einspeisemanagement abregelt werden, nutzbar gemacht werden. Damit steht dem Netzbetreiber zukünftig ein zusätzliches Instrument zur Engpassbewirtschaftung zur Verfügung.

Die Elektrolyseanlage bekommt hierbei die ansonsten abgeregelte elektrische Energie vom Netzbetreiber als Systemdienstleistung (ähnlich einer Erbringung (lokaler) negativer Regelleistung) und erhält eine Vergütung für die Bereitstellung der Flexibilität. Anstatt EE-Anlagen bei Netzengpässen abzuregeln, wird die elektrische Energie durch die Elektrolyseanlage in Form von Wasserstoff bzw. Methan gespeichert und kann anschließend als Rohstoff für die Industrie (CO₂-neutrale Produktion), als Kraftstoff für die Mobilität oder als Brennstoff (bspw. zur Rückverstromung) genutzt werden.

Für das Prinzip „Nutzen statt Abregeln“ gibt es bisher keinen etablierten Markt und somit auch keinen Marktpreis. Demnach liegen auch keine belastbaren Daten vor und es werden zur Abschätzung der Erlöspotentiale die Kosten für die Ausfallarbeit nach § 14 Abs. 1 EEG i.V.m. § 13 Abs. 2 EnWG vom Jahr 2015 angesetzt [7]:

- Ausfallarbeit: 4.722 GWh
- geschätzte Kosten: 478 Mio. €

Damit ergeben sich spezifische Kosten aus der Abregelung von EE-Anlagen von ca. 100 €/MWh. Die spezifischen Kosten sind als obere Schranke für das Erlöspotential anzusehen, da bei höheren Kosten die Abregelung von EE-Anlagen wirtschaftlich effizienter wäre.

Zur Bewertung der Ertragsperspektive sind abgesehen von den spezifischen Kosten auch die Volllaststunden von Bedeutung. Zur Bestimmung der Volllaststunden wurden die Daten des Einspeisemanagements vom Verteilnetzbetreiber E.DIS analysiert (siehe Abbildung 6-13). Dort kann unter anderen für jede EE-Anlage die Dauer der Abregelung ermittelt werden. Im Netzgebiet der E.DIS waren im Jahr 2015 insgesamt 3.135 Anlagen erfasst worden. Von diesen 3.135 Anlagen wurden nur ca. 500 Anlagen mehr als 500 Stunden im Jahr abgerufen bzw. abgeregelt. Im Maximum wurden einzelne Anlagen mehr als 2000 Stunden im Jahr abgerufen. Anlagen mit sehr hohen Abrufdauern werden jedoch vermutlich in Zukunft durch die entsprechenden Netzverstärkungsmaßnahmen nicht mehr abgerufen, sodass im Allgemeinen für Elektrolyseanlagen Volllaststunden pro Jahr größer als 2.000 äußerst unwahrscheinlich sind.

In Anbetracht der geringen Volllaststunden ist diese Vermarktungsoption nur in Kombination mit anderen Optionen sinnvoll einsetzbar, wenngleich es ein hohes Erlöspotential gibt. Einschränkend muss erwähnt werden, dass die Elektrolyseanlage sich in unmittelbarer (elektrischer) Nähe zum Engpass befinden muss, um eine engpass-entschärfende Wirkung entfalten zu können (vgl. Abschnitt 2.1.4).

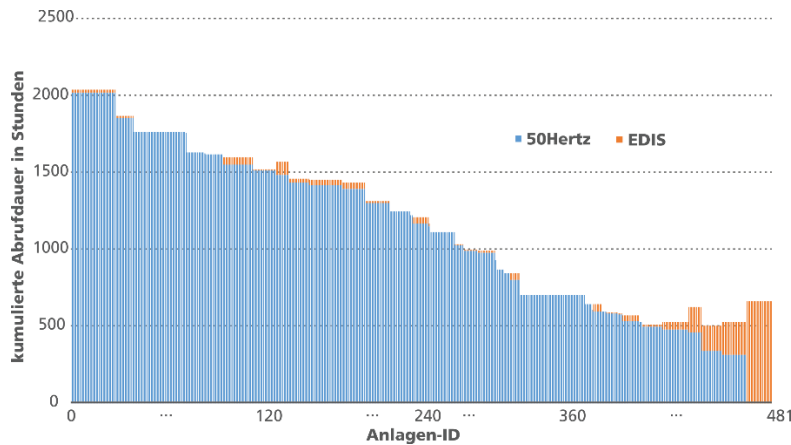


Abbildung 6-13: kumulierte Abrufdauern von EE-Anlagen mit mehr als 500 Stunden
Einspeisemanagementmaßnahmen am Beispiel des Netzgebietes der E.DIS für das
Betrachtungsjahr 2015 (insgesamt: 3135 Anlagen)

7 ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT

Ausgehend von einer Technologieanalyse und Klassifizierung von PtG-Anlagen, wurde die technische Eignung für unterschiedliche PtG-Technologien und Einsatzfälle bewertet. Hierbei wurden die folgenden Marktoptionen zunächst aus technischer und anschließend aus wirtschaftlicher Sicht analysiert und bewertet:

- Ausgleich von Prognoseabweichung bzw. Bilanzkreismanagement,
- Primärregelleistung,
- Sekundärregelleistung,
- Markträumung: Nutzung negativer/geringer Börsenstrompreise,
- „Nutzen statt Abregeln“: Verhindern von Einspeisemanagementmaßnahmen.

Um die unterschiedlichen Einsatzfälle unter den derzeitigen Rahmenbedingungen ökonomisch bewerten und gegenüberstellen zu können, wurden die Gasgestehungskosten, die Erlöse aus der stofflichen Nutzung des Wasserstoffs und aus dem Strommarkt analysiert.

PtG-Anlagen sind technisch in der Lage, alle Marktoptionen zu bedienen. Mit Ausnahme der Primärregelleistung sind bereits für die einzelnen Marktoptionen Betriebserfahrungen vorhanden. Unter den derzeitigen Rahmenbedingungen sind für keine der identifizierten Marktoptionen Deckungsbeiträge zu erzielen.

Unter Betrachtung des Gesamtkontextes stellt die Wasserstoffmobilität für PtG-Anlagen die größte Chance für Rentabilität und eine flächendeckende Markteinführung dar.

Weiterhin wurde in Netzberechnungen die Wirksamkeit von PtG-Anlagen bzw. Lasten auf Netzengpässe im Verteilnetz untersucht. Dies war insbesondere bei der Bewertung der Marktoption „Nutzen statt Abregeln“ von großer Bedeutung.

Ein netzdienlicher Einsatz und somit die Verringerung bzw. Vermeidung von Netzengpässen ist nur möglich, wenn sich die PtG-Anlagen in unmittelbarer Nähe zum Netzengpass befinden. Ein effizienter Einsatz von flexiblen Lasten zur Netzengpassbehebung im Verteilnetz ist stark durch die elektrische Entfernung bzw. Örtlichkeit zum Netzengpass und deren aggregierte Leistung beschränkt. Um einen netzdienlichen Effekt von PtG-Anlagen für das 110-kV-Verteilnetz zu erzielen, muss deren aggregierte Leistung mindestens im zweistelligen MW-Bereich liegen.

Weiterhin wurde in diesem Zusammenhang zur Bewertung der netzdienlichen Kopplung der Stromnetz- und Gasnetzinfrastuktur die räumliche Nähe beider Systeme zueinander untersucht. Die Schnittpunkte des Gas- und Stromnetzes sowie die räumliche Verteilung

von EE-Anlagen wurden anschaulich in einer Karte visualisiert und das Standortpotential für PtG-Anlagen im Land Brandenburg ausgewiesen.

Das Gasnetz hat viele Schnittpunkte mit dem Stromnetz und den dort installierten EE-Anlagen. Potentiell geeignete Standorte für PtG-Anlagen sind im ganzen Land Brandenburg verteilt. Beispielsweise haben sich Regionen in der Nähe von Perleberg, Nauen, Prenzlau und Schönewalde als vielversprechend hervorgehoben. Weiterhin ist Perleberg eine Schwerpunktregion für Netzsicherheitsmanagementmaßnahmen und erfüllt damit alle Aspekte für eine netzdienliche Kopplung des Strom- und Gasnetzes.

Anreize für einen netzdienlichen Einsatz sind auf Seite der Netzbetreiber sowie Flexibilitätsanbieter nicht vorhanden (Fehlen eines Flexibilitätsmarktes), sodass der aktuelle regulatorische Rahmen ein Hindernis für die Hebung der Flexibilitätspotentiale darstellt.

8 ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 2-1:	Methodisches Vorgehen bei der Standort- und Potentialanalyse.....	8
Abbildung 2-2:	Schnittpunkte zwischen dem Strom- und Gasnetz (PtG-Eignungsflächen)	10
Abbildung 2-3:	Räumliche Verteilung von PV- und Windenergieanlagen in Brandenburg (EE-Potentialflächen)	12
Abbildung 2-4:	Bewertung potentiell geeigneter Standorte für PtG-Anlagen (PtG-Potentialflächen).....	14
Abbildung 3-1:	Anonymisierter Ausschnitt aus dem 110-kV-Netzmodell der E.DIS.....	16
Abbildung 3-2:	Häufigste Standort von Einspeisemanagementmaßnahmen im Netzgebiet der E.DIS für das Jahr 2015 (Datenquelle: [5])	17
Abbildung 3-3:	Ausschnitt aus dem 110-kV-Netzmodell mit den berechneten FlexSensitivitäten.....	19
Abbildung 3-4:	Einfluss unterschiedlicher Lastflussszenarien auf die FlexSensitivitäten (dargestellt sind die Abweichungen zum Basisszenario)	20
Abbildung 3-5:	Einfluss unterschiedlicher Leistungsgrößen auf die FlexSensitivitäten (dargestellt sind die Abweichungen zum Basisszenario)	20
Abbildung 4-1:	Fixkostenanteil der Wasserstoffgestehungskosten.....	23
Abbildung 5-1:	Gaspreise für Industriekunden in Deutschland in den Jahren 2008 bis 2017	26
Abbildung 6-1:	Regelleistungsprodukte und Anforderungen an die Aktivierungszeit	28
Abbildung 6-2:	Präqualifikation der Elektrolyseanlage in Mainz (Doppelhöcker) [11].....	30
Abbildung 6-3:	Normierte und absolute Prognoseabweichung der Windenergieeinspeisung für die 50Hertz-Regelzone in 2015	32
Abbildung 6-4:	Differenz zwischen Intraday- und Day-Ahead-Preis (Spread) für das Jahr 2015	32
Abbildung 6-5:	Statistische Verteilung der Prognoseabweichung in der Regelzone von 50Hertz für das Jahr 2015 (Histogramm)	33
Abbildung 6-6:	Simulationsergebnisse beim Ausgleich der Prognoseabweichung mit einem 20-MW-Windpark.....	35
Abbildung 6-7:	Grenz-Leistungspreis der Primärregelleistung (Eigene Darstellung auf Basis von [12]).....	38
Abbildung 6-8:	Day-Ahead-Preis für das Jahr 2015 (Eigenen Darstellung auf Basis von [13]).....	38
Abbildung 6-9:	Grenz-Leistungspreise der Sekundärregelleistung für das Jahr 2015	39
Abbildung 6-10:	Abrufe und ermittelter Grenz-Arbeitspreis für Sekundärregelleistung (Eigene Darstellung auf Basis von [12]).....	39
Abbildung 6-11:	Erlöspotential aus der Sekundärregelleistungserbringung (Eigene Darstellung auf Basis von [12])	40
Abbildung 6-12:	Spezifische Kosten bzw. Erlöse am Day-Ahead- und Intradaymarkt und Anzahl der Stunden mit negativen Strompreisen (Daten von [13])	42
Abbildung 6-13:	kumulierte Abrufdauern von EE-Anlagen mit mehr als 500 Stunden Einspeisemanagementmaßnahmen am Beispiel des Netzgebietes der E.DIS für das Betrachtungsjahr 2015 (insgesamt: 3135 Anlagen).....	44

9 TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1-1:	Technische Kennwerte von Elektrolysetechnologien [2] [3].....	4
Tabelle 4-1:	Angenommene spezifische Investitionskosten und ausgewählte Wirkungsgrad (in Anlehnung an [2] [3])	22
Tabelle 4-2:	Preisbestandteile der Steuern, Abgaben und Umlagen [7]	23
Tabelle 6-1:	Dimensionierung der Elektrolyseanlage auf Basis der statistischen Kennwerte der Prognoseabweichung (ausgewählte Szenarien: grün eingefärbt)	34

10 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Verband der chemischen Industrie e.V., Zwischenbericht - Zukunft der Energiespeicher, Frankfurt/Main, 2013.
- [2] Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW GmbH), Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem - Abschlussbericht, Berlin, 03/2014.
- [3] D. L. K. Görner, „Technologiecharakterisierung in Form von Steckbriefen,“ 14. Januar 2015. [Online]. Available: https://wupperinst.org/uploads/tx_wupperinst/Virtuelles_Institut_Strom_zu_Gas_und_Waerme_Anlage_Steckbriefsammlung.pdf. [Zugriff am 5. September 2011].
- [4] ONTRAS Gastransport GmbH, „Ontras Netzkarte,“ [Online]. Available: https://www.ontras.com/fileadmin/Dokumente_Publikationen/Allgemeine_Informationen/DE/ONTRAS_Netzkarte.pdf. [Zugriff am 12 Januar 2018].
- [5] E.DIS AG, „edis - Veröffentlichungen,“ [Online]. Available: <https://www.e-dis-netz.de/de/energie-einspeisen/einspeisemanagement/netzsicherheitsmanagement/veroeffentlichungen.html>. [Zugriff am 14. März 2018].
- [6] M. Zapf, Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem: Rahmenbedingungen,, Mönchsberg: Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH , 2017.
- [7] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, Monitoringbericht 2015, Bonn, 2016.
- [8] D. U. Albrecht, M. Altmann, J. Michalski, T. Raksha und W. Weindorf, Analyse der Kosten Erneuerbarer Gase. Eine Expertise der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Bochum: Bundesverband Erneuerbare Energie e.V., 2013.
- [9] ecomento, „Anzahl der Wasserstofftankstellen in Deutschland,“ Dezember 2017. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/820836/umfrage/anzahl-der-wasserstofftankstellen-in-deutschland/>. [Zugriff am 9. August 2018].
- [10] I. Köln, „Durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch der in Deutschland zugelassenen Pkw in den Jahren von 2007 bis 2015 (in Liter/100 Kilometer),“ [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/484054/umfrage/durchschnittsverbrauch-pkw-in-privaten-haushalten-in-deutschland>. [Zugriff am 9. August 2018].
- [11] J. Aichinger, Verbund-Forschungsvorhaben Energiepark Mainz Elektrolyse-Wasserstoff als Energiespeicher und -vektor : gemeinsamer Schlussbericht zu den Teilvorhaben, Mainz: Mainzer Stadtwerke AG, 2017.
- [12] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „REGELLEISTUNG.NET - Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung,“ [Online]. Available: <https://www.regelleistung.net/>. [Zugriff am 16 Januar 2017].
- [13] EPEX SPOT SE, „Marktdaten,“ [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/de/marktdaten>. [Zugriff am 14 Februar 2018].
- [14] Energy Brainpool GmbH & Co. KG, „Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen - und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz,“ Agoro Energiewende, Berlin, 2014.

- [15] WIND-WASSERSTOFF-projekt GmbH & Co. KG, „Schlussbericht zum Verbundvorhaben „Demonstrations- und Innovationsprojekt RH2-Werder/Kessin/Altentreptow im Rahmen des NIP“,“ Börgerende, 2016.