
Abschlussbericht

Grenzüberschreitende Energieversorgung Emmen-Haren

Energetische Ausgangssituation, Szenarien-Entwicklung, Computersimulation und Bewertung

Andreas Stroink, Prof. Dr. Tim Wawer, Prof. Dr. Johann Hurink,
Christoph Pieper, Margarete Pieper



HOCHSCHULE OSNABRÜCK
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES

UNIVERSITY OF TWENTE.





provincie Drenthe



Niedersächsisches Ministerium
für Bundes- und Europaangelegenheiten
und Regionale Entwicklung



Ministerie van Economische Zaken
en Klimaat

Dieser Bericht umfasst die Arbeitspakete 1 und 2 des Smart Energy Region Emmen-Haren (SEREH) Projektes. Das Projekt ist durch das INTERREG V Programm der Europäischen Union finanziert (Nr. 151232).

Impressum

Hochschule Osnabrück
Kaiserstraße 10C
49809 Lingen (Ems)

Kontakt

Andreas Stroink
Mail: a.stroink@hs-osnabrueck.de
Tel.: +49 (0)591 800 98 – 230

Prof. Dr. Tim Wawer
Mail: t.wawer@hs-onsabrueck.de
Tel: +49 (0)591 800 98 -290

Lingen (Ems), 27.10.2021

Zusammenfassung

Die Analyse der energetischen Ausgangssituation basiert auf realen Daten der Jahre 2009 bis 2019. Zusätzlich wurden Annahmen über den Ausbau der erneuerbaren Energien in der Region bis zum Jahr 2030 getroffen. In Emmen liegt der Schwerpunkt des Ausbaus bei großflächigen Solarparks, in Haren (Ems) dominiert die Stromerzeugung aus Windenergie. Eine Besonderheit bei der Stromerzeugung in Emmen ist die Einspeisung von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen der lokalen Gewächshäuser in das Netz der öffentlichen Versorgung. Die Gewächshäuser versorgen sich vollständig selbst mit Strom und Wärme und speisen lokale Überschüsse in das Verteilnetz ein.

Die Kennzahlenberechnung für beide Energiesysteme hat ergeben, dass Emmen und Haren in dem Ausgangsjahr 2019 einen Großteil des lokal produzierten Stroms direkt selber verbrauchen. In Emmen sind dies rund 82% der eigenen Erzeugung – dies schließt auch die nicht erneuerbare Erzeugung aus den Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen ein. In Haren (Ems) werden 71% direkt zur lokalen Lastdeckung eingesetzt. Emmen erzielt einen Autarkiegrad von 30% während Haren (Ems) 77% erreicht. Die viertelstündliche Betrachtung beider Regionen hat ergeben, dass in Haren (Ems) im Ausgangsjahr in rund 45% aller Viertelstunden des Jahres die Erzeugung die Last übersteigt, in Emmen kann in 12% der Viertelstunden die Last durch die lokale Erzeugung vollständig gedeckt werden.

Für die im Grenzgebiet geplanten Windparks wurden auf Basis aktueller Erzeugungsdaten viertelstündliche Stromerzeugungsprofile erstellt. Die Risiken schwankender Winderträge wurden berücksichtigt. Zur Plausibilisierung und Validierung der synthetisierten Profile wurden historischen Winddaten und Gutachten herangezogen.

Aufbauend auf der Datenbasis wurden Szenarien für eine grenzüberschreitende Energieregion SEREH modelliert. Ziel war es die Auswirkungen von möglichen Verbindungen zwischen den Verteilnetzen von Emmen und Haren (Ems) zu prüfen. Zwei technische Umsetzungsmöglichkeit einer Verbindung der Verteilnetze wurden analysiert.

Die erste Option ist eine Direktleitung, die beide Verteilnetze koppelt. Die Untersuchung hat gezeigt, dass eine solche Direktleitung technisch aktuell problematisch ist. Aufgrund von Regeldifferenzen zwischen dem deutschen und dem niederländischen Übertragungsnetz könnte es zu starken, unkontrollierbaren Ausgleichsströmen innerhalb der lokalen Verteilnetze kommen. Dies hätte eine Gefährdung des stabilen Netzbetriebs zur Folge. Zusätzlich würde eine derartige Verbindung eine grenz- und regelzonenüberschreitende Stromleitung darstellen und daher eine Sekundärregelung erfordern.

Die genannten Probleme können durch die zweite technische Möglichkeit, die Switch-Option, vermieden werden. Hierbei wird nur ein isolierter Bereich einer Region grenzüberschreitend an das jeweils andere Netz angeschlossen. Derartige isolierte Bereiche können sowohl einen oder mehrere Erzeuger oder aber auch Verbraucher umfassen. Zur technischen Umsetzung einer solchen grenzüberschreitenden Verbindung wurde die Idee eines schaltbaren Elementes (Switch) entwickelt. Bei der Verbindung zweier grenznahen Regionen mittels eines Switch-Elements, werden einzelne Stromerzeugungsanlagen oder Verbraucher pro Viertelstunde entweder an das deutsche oder an das niederländische Verteilnetz angeschlossen. Somit können bei einer Switch-Verbindung die betreffenden Anlagen sowohl Teil des deutschen und des niederländischen Stromnetzes werden, aber da dieses nie zeitgleich stattfindet, werden die Netze der beiden Länder zu keinem Zeitpunkt direkt miteinander verbunden.

Neben der Möglichkeit eines grenzüberschreitenden Stromaustausches wurden für Emmen und für Haren (Ems) auch die Auswirkungen der Kurz- und Langzeitspeicherung von Strom untersucht. Für die kurzzeitige Speicherung elektrischer Energie können Batteriespeicher genutzt werden, eine längerfristige Speicherung kann mittels Elektrolyse durch die Umwandlung in grünen Wasserstoff erfolgen. Die Analyse zeigt, dass durch den grenzüberschreitenden Energieaustausch die potentielle Produktion von grünem Wasserstoff positiv beeinflusst wird.

Zur Untersuchung der technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen einer grenzüberschreitenden Verbindung wurde ein gemischt-ganzzahliges mathematisches Optimierungsmodell entwickelt. Dieses Modell umfasst die Stromverbräuche der Regionen, ihre jeweiligen Stromerzeugungsanlagen sowie Batteriespeicher und Elektrolyseure zur Herstellung von Wasserstoff und hat als Ziel die elektrischen Systemkosten der SEREH-Region zu minimieren.

Die Analyse hat folgende zentrale Zusammenhänge aufgezeigt:

1. Durch eine grenzüberschreitende Verbindung können, die durch die SEREH-Region verursachten, elektrischen Systemkosten reduziert werden.
 - Eine grenzüberschreitende Verbindung bewirkt eine Steigerung des lokalen Eigenverbrauchs zur Lastdeckung und hat einen vergleichbaren Effekt wie ein Stromspeicher.
 - Der erhöhte lokale Verbrauch durch den grenzüberschreitenden Stromaustausch reduziert die maximale Übertragungsnetznutzung der SEREH-Region.
 - Die Abregelung von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aufgrund von Engpässen im Stromnetz wird in Deutschland und den Niederlanden reduziert.
 - Der grenzüberschreitende Stromaustausch zur Herstellung von Wasserstoff bietet eine zusätzliche Möglichkeit, Strom lokal zu verbrauchen. Die elektrischen Systemkosten werden hierdurch reduziert.
2. Die Verteilung der Systemkosteneinsparungen auf Deutschland und die Niederlande ist vom zukünftigen Ausbau der erneuerbaren Energien und der Speicher- und Netzinfrastruktur abhängig.
 - Insbesondere bei steigenden Anteilen Erneuerbarer Energien ist der grenzüberschreitende Austausch kein vollständiger Ersatz für lokale Maßnahmen, wie die Errichtung von Speichern und den Ausbau der Anschlusskapazität an das Übertragungsnetz.
 - Aufgrund der aktuellen Preisstruktur ist es gesamtwirtschaftlich sinnvoll zunächst die maximale Nutzung des Übertragungsnetzes und somit die Systemkosten auf deutscher Seite zu reduzieren.
 - Ein zusätzlicher Zubau von erneuerbaren Energien in Emmen - ohne den Ausbau der Netzinfrastruktur - führt zu steigenden elektrischen Systemkosten in Deutschland.
 - Ein Anstieg der deutschen Systemkosten bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Emmen kann nur durch einen Ausbau der Infrastruktur in Emmen verhindert werden. Dieses stellt auch die gesamtwirtschaftlich beste Lösung dar.
 - Mit einem zunehmenden Ausbau von Speichern und Elektrolyseuren reduziert sich der Nutzen einer Direktleitung für Haren (Ems), da über die Leitung hauptsächlich Elektrizität nach Emmen geliefert wird.

3. Der grenzüberschreitende Energieaustausch führt im aktuellen Rechtsrahmen in der Regel zu höheren lokalen Energiekosten in beiden Regionen.
 - Bei einer grenzüberschreitenden Lieferung wird für die Strommenge keine Vergütung aus den nationalen Fördersystemen für erneuerbare Energien gezahlt. Die entgangene Förderung muss durch die lokalen Verbraucher oder durch einen Verzicht der Einnahmen gedeckt werden.
 - Zusätzliche Kosten durch eine entgangene EEG-Förderung entstehen nicht, wenn es sich bei dem Stromerzeuger um eine Post-EEG-Anlage handelt, welche keine Förderung mehr erhält. In diesem Fall kann der Strom zum jeweiligen Marktpreis zuzüglich einer Marktprämie für lokal erzeugten Grünstrom verkauft werden.
 - Der Betrieb einer isolierten grenzüberschreitenden Direktleitung verursacht Kosten für den Bau und die Betriebsführung. Bei der Belieferung eines niederländischen Elektrolyseurs mit deutschem Strom entfallen im Gegenzug die Netznutzungsentgelte, da das öffentliche Netz der Versorgung nicht mehr genutzt wird.
 - Die Verteilung der zusätzlichen lokalen Energiekosten zwischen Deutschland und den Niederlanden entspricht nicht der Verteilung der Einsparungen bei den Systemkosten zwischen den beiden Ländern.
 - Die zusätzlichen Kosten können durch höhere lokale Strompreise, höhere Wasserstoffpreise, Entlastungen bei Steuern oder Netznutzungsentgelten oder andere Fördermechanismen gedeckt werden.

Der Reduktion der Systemkosten steht auf lokaler Ebene die entgangene Förderung für erneuerbare Energien gegenüber. Für eine Umsetzung einer grenzüberschreitenden Verbindung ist daher ein Umverteilungsmechanismus von den eingesparten Systemkosten hin zu den lokalen Akteuren erforderlich. Ein solches Verfahren kann beispielsweise durch eine Reform der Netznutzungsentgelte erreicht werden. Hierbei könnten z. B. die Stromlieferungen, die innerhalb der grenzüberschreitenden Region erfolgen, von der Zahlung von Netznutzungsentgelten ausgenommen werden.

Ergebnisse aus den Szenarien

Die Ausprägung der oben genannten grundsätzlichen Zusammenhänge ist von den konkreten verwendeten Inputparametern in den jeweiligen Szenarien abhängig.

In den mit den Projektpartnern abgestimmten zentralen Szenarien ergeben sich beispielhaft die folgenden Effekte:

- In bis zu 28% aller Viertelstunden des Betrachtungsjahres verhalten sich die beiden Regionen komplementär zueinander und ein Stromaustausch zum Eigenverbrauch ist möglich. Die hierfür benötigte Kapazität einer Leitung wäre 28,5 MW.
- Der prozentuale Anteil an Viertelstunden mit Komplementarität sinkt durch Speicher und Elektrolyseure auf 4%. In diesen Zeiten bezieht Emmen ausschließlich Strom aus Haren (Ems).
- Durch eine grenzüberschreitende Verbindung sinken, die durch die SEREH-Region verursachten, elektrischen Systemkosten um bis zu 23%.
- Die maximale Netzlast in Haren (Ems) reduziert sich um bis zu 36%, die in Emmen steigt durch die unterschiedliche Kostenstruktur um bis zu 38% an.

- Die grenzüberschreitende Verbindung verringert die Netzengpassproblematik in Emmen, führt aber zu System-Mehrkosten von bis zu 3,1 Mio. € pro Jahr.
- Eine grenzüberschreitende isolierte Direktleitung zwischen einem deutschen Windpark und einem niederländischen Elektrolyseur ist wirtschaftlich, wenn der Windstrom keine EEG-Förderung erhält. Bei einer Marktprämie von 10 €/MWh für grünen Strom ergibt sich für den Elektrolyseur eine Ersparnis von bis zu 9,23 €/MWh gegenüber dem Netzbezug.
- Die variablen Wasserstoffproduktionskosten betragen in diesem Szenario zwischen 3,06 €/kg H₂ und 4,40 €/kg H₂. Dies sind ausschließlich die Stromkosten. Für den Bau und Betrieb eines Elektrolyseurs fallen noch zusätzliche Kosten an.
- Die gleichzeitige Versorgung eines Elektrolyseurs mit deutschem Windstrom und niederländischem Solarstrom führt zu einer höheren Auslastung des Elektrolyseurs und damit zu einer größeren Wasserstoffproduktion. Der Elektrolyseur erreicht in den Direktleitungsszenarien eine maximale jährliche Auslastung von 60%.

Energiekonzepte für Batteriespeicher & Elektrolyseure

In dem Modell werden nur die marktorientierten Anreizsystemen der Strombörse betrachtet. Durch eine qualitative Beschreibung werden die Möglichkeiten zusätzlicher Erlöse von Energiespeichern dargestellt.

Es gibt diverse Anreizsysteme für einen netzdienlichen und marktorientierten (bzw. im Sinne des Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch systemdienlichen) Betrieb von Energiespeichern, die bei der Entwicklung von Multi-Use-Geschäftsmodellen berücksichtigt werden sollten.

Netzdienliche Anreizsysteme

- Stromerzeuger können von vermiedenen Netzentgelten profitieren, wenn der Strom zu verbrauchsbedingten Netzspitzenlastzeiten eingespeist wird.
- Stromverbraucher können den Leistungspreis beeinflussen, indem der Verbrauch zu Zeiten einer großen EE-Einspeisung stattfindet und so Lastspitzen vermieden werden können.
- Die Einführung „variabler“ Netzentgelte mit stündlich variierenden Netzentgelt-Arbeitspreisen, welche sich an der Auslastung der jeweiligen Netzebene orientieren, würden einen zusätzlichen Anreiz für den netzdienlichen Einsatz von Energiespeichern darstellen.
- Außerdem können Stromverbraucher Netzentgeltkosten einsparen, wenn sie „Atypische Netznutzung“ betreiben und das Stromnetz in den sog. „Hochlastzeitfenstern“ weniger belasten.

Marktorientierte Anreizsysteme

- Energiespeicher können für Arbitragegeschäfte am Spotmarkt eingesetzt werden. Strom wird zu Zeitpunkten niedriger Marktpreise günstig ein- und zu späteren Zeitpunkten bei höheren Marktpreisen verkauft.

- PV- und Windenergieanlagen können Ihren Strom zu sehr niedrigen variablen Kosten an der Strombörse anbieten, wodurch die generellen Preisschwankungen am Markt sinken und die Wirtschaftlichkeit von Arbitragegeschäften sinkt. Die Einführung einer „variablen“ EEG-Umlage würde die Preisgestaltung auf dem Strommarkt beeinflussen und zusätzliche Anreize für die Teilnahme von Energiespeichern am Handel der Strombörse schaffen.
- Stromspeicher können sowohl positive als auch negative Primärregelleistung am Regelleistungsenergiemarkt anbieten, da sie sowohl Stromverbraucher als auch Erzeuger darstellen.
- Power-to-Gas-Anlagen eignen sich hingegen nur für die Bereitstellung von negativer Primärregelleistung.

Zur optimalen Nutzung sollte vorhandene Flexibilität möglichst ganzheitlich im Sinne aller vorgenannten zur Verfügung stehenden Anreizsystemen genutzt werden. Die Anreizsysteme sind in der Regel auch gut kombinierbar

Abschließend ist darauf hinzuweisen, dass es auch noch weitere Anreizsysteme gibt, die berücksichtigt werden müssen und die teilweise dem netz- und systemdienlichen Betrieb von Energiespeichern entgegenstehen. Das gilt z. B. für die Netzentgeltbefreiung von Power-to-Gas-Anlagen, die dazu führt, dass diese Anlagen nicht finanziell profitieren können, wenn sie netzdienlich betrieben werden. Hier besteht politischer Handlungsbedarf, Anreizsysteme so zu gestalten, dass die Erreichung betriebswirtschaftlicher und gesamtwirtschaftlicher Optimierungsziele synchronisiert werden.

Inhalt

1	Einleitung	1
2	Datenerfassung und Analyse der Ausgangssituation	1
2.1	Netzsituation	2
2.2	Stromerzeugung und Stromverbrauch.....	3
3	Ertragsprognosen Windparks (Agrowea)	10
3.1	Erstellung einer Erzeugungsprognose.....	11
3.2	Validierung und Einordnung der Erzeugungsdaten	17
3.3	Bewertung Ertragsprognose.....	23
4	Szenarien-Entwicklung	24
4.1	Grenzüberschreitende Verbindungsoptionen.....	24
4.2	SEREH-Szenarien.....	28
5	Modellerstellung einer „Local Energy Community Emmen/Haren“	31
5.1	Optimierungsmodell cb-OPT.....	31
5.2	Systemkostenberechnung	34
6	Modellergebnisse	36
6.1	Schaltbares grenzüberschreitendes Element	36
6.1.1	Grenzüberschreitender Stromaustausch.....	36
6.1.2	Netzengpasssituation Emmen.....	38
6.1.3	Eigenversorgung & Autarkiegrad.....	39
6.1.4	Systemintegration Wasserstoff	41
6.1.5	Systemkosten	45
6.1.6	Energiekosten.....	47
6.2	(Isolierte) Grenzüberschreitende Direktleitung.....	52
6.2.1	Windpark Fehndorf/Lindloh	52
6.2.2	Windpark Rütenmoor	55

6.2.3	Windpark Rütenmoor & Solarpark Oranjepoort	58
6.3	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (Agrowea).....	61
7	Konzeptintegration von Speichertechnologien (Agrowea).....	68
7.1	Netzdienliche Anreizsysteme	69
7.1.1	Leistungspreis	69
7.1.2	Atypische Netznutzung	72
7.1.3	Vermiedene Netzentgelte	74
7.1.4	Variable Netzentgelte	76
7.2	Marktorientierte Anreizsysteme	78
7.2.1	Spotmarkt.....	79
7.2.2	(Variable) EEG-Umlage.....	81
7.2.3	Regelenergiemarkt	84
7.3	Multi-Use-Geschäftsmodelle	86
7.3.1	Kombinierbarkeit markorientierter Anreizsysteme	87
7.3.2	Ergänzung netzdienlicher Anreizsysteme	90
7.3.3	Multi-Use-Geschäftsmodell für Haren	92
7.3.4	Prüfung der Übertragbarkeit auf Power-to-Gas.....	95
7.4	Fazit.....	99

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anschluss von Emmen, EMMTEC und Haren (Ems) an das Übertragungsnetz.	2
Abbildung 2: Zeitliche Entwicklung der EE-Kapazitäten - Emmen.	4
Abbildung 3: Zeitliche Entwicklung der EE-Kapazitäten - Haren (Ems).....	4
Abbildung 4: Haushaltsanteil am Jahresstromverbrauch - Emmen und Haren (Ems).....	7
Abbildung 5: Residualjahresdauerlinie - Haren (Ems).	7
Abbildung 6: Relevante energetische Kennzahlen - Haren (Ems).	8
Abbildung 7: Stromerzeugung und Stromverbrauch für eine typische Woche im März - Haren (Ems)..	9
Abbildung 8: Jahresdauerlinie - Emmen.	9
Abbildung 9: Relevante energetische Kennzahlen - Emmen.	10
Abbildung 10: Stromerzeugung und Stromverbrauch für eine typische Woche im März - Emmen.....	10
Abbildung 11: Darstellung der E-138 EP3 E2.....	12
Abbildung 12: Leistungskennlinie E-138 EP3 E2.....	13
Abbildung 13: Vorgehensweise zur Ertragssimulation der Windparks im Grenzgebiet.	13
Abbildung 14: Zusammenhang von Rauheitslänge, Rauheitsklasse und Abstand zwischen Schutzbewachung [21].	14
Abbildung 15: Ertragsprognose Windpark "Fehndorf/Lindloh" für 2017.....	15
Abbildung 16: Ertragsprognose Windpark "Zwartenbergerweg" für 2017.....	16
Abbildung 17: Vergleich der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit Windpark "Fehndorf/Lindloh" [24].	18
Abbildung 18: Vergleich der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit Windpark "Zwartenbergerweg" [24].	19
Abbildung 19: Vergleich der mittleren Jahresarbeit Windpark "Fehndorf/Lindloh" [24].	20
Abbildung 20: Vergleich der mittleren Jahresarbeit Windpark "Zwartenbergerweg" [24].....	20
Abbildung 21: Abweichung der mittleren Jahresarbeit Windpark "Fehndorf/Lindloh" pro Jahr zum langjährigen Mittel 1999-2018 (blaue Linie) und BDB-Index (orangene Linie) [24].....	21
Abbildung 22: Abweichung der mittleren Jahresarbeit Windpark "Zwartenbergerweg" pro Jahr zum langjährigen Mittel 1999-2018 (blaue Linie) und BDB-Index (orangene Linie) [24].....	22
Abbildung 23: Szenario-Kreuz - Workshop November 2019.....	24
Abbildung 24: Grenzüberschreitende Verbindungsoptionen auf Mittelspannungsebene.	25
Abbildung 25: Technische Umsetzung Switch-Verbindung - Emmen und Haren (Ems)	27
Abbildung 26: Struktur Basismodell - Emmen und Haren (Ems).....	32
Abbildung 27: Programmablaufplan Optimierungsprogramm cb-OPT (v 2.0).....	33
Abbildung 28: Netzebenen Stromversorgungssystem.	35
Abbildung 29: Windpark Fehndorf/Lindloh mit niederländischem Elektrolyseur.....	52
Abbildung 30: Veränderung der individuellen Kosten für den niederländischen Elektrolyseur - Fehndorf/Lindloh.	54
Abbildung 31: Windpark Rütenmoor mit niederländischem Elektrolyseur.	56
Abbildung 32: Veränderung der individuellen Kosten des niederländischen Elektrolyseurs.....	57
Abbildung 33: Windpark Fehndorf/Lindloh und Solarpark Oranjepoort mit niederländischem Elektrolyseur.	59
Abbildung 34: Veränderung der individuellen Kosten des Elektrolyseurs - Rütenmoor und Oranjepoort.	61
Abbildung 35: Möglicher Verlauf der grenzüberschreitenden Direktverbindung zwischen Haren Rütenmoor und Emmen.	63
Abbildung 36: Möglicher Verlauf der grenzüberschreitenden Direktverbindung zwischen Haren Fehndorf und Emmen.	64
Abbildung 37: Kabelauslegung Rütenmoor-Emmen 10/20/50 MW.	65
Abbildung 38: Wirtschaftlichkeit Variante 1: Rütenmoor-Emmen 10 MW, Betriebsjahre 1-10.....	67
Abbildung 39: Wirtschaftlichkeit Variante 1: Rütenmoor-Emmen 10 MW, Betriebsjahre 11-20.....	67
Abbildung 40: Netzentgelte Westnetz GmbH für das Jahr 2021 [43].	70

Abbildung 42: Beispiel für Hochlastzeitfenster [44].....	72
Abbildung 43: Hochlastzeitfenster 2021 der Westnetz GmbH [46].....	73
Abbildung 44: Bewertung der vermiedenen Leistung [47].....	74
Abbildung 45: Entgelte für dezentrale Einspeisung 2021 der Westnetz GmbH [48].	75
Abbildung 46: Zeiten der Jahreshöchstlast Entnahme für 2020 der Westnetz GmbH [49].....	75
Abbildung 47: Vergleich der Anreize Leistungspreis und variable Netzentgelte [52].	77
Abbildung 48: Stufenweise Einführung variabler Netzentgelte [52].....	78
Abbildung 49: EEX-Terminmarktpreise und Peak Deutschland von 2007 – 2020 [53].....	79
Abbildung 50: Preisspreizungen an Dayahead- und Intraday-Markt [55].....	81
Abbildung 51: EPEX-Preise Dayahead-Markt Deutschland der Jahre 2011 bis 2020 [53].....	81
Abbildung 52: Wirkung der Spotmarktoptimierung auf die EEG-Umlage [56].....	82
Abbildung 53: Entwicklung Spotmarktpreise und EEG-Umlage [56].	83
Abbildung 54: Beispielwoche für die variable EEG-Umlage [58].....	83
Abbildung 55: Prozesse und Maßnahmen für Versorgungssicherheit [55].	84
Abbildung 56: Regelleistungsarten im Überblick [55].....	85
Abbildung 57: Mittlere Jahrespreise Regelleistung und Regelarbeit [55].....	86
Abbildung 58: Untersuchte Anwendungsfälle [60].	87
Abbildung 59: Erlös- und Kostenbestandteile der untersuchten Use Cases [60].	88
Abbildung 60: Betriebsstunden der Batterie für die jeweiligen Use Cases [60].....	89
Abbildung 61: Aufladungen und Entladungen pro Use Case [60].	89
Abbildung 62: Preisentwicklung Primärregelleistung [60].	92
Abbildung 63: Modellerte Entwicklung der Spotmarktpreise [60].....	93
Abbildung 64: Hochlastzeitfenster Hochspannungsnetz 2021 der Westnetz GmbH [49].	93
Abbildung 65: Täglicher Strombedarf des Windparks in Hochlastzeiten.	94
Abbildung 66: Tageslastgang 2. Januar und die entsprechenden Hochlastzeiten.	94
Abbildung 67: Schema physische Verbindung Agrowea Windpark / Speicherfeld.....	96
Abbildung 68: Leistungsdiagramm Elektrolyseur ME 450 des Herstellers H-TEC [62].	97

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Historische Entwicklung der EE-Kapazitäten - 2011 bis 2019.	3
Tabelle 2: Erzeugungsanlagen mit installierten Leistungen > 10 MW - Emmen und Haren (Ems).....	5
Tabelle 3: Stromerzeugung, Stromverbrauch und Residuallast - Emmen und Haren (Ems).....	5
Tabelle 4: Erzeugungsprognosen "Fehndorf/Lindloh" und "Zwartenbergerweg".....	16
Tabelle 5: Technische Realisierbarkeit grenzüberschreitende Verbindungsoptionen.	27
Tabelle 6: SEREH-Szenarien.	28
Tabelle 7: Eingabeparameter Modell.	29
Tabelle 8: Komplementarität Direktleitung - Emmen und Haren (Ems).	30
Tabelle 9: Grenzüberschreitender Stromaustausch - Switch-Element.	36
Tabelle 10: Maximaler Netzbezug, maximale Einspeisung und lokale Abregelung - Emmen.	38
Tabelle 11: Energetische Kennzahlen - Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung.....	39
Tabelle 12: Energetische Kennzahlen - Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.....	40
Tabelle 13: Kennzahlen Elektrolyseur - Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung.....	42
Tabelle 14: Kennzahlen Elektrolyseur - Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.....	44
Tabelle 15: Elektrische Systemkosten - Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung.....	45
Tabelle 16: Elektrische Systemkosten - Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.....	46
Tabelle 17: Energiekosten - Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung.	47
Tabelle 18: Wasserstoffkosten - Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung.....	48
Tabelle 19: Wasserstoffpreis (Strompreis konstant) - Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung.	49
Tabelle 20: Strompreis (Wasserstoffpreis konstant) - Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung.	49
Tabelle 21: Energiekosten - Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.	50
Tabelle 22: Wasserstoffkosten - Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.....	50
Tabelle 23: Wasserstoffpreis (Strompreis konstant) - Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.	50
Tabelle 24: Strompreis (Wasserstoffpreis konstant) - Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.	51
Tabelle 25: Veränderung der Systemkosten - Fehndorf/Lindloh.	53
Tabelle 26: Veränderung der individuellen Kosten des Elektrolyseurs - Fehndorf/Lindloh.....	53
Tabelle 27: Betriebsparameter Elektrolyseur - Fehndorf/Lindloh.	55
Tabelle 28: Veränderung der Systemkosten - Rütenmoor.	56
Tabelle 29: Veränderung der individuellen Kosten des Elektrolyseurs - Rütenmoor.....	57
Tabelle 30: Betriebsparameter Elektrolyseur - Rütenmoor.	58
Tabelle 31: Veränderung der Systemkosten - Rütenmoor und Oranjepoort.	59
Tabelle 32: Veränderung der individuellen Kosten des Elektrolyseurs - Rütenmoor und Oranjepoort.	60
Tabelle 33: Betriebsparameter Elektrolyseur - Rütenmoor und Oranjepoort.	61
Tabelle 34: Darstellung der betrachteten Varianten.	62
Tabelle 35: Auflistung der Investitionskosten.	65
Tabelle 36: Auflistung der durchschnittlichen Kosten für den Aufbau und Betrieb der Kabeltrassen... ..	68

Abkürzungsverzeichnis

AP	Arbeitspaket
AEP	Annual Energy Production
BDB	Betreiber-Datenbasis
BNetzA	Bundesnetzagentur
bzgl.	bezüglich
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	European Power Exchange
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
HSOS	Hochschule Osnabrück
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
MRL	Minutenreserveleistung
PtG	Power-to-Gas
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
NNE	Netznutzungsentgelte
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
sog.	sogenannt
SRL	Sekundärregelleistung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
UC	Use Case
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UT	Universität Twente
VNB	Verteilnetzbetreiber

WEA	Windenergieanlage
WKA	Windkraftanlage
z. B.	zum Beispiel

1 Einleitung

Grundlage der Untersuchungen der grenzüberschreitenden Verbindungen ist eine valide Datenbasis der Regionen Emmen und Haren (Ems). Im Rahmen des Arbeitspaketes (AP) 1 erfolgte eine Analyse und Darstellung der derzeit bestehenden Energiesysteme in Emmen und Haren (Ems). Der aus der Datenerfassung und Analyse der energetischen Ausgangssituation resultierende Datensatz bildete in Kombination mit den Stromerzeugungsprognosen der im Grenzgebiet geplanten Windparks die Grundlage für die Szenarien-Entwicklung und die Modellbildung im AP 2. Abschließend wurden die finalen Daten von Agrowea evaluiert und auf Plausibilität überprüft. Aufbauend auf der energetischen Ausgangssituation wurden verschiedene Szenarien einer auf Erneuerbaren Energien (EE) basierenden grenzüberschreitenden Energieversorgung mit Strom und Wasserstoff entwickelt.

Der vorliegende Abschlussbericht ist wie folgt gegliedert: Im Kapitel 2 wird auf die zentralen Bestandteile der Energieversorgungssysteme von Emmen und Haren (Ems) eingegangen. Die Datenerfassung und die Analyse der energetischen Ausgangssituation wurden von der Hochschule Osnabrück (HSOS) und der Universität Twente (UT) in Kooperation mit Agrowea durchgeführt.

Die Erzeugungsprognosen für die in der Region geplanten Windkraftanlagen (WKA) werden im Kapitel 3 dargestellt. Die Erstellung geeigneter Energieerzeugungsprognosen für die im Grenzgebiet von Emmen und Haren (Ems) geplanten Windparks war Bestandteil der Maßnahme 1.2 des AP 1 und erfolgte durch Agrowea.

Auf Grundlage der Analyse der Energiesysteme von Emmen und Haren (Ems) wurden in enger Abstimmung mit den Partnern und assoziierten Partnern verschiedene Szenarien einer gemeinsamen Energieversorgung für Emmen und Haren (Ems) mit hohen Anteilen an EE entwickelt. Diese werden im Kapitel 4 dargelegt.

Um diese Szenarien bewerten zu können, wurde ein Optimierungsmodell (Computersimulation) erstellt. Dieses ermöglichte es, durch die Modifikation verschiedener Eingabeparameter die SEREH-Szenarien zu modellieren und so die Stromflüsse innerhalb der Regionen und über die Grenze hinweg zu quantifizieren. Im Kapitel 5 werden das Vorgehen bei der Modellentwicklung, die betrachteten grenzüberschreitenden Verbindungsoptionen und das Basismodell beschrieben.

Die Ergebnisse der Modellierung für die SEREH-Szenarien werden in Kapitel 6 dargestellt und ausgewertet.

Im Kapitel 7 werden verschiedene Konzepte zur Integration von Speichertechnologien, speziell Batteriespeichern, im Projektgebiet vorgestellt und diskutiert. Maßnahme 2.3 des AP 2 und erfolgte durch Agrowea.

2 Datenerfassung und Analyse der Ausgangssituation

Im ersten Schritt werden die Energieversorgungssysteme der Gemeinde Emmen und der Stadt Haren (Ems) getrennt voneinander betrachtet und analysiert. Für die Analyse wurden für beide Regionen Daten der Jahre 2009 bis 2019 verwendet. Die Auswertung zeitlich hochaufgelöster Stromerzeugungs- und Stromverbrauchsprofile kann nur für Jahre erfolgen, für die ein vollständiger Datensatz mit Erzeugungs- und Verbrauchsdaten vorliegt.

Dies ist wichtig, da es ansonsten zu Verschiebungen aufgrund unterschiedlicher Laststrukturen (zum Beispiel (z. B.) Wochenende und Feiertage) oder fluktuierender Erzeugung (Wetter) kommen kann.

Das Ergebnis dieser Maßnahme ist eine detaillierte Beschreibung der Energieerzeugung und Lastsituation in Emmen und Haren (Ems) ohne eine grenzüberschreitende Verbindung.

2.1 Netzsituation

Für die Analyse der energetischen Ausgangssituation beider Regionen wird zunächst auf die Netzsituation eingegangen. Diese umfasst das Übertragungs- und das Verteilnetz.

In den Niederlanden ist die 110 kV-Ebene Bestandteil des Übertragungsnetzes und obliegt damit dem Verantwortungsbereich des jeweilig zuständigen Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB). In Deutschland wird lediglich das 380 kV und das 220 kV Netz von den ÜNB verantwortet [1]. Das 110 kV-Netz gehört regulatorisch zur Verteilnetzebene.

In dem Gemeindegebiet Haren (Ems) kommt es auf ÜNB-Ebene teilweise zu einem Netzübergang der Übertragungsnetze von TenneT und Amprion [2,3]. Dementsprechend sind die verantwortlichen vorgelagerten ÜNB in diesem spezifischen Fall die TenneT TSO GmbH und die Amprion GmbH. Das Übertragungsnetz in Emmen wird von der TenneT Holding B.V. betrieben.

Enexis B.V. ist der zuständige Verteilnetzbetreiber (VNB) in Emmen, der Verteilnetzbetrieb in Haren (Ems) erfolgt überwiegend durch die Westnetz GmbH, ein flächenmäßig geringeres Gebiet im Nord-Osten von Haren (Ems) wird von der EWE Netz GmbH versorgt.

Abbildung 1 zeigt den Anschluss von Emmen, den auf niederländischer Seite nahegelegenen Industriepark EMMTEC und Haren (Ems) an die Übertragungsnetzebene.

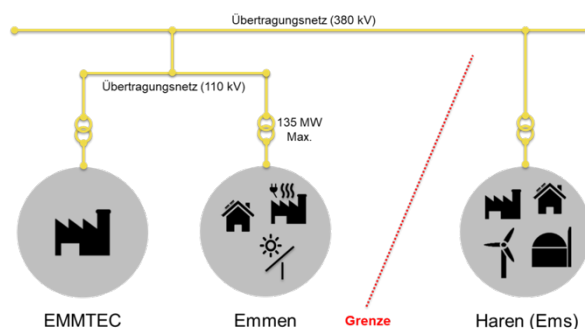


Abbildung 1: Anschluss von Emmen, EMMTEC und Haren (Ems) an das Übertragungsnetz.

Emmen und EMMTEC verfügen jeweils über einen separaten Anschluss an das niederländische 110 kV Übertragungsnetz. Eine direkte Verbindung von Emmen und EMMTEC auf Mittelspannungsebene besteht nicht. Die maximale Übertragungskapazität vom Anschluss von Emmen an das niederländische 110 kV Übertragungsnetz ist derzeit auf 135 MW limitiert. [4]

Das Verteilnetz von Haren (Ems), einschließlich der 110 kV-Spannungsebene, schließt direkt an das deutsche 380 kV Übertragungsnetz an. Ein Netzengpass liegt hier derzeit nicht vor.

Die Stromsysteme Deutschlands und der Niederlande sind derzeit nur über das Höchstspannungsnetz (380 kV) verbunden.

2.2 Stromerzeugung und Stromverbrauch

Grundlage für die Untersuchung der Erzeugung und des Verbrauchs sind die historischen Entwicklungen des Stromverbrauchs und der EE-Kapazitäten in Emmen und Haren (Ems) der vergangenen 10 Jahre.

In Tabelle 1 wird die zeitliche Entwicklung der EE-Erzeugungskapazitäten, aufgeschlüsselt nach Energieträgern, in beiden Regionen für den Zeitraum von 2011 bis 2019 dargestellt.

Tabelle 1: Historische Entwicklung der EE-Kapazitäten - 2011 bis 2019.

Region	Emmen			Haren (Ems)				
Jahr	Solar	Gesamt	Quelle	Solar	Wind	Biom.	Gesamt	Quelle
Einheit	[MW]	[MW]		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	
2009	-	-		8,53	31,00	3,89	43,43	[2,3,6,7]
2010	0,00	0,00	[5]	15,94	31,00	4,76	51,70	[2,3,6,7]
2011	0,00	0,00	[5]	18,54	71,60	5,88	96,02	[2,3,6,7]
2012	1,80	1,80	[5]	21,74	71,60	6,81	100,14	[2,3,6,7]
2013	4,70	4,70	[5]	24,85	71,60	7,58	104,03	[2,3,6,7]
2014	8,40	8,40	[5]	26,36	71,60	8,08	106,04	[2,3,6,7]
2015	11,90	11,90	[5]	26,56	73,90	7,93	108,38	[2,3,6,7]
2016	17,40	17,40	[5]	26,79	73,90	8,44	109,13	[2,3,6,7]
2017	39,00	39,00	[5]	27,21	73,90	8,44	109,55	[2,3,6,7]
2018	78,80	78,80	[5]	-	-	-	-	
2019	104,50	104,50	[5]	-	-	-	-	

Die installierten Leistungen aus Tabelle 1 sind in Abbildung 2 für die Gemeinde Emmen und in Abbildung 3 für die Stadt Haren (Ems) grafisch aufgetragen.

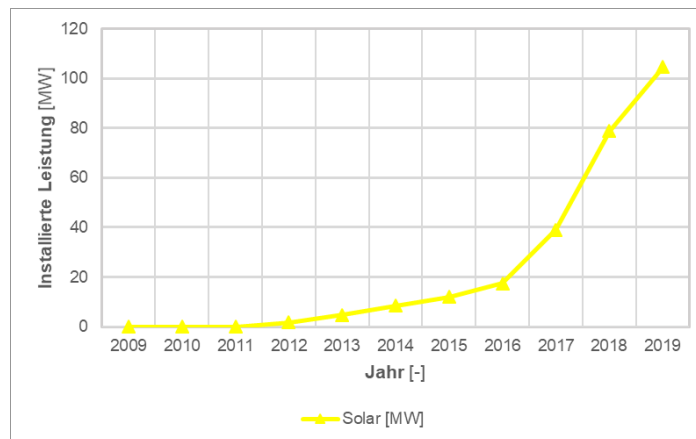


Abbildung 2: Zeitliche Entwicklung der EE-Kapazitäten - Emmen.

Gemäß [5] wurden für Emmen für die Jahre 2009 bis einschließlich 2011 die installierten EE-Kapazitäten mit 0 MW angegeben. Ab 2011 ist ein kontinuierlicher Anstieg der installierten Solarkapazitäten zu verzeichnen. Ab 2016 wurden jährlich mehr als 21,6 MW Solarleistung zugebaut. Die Kapazitätssteigerungen sind insbesondere auf die Errichtung der Solarparks Oranjepoort mit 30 MW Kapazität und Lange Runde mit 14 MW [8] zurückzuführen. Im Jahr 2019 beträgt die insgesamt installierte Solarkapazität in Emmen gemäß [5] 104,50 MW. Gemäß einer Annahme von Enexis ist die tatsächlich installierte Solarleistung jedoch höher und beläuft sich auf 130,93 MW [4]. Einen Zubau im Bereich der Windenergie oder der Bioenergie zur Stromerzeugung gab es bis einschließlich 2019 nicht.

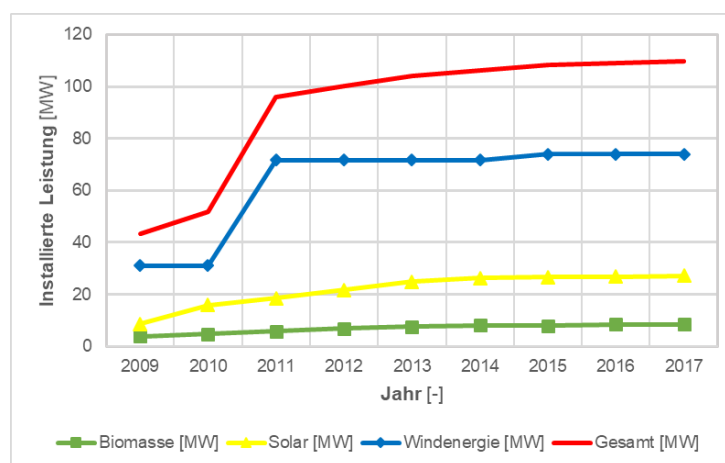


Abbildung 3: Zeitliche Entwicklung der EE-Kapazitäten - Haren (Ems).

Analog zur Darstellung in Abbildung 2 zeigt Abbildung 3 die EE-Kapazitäten für Haren (Ems). Es liegen Werte für die Jahre 2009 bis 2017 vor. In Haren (Ems) werden zur Stromerzeugung die Energieträger Biomasse, Solar und Windenergie eingesetzt. Der prozentual gesehen größte Anteil an EE-Kapazität stammt aus der installierten Leistung an Wind. Im Jahr 2009 sind insgesamt 31 MW installierte Windkapazität vorhanden, wovon 30 MW auf den im Jahr 2004 errichteten Windpark in Haren Rütenmoor entfallen. Der verbleibende Anteil von 1 MW teilt sich auf zwei einzelne WKA auf, welche sich in privater Trägerschaft befinden. Der Windpark Rütenmoor wurde im Jahr 2011 um weitere 40,6 MW erweitert. Die im Jahr 2017 installierte Gesamtkapazität an Wind beläuft sich auf insgesamt 73,9 MW. Die

Photovoltaik- (PV) Leistung von 27,21 MW resultiert aus der Summe der PV-Dach-Einzelanlagen.

Tabelle 2: Erzeugungsanlagen mit installierten Leistungen > 10 MW - Emmen und Haren (Ems).

Erzeugungsanlage	Standort	Installierte Leistung [MW]	Quelle
Solarpark Oranjepoort	Emmen	30	[8]
Solarpark Lange Runde	Emmen	14	[8]
Windpark Rütenmoor	Haren (Ems)	70,6	-

Tabelle 2 zeigt die in Emmen und Haren (Ems) vorhandenen EE-Anlagen mit einer installierten Leistung größer 10 MW. In Haren (Ems) ist dies der zuvor beschriebene Windpark in Haren Rütenmoor und in Emmen die Solarparks Oranjepoort und Lange Runde.

Tabelle 3 zeigt die jeweils verfügbaren jährlichen Stromverbräuche von Emmen und Haren (Ems), die Stromerzeugung aufgeschlüsselt nach Energieträgern, die Residuallast und den jährlichen Netzbezug sowie die Einspeisung in das übergeordnete Übertragungsnetz. Zusätzlich wurden die jeweiligen Last- bzw. Erzeugungsspitzen ermittelt.

Tabelle 3: Stromerzeugung, Stromverbrauch und Residuallast - Emmen und Haren (Ems).

Kennzahl	Einheit	Emmen	Quelle	Haren (Ems)	Quelle
Jahresstromverbrauch	[MWh]	385.688,32	[9]	193.047,73	[11]
Last Min.	[MW]	20,34	[9]	4,86	[11]
Last Max.	[MW]	78,67	[9]	43,12	[11]
Jahresstromerzeugung	[MWh]	138.772,45	*)	211.158,07	*)
Erzeugung Min.	[MW]	0,00	*)	6,71	*)
Erzeugung Max.	[MW]	112,81	*)	92,00	*)
Solar	[MWh]	110.960,83	[4,8,10]	22.098,94	[10]
Wind	[MWh]	-		130.242,63	[12]
Biomasse	[MWh]	-		58.816,50	[10]
Kraft-Wärme-Kopplung	[MWh]	27.811,61	[9]	-	
Residuallast	[MWh]	246.915,87	*)	-18.110,34	*)
Residuallast Min.	[MW]	-71,40	*)	-72,56	*)
Residuallast Max.	[MW]	74,06	*)	24,18	*)

Jährlicher Netzbezug	[MWh]	271.218,43	*)	44.129,00	*)
Netzbezug Min.	[MW]	0,00	*)	0,00	*)
Netzbezug Max.	[MW]	74,06	*)	24,18	*)
Jährliche Einspeisung	[MWh]	24.302,56	*)	62.239,34	*)
Einspeisung Min.	[MW]	0,00	*)	0,00	*)
Einspeisung Max.	[MW]	71,40	*)	72,56	*)

*) Eigene Berechnungen.

Eine grobe Näherung für die Ermittlung des Stromverbrauchs des Haushaltssektors wurde anhand von Einwohnerzahlen und der bestehenden Gebäudestrukturen durchgeführt. Hierfür wurden zunächst für beide Gemeinden die folgenden Einwohnerzahlen ermittelt:

- Haren (Ems): 23.665 Einwohner (Stand: 31.12.2017, Quelle: [13])
- Emmen: 107.584 Einwohner (Stand: 31.12.2015, Quelle: [14])

Als Nächstes wurde der vorhandene Gebäudebestand analysiert, um Rückschlüsse auf die Anzahl an Haushalten und die durchschnittlichen Einwohnerzahlen pro Haushalt ziehen zu können. Folgende Haushaltsanzahlen wurden ermittelt:

- Haren (Ems): 9.400 Haushalte (Berechnung auf Basis von [13])
- Emmen: 49.118 Haushalte [15]

Für Emmen entspricht dies einer durchschnittlichen Einwohnerzahl von 2,19 Personen und für Haren (Ems) von 2,52 Personen pro Haushalt. Für den durchschnittlichen Stromverbrauch von Zwei- und Dreipersonenhaushalten in Ein- und Mehrfamilienhäusern sind in der Literatur die folgenden Angaben zu finden:

- Einfamilienhaus mit zwei Personen: 3.000 kWh/a [16]
- Einfamilienhaus mit drei Personen: 3.500 kWh/a [16]
- Mehrfamilienhaus mit zwei Personen: 2.000 kWh/a [16]
- Mehrfamilienhaus mit drei Personen: 2.500 kWh/a [16]

Durch lineare Interpolation dieser Werte konnten für die beiden Gebäudetypen in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Personenanzahl pro Haushalt spezifische Jahresstromverbrauchswerte ermittelt werden. Multipliziert mit der Anzahl an Haushalten in Ein- und Mehrfamilienhäusern in Haren (Ems) ergibt sich für den Haushaltssektor ein Jahresstromverbrauch 27.708 MWh. Für Emmen ergibt sich analog hierzu ein Wert von 142.204 MWh. Die verbleibenden Anteile teilen sich in beiden Regionen auf die Industrie, den Bereich Landwirtschaft und den GHD- (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) Sektor auf. Abbildung 4 zeigt die prozentualen Anteile Haushalte an den Jahresstromverbräuchen von Emmen und Haren (Ems).

Der Jahresstromverbrauch von Emmen bezieht sich ausschließlich auf die aus dem Verteilnetz von Enexis bezogene Elektrizität [4,9]. Dementsprechend wird der Stromverbrauch der Gewächshäuser, welche sich zu großen Teilen selbst mit Strom aus Kraft-Wärme-Kopplungs- (KWK) Anlagen versorgen, sowie der Strombedarf vom Industriepark EMMTEC nicht berücksichtigt.

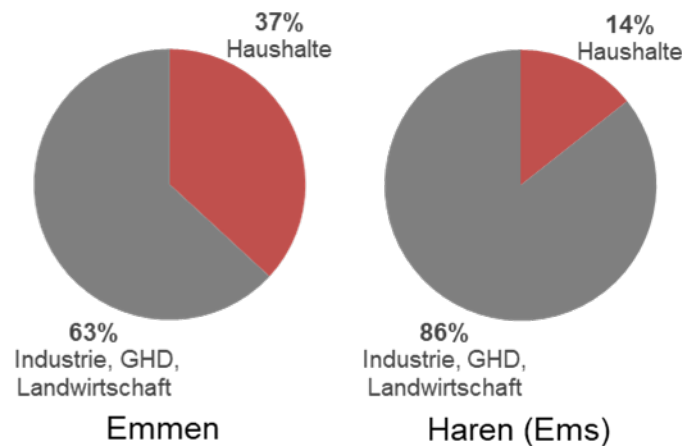


Abbildung 4: Haushaltsanteil am Jahresstromverbrauch - Emmen und Haren (Ems).

Eine Gegenüberstellung von lokalem Verbrauch und der lokalen Erzeugung ermöglicht es, den aktuellen Stand der Eigenversorgung mit EE zu analysieren.

Basierend auf dem aktuellen Stromverbrauch und der Erzeugung wurden für Emmen und für Haren (Ems) Residualjahresdauerlinien mit einer viertelstündlichen Auflösung erstellt.

Die Residuallast ist als die Last abzüglich der Stromerzeugung pro Zeitintervall (15 Min.) definiert. Eine positive Residuallast bedeutet dementsprechend, dass zur Lastdeckung zusätzlich Strom aus dem übergeordneten Netz bezogen werden muss. Bei einer negativen Residuallast ist die lokale Stromproduktion größer als die Last, sodass Überschüsse eingespeist werden. Zur Erstellung einer Residualjahresdauerlinie werden die $\frac{1}{4}$ stündlichen Werte der Größe nach absteigend sortiert und über den Zeitraum eines Jahres grafisch aufgetragen. Mithilfe dieser Darstellung kann direkt abgelesen werden, für welche Dauer eine bestimmte elektrische Last in dem spezifischen Jahr nachgefragt wurde. Zusätzlich sind Rückschlüsse auf den jährlichen Netzbezug und die Einspeisung lokaler Überschüsse möglich.

Abbildung 5 zeigt die berechnete Residualjahresdauerlinie für Haren (Ems).

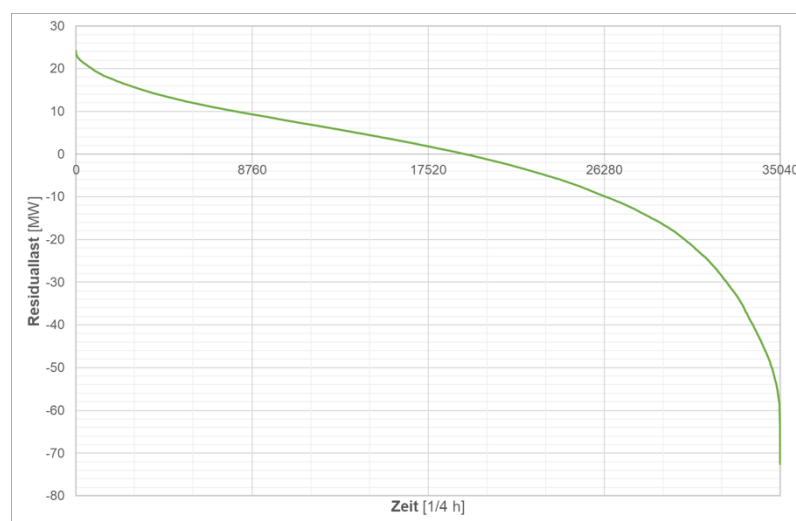


Abbildung 5: Residualjahresdauerlinie - Haren (Ems).

Der Bereich oberhalb der Abszissenachse zeigt die Stromimporte der Region aus dem Übertragungsnetz, der negative Kurvenlauf zeigt die Einspeisung. Die maximale energiebezogene Leistung aus dem Übertragungsnetz beträgt im Jahr 2017 24,18 MW. Durch die Einspeisung lokaler Erzeugungsüberschüsse wird eine maximale Einspeisung von 72,56 MW erreicht. Die maximale elektrische Last von 43,12 MW lässt sich durch den Eigenverbrauch der EE-Erzeugung um 44 % reduzieren. Aus dem Schnittpunkt des Graphen mit der Abszissenachse kann die Anzahl an eigenversorgten ¼ Stunden ohne einen zusätzlichen Übertragungsnetzbezug ermittelt werden.

Für die Energieversorgungssysteme werden die folgenden Kennzahlen berechnet:

- **Eigenverbrauchsquote:** Die Eigenverbrauchsquote ist definiert als das Verhältnis von jährlich lokal erzeugtem und verbrauchtem Strom zur Gesamterzeugung. Sie gibt an, wie hoch der bilanzielle Anteil des Eigenverbrauchs an der Gesamtstromerzeugung ist.
- **Autarkie:** Der Autarkiegrad ist das Verhältnis von jährlichem Eigenverbrauch zur elektrischen Last und gibt an, welcher Anteil des Jahresstromverbrauchs durch lokale Erzeugung gedeckt wird.
- **Autarkie - 15 Min.:** Der 15 min. Autarkiegrad (Autarkie – 15 Min.) bildet das Verhältnis von der Anzahl an ¼ Std. pro Jahr, in denen die lokale Stromproduktion größer oder gleich der elektrischen Last ist, zur Gesamtanzahl an ¼ Std. pro Jahr. Sie gibt den prozentualen Anteil an eigenversorgten ¼ Std. pro Jahr an.

Abbildung 6 zeigt die berechneten Kennzahlen für Haren (Ems). Zusätzlich wird jeweils die prozentuale Stromerzeugung per Energieträger dargestellt.

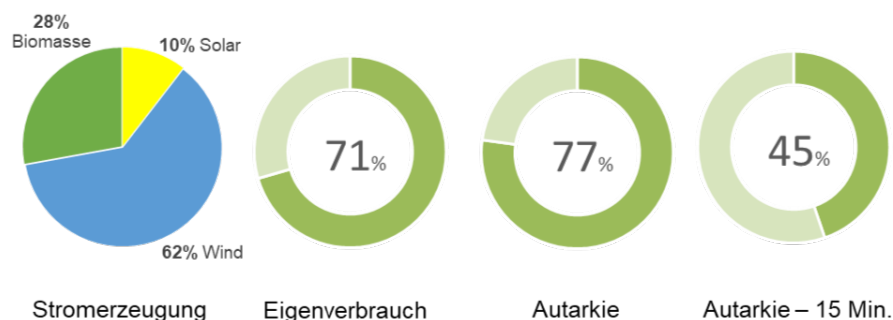


Abbildung 6: Relevante energetische Kennzahlen - Haren (Ems).

Aktuell wird in Haren (Ems) 71% des jährlich lokal erzeugten Stroms direkt vor Ort verbraucht. Dies entspricht bei einer Gesamtstromerzeugung von 211.158 MWh einem Eigenverbrauch von 149.922 MWh. Bezogen auf den jährlichen Stromverbrauch ergibt sich hieraus ein Autarkiegrad von 77%. Dies bedeutet, dass von der jährlichen Last von 193.048 MWh ein Anteil von 148.647 MWh durch die eigene Stromproduktion gedeckt wird. Der verbleibende Anteil von 44.129 MWh wird aus dem Übertragungsnetz bezogen. Die lokalen Erzeugungsüberschüsse in Höhe von 61.239 MWh werden wiederum eingespeist. In 45% aller ¼ Std. des Jahres übersteigt die lokale Stromproduktion den Verbrauch. Innerhalb dieser Zeiträume erfolgt die Stromversorgung von Haren (Ems) zu 100% aus EE.

Abbildung 7 zeigt die Stromerzeugung und den Stromverbrauch von Haren (Ems) für eine typische Woche im März des Jahres 2017.

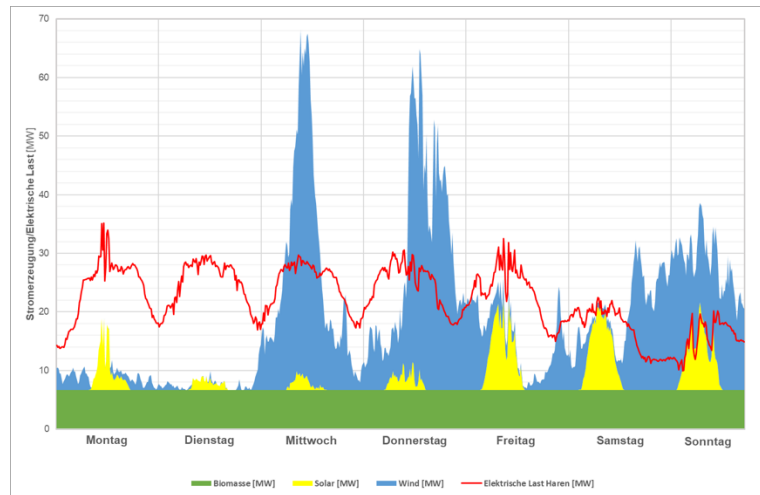


Abbildung 7: Stromerzeugung und Stromverbrauch für eine typische Woche im März - Haren (Ems).

Analog zur Darstellung in Abbildung 5 wird in Abbildung 8 die berechnete Residualjahresdauerlinie für Emmen dargestellt.

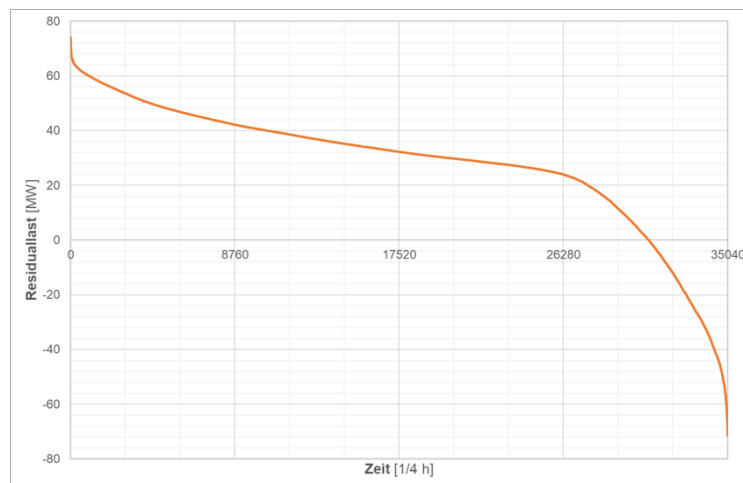


Abbildung 8: Jahresdauerlinie - Emmen.

In Emmen beträgt die maximal aus dem Übertragungsnetz energiebezogene Leistung 74,06 MW. Die maximale Einspeisung beträgt 72,56 MW im Betrachtungsjahr. Beides liegt derzeit noch deutlich unter dem Maximum von 135 MW.

In Abbildung 9 werden die prozentuale Aufteilung der Stromerzeugung auf die eingesetzten Energieträger, die Eigenverbrauchsquote, der Autarkiegrad und der Anteil an eigenversorgten ¼ Std. für die Gemeinde Emmen dargestellt.

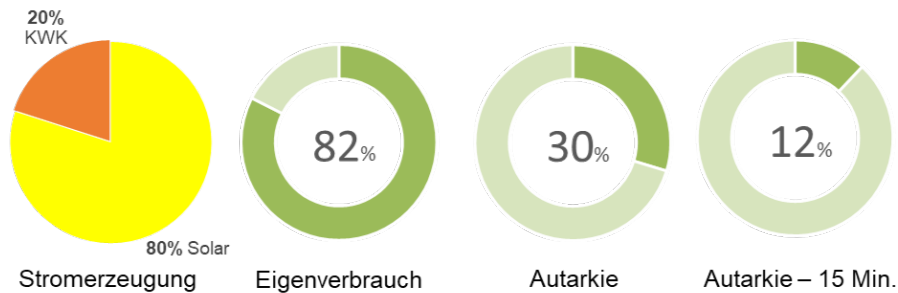


Abbildung 9: Relevante energetische Kennzahlen - Emmen.

Die Gesamtstromerzeugung von 138.772 MWh ergibt sich anteilig aus der Solarproduktion mit 110.961 MWh und 27.812 MWh Einspeisung von Strom aus KWK-Anlagen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Stromproduktion mittels KWK-Anlagen nicht erneuerbar ist, da Gas als Energieträger eingesetzt wird [8]. Dennoch wurde dieser Anteil an der Stromerzeugung bei der Berechnung des Eigenverbrauchs, der Autarkie und des ¼-stündlichen Selbstversorgungsgrades berücksichtigt, da es sich hierbei um lokal produzierten und teilweise direkt verbrauchten Strom handelt.

Von der Gesamtstromerzeugung werden 82% lokal verbraucht, das entspricht 113.793 MWh. Die verbleibenden 24.303 MWh werden in das Übertragungsnetz eingespeist. Von der jährlichen Last werden durch den eigenverbrauchten Anteil insgesamt 30% gedeckt. In 12% aller ¼ Std. des Jahres übersteigt die Stromproduktion die Last.

Abbildung 10 zeigt die viertelstündlichen Werte der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs für eine typische Woche im März.

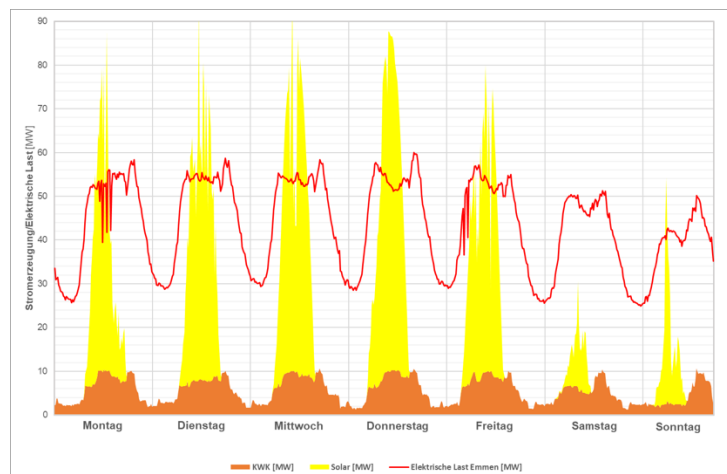


Abbildung 10: Stromerzeugung und Stromverbrauch für eine typische Woche im März - Emmen.

3 Ertragsprognosen Windparks (Agrowea)

Für den angestrebten grenzüberschreitenden Energieaustausch kommen den unmittelbar grenznah geplanten Windparks eine wesentliche Bedeutung zu. Neben der erfolgten Analyse der Ist-Situation ist es daher wichtig, dass auch die voraussichtliche Stromproduktion dieser Windparks mit in Betracht gezogen wird. Denn auch im Hinblick auf eine folgende Szenarien-Entwicklung spielt diese eine essenzielle Rolle.

Da sich die zeitliche Verteilung der Strombereitstellung aus regenerativen Quellen von Jahr zu Jahr stark unterscheidet, stellt sich für eine Ertragsprognose generell die Herausforderung, dass auch diese in einem zeitlich hoch aufgelösten Erzeugungsprofil bereitgestellt werden muss. Hierfür wird im zu untersuchenden Gebiet in einem ersten Schritt, basierend auf den Erzeugungsdaten bereits bestehender Windparks, für die grenznah geplanten Windparks ein Erzeugungsprofil für die vergangenen Jahre rückblickend prognostiziert, welches somit auch mit den erhobenen Ist-Daten verschnitten werden kann.

In einem zweiten Schritt werden die Ergebnisse mit historischen Winddaten und Gutachten verglichen und validiert. Dies dient einerseits der Plausibilisierung der Daten und andererseits der besseren Einordnung der Ergebnisse in einen Gesamtkontext, der eine größere Zeitspanne (20 Jahre) umfasst und somit Hinweise auf die Repräsentativität der Erzeugungsdaten liefert. Abschließend wird eine bewertende Aussage über die berechnete Ertragsprognose gegeben, um sicher zu stellen, dass mit repräsentativen Erzeugungsdaten die Szenarien – Entwicklung vorgenommen werden kann.

Die Erhebungen sind in diesem Umfang notwendig, da die vorliegenden Machbarkeitsstudien und Prognosen von Windparks auf zu groben Annahmen für die Ziele des SEREH-Projekts basieren. Die Computersimulation in AP 2 berechnet Szenarien, in denen die Nutzung und das Angebot von Windenergie auf Viertelstundenbasis grenzübergreifend aufeinander abgestimmt werden. Im aktuellen deutschen Fördersystem (EEG-Umlage) spielt bisher nur die Jahresproduktion eine Rolle, das heißt die aus Windgutachten resultierenden Windprognosen betreffen ausschließlich Jahreswerte. Für den Windparkplaner sind bisher Stunden- oder Viertelstundenwerte für seine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nicht von Bedeutung.

3.1 Erstellung einer Erzeugungsprognose

Für den in Haren (Ems) geplanten und sich im Bau befindlichen Windpark „Fehndorf-Lindloh“ und dem in Emmen geplanten Windpark „Zwartenbergerweg“ wurden auf Basis historischer Daten Erzeugungsprognosen inklusive eines 15-Minuten scharfem Erzeugungsprofil erstellt. Die Grundlage für die Berechnungen bildeten die Leistungsdaten des in Haren bestehenden Windparks „Rütenmoor“, der 7 Windenergieanlagen (WEA) des Typs E82 E2 und 2 WEA des Typs E101 umfasst und in circa 9 km Entfernung zum geplanten Windpark Haren-Fehndorf steht. Von diesen insgesamt 9 WEA wurden in der Betrachtung nur die 7 E82 E2 berücksichtigt, da es sich bei den beiden E101 Anlagen um alte Prototypen der E101 handelt und diese beiden Anlagen daher überdurchschnittlich viele Stillstandzeiten aufweisen.

Agrowea hat Zugriff auf die historischen sogenannten (sog.) Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Daten des Windparks „Rütenmoor“, welche eine Vielzahl an Informationen über den Betrieb der WEA, z. B. die erzeugte Leistung (Minimum, Durchschnitt, Maximum), die Windgeschwindigkeit (Minimum, Durchschnitt, Maximum), die erzeugte Gesamtarbeit der Anlage oder die Gondelposition in einer Auflösungsschärfe von 10min-Intervallen abbilden. Um bei der weiteren Verwendung der Daten eine Vergleichbarkeit mit z. B. den Lastgangdaten der Stromverbräuche herstellen zu können, wurden in einem ersten Schritt die SCADA-Daten auf, die für Stromlastgänge typische 15-min-Auflösung übertragen.

Für die gewünschten Ertragsprofile der geplanten Windparks im Grenzgebiet benötigt man die Leistungskennlinie der eingesetzten WEA-Typen, sowie die geplante Anzahl der WEA

und die zu erwartenden Windgeschwindigkeiten an den geplanten Standorten. Die Leistungskennlinien sind über die jeweiligen Hersteller verfügbar, während zur Ermittlung der Windgeschwindigkeiten Referenzmessungen oder Referenzwindparks, hier der Windpark „Rütenmoor“, herangezogen werden. Für die Betrachtung der Windgeschwindigkeiten ist zudem die Nabenhöhe der WEA wichtig, da die Windgeschwindigkeiten in verschiedenen Höhen unterschiedliche Werte annehmen.

Der Windpark „Fehndorf-Lindloh“ besteht aus 16 WEA der Firma ENERCON des Anlagentyps E-138 EP3 E2 (siehe Abbildung 11). Bei einer Nabenhöhe von 160 m und einem Rotordurchmesser von 138 m ergibt sich pro Anlage eine installierte Leistung von 4,2 MW. Dies entspricht einer Leistung von 67,2 MW für den gesamten Windpark. Die Gesamthöhe pro WEA beläuft sich auf 229 m. Die Leistungskennlinie der E-138 EP3 E2 in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit ist in Abbildung 12 nachgebildet. [17]

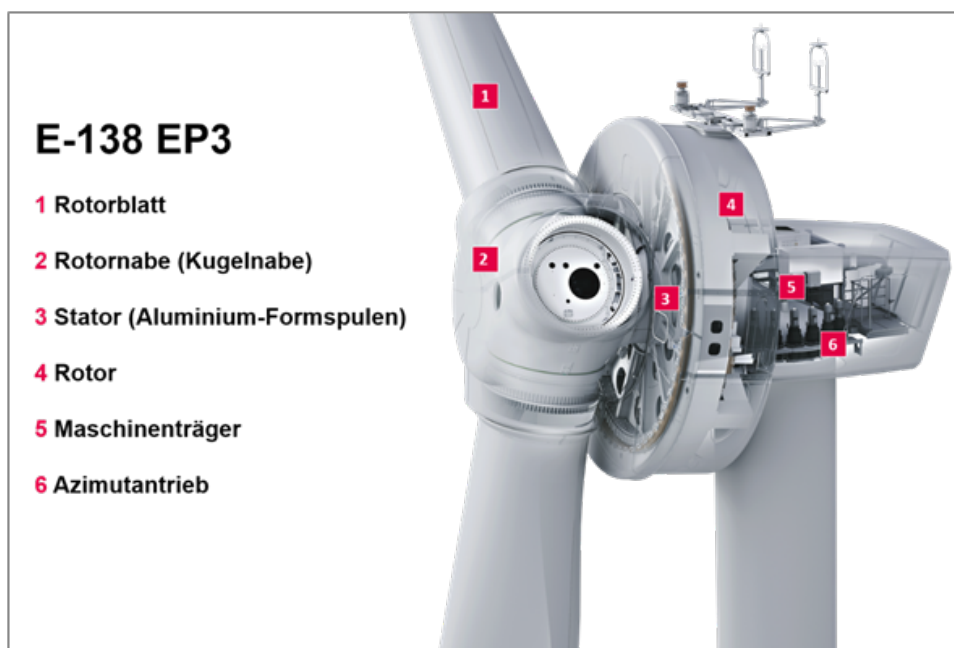


Abbildung 11: Darstellung der E-138 EP3 E2.

Zur Erstellung der Ertragsprognose für den Windpark „Zwartenbergerweg“ wurde vereinfachend vom gleichen Anlagentyp (ENERCON E-138 EP3 EP2) und den gleichen Leistungsdaten wie für den Windpark „Fehndorf-Lindloh“ ausgegangen. Aktuelle Planungen zufolge könnten insgesamt sieben Anlagen mit einer Gesamtleistung von 29,4 MW errichtet werden. Die prognostizierten viertelstündlichen Erzeugungswerte wurden in einem nachgelagerten Schritt pauschal mit einer Verlustrate von 5% (Fledermäuse, Schall, Netzverlusten, ...) beaufschlagt. Der Grund hierfür sind die deutlich geringeren Abstände des Windparks „Zwartenbergerweg“ zur Wohnbebauung im Vergleich zum Windpark „Fehndorf-Lindloh“ und die damit verbundenen höheren Ertragseinbußen durch Stillstandzeiten oder Leistungsreduzierung der Anlagen, um z. B. Anforderungen bezüglich (bzgl.) der Schallemissionen erfüllen zu können.

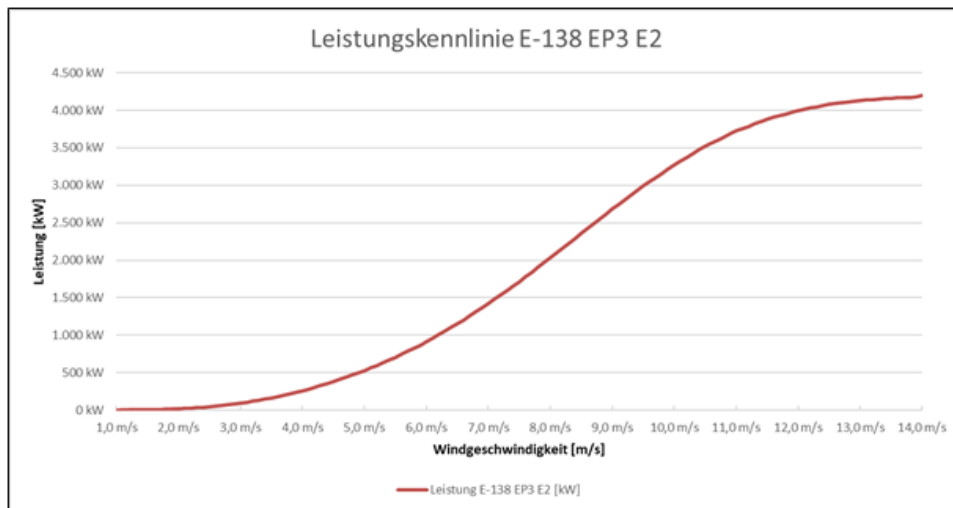


Abbildung 12: Leistungskennlinie E-138 EP3 E2.

Basierend auf den historischen SCADA-Daten des Referenzwindparks „Rütenmoor“, den Leistungskennlinien des Anlagentyps der Referenzanlagen (E-82 E2) und der neu geplanten WEA (E-138 EP3 E2) lassen sich nun, wie in Abbildung 13 dargestellt, die Erträge der geplanten grenznahen Windparks „Fehndorf-Lindloh“ und „Zwartenbergerweg“ rückblickend prognostizieren. Über die Leistungsdaten des alten Windparks wird hierzu die Windgeschwindigkeit auf der Nabenhöhe des Referenzwindparks (107 m) berechnet. Anschließend wird mit dieser Windgeschwindigkeit die Windgeschwindigkeit auf der Nabenhöhe der neuen Windparks (160 m) berechnet. Im dritten Schritt wird mit der so berechneten Windgeschwindigkeit auf 160 m der Ertrag der geplanten Windparks im Grenzgebiet berechnet.

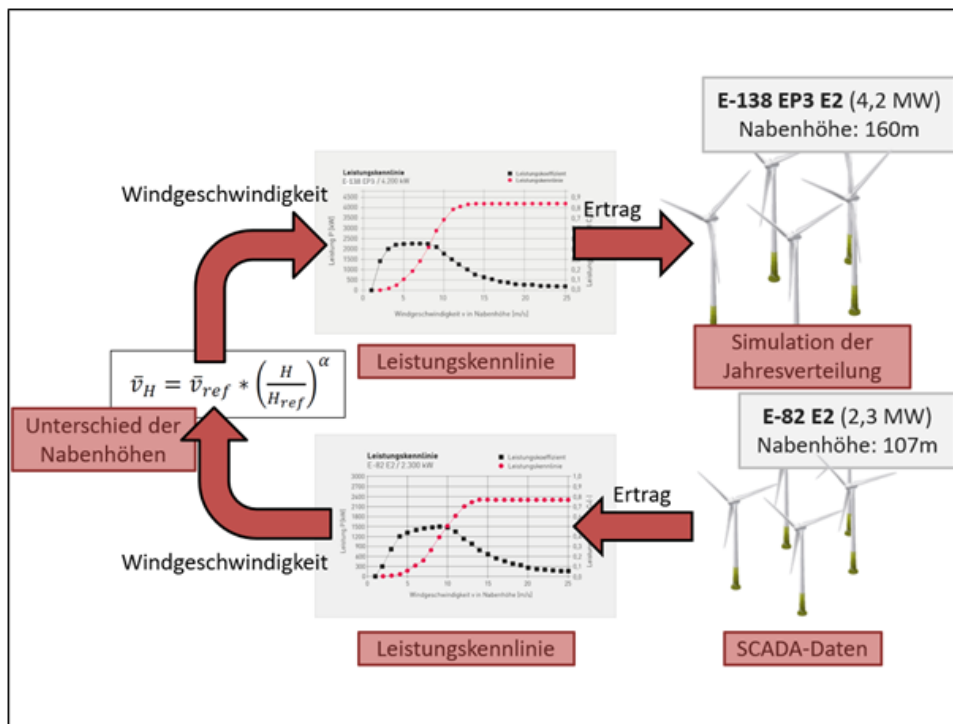


Abbildung 13: Vorgehensweise zur Ertragssimulation der Windparks im Grenzgebiet.

Die Windgeschwindigkeitszunahme mit der Höhe lässt sich vereinfacht über den Potenzansatz nach Hellmann ermitteln [18]:

$$\overline{v_H} = \overline{v_{Ref}} * \left(\frac{H}{H_{Ref}} \right)^\alpha \quad (\text{Glg. 3-1})$$

Der Höhenexponent α ist von einer Vielzahl von Faktoren abhängig, wie der Höhe, der Rauigkeit, der atmosphärischen Schichtung und der Geländestruktur [19]. Eine einfache Ermittlung des Höhenexponenten und dessen Übertragbarkeit ist somit nur bedingt gegeben. Der Höhenexponent lässt sich jedoch näherungsweise mit folgender Formel berechnen [19]:

$$\alpha = \frac{1}{\ln \frac{H}{z_0}} \quad (\text{Glg. 3-2})$$

Im Ertragsgutachten für den geplanten Windpark „Fehndorf-Lindloh“ wird für den Standort eine Rauigkeitsklasse von 1,6 angegeben [20]. Daraus ergibt sich, wie in Abbildung 14 zu sehen, eine Rauigkeitslänge z_0 von ungefähr 0,064 m. Eingesetzt in die obere Formel ergibt sich bei einer Nabenhöhe von 160 m ein Höhenexponent α von gerundet 0,13. Streng genommen ist der Potenzansatz nach Hellmann auf die bodennahe Prandtl-Schicht begrenzt, wodurch er für Nabenhöhen über 100 m ungenaue Werte liefert. [18] Die mittlere Windgeschwindigkeit wird somit erfahrungsmäßig bei größeren Nabenhöhen unterschätzt. Dieser Umstand wird jedoch, in Ermangelung genauerer und anwendbarer Berechnungsansätze, nicht weiter berücksichtigt.

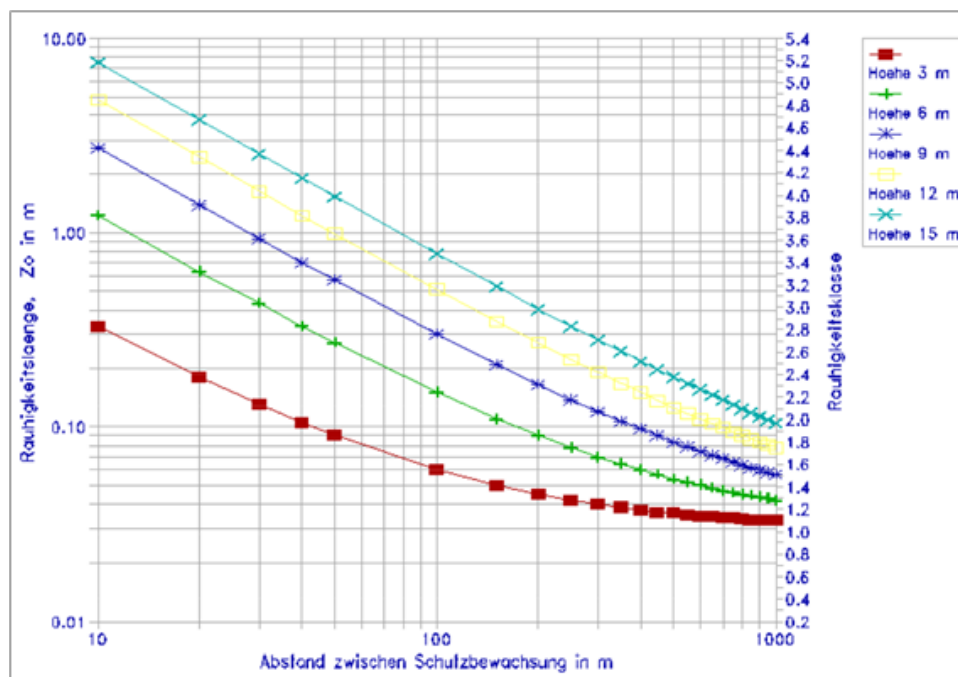


Abbildung 14: Zusammenhang von Rauigkeitslänge, Rauigkeitsklasse und Abstand zwischen Schutzbewachung [21].

Die Verwendung der bei den SCADA-Daten angegebenen Windgeschwindigkeit eignet sich im Übrigen für die Ertragsprognosen nicht. Dies liegt an der Positionierung des Anemometers der WEA hinter dem Rotor, wodurch es zu einer Verfälschung der Windgeschwindigkeit

kommt, welche vor dem Rotor auftritt. Somit wurde die Neuberechnung der Windgeschwindigkeiten für die Anlagen über die erzeugte Arbeit und die Leistungskennlinie der E82 E2, wie oben beschrieben, notwendig.

Für das Jahr 2017 ist in Abbildung 15 und Abbildung 16 beispielhaft der rückblickend prognostizierte Ertrag der in Planung befindlichen Windparks „Fehndorf-Lindloh“ und „Zwartenbergerweg“ dargestellt.

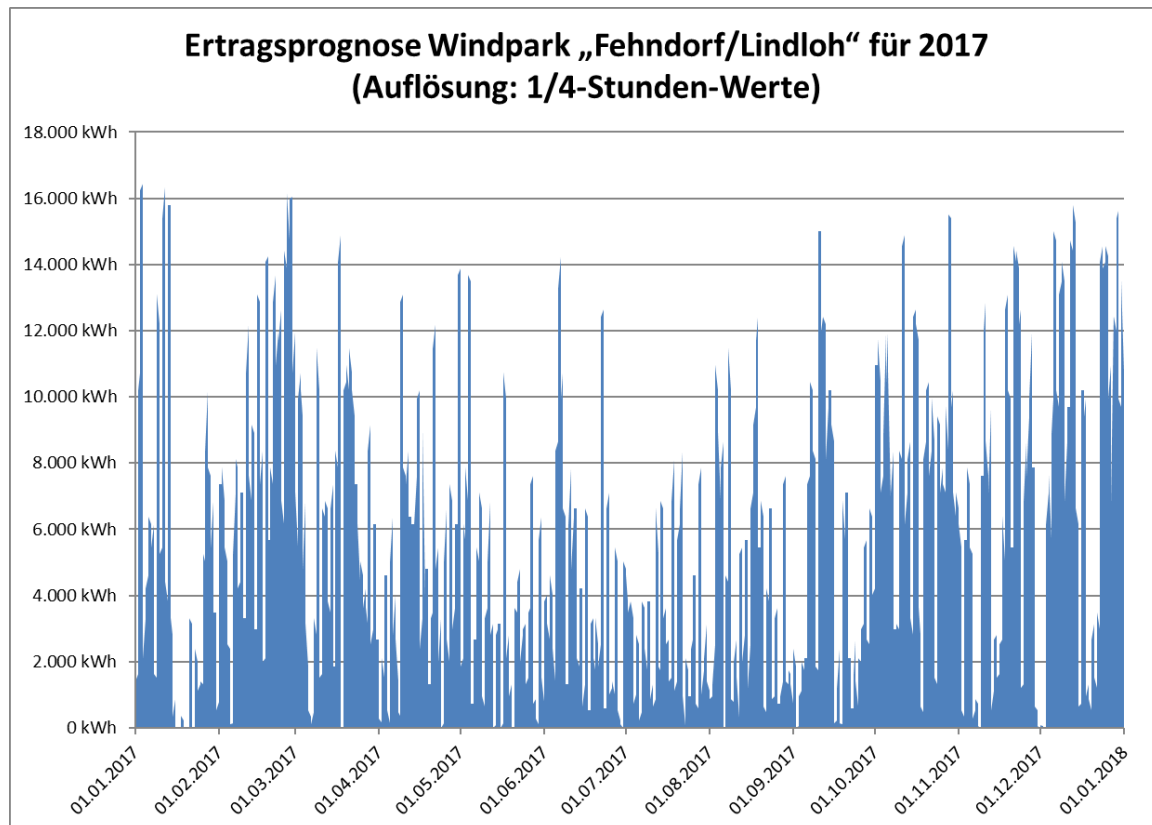


Abbildung 15: Ertragsprognose Windpark "Fehndorf/Lindloh" für 2017.

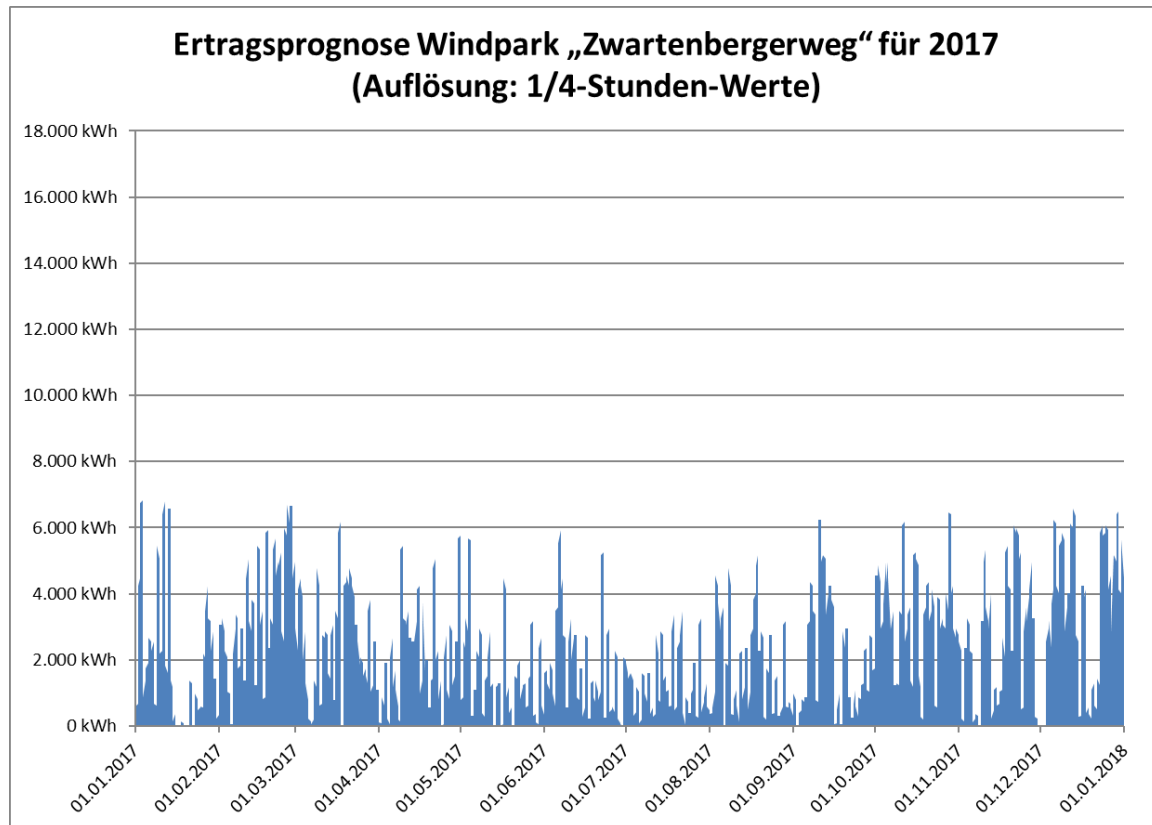


Abbildung 16: Ertragsprognose Windpark "Zwartenbergerweg" für 2017.

Tabelle 4 zeigt u.a. die prognostizierten Jahreserträge für den Windpark „Fehndorf-Lindloh“ für die Jahre 2013 bis 2017 und für den Windpark „Zwartenbergerweg“ für 2013 bis einschließlich 2019.

Tabelle 4: Erzeugungsprognosen "Fehndorf/Lindloh" und "Zwartenbergerweg".

	„Fehndorf/Lindloh“ (DE)		„Zwartenbergerweg“ (NL)	
Jahr	Erzeugung	Quelle	Erzeugung	Quelle
Einheit	[MWh]		[MWh]	
2013	196.299,46	[22]	81.586,96	[23]
2014	196.997,80	[22]	81.877,21	[23]
2015	215.601,82	[22]	89.609,51	[23]
2016	174.220,63	[22]	72.410,45	[23]
2017	190.606,37	[22]	79.220,77	[23]
2018	-		77.781,38	[23]
2019	-		82.844,93	[23]

3.2 Validierung und Einordnung der Erzeugungsdaten

Für die Validierung der von Agrowea erstellten Erzeugungsprognose wurde die IEL GmbH einbezogen und mit der Erstellung eines Gutachtens zur Plausibilisierung der Produktionsdaten für den Windpark „Fehndorf-Lindloh“ und "Zwartenbergerweg" betraut. Die IEL GmbH ist ein durch die DAkkS (Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH) nach DIN EN ISO/IEC 17025:2018-31 akkreditiertes Prüflaboratorium. Die Akkreditierung gilt nur für den in der Urkundenanlage2 D-PL-11011-01-00 vom 21.08.2020 aufgeführten Akkreditierungsumfang. Dazu gehört u. a. die Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen von WEA einschließlich Prüfung windklimatologischer Eingangsdaten. [24]

Im Zuge der Plausibilisierung wurde eine Zeitreihe mit einer Länge von 20 Jahren und einer zeitlichen Auflösung von 10 min an jeder betrachteten Anlagenposition erstellt. Für die Plausibilisierung hat die Agrowea GmbH die Daten des bereits bestehenden Windparks Haren als 10 min Daten bereitgestellt. Die beste WEA wurde von der IEL GmbH ermittelt und die Daten wurden mittels eines mesoskaligen Datensatzes langzeitkorrigiert. Mittels den Softwares windPRO® und WAsP® wurde die langzeitkorrigierte Zeitreihe dazu verwendet, die Erträge der einzelnen WEA im Windpark „Fehndorf-Lindloh“ und im Windpark "Zwartenbergerweg" zu ermitteln. Dabei wurde ein aufbereitetes und georeferenziertes Geländemodell (Orographie- bzw. Höhen-, Rauigkeits- und Hindernis-Modell) berücksichtigt. Die Modellberechnungen liefern Aufschluss über die zu erwartenden Strömungsveränderungen der bodennah über das Gelände streichenden Luftmassen. Die standortspezifischen Ergebnisse dieser Berechnungen liefern die Windverhältnisse in Nabenhöhe der betrachtenden WEA. An jedem WEA Standort lag somit eine Zeitreihe der Windgeschwindigkeit und Windrichtung in Nabenhöhe vor. Zusammen mit dem Leistungsvermögen und Parkverhalten der im Modell verwendeten WEA wurde die im langjährigen Mittel zu erwartende Jahresarbeit errechnet. Das Parkverhalten der WEA führt zur gegenseitigen Beeinflussung durch Turbulenz und zur Reduzierung der Windgeschwindigkeit im Strömungsnachlauf. Die damit in Zusammenhang stehenden Verluste wurden in Form von Parkwirkungsgraden berechnet. Anschließend wurden die von der IEL GmbH ermittelten Werte mit den durch die Agrowea bereitgestellten Daten zur Plausibilisierung verglichen. [24]

Die Berechnungen erfolgten mit den Softwares windPRO® Version 3.4.405 der Firma Energi og. Miljødata, Aalborg (EMD), Dänemark und Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP®) Version 12 des Risø Dänemarks Technische Universität Nationales Laboratorium für Erneuerbare Energie (Risø DTU). [24]

Um innerhalb des Projektes dieselbe Datengrundlage zu berücksichtigen, soll das ermittelte Ertragsniveau für den Windpark Fehndorf-Lindloh aus dem Windgutachten IEL-Bericht Nr. 3915-19-W2 vom 07.06.2019 in diesem Bericht als Referenz dienen. Dazu wurde die 10 min-Zeitreihe mit dem Faktor 1,0683 multipliziert. Damit ergibt das Berechnungsmodell für den Windpark Fehndorf-Lindloh einen Park-Ertrag von 230.559,4 MWh/a. Im Ertragsgutachten wurde ein Wert von 230.560,0 MWh/a ermittelt (jeweils mit der WAsP Version 11). Unter derselben Zeitreihe und der Verwendung der WAsP Version 12 kommt der Park auf einen Ertrag von 231.404 MWh/a (Differenz 0,4 %). Für die weitere Plausibilisierung wurde mit der Version 12 weitergerechnet. [24]

In den folgenden beiden Abbildungen wurden zuerst die Windgeschwindigkeiten für die Windparks „Fehndorf-Lindloh“ (siehe Abbildung 17) und "Zwartenbergerweg" (siehe Abbildung 18) verglichen. Dabei wird zwischen der freien mittleren Windgeschwindigkeit und der

reduzierten mittleren Windgeschwindigkeit unterschieden. Die freie entsteht durch die Annahme, dass an einem Standort kein Einfluss durch benachbarte WEA vorliegt. Die reduzierte Windgeschwindigkeit berücksichtigt den Einfluss der benachbarten Anlagen bzw. Windparks (Wake-Verluste). Da die Daten der Firma Agrowea auf den realen Erträgen beruhen, ist dieses als reduzierte Windgeschwindigkeit anzusehen. [24]

Dargestellt ist der Verlauf der reduzierten Jahreswindgeschwindigkeit in 160 m Höhe an den jeweiligen Standorten, welche durch die IEL GmbH ermittelt wurden (schwarze Linie). Dabei berücksichtigt die Reduzierung die Abschattungseffekte. Außerdem ist die mittlere Windgeschwindigkeit bezüglich des 20-jährigen Mittelwertes von 1999 bis 2018 eingezeichnet (rote Linie). Die blaue Linie zeigt den Mittelwert für den Zeitraum 2013 bis 2018, welcher als Datenbasis zur Verfügung gestellt wurde. Dadurch ist zu sehen, dass sich die mittlere Windgeschwindigkeit in dem Zeitraum leicht unter dem 20-jährigen Mittel befindet. Zum Vergleich wurden die Windgeschwindigkeiten der Agrowea dargestellt. Zum einen die Jahreswindgeschwindigkeiten im Zeitraum 2013 bis 2018 (schwarz gestrichelte Linie) und den Mittelwert in dem Zeitraum (blau gestrichelte Linie). Ein Vergleich zwischen den Daten der IEL GmbH und der Agrowea zeigt zunächst, dass das Windgeschwindigkeitsniveau sich deutlich unterscheidet. Allerdings ist zu sehen, dass die Jahre gut in Relation zueinander passen (Vergleich der schwarzen Linien in Relation zu den blauen Linien). Auf die Gründe für das geringere Windgeschwindigkeitsniveau wird an späterer Stelle eingegangen. Zusätzlich ist die freie Windgeschwindigkeit (graue Linie) dargestellt. Diese unterliegt nicht den Parkeinflüssen und hat einen sehr ähnlichen Verlauf zur reduzierten Windgeschwindigkeit. [24]

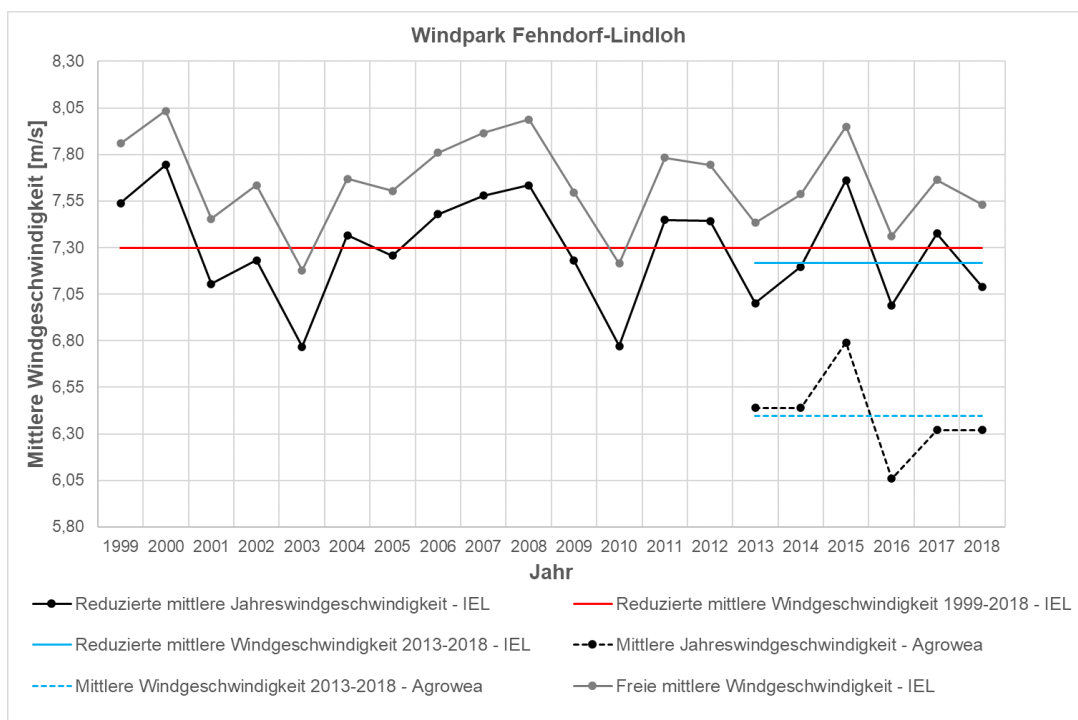


Abbildung 17: Vergleich der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit Windpark "Fehndorf/Lindloh" [24].

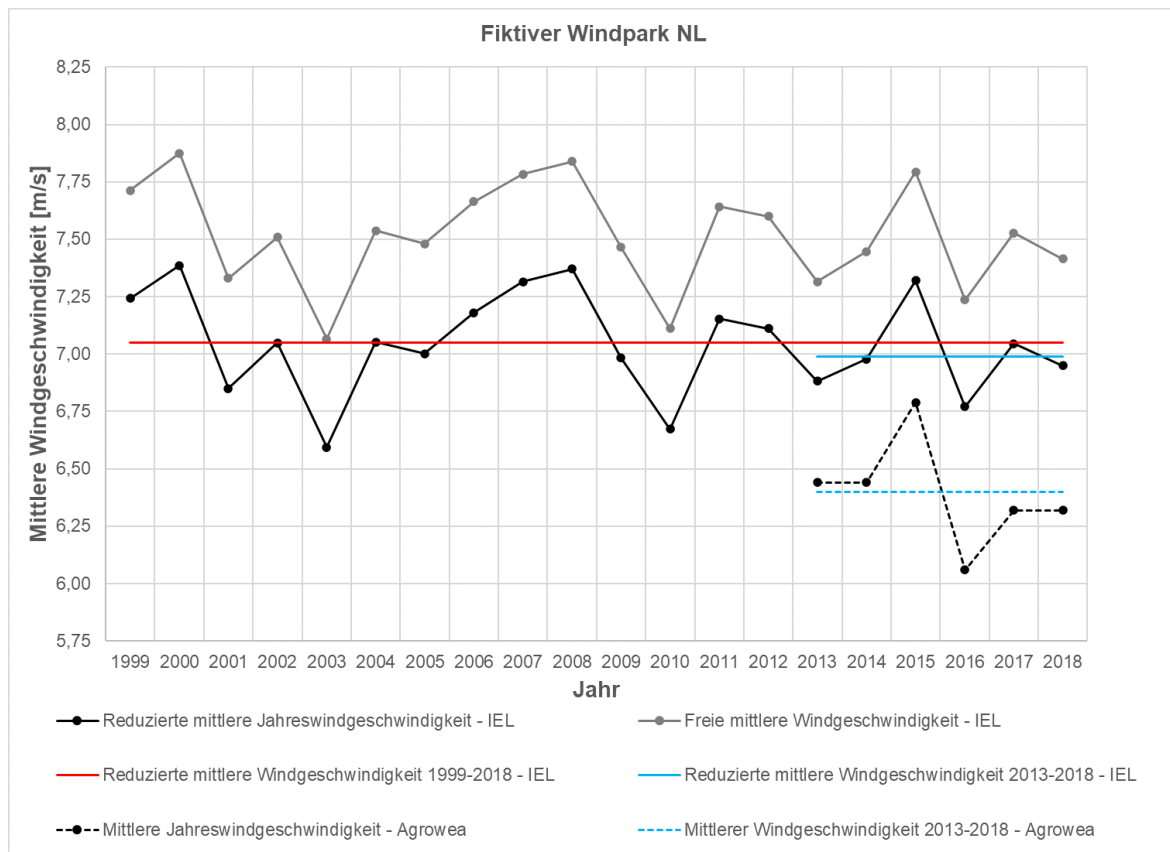


Abbildung 18: Vergleich der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit Windpark "Zwartenbergerweg" [24].

In den beiden folgenden Abbildungen sind die Verläufe der rückblickend prognostizierten Jahreserträge für die Windparks „Fehndorf-Lindloh“ (siehe Abbildung 19) und "Zwartenbergerweg" (siehe Abbildung 20) dargestellt. Für den Windpark „Fehndorf-Lindloh“ gilt die Berechnung der Jahresarbeit für 16 Anlagen vom Typ ENERCON E138 EP3 E2 / 4,2 MW mit 160 m Nabenhöhe. Für den Windpark "Zwartenbergerweg" wurde die Annahme von 7 Anlagen des Typs ENERCON E138 EP3 E2 / 4,2 MW mit 160 m Nabenhöhe getroffen. Die durchgezogenen Linien bilden die Erträge des Vergleichsdatensatzes des 20 Jahre-Zeitraums ab, während die gestrichelten Linien, die von der Agrowea bereitgestellten Erträge abbilden. [24]

Für den Windpark „Fehndorf Lindloh“ ist die ermittelte Produktion der Agrowea um 11 - 23 % niedriger als die Vergleichsberechnung. Der Verlauf bezogen auf die einzelnen Jahre ist allerdings vergleichbar. Beim Windpark "Zwartenbergerweg" zeigt sich ein vergleichbares Bild, allerdings ist die Differenz hier mit 24 - 37 % noch einmal höher. Die nochmals größere Differenz lässt sich zum Teil damit erklären, dass in der Betrachtung von Agrowea für den Windpark "Zwartenbergerweg" die Erzeugungswerte mit einer pauschalen Verlust-rate von 5 % für Abschaltzeiten (Schall, Fledermäuse, Schattenschlag) korrigiert wurden. [24]

Dass die Erträge der Agrowea allgemein geringer ausfallen, ist aufgrund der unterschiedlichen Methodik nachvollziehbar. In der Methodik der Agrowea sind unter anderem auch Parkverluste, Netzverluste, Verfügbarkeiten unter 100 % und gegebenenfalls weitere Verluste bereits berücksichtigt, weil diese Daten aufgrund der tatsächlich eingespeisten Ener-

giemengen am Netzverknüpfungspunkt ermittelt wurden und somit genauer berücksichtigt, was der Windpark tatsächlich ins Stromnetz einspeist. Bei den Ergebnissen der IEL GmbH sind hingegen nur die Parkverluste berücksichtigt. [24]

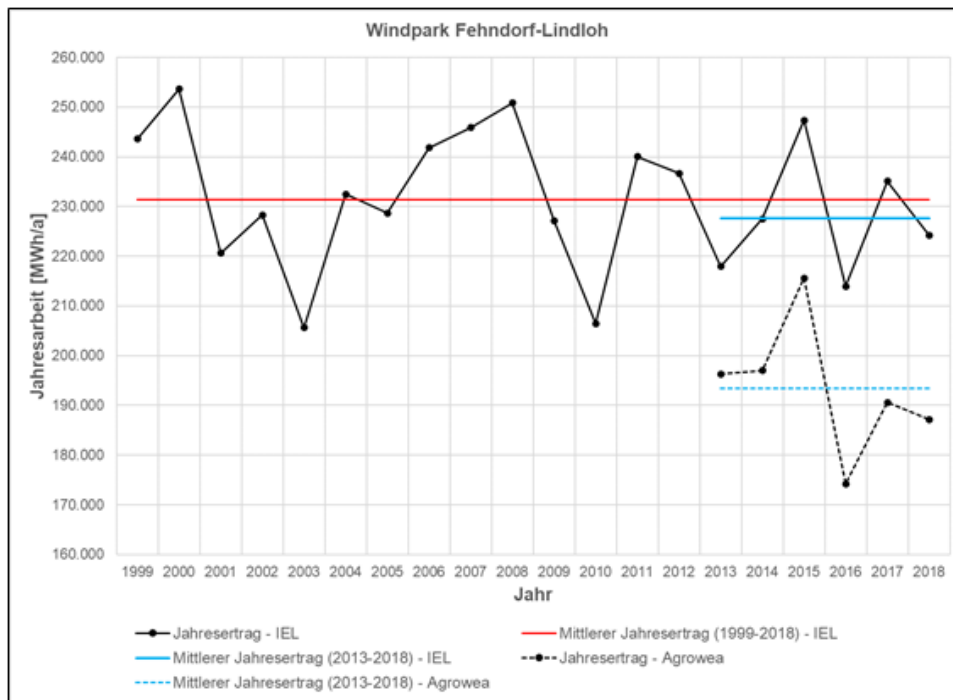


Abbildung 19: Vergleich der mittleren Jahresarbeit Windpark "Fehndorf/Lindloh" [24].

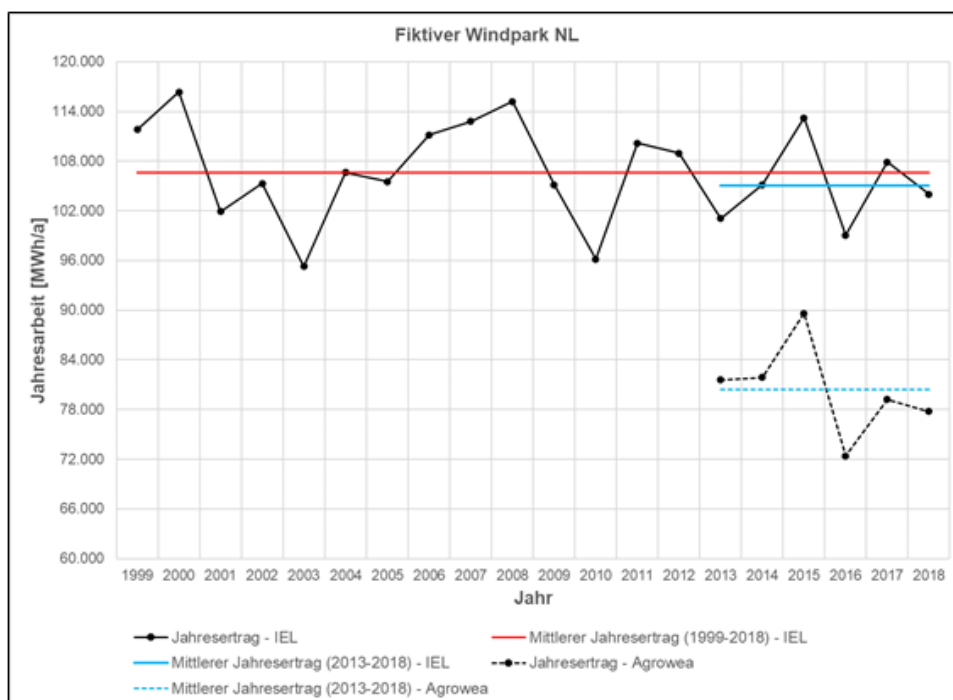


Abbildung 20: Vergleich der mittleren Jahresarbeit Windpark "Zwartenbergerweg" [24].

In Abbildung 21 und Abbildung 22 wurde außerdem ein Vergleich der von IEL ermittelten Jahresarbeit mit dem BDB-Index (Betreiber-Datenbasis – Index) durchgeführt. Hierdurch wird veranschaulicht, wie repräsentativ und damit auch aussagekräftig die einzelnen Jahre

im Vergleich zum 20-jährigen Mittelwert sind. Es handelt sich dabei um eine weitere Langzeitdatenquelle. Der BDB-Index steht als monatliche Produktions-Indices (BDB-Index V17) aus der WEA-Betreiberdatenbank [25] zur Verfügung, die für 20 Regionen Deutschlands von der Enveco GmbH veröffentlicht werden. Als dafür gültiger Langzeit-Bezugszeitraum wird der Zeitraum von 2002 bis 2016 (15 Jahre) angegeben. Die BDB-Regional-Indices basieren auf Ertragsdaten einer Vielzahl von WEA. Um die Unterschiede zwischen den Regionen zu verringern, werden auch Betriebsdaten von WEA aus den Nachbar-Regionen berücksichtigt. [24]

Die Berechnung erfolgte durch [24]:

$$\text{Abweichung vom Mittel} = \frac{AEP_{\text{Jahr}}}{AEP_{1999-2018}} * 100\% \quad (\text{Glg. 3-3})$$

Dabei steht AEP für die Jahresarbeit (engl. *annual energy production*). Die blaue Linie bildet hierbei die Ertragsdaten der IEL GmbH ab, während in orange der BDB-Index für die Region aufgetragen wurde, wobei der Referenzzeitraum ebenfalls auf den Zeitraum 1999-2018 angepasst wurde. Der hier erfolgte zusätzliche Vergleich der Ertragsdaten mit dem BDB-Index dient der weiteren Plausibilisierung der von Agrowea bereitgestellten Ertragsprognose. [24]

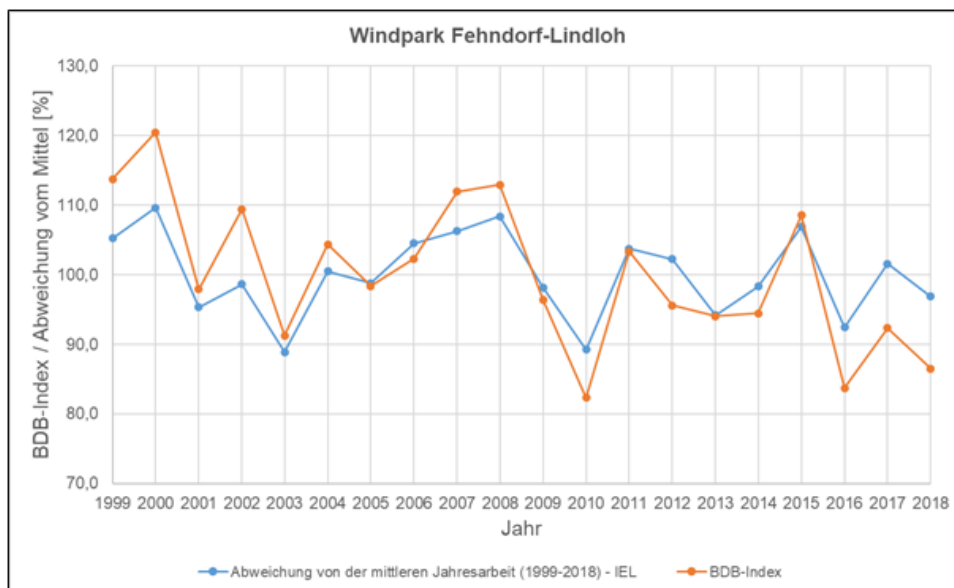


Abbildung 21: Abweichung der mittleren Jahresarbeit Windpark "Fehndorf/Lindloh" pro Jahr zum langjährigen Mittel 1999-2018 (blaue Linie) und BDB-Index (orangene Linie) [24].

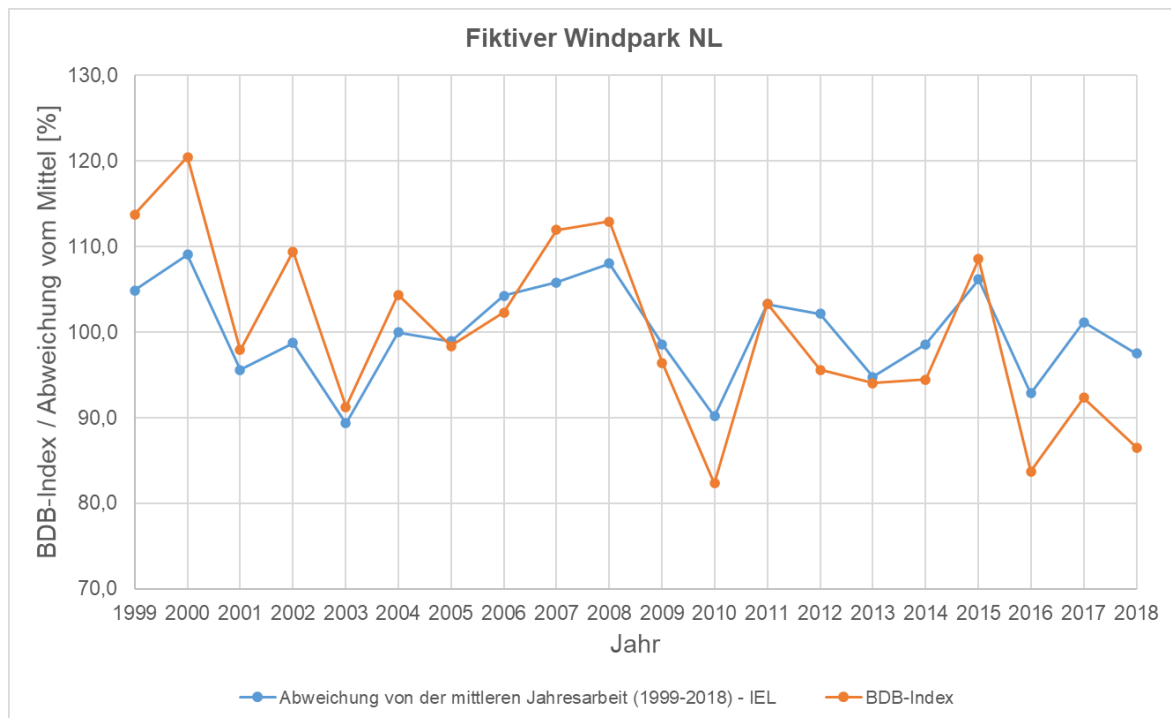


Abbildung 22: Abweichung der mittleren Jahresarbeit Windpark "Zwartenbergerweg" pro Jahr zum langjährigen Mittel 1999-2018 (blaue Linie) und BDB-Index (orangene Linie) [24].

Auch wenn die Verläufe von den jeweiligen Graphen in Abbildung 21 und Abbildung 22 einigermaßen übereinstimmen, sind die Unterschiede doch erheblich. Gemäß BDB-Index wäre das Jahr 2010 z. B. deutlich schlechter ausgefallen, als das Jahr 2003 und die Schwankungen müssten stärker ausfallen. Gründe hierfür können u.a. darin liegen, dass in dem BDB-Index die Ertragsdaten verschiedener Anlagentypen und Standorte berücksichtigt werden, während sich die Ertragsdaten der IEL GmbH auf die beiden Windparks „Fehndorf-Lindloh“ und "Zwartenbergerweg" sowie einen einzelnen Anlagentyp beschränken. Auffällig ist allerdings, dass beim BDB-Index die Jahre 2013 und 2014 mit 94,0 % und 94,5 % sehr ähnlich ausfallen im Gegensatz zum ausgewerteten Index der IEL-Daten. Dieses deckt sich mit dem Verlauf der Erzeugungsdaten der Agrowea im gleichen Zeitraum. [24]

Wie die 20-jährigen Zeitreihen der Jahresproduktionen zeigen, weisen die einzelnen Jahre eine große Schwankungsbreite auf. Für den Windpark Fehndorf-Lindloh liegt die Differenz zwischen dem ertragsreichsten und -schwächsten Jahr bei ca. 48.000 MWh/a (20,7 % zum 20-jährigen Jahresmittel) und für den Windpark "Zwartenbergerweg" bei ca. 21.000 MWh/a (19,7 %). [24]

Die Schwankung der Jahresproduktion wird in den Agrowea Daten vor allem in den Jahren 2015 und 2016 sichtbar. Das Jahr 2015 ist im 20 Jahreszeitraum das drittbeste Produktionsjahr und könnte für ein positives Extremereignis (Best Case Szenario) betrachtet werden. Das Jahr 2016 ist das drittschlechteste Produktionsjahr und könnte für ein negatives Extremereignis (Worst Case Szenario) herangezogen werden. [24]

Abhängig von dem Ziel der Betrachtung sollte somit der zugrunde gelegte Zeitraum verwendet werden. Soll die Stromproduktion möglichst den Mittelwert über 20 Jahre abbilden, sollte der gesamte Datenzeitraum von 2013 bis 2018 bzw. 2019 der Agrowea verwendet werden, da der Mittelwert sehr nahe am 20-jährigen Mittel liegt. [24]

3.3 Bewertung Ertragsprognose

Die grundsätzliche Bedeutung der Betrachtung von Zeitreihen in Bezug auf die Ertragsprognose aus fluktuierenden regenerativen Energien wurde durch die Plausibilisierung und den Vergleich der Ertragsprognose noch einmal hervorgehoben. Allein bezogen auf den Jahresertrag weisen die Daten der untersuchten Jahre starke Unterschiede auf. Diese Unterschiede verstärken sich sogar noch, wenn man die Betrachtung auf die zeitliche Auflösung der Erträge innerhalb der einzelnen Jahre verschärft, was bei einer Verschneidung der Daten mit Stromlastgängen zwangsläufig erforderlich ist. Die Betrachtung über mehrere, in der Gesamtheit repräsentative, Jahre, ist folglich für eine verlässliche und aussagekräftige Simulation notwendig.

4 Szenarien-Entwicklung

Gemeinsam mit den SEREH-Partnern und assoziierten Partnern wurden im Rahmen eines Workshops und mithilfe eines Szenario-Templates verschiedene Szenarien einer gemeinsamen Energieversorgung der Städte Emmen und Haren (Ems) entwickelt. Die zentralen Ergebnisse des ersten Szenario-Workshops werden in Abbildung 23 dargestellt.

Das entwickelte Szenario-Kreuz unterscheidet auf der horizontalen Achse zwischen Wasserstoff und Strom als zentrale Energieträger für das Jahr 2030. Auf der vertikalen Achse erfolgt zusätzlich eine Differenzierung zwischen einer nationalen Betrachtungsweise und einem hohen Maß an EU-Integration. Diese Betrachtung führt zu drei Grundscenarien. Untersucht werden ein Basis-Szenario mit einem ausgewogenen Verhältnis zwischen den Energieträgern Strom und Wasserstoff, ein Strom-Szenario, in welchem vor allem Stromspeicher als zusätzliche Komponente im Energiesystem der Zukunft untersucht werden und ein Wasserstoff-Szenario, in welchem der Fokus auf den Ausbau von Elektrolyseuren und der Produktion von grünem Wasserstoff gerichtet wird. Jedes Szenario wird einmal ohne und einmal mit grenzüberschreitender Verbindung von Emmen und Haren (Ems) betrachtet. Dies entspricht den Annahmen über national orientierte Ausbaustrategien und vollständig integrierten Energiesystemen.

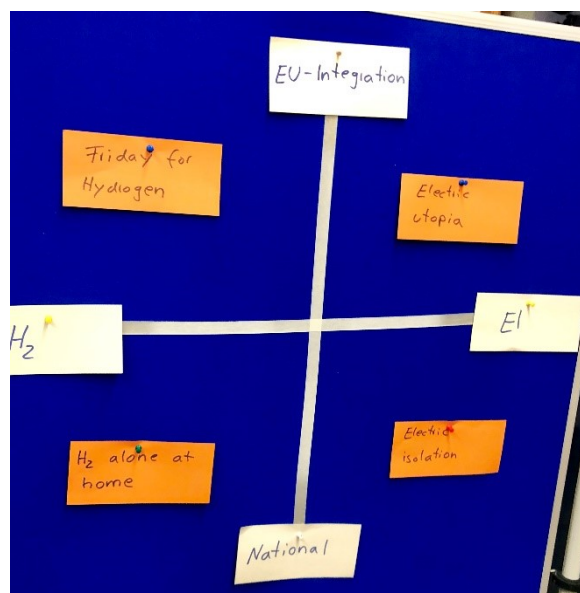


Abbildung 23: Szenario-Kreuz - Workshop November 2019.

Das Kapitel ist wie folgt gegliedert: Zunächst werden die unterschiedlichen Möglichkeiten zur Schaffung einer grenzüberschreitenden Verbindung unterhalb der Übertragungsnetzebene betrachtet (Kapitel 4.1). Im darauffolgenden Unterpunkt werden die entwickelten SEREH-Szenarien dargelegt (Kapitel 4.2).

4.1 Grenzüberschreitende Verbindungsoptionen

Abbildung 24 gibt einen Überblick über die im Rahmen des Projektes diskutierten möglichen grenzüberschreitenden Verbindungsoptionen von Emmen und Haren (Ems) auf Mittelspannungsebene. Die Verbindung der beiden Regionen kann entweder über eine Direktleitung

oder ein schaltbares Verbindungselement, im Folgenden auch als „Switch-Lösung“ bezeichnet, erfolgen. Zusätzlich wird zwischen den jeweiligen Anschlussnutzern unterschieden.

Bei einer Direktleitung würden die internationalen Übertragungsnetze von Deutschland und den Niederlanden auf Mittelspannungsebene indirekt miteinander verbunden werden. Ein derartiges Konzept ist technisch aktuell als problematisch anzusehen, da es aufgrund von Regeldifferenzen zwischen den beiden Übertragungsnetzen teilweise zu starken, unkontrollierbaren Ausgleichsströmen innerhalb der lokalen Verteilnetze kommen kann. Dies hätte eine Gefährdung des stabilen Netzbetriebs zur Folge. Zusätzlich würde eine derartige Verbindung eine grenz- und regelzonenüberschreitende Stromleitung darstellen und daher eine Sekundärregelung erfordern. Die rechtliche Analyse (AP 4) hat zudem ergeben, dass sich die Definition einer Verbindungsleitung zum internationalen Stromaustausch derzeit ausschließlich auf die Übertragungsnetzebene bezieht [26]. Eine Direktleitung in Form eines Kabels kann also nicht als sog. „Interconnector“ klassifiziert werden. Wirtschaftlich wird dieser Handel über die Kopplung der internationalen Marktgebiete an den Strombörsen abgewickelt (Market Coupling). Dieses Verfahren verhindert den lokalen, physischen Energieaustausch unterhalb der Übertragungsnetzebene über die Landesgrenzen hinweg.

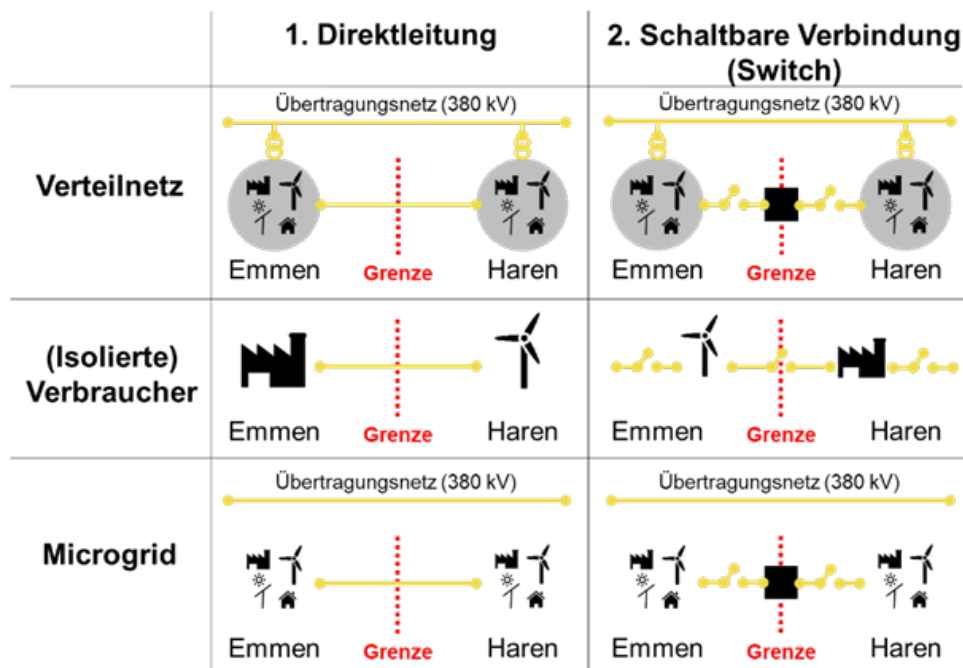


Abbildung 24: Grenzüberschreitende Verbindungsoptionen auf Mittelspannungsebene.

Basierend auf diesen Erkenntnissen wurde die Switch-Lösung entwickelt. Bei dieser Art von Verbindung gibt es ein grenzüberschreitendes Verbindungselement (Cross-border element), welches aus schaltbaren EE-Anlagen besteht. Jede einzelne Anlage verfügt dabei über eine Anschlussleitung mit einem Schalter, um eine Anlage entweder an das deutsche oder das niederländische Verteilnetz anzuschließen. Jede Anlage kann pro Zeitintervall entweder nur an das deutsche oder nur an das niederländische Stromnetz angeschlossen sein. Dies impliziert, dass zu jedem Zeitpunkt nur einer der beiden Schalter geschlossen sein kann. Demzufolge ist es nicht möglich, deutsche und niederländische Verbraucher zeitgleich aus der gleichen Anlage mit Strom zu versorgen. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass das deutsche und das niederländische Stromverteilnetz nie direkt miteinander verbunden sind. Das Konzept sieht vor, dass die Schalterstellungen und damit auch die

Flussrichtung der elektrischen Energie viertelstündlich verändert werden kann. Rechtlich gesehen ist es in der Europäischen Union möglich, eine EE-Anlage an ein ausländisches Stromnetz anzuschließen [27]. Bei einer derartigen Konstellation kann Strom in das jeweils ausländische Übertragungsnetz eingespeist werden, die deutschen und niederländischen Anlagenbetreiber erhalten jedoch keine Vergütungen für die Einspeisung lokaler Überschüsse [27].

Eine Direktleitung zwischen einem einzelnen Erzeuger und einem direkt angeschlossenen Verbraucher ist unter aktuellen rechtlichen und technischen Gesichtspunkten nur bedingt umsetzbar. Die rechtliche Bedingung hierfür ist, dass weder der Erzeuger noch der Verbraucher anderweitig an das öffentliche Stromnetz angeschlossen sind [28]. Außerdem darf der Elektrizitätsbinnenmarkt durch den Betrieb einer derartigen Leitung nicht beeinflusst werden [29]. Technisch gesehen ist die grenzüberschreitende Verbindung eines isolierten Verbrauchers und Erzeugers jedoch ohne Probleme umsetzbar, da für den Stromtransport nicht das Netz der öffentlichen Versorgung verwendet wird und kein Netzanschluss besteht.

Eine Switch-Verbindung zwischen einer Erzeugungsanlage und einem direkten Verbraucher ist technisch und rechtlich ebenfalls umsetzbar. Diese Lösung sieht vor, dass Erzeuger und Verbraucher über eine Stromleitung mittels eines Schalters miteinander verbunden werden können. Zusätzlich verfügen Erzeugungsanlage und Verbraucher je über einen schaltbaren Anschluss an das öffentliche Stromversorgungsnetz. Wie bereits zuvor für die Switch-Verbindung von zwei Verteilnetzen beschrieben, besteht auch hier die Möglichkeit den Strom pro Viertelstunde entweder direkt vom Erzeuger ohne öffentliche Netzanbindung (Schalter für den Netzanschluss geöffnet) zu beziehen oder die Direktleitung zu unterbrechen. Der Erzeuger speist dann ins öffentliche Netz ein und der Verbraucher bezieht Strom aus dem öffentlichen Netz. Auch hier kann die Schalterstellung viertelstündlich variiert werden. Eine Direktverbindung und ein Netzanschluss zeitgleich (alle Schalter geschlossen) ist nicht möglich.

Als letztes wurde eine Verbindung von zwei Inselnetzen auf Mittelspannungsebene betrachtet. Die Verteilnetze zweier grenznaher Regionen können direkt miteinander verbunden werden, wenn auf beiden Seiten der Grenze ansonsten kein Anschluss an das Übertragungsnetz besteht. Das bedeutet, dass die elektrische Last der beiden Regionen vollständig durch die lokale Erzeugung gedeckt werden muss. Die beiden Regionen bilden dann jeweils ein sog. „Microgrid“ ohne eine Anbindung an öffentliche Versorgungsnetze. Der Unterschied zur Verbindung eines isolierten Erzeugers und Verbrauchers besteht darin, dass bei einem Microgrid nicht nur einzelne Akteure betrachtet werden, alle Erzeuger und Verbraucher des betrachteten Gebietes, indem ein isoliertes Versorgungsnetz betrieben wird.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass eine direkte Verbindung zwischen den beiden Verteilnetzen technisch derzeit problematisch ist und somit nicht weiter betrachtet wird. Alle weiteren Optionen wurden im Projekt weiter diskutiert.

Tabelle 5: Technische Realisierbarkeit grenzüberschreitende Verbindungsoptionen.

Verbindung/Anschluss an...	1. Direktleitung	2. Schaltbare Verbindung (Switch)
Verteilnetz	✗	✓
Isolierte Verbraucher	✓	✓
Microgrid	✓	✓

Um einen Einblick in die Auswirkungen einer grenzüberschreitenden Verbindung auf die gesamte Region und das Stromsystem zu bekommen, haben die Projektpartner beschlossen einen Zusammenschluss der Verteilnetze von Emmen und Haren über eine schaltbare Verbindung zu betrachten. Die tatsächlichen Realisierungschancen einer konkreten grenzüberschreitenden Verbindung sind allerdings bei isolierten Erzeugern/Verbrauchern oder in einem Microgrid höher einzuschätzen. Deswegen wurde zusätzlich die Möglichkeit einer isolierten Direktleitung zwischen Emmen und Haren (Ems) näher betrachtet.

Das Schaltbild in Abbildung 25 zeigt ein mögliches Switch-Element zur technischen Umsetzung einer Verbindung der lokalen Verteilnetze von Emmen und Haren (Ems). Dieses beinhaltet die einzelnen WKA der grenznah geplanten bzw. sich in der Umsetzung befindlichen Windparks Zwartenbergerweg (NL) und Fehndorf/Lindloh (DE).

Der niederländische Windpark Zwartenbergerweg hat eine Erzeugungskapazität von insgesamt 29,4 MW, aufgeteilt auf sieben WKA je 4,2 MW [23]. Der deutsche Windpark Fehndorf/Lindloh besteht aus 16 WKA mit einer installierten Leistung von insgesamt 67,2 MW (4,2 MW je Anlage) [17]. Im Schaltbild schließt jede einzelne WKA mittels eines Schalters an die Sammelschiene des betreffenden Landes an (gelbe Verbindungen), welche dann je nach Region entweder an einen Anschluss an das niederländische oder einen Anschluss an das deutsche Verteilnetz verfügt.

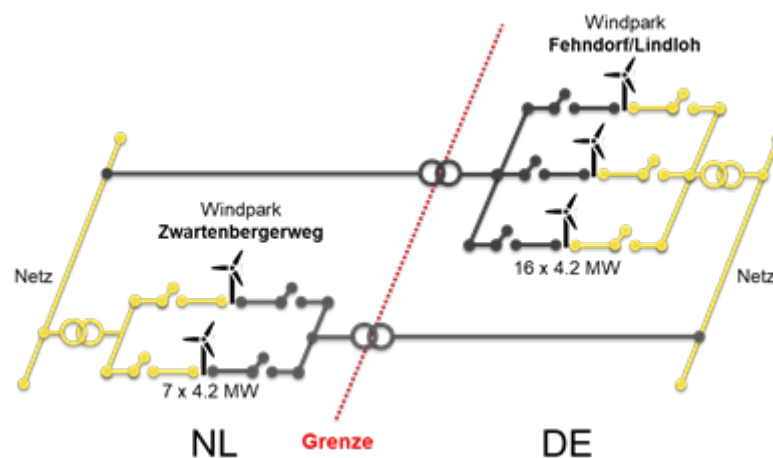


Abbildung 25: Technische Umsetzung Switch-Verbindung - Emmen und Haren (Ems)

Für eine grenzüberschreitende Verbindung muss für jeden Windpark eine zusätzliche Sammelschiene mit einem zweiten Schalter für jede WKA geschaffen werden (graue Verbindungen). Diese zusätzliche Sammelschiene schließt dann an das jeweils ausländische Netz an. So besteht die Möglichkeit, die deutschen Anlagen an das niederländische Verteilnetz und umgekehrt die niederländischen Anlagen an das deutsche Verteilnetz anzuschließen.

4.2 SEREH-Szenarien

In Tabelle 6 werden die im Rahmen des ersten Szenario-Workshops erarbeiteten SEREH-Szenarien dargestellt. Unterschieden wird zwischen einem Basis-, einem Strom- und einem Wasserstoff-Szenario.

Tabelle 6: SEREH-Szenarien.

Szenarien	1. Basis			2. Strom			3. Wasserstoff		
	1.1	Emmen	Haren (Ems)	2.1	Emmen	Haren (Ems)	3.1	Emmen	Haren (Ems)
EE Ausbau		181,72 MW	26,56 MW		181,72 MW	26,56 MW		181,72 MW	26,56 MW
		95 MW	141,1 MW		95 MW	141,1 MW		95 MW	141,1 MW
		- MW	8,44 MW		- MW	8,44 MW		- MW	8,44 MW
		- MWh	4,9 MWh		50 MWh	20 MWh		- MWh	4,9 MWh
		10 MW	4 MW		50 MW	4 MW		100 MW	20 MW

Für drei Szenarien wurden unterschiedliche Werte für die Kapazitäten der Stromspeicher und für die installierten Leistungen der Elektrolyseure angenommen. Darüber hinaus wurden Annahmen über den zusätzlichen EE-Ausbau bis zum Jahr 2030 getroffen, dem Betrachtungsjahr für die Szenario-Entwicklung. Insgesamt ergeben sich daraus sieben Modelldurchläufe, zwei pro Szenario sowie ein weiterer Durchlauf, bei dem nur die EE-Kapazitäten aber keine Speicher und Elektrolyseure betrachtet werden. Als Referenz werden die Szenarien für beide Regionen unabhängig voneinander ohne eine grenzüberschreitende Verbindung modelliert. Diese werden verglichen mit den Szenarien mit grenzüberschreitender schaltbarer Stromverbindung von Emmen und Haren (Ems).

Die Annahmen für die EE-Kapazitäten von Emmen basieren auf den Ausbauzielen der Gemeinde. Es ist ein maximaler Ausbau der Windenergie von 95 MW vorgesehen [30]. Im Bereich der Stromerzeugung aus Solar wird bis 2030 ein Ausbau auf insgesamt 181,72 MW erwartet [31]. Eine Stromerzeugung aus Biomasse besteht bisher nicht [5] und wurde daher auch für das Jahr 2030 nicht berücksichtigt.

In Haren (Ems) wird derzeit der Bürgerwindpark Fehndorf/Lindloh nahe der deutsch-niederländischen Grenze errichtet, welche eine installierte Leistung von 67,2 MW haben wird [17]. Diese zusätzliche Erzeugungskapazität wurde bei der Szenarien-Entwicklung berücksichtigt, sodass sich für Haren (Ems) eine installierte Windkapazität von insgesamt 141,1 MW ergibt [17,2,3]. Die Analyse der energetischen Ausgangssituation von Haren (Ems) (siehe AP 1) hat ergeben, dass es in den Jahren 2014 bis 2017 keinen nennenswerten Zubau im Bereich der Solar- und Biomassekapazitäten gegeben hat [6,7]. Daher wurde angenommen, dass sich diese Werte auch von 2017 bis 2030 nicht maßgeblich verändern.

Im Basis-Szenario verfügt Haren (Ems) über einen Batteriespeicher mit 4,9 kWh Kapazität und einer Lade-/Entladeleistung von 4 MW [32,33]. Zusätzlich steht ein Elektrolyseur mit

4 MW Leistung zur Verfügung [33]. Die Batterie und der Elektrolyseur sind Bestandteil des Forschungs- und Entwicklungsteils vom Windpark Fehndorf/Lindloh. In Absprache mit NAM wird für Emmen ein Elektrolyseur mit 10 MW Leistung angenommen.

Für das Strom-Szenario wird davon ausgegangen, dass in Haren (Ems) eine Stromspeicherkapazität von 20 MWh zur Verfügung steht, die installierte Leistung des Elektrolyseurs wurde gegenüber dem Basis-Szenario nicht verändert. Für Emmen wird angenommen, dass ein oder mehrere Stromspeicher mit einer Gesamtkapazität von 50 MWh installiert werden. Die Leistung des Elektrolyseurs für Emmen wurde für dieses Szenario auf 50 MW erhöht.

Im Wasserstoff-Szenario wird der Fokus auf die Produktion und den lokalen Verbrauch von grünem Wasserstoff gerichtet. Dementsprechend wurden die Leistungen der Elektrolyseure sowohl für Emmen als auch für Haren (Ems) erhöht. Für die Stromspeicher wurden hingegen die Kapazitäten aus dem Basis-Szenario übernommen.

Um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse der einzelnen Szenarien gewährleisten zu können, werden die in Tabelle 7 aufgeführten Eingabeparameters des Modells für alle Szenarien als konstant angenommen.

Tabelle 7: Eingabeparameter Modell.

Parameter	Einheit	Emmen	Quelle	Haren (Ems)	Quelle
Jahresstromverbrauch	[MWh]	385.688,32	[9]	183.654,69	[36]
Autarkie – 15 Min.	[%]	-		Min. 75	*)
C-Rate Speicher	[1/h]	0,82	**)	0,82	**)
Wirkungsgrad Speicher	[%]	100	***)	100	***)
Wirkungsgrad Elektrolyseur	[%]	100	***)	100	***)
Leistungspreis Übertragungsnetz	[€/kW]	23,58	[34]	113,61	[37]
Anschlusskapazität Übertragungsnetz	[MW]	Max. 200	[31]	-	
Spez. Kosten Abregelung EE	[€/MWh]	50,00	[35]	77,76	[38]
Vermiedene Abregelung EE	[%]	5,0	***)	5,0	***)

*) Politische Zielvorgabe der Stadt Haren (Ems).

**) Eigene Berechnung basierend auf [32,33].

***) Eigene Annahmen.

Als vorbereitende Maßnahme für die Szenarien-Entwicklung wurde in einem ersten Schritt die Komplementarität von Emmen und Haren (Ems) untersucht. Hierfür wurden beide Regionen zunächst ohne grenzüberschreitende Verbindung der beiden Energiesysteme simuliert und analysiert. Hierzu wurde die Anzahl an Viertelstunden bestimmt, in denen sich die beiden Regionen komplementär zueinander verhalten, d.h. zu welchen Zeiten

besteht in Emmen eine lokale Überschussproduktion und in Haren (Ems) zeitgleich ein zusätzlicher Bedarf an elektrischer Energie und umgekehrt. Zusätzlich wurden die potentiellen Im- bzw. Exportmengen beider Regionen sowie die theoretisch erforderliche Übertragungskapazität einer Direktleitung zwischen Emmen und Haren (Ems) berechnet. Die Ergebnisse werden in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt.

Tabelle 8: Komplementarität Direktleitung - Emmen und Haren (Ems).

Szenario/ Kennzahl	Einheit	Referenz		Basis		Strom		Wasserstoff	
		Emmen	Haren	Emmen	Haren	Emmen	Haren	Emmen	Haren
Komplementarität	[1/4 h]	8.090	1.639	6.000	804	1.542	30	1.854	0
	[-]	23%	5%	17%	2%	4%	0%	5%	0%
Stromimp.	[MWh]	14.304	1.990	10.192	1.209	2.947	41	2.274	0
Leitungskapazität	[MW]	28,54		28,43		28,43		17,61	

Für den Fall, dass weder in Emmen noch in Haren (Ems) Stromspeicher oder Elektrolyseure bestehen (Referenz-Szenario), kann in insgesamt 9.729 ¼ Std. pro Jahr ein Stromaustausch zur Erhöhung des Eigenverbrauchs in beiden Regionen erfolgen. Dies entspricht 28% aller Viertelstunden des Betrachtungsjahres. Hiervon würde die Leitung in 8.090 ¼ Std. zum Stromtransport von Haren (Ems) nach Emmen genutzt werden. In den verbleibenden 1.639 ¼ Std. würden indes lokale Überschüsse aus Emmen nach Haren (Ems) transportiert werden. Konkret bedeutet dies, dass eine Direktleitung in 23% aller Viertelstunden eines Jahres zur Erhöhung des Eigenverbrauchs in Emmen eingesetzt werden würde und in 5% aller Viertelstunden zur zusätzlichen Nutzung lokaler Überschüsse in Haren (Ems).

Auch bei Betrachtung der konkreten Import-/Exportmengen der Regionen spiegelt sich dieses Verhältnis wider. Emmen würde aus Haren (Ems) zusätzlich 14.304 MWh zum Direktverbrauch beziehen, Haren (Ems) von Emmen 1.990 MWh. Es ergibt sich eine Nettoexportmenge von 12.314 MWh für Haren (Ems). Rechnerisch wäre für diesen Austausch eine Direktleitung mit einer Kapazität von 28,54 MW erforderlich.

Erfolgt in beiden Regionen zusätzlich ein lokaler Ausbau der Energiesysteme in Form von Stromspeichern und Elektrolyseuren zur Produktion von Wasserstoff reduziert sich die Anzahl an ¼ Std., in denen sich die beiden Regionen komplementär zueinander verhalten würden und ein Austausch von elektrischer Energie stattfinden könnte. Insbesondere für Haren (Ems) ist festzustellen, dass sich im Strom- und im Wasserstoff-Szenario der Anteil an ¼ Std., in denen zusätzlicher Strom aus Emmen zum Eigenverbrauch bezogen werden kann, auf nahezu null absinkt. Der Nutzen einer grenzüberschreitenden Verbindung wäre in diesen Fällen ausschließlich für die Gemeinde Emmen gegeben.

Die Modellierung hat gezeigt, dass durch eine Erhöhung der Leistung der Elektrolyseure die Kapazität einer Direktleitung auf Mittelspannungsebene auf 17,61 MW reduziert werden könnte, was einer Reduktion von rund 38% entspricht. Dies ist darauf zurückzuführen, dass im Wasserstoff-Szenario lokale Erzeugungsüberschüsse zur Produktion von Wasserstoff

eingesetzt werden und dementsprechend nicht mehr für einen grenzüberschreitenden Transfer zur Verfügung stehen.

Die vorliegenden Ergebnisse belegen, dass eine Direktverbindung beider Regionen, wenn derzeit auch technisch und rechtlich nicht umsetzbar, im Wesentlichen für den Export von elektrischer Energie von Haren (Ems) nach Emmen genutzt werden würde. Der Anteil an $\frac{1}{4}$ Std., in dem Emmen von lokalen Erzeugungsüberschüssen aus Haren (Ems) profitieren kann, ist mehr als 4,9-fach so groß wie der von Haren (Ems). Noch deutlicher wird dies bei der Betrachtung der Import-/Exportmengen. Die potenzielle Importmenge von Emmen übersteigt die von Haren (Ems) um mehr als das 7-fache. Bei der Nutzung von Stromspeichern und Elektrolyseuren ist ein beidseitiger Nutzen einer grenzüberschreitenden Verbindung zur Lastdeckung durch lokale Erzeugungsüberschüsse nicht mehr gegeben. In diesem Fall würde der Strom ausschließlich von Haren (Ems) nach Emmen transportiert werden.

5 Modellerstellung einer „Local Energy Community Emmen/Haren“

Um die Auswirkungen einer grenzüberschreitenden Stromversorgung zwischen der Gemeinde Emmen und der Stadt Haren (Ems) quantifizieren zu können, wurde ein Optimierungsmodell entwickelt. Dieses wird im Kapitel 5.1 beschrieben. Ziel der Optimierung ist dabei die Minimierung der elektrischen Systemkosten der SEREH-Region. Die Methodik zur Berechnung der Systemkosten wird im Kapitel 5.2 dargelegt.

5.1 Optimierungsmodell cb-OPT

Zur Modellierung einer grenzüberschreitenden Energieversorgung auf Mittelspannungsebene wurde das Optimierungsmodell „Cross-border Optimization“ (cb-OPT) entwickelt.

Für die Entwicklung des dem Tool zugrunde gelegten Basismodells wurden jeweils die aktuellsten zur Verfügung stehenden Erzeugungs- und Verbrauchsdaten beider Regionen verwendet. Um Verschiebungen aufgrund unterschiedlicher Laststrukturen (z. B. Wochenende und Feiertage) oder bei der Erzeugung (Wetter) zu vermeiden, können nur die Jahre genutzt werden, für die Daten in beiden Regionen vorliegen. Das Modell wurde dann für das Jahr 2030, dem Basisjahr für die Szenarien-Entwicklung, skaliert und arbeitet mit einer zeitlichen Auflösung von Viertelstunden. Abbildung 26 gibt einen Überblick über die Struktur und mögliche Eingabeparameter des Modells.

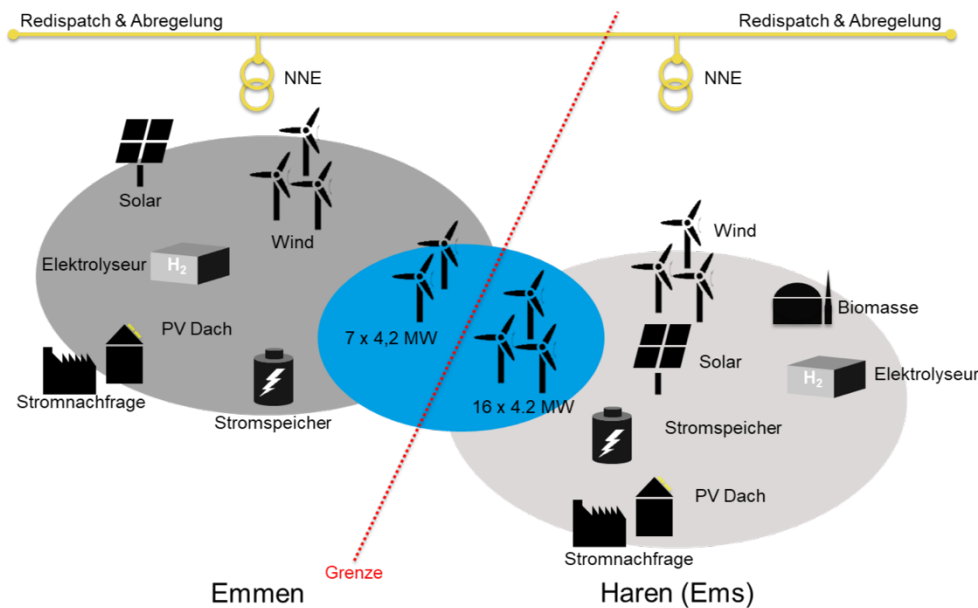


Abbildung 26: Struktur Basismodell - Emmen und Haren (Ems).

Bei Betrachtung der Switch-Lösung besteht das grenzüberschreitende schaltbare Element aus den einzelnen WKA der grenznahen Windparks Fehndorf/Lindloh und Zwartenbergweg. Die einzelnen Anlagen können pro Viertelstunde entweder an das deutsche oder an das niederländische Verteilnetz anschließen. Die Struktur des Modells ermöglicht es, das Switch-Element bei Bedarf um weitere Anlagen zu erweitern. Denkbar sind Konstellationen, bei denen neben WKA z. B. auch ein Solarpark, ein Speicher oder ein Elektrolyseur Bestandteil des Verbindungselementes sind und damit sowohl an das deutsche als auch an das niederländische Versorgungsnetz angeschlossen werden können.

Als Eingangsparameter des Modells werden zunächst die installierten Stromerzeugungskapazitäten, die Stromerzeugungsprofile für Wind, Solar, Biomasse und KWK sowie die elektrische Last definiert. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, Kapazitäten für Stromspeicher und Elektrolyseure festzulegen. Der Batteriespeicher kann dabei im Modell aus lokalen Überschüssen geladen werden und den gespeicherten Strom zu einem späteren Zeitpunkt zur Lastdeckung oder zur Wasserstoffproduktion wieder entladen. Die Elektrolyseure werden nur zur Produktion von grünem Wasserstoff eingesetzt. Eine Rückverstromung des produzierten Wasserstoffs ist nicht vorgesehen.

Neben der lokalen Stromproduktion und dem Stromverbrauch wird im Modell der jeweilige Netzanschluss der Regionen an das übergeordnete Übertragungsnetz spezifiziert. Benötigt werden hierbei die Netzanschlusskapazität für den Anschluss an das deutsche bzw. das niederländische Übertragungsnetz, die dazugehörigen Netznutzungsentgelte (NNE) auf Übertragungsnetzebene und die spezifischen Kosten für Redispatch-Maßnahmen und die Abregelung von EE-Strom.

Grundsätzlich gilt, dass alle in Abbildung 26 gezeigten Eingangsparameter variabel sind. Bei der Variation ist zu berücksichtigen, dass gegensätzliche Anforderungen an das Modell bzw. surreale Eingabewerte zu nicht belastbaren Modellergebnissen führen können. Dieser Umstand wurde bei der Modellierung der SEREH-Szenarien berücksichtigt.

Ziel des Modells ist es, die elektrischen Systemkosten der SEREH-Region unter der Einhaltung der erforderlichen Restriktionen für beide Energiesysteme zu minimieren.

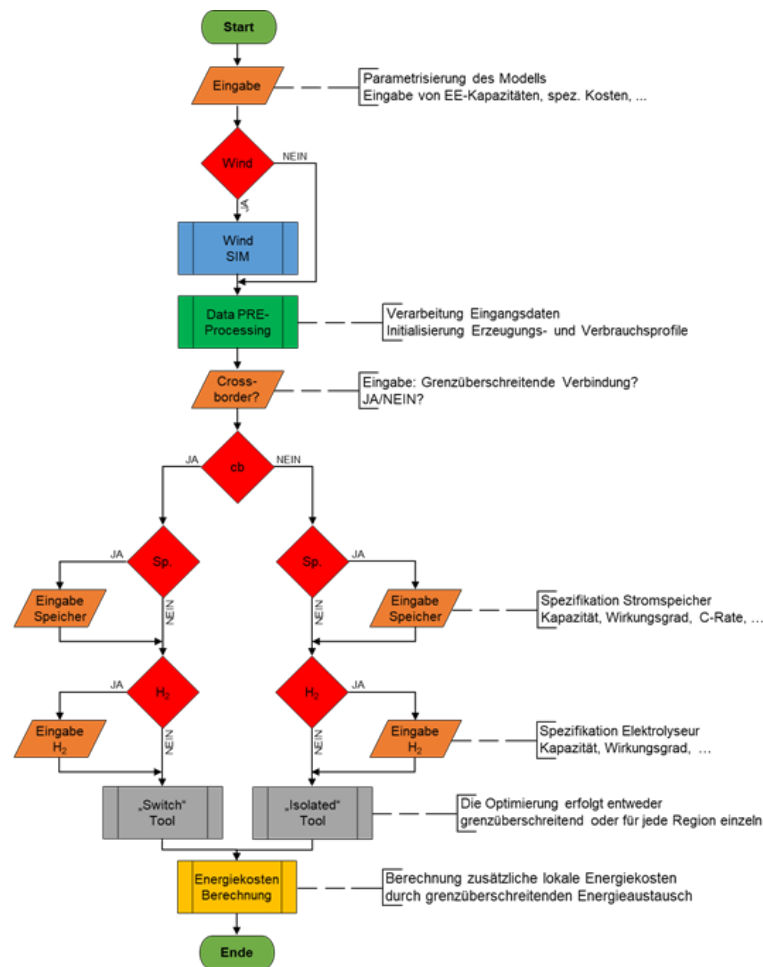


Abbildung 27: Programmablaufplan Optimierungsprogramm cb-OPT (v 2.0).

In Abbildung 27 wird der Programmablaufplan des entwickelten cb-OPT Tools dargestellt. Nach dem Programmstart erfolgt zunächst die Parametrisierung des Modells. In diesem Schritt wird das Modell auf die spezifischen Eingabeparameter des Anwenders angepasst. Es können z. B. Angaben über die Jahresstromerzeugung aus EE, den Jahresstromverbrauch, installierte EE-Kapazitäten, spezifische Kostenkomponenten etc. gemacht werden. Wurden Parameter für die Stromerzeugung aus Windenergie festgelegt, ruft das Modell automatisch die Wind-Simulation auf. In diesem Unterprogramm werden auf Basis der Erzeugungsprognosen von Agrowea Winderzeugungsprofile synthetisiert. Soll keine Stromerzeugung aus Wind erfolgen, wird dieser Schritt übersprungen. Die Windprognosen werden anschließend zusammen mit den weiteren Eingabeparametern beim sog. „Data PRE-Processing“ so aufbereitet, dass sie für die anschließende Optimierung verwendet werden können. Die Parameter für EE-Kapazitäten, Stromerzeugung und Stromverbrauch werden mit den hinterlegten Stromerzeugungs- und Lastprofilen initialisiert. Das Ergebnis ist das Vorliegen eines repräsentativen Datensatzes mit viertelstündlichen Erzeugungs- und Verbrauchswerten für Emmen und Haren (Ems).

Nach der Datenverarbeitung muss festgelegt werden, ob die Energiesysteme der betrachteten Regionen miteinander verbunden sind oder isoliert voneinander betrachtet werden sollen. Es wird entweder das „Switch-Tool“ für eine grenzüberschreitende oder das „Isolated-Tool“ für eine lokale Optimierung aufgerufen. Unabhängig hiervon muss vor der Ausführung des jeweiligen Modelles entschieden werden, ob im Energiesystem Stromspeicher

und/oder Elektrolyseure vorhanden sind. Für den Fall, dass Stromspeicher bei der Modellierung zu berücksichtigen sind, erfolgt eine Abfrage der spezifischen Eigenschaften des Stromspeichers. Hier können Angaben zur Speicherkapazität, zur Speicherleistung, der C-Rate, dem Wirkungsgrad und weiteren Restriktionen wie z. B. die maximale Entladetiefe oder die Anzahl an Speicherzyklen gemacht werden. Zusätzlich ist festzulegen, welche Größen im Modell exogen und welche endogen sind. Bei einer exogenen Größe wird ein Wert als Eingabeparameter vorgegeben. Dieser ist während der Optimierung konstant und kann vom Modell nicht verändert werden. Bei einer endogenen Größe wird kein Parameter vorgegeben. Eine endogene Größe wird dementsprechend vom Modell bestimmt. Analog zur Spezifikation eines Stromspeichers im Modell können im darauffolgenden Schritt Angaben zum Elektrolyseur gemacht werden. Auch hier muss zunächst entschieden werden, ob Elektrolyseure Bestandteil des Energiesystems sind. Ist dies der Fall, können Angaben über die installierte Leistung oder den Wirkungsgrad der Elektrolyse gemacht werden. Wie für den Speicher wird auch hier zwischen endogenen und exogenen Größen unterschieden. Nach erfolgreicher Abfrage erfolgt die Optimierung. Beim „Switch-Tool“ ermittelt das Modell die aus Systemkostensicht optimalen Schaltpunkte der einzelnen WKA. Im „Isolated-Tool“ besteht keine grenzüberschreitende Verbindung. Die Systemkostenberechnung wird für jede Region einzeln ausgeführt. Dieses dient als Referenz, um die Auswirkungen einer grenzüberschreitenden Verbindung zu ermitteln.

Bei gleichen Eingangsparametern und identischen Angaben für Stromspeicher und Elektrolyseure können die Ergebnisse aus der lokalen und der grenzüberschreitenden Optimierung als Eingangsparameter zur Berechnung der Veränderung der lokalen Energiekosten verwendet werden. Dies geschieht im letzten Schritt vor dem Ende des Programmablaufs.

Der modulare Aufbau des cb-OPT Tools bietet Anwendern ein Höchstmaß an Flexibilität bei der Optimierung lokaler und grenzüberschreitender Energiesysteme. Die Parametrisierung des Modells in Abhängigkeit von den Eingabeparametern ermöglicht eine nahezu grenzenlose Skalierbarkeit der Regionen. Das cb-OPT Tool kann daher gleichermaßen für die Modellierung von Microgrids als auch von regionalen bis hin zu überregionalen Energiesystemen eingesetzt werden. Dies ist insbesondere für das SEREH-Projekt aufgrund der betrachteten vielfältigen Verbindungsoptionen von großer Bedeutung. Da das Modell sowohl für die lokale als auch für die grenzüberschreitende Systemkostenoptimierung eingesetzt werden kann, können aus den Modellergebnissen Aussagen über den zusätzlichen Nutzen einer grenzüberschreitenden Verbindung abgeleitet werden. Die zusätzliche Speicher- und Elektrolyseurkomponente ermöglicht es zudem, den zusätzlichen Nutzen eines Speichers oder eines Elektrolyseurs sowohl in verbundenen aber auch in lokalen Energiesystemen zu quantifizieren.

5.2 Systemkostenberechnung

Die aktuelle Forschung stellt verschiedene Ansätze zur Berechnung elektrischer Systemkosten bereit [39,40]. In dem für dieses Projekt entwickelten Modell wurde ein Ansatz, basierend auf den NNE auf Übertragungsnetzebene beider Regionen sowie auf den Kosten für Redispatch und Abregelung von Strom aus EE, entwickelt.

In Abbildung 28 werden die unterschiedlichen Spannungsebenen des deutschen und des niederländischen Stromsystems dargestellt. Die Optimierung der Systemkosten erfolgt auf Höchst- bzw. Hochspannungsebene. Betrachtet wird der Anschluss der jeweiligen Region an die Übertragungsnetzebene. In den Niederlanden ist die 110 kV-Ebene Bestandteil des

Übertragungsnetzes, in Deutschland wird lediglich das 380/220 kV-Netz vom ÜNB verantwortet [1]. Für Haren (Ems) wird im Modell daher der Anschluss an das Höchstspannungsnetz betrachtet, für Emmen dementsprechend der Anschluss an das Hochspannungsnetz.

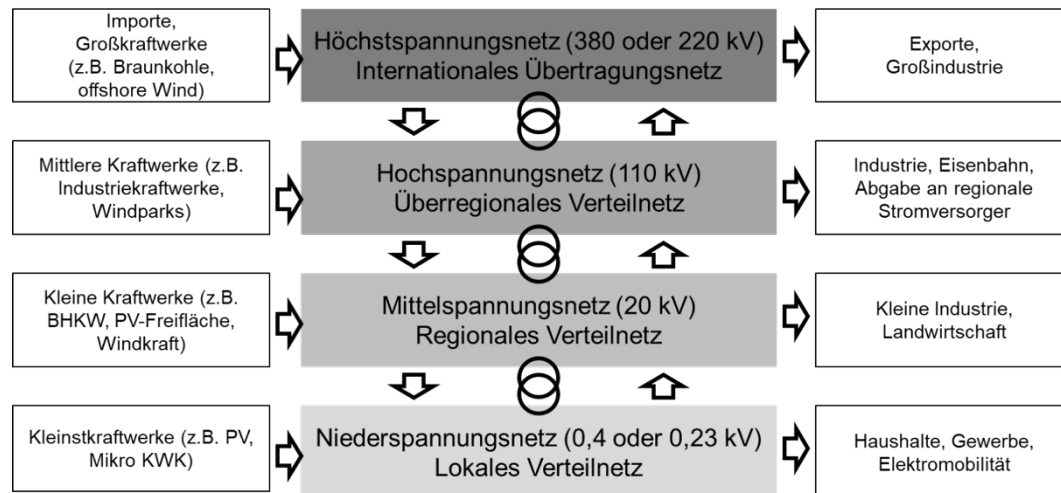


Abbildung 28: Netzebenen Stromversorgungssystem.

Die Systemkosten $C_{System}(r)$ einer Region r setzen sich aus den jährlichen Kosten für die Nutzung der Übertragungsnetzebene, C_{Grid} , im Folgenden auch als Netzkosten bezeichnet, und den vermiedenen Kosten für Redispatch-Maßnahmen und Abregelung von EE-Strom C_{Cur} zusammen:

$$C_{System}(r) = C_{Grid}(r) + C_{Cur}(r) \quad (\text{Glg. 5-1})$$

Die Netzkosten C_{Grid} einer Region r ergeben sich aus der Multiplikation des Leistungspreises $c_{Capacity}$ mit dem maximalen Netzbezug bzw. der maximalen Einspeisung P_{Max} innerhalb einer Viertelstunde des Betrachtungsjahres:

$$C_{Grid}(r) = c_{Capacity}(r) * P_{Max}(r) \quad (\text{Glg. 5-2})$$

Die vermiedenen Kosten für Redispatch und EE-Abregelung resultieren aus einer Erhöhung des Eigenverbrauchs von lokal produziertem Strom in der SEREH-Region durch einen grenzüberschreitenden Stromaustausch. Eine Erhöhung des Eigenverbrauchs führt zur Verringerung der Einspeisung in das Übertragungsnetz und damit zur Entlastung der Übertragungsnetzebene. Es wird angenommen, dass durch die verminderte Einspeisung der vorgelagerte ÜNB sein Redispatch-Volumen und die Menge an abzuregelnder EE-Einspeisung reduzieren und damit Kosten einsparen kann. Diese vermiedenen Kosten können konkret der SEREH-Region zugeordnet werden und werden deshalb bei der Systemkostenberechnung als vermiedene Kosten bzw. zusätzlicher Erlös der Region berücksichtigt. In der Realität können Redispatch und Abregelung jedoch nur dann reduziert werden, wenn die Einspeisung zu Zeiten vermindert wird, in denen andernfalls Strom aus EE hätte abgeregelt und/oder Redispatch-Maßnahmen durchgeführt werden müssen. Aus diesem Grund berücksichtigt das Modell bei der Systemkostenberechnung nur einen bestimmten Anteil α des erhöhten Eigenverbrauchs. Die vermiedenen Kosten werden wie folgt berechnet:

$$C_{cur}(r) = c_{cur}(r) * V_{cur}(r) * \alpha \quad (\text{Glg. 5-3})$$

Für α wurde ein Wert von 5% angenommen. Dieser Wert kann im Rahmen der Modellrechnungen beliebig variiert werden, wurde aber zunächst konstant angenommen. Netzengpässe auf Verteilnetzebene werden nicht berücksichtigt. Ferner sind Übertragungsnetzverluste in den Netzkosten enthalten.

6 Modellergebnisse

6.1 Schaltbares grenzüberschreitendes Element

6.1.1 Grenzüberschreitender Stromaustausch

Bei der Verbindung der grenznahen Regionen mittels eines Switch-Elementes besteht die Möglichkeit, dass einzelne Stromerzeugungsanlagen entweder an das deutsche oder an das niederländische Verteilnetz angeschlossen werden. Technisch gesehen sind hierfür zwei grenzüberschreitende Stromleitungen erforderlich, eine für die Einspeisung der deutschen WKA in das niederländische Stromnetz und die andere entsprechend für den Anschluss der niederländischen Anlagen an das deutsche Netz. Für jede dieser Leitungen wurden vom Modell der viertelstündliche Stromfluss sowie die maximal erforderliche Leitungskapazität ermittelt. Die Entscheidung über die Schaltung einer Anlage wird vom Modell unter dem Gesichtspunkt der Systemkostenminimierung getroffen. Bei der Optimierung wird berücksichtigt, dass lokaler Strom präferiert im Land der Erzeugung zum Eigenverbrauch eingesetzt wird, sofern dies unter dem Gesichtspunkt der Systemkostenoptimierung möglich ist. Es ist möglich, dass Anlagen an das jeweils ausländische Verteilnetz angeschlossen werden ohne, dass der transportierte Strom zum Eigenverbrauch, zur Speicherung oder zur Herstellung von Wasserstoff eingesetzt werden muss. Dementsprechend wird im Rahmen der Auswertung zwischen Strom unterschieden, welcher lokal in der jeweils anderen Region verbraucht wird und Strom, welcher in das ausländische Übertragungsnetz durchgeleitet wird. Die Ergebnisse der Berechnung werden in Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 9: Grenzüberschreitender Stromaustausch - Switch-Element.

Szenario/ Kennzahl	Einheit	Basis		Strom		Wasserstoff	
		Emmen	Haren	Emmen	Haren	Emmen	Haren
Stromimport	[MWh]	32.831	31.104	94.197	6.899	118.790	1.484
Eigenverbrauch	[MWh]	20.510	589	87.782	304	117.381	52
	[-]	62,47%	1,89%	93,19%	4,40%	98,81%	3,52%
Durchleitung	[MWh]	12.321	30.515	6.414	6.595	1.410	1.431
	[-]	37,53%	98,11%	6,81%	95,60%	1,19%	96,48%
Leitungskap.	[MW]	42,00	26,06	62,10	26,06	67,20	24,29

Im Basis-Szenario werden vom Windpark Fehndorf/Lindloh insgesamt 32.831 MWh in das niederländische Netz eingespeist. Vom Windpark Zwartenbergerweg beläuft sich die nach Deutschland transportierte Menge auf 31.104 MWh. Dementsprechend ergibt sich für Haren (Ems) eine Nettoexportmenge von 1.727 MWh. Von den 32.831 MWh werden 20.510 MWh lokal in Emmen verbraucht, das entspricht einem Anteil von rund 62%, die verbleibenden 38% können nicht lokal verbraucht werden und werden stattdessen in das niederländische Übertragungsnetz eingespeist. Rechtlich gesehen ist diese Einspeisung möglich, der Anlagenbetreiber erhält für diese Einspeisemengen nach aktuellem Stand jedoch keine EE-Einspeisevergütung oder anderweitige Förderung. Von der nach Haren (Ems) transportierten elektrischen Energie werden weniger als 2% lokal verbraucht. Der verbleibende Anteil von 98%, dies entspricht einer Menge von 30.515 MWh, wird in das deutsche Übertragungsnetz durchgeleitet.

Für die Leitung vom Windpark Fehndorf/Lindloh nach Emmen ist eine Übertragungskapazität von 42 MW ausreichend, die Leitung vom Zwartenbergerweg nach Haren (Ems) erfordert eine Kapazität von 26 MW. Die unterschiedlichen Leitungsdimensionen beruhen auf den unterschiedlichen installierten Leistungen der beiden Windparks. In Haren (Ems) können insgesamt 16 WKA mit einer Gesamterzeugungskapazität von 67,2 MW geschaltet werden, in Emmen sind es hingegen 7 WKA mit insgesamt 29,4 MW.

Im Strom-Szenario steigt die Menge der nach Emmen exportierten elektrischen Energie im Vergleich zum Basis-Szenario von ursprünglich 32.831 MWh auf 94.197 MWh an. Die von Emmen nach Haren (Ems) transportierte Menge sinkt hingegen auf 6.899 MWh ab. Die Veränderungen sind einerseits auf den 50 MWh Stromspeicher und 50 MW Elektrolyseur in Emmen und andererseits auf die Steigerung der Stromspeicherkapazitäten in Haren (Ems) von 4,9 MWh auf 20 MWh zurückzuführen. Lokale Erzeugungsüberschüsse in Emmen werden erst im Elektrolyseur und im Stromspeicher eingesetzt, bevor nach Deutschland exportiert wird. Dies wird bei Betrachtung der Werte für das Strom-Szenario ohne eine grenzüberschreitende Verbindung deutlich. Der Elektrolyseur und der Stromspeicher führen zu einer deutlichen Reduktion der Netzeinspeisung in Emmen von ursprünglich 139.696 MWh im Basis-Szenario auf 26.892 MWh, auch ohne das Vorhandensein einer grenzüberschreitenden Verbindung. Dies hat zur Folge, dass das Energieangebot von Emmen sinkt und dementsprechend auch die Exportmengen von Emmen nach Haren (Ems) aufgrund der Präferenz für den Eigenverbrauch im Herkunftsland. Der Anstieg in der Exportmenge von Haren (Ems) und der Importmenge von Emmen ist darauf zurückzuführen, dass diese Energiemengen zusätzlich im Elektrolyseur zur Produktion von grünem Wasserstoff eingesetzt werden können. Dies wird bei der Betrachtung der Einsatzmengen des Elektrolyseurs ersichtlich. Ohne grenzüberschreitende Verbindung werden im Elektrolyseur in Emmen 142.471 MWh Strom in Wasserstoff umgewandelt, diese Menge steigt bei einer Verbindung auf 221.308 MWh an. Von den 94.197 MWh Export nach Emmen werden 87.782 MWh und damit mehr als 93% lokal verbraucht. Lediglich die verbleibenden 7% werden in das Übertragungsnetz durchgeleitet. Von den nach Haren (Ems) exportierten 6.899 MWh werden nur etwas mehr als 4% zum Eigenverbrauch eingesetzt. Das entspricht rund 304 MWh jährlich. Der verhältnismäßig geringe Nutzungsgrad der elektrischen Energie zum Eigenverbrauch ist auf das Fehlen der Komplementarität zu den Schaltzeiten und dem auch ohne grenzüberschreitende Verbindung von Haren (Ems) bereits sehr hohem Eigenversorgungsgrad von mehr als 92% zurückzuführen. Zu den Zeiten, wo WKA von Emmen nach Haren (Ems) geschaltet werden können, wird in Haren (Ems) lokal bereits eine hohe Erzeugung aufgrund der installierten Windleistung von insgesamt mehr als 140 MW realisiert, sodass

die Zeiten, in denen in Haren (Ems) trotz der Eigenerzeugung aus Wind noch ein zusätzlicher Bedarf zur Deckung der verbleibenden elektrischen Last besteht, praktisch nicht vorhanden sind. Die Schaltung der WKA von Emmen nach Haren (Ems) erfolgt daher nur aus systemkostentechnischen Gründen.

Im Wasserstoff-Szenario wird dieser Effekt noch deutlicher. Die von Haren (Ems) nach Emmen exportierte Strommenge steigt im Vergleich zum Strom-Szenario nochmals um rund 21% auf insgesamt 118.790 MWh an. Die von Emmen nach Haren (Ems) transportierte Menge sinkt hingegen um weitere 78% auf 1.484 MWh. Dies ist auf den 100 MW Elektrolyseur in Emmen zurückzuführen. Durch die Verdoppelung der Leistung des Elektrolyseurs im Vergleich zum Strom-Szenario kann mehr lokal produzierter Strom direkt im Herkunftsland verbraucht werden. In der Folge sinken die Exportmengen von Emmen weiter. Durch die Verbindung der beiden Regionen besteht nun die Möglichkeit lokale Überschüsse aus Haren (Ems) im Elektrolyseur in Emmen einzusetzen und damit die Nutzung des deutschen Übertragungsnetzes durch eine verringerte Einspeisung und damit einhergehend die elektrischen Systemkosten zu minimieren.

6.1.2 Netzengpasssituation Emmen

Die maximale Anschlusskapazität an das niederländische Übertragungsnetz in Emmen beträgt in allen Szenarien 200 MW. Wird diese maximale Kapazität überschritten, kommt es zu einem Netzengpass. Zu den Zeiten, in denen ein Netzengpass vorliegt, muss der Strom, der das maximale Limit von 200 MW überschreitet, lokal abgeregelt werden. Für die Szenarien wurden jeweils die maximale Netzeinspeisung, der maximale Netzbezug sowie die lokal abzuregelnde Energiemenge im Falle eines Netzengpasses berechnet. Die Ergebnisse der Berechnung werden in Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 10: Maximaler Netzbezug, maximale Einspeisung und lokale Abregelung - Emmen.

Szenario/ Kennzahl	Einheit	Referenz	Basis	Strom	Wasserstoff
Netzbezug Max.	[MW]	73,70	73,70	73,70	73,70
Einspeisung Max.	[MW]	184,79	174,79	101,01	84,79
Lokale Abregelung	[MWh]	0	0	0	0

Die Modellergebnisse für die einzelnen Szenarien belegen, dass bei einer Anschlusskapazität von 200 MW an das niederländische Übertragungsnetz alle geplanten EE-Anlagen in Emmen an das lokale Verteilnetz angeschlossen werden können, ohne dass es hierdurch zu Netzengpässen kommt. Für den Fall, dass keine Verbindung zwischen den beiden Regionen besteht und dass Emmen weder über Stromspeicher noch über Elektrolyseure verfügt, wird eine maximale Einspeisung von 184,79 MW erreicht. Dieser Wert liegt deutlich unterhalb der Kapazitätsbeschränkung von 200 MW. Der Zubau von Elektrolyseuren und Stromspeichern bewirkt eine Reduktion der maximalen Einspeisung von bis zu 100 MW im Wasserstoff-Szenario. In diesem Fall beträgt die maximale Einspeisung 84,79 MW. Die maximal zur Verfügung stehende Netzkapazität wird in diesem Fall maximal zu 42% genutzt. Im Strom-Szenario beläuft sich die Einspeisespitze auf 101,01 MW, es werden maximal 51% der Anschlusskapazität genutzt.

Der maximale Netzbezug beträgt in allen Szenarien konstant 73,70 MW. Hier sind keine Netzengpassprobleme zu erwarten.

6.1.3 Eigenversorgung & Autarkiegrad

Zur Bewertung der Energieversorgungssysteme von Emmen und Haren (Ems) werden die folgenden Kennzahlen berechnet:

- **Eigenverbrauchsquote:** Die Eigenverbrauchsquote ist definiert als das Verhältnis von jährlich lokal erzeugtem und verbrauchtem Strom zur Gesamterzeugung. Sie gibt an, wie hoch der bilanzielle Anteil des Eigenverbrauchs an der Gesamtstromerzeugung ist.
- **Autarkie:** Der Autarkiegrad ist das Verhältnis von jährlichem Eigenverbrauch zur elektrischen Last und gibt an, welcher Anteil des Jahresstromverbrauchs durch lokale Erzeugung gedeckt wird.
- **Autarkie - 15 Min.:** Der 15 min. Autarkiegrad (Autarkie – 15 Min.) bildet das Verhältnis von der Anzahl an ¼ Std. pro Jahr, in denen die lokale Stromproduktion größer oder gleich der elektrischen Last ist, zur Gesamtanzahl an ¼ Std. pro Jahr. Sie gibt den prozentualen Anteil an eigenversorgten ¼ Std. pro Jahr an.

Tabelle 11: Energetische Kennzahlen - Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung.

Szenario/ Kennzahl	Einheit	Referenz		Basis		Strom		Wasserstoff	
		Emmen	Haren	Emmen	Haren	Emmen	Haren	Emmen	Haren
Last	[MWh]	385.688	183.655	385.688	183.655	385.688	183.655	385.688	183.655
Erzeugung	[MWh]	487.155	441.911	487.155	441.911	487.155	441.911	487.155	441.911
Eigenverb.	[MWh]	302.709	164.271	302.709	165.620	317.748	168.146	302.709	165.447
Einspeisung	[MWh]	184.446	277.640	139.696	251.384	26.892	249.170	4.433	170.978
Netzbezug	[MWh]	82.979	19.384	82.979	18.034	67.940	15.509	82.979	18.207
Eigenver- brauchs- quote	[-]	62%	37%	62%	37%	65%	38%	62%	37%
Autarkie	[-]	78%	89%	78%	90%	82%	92%	78%	90%
Autarkie 15 Min.	[-]	56%	74%	56%	80%	74%	85%	56%	80%

Die politische Zielvorgabe der Stadt Haren (Ems) ist das Erreichen eines viertelstündlichen Autarkiegrades (Autarkie – 15 Min.) von mindestens 75%. Diese Vorgabe wurde bei der Modellierung der verschiedenen Szenarien als Bedingung berücksichtigt. Im Referenz-Szenario ohne Stromspeicher, ohne Elektrolyseur und ohne grenzüberschreitende Verbindung wird in Haren (Ems) ein viertelstündlicher Autarkiegrad von 74% erreicht. Der Zubau eines Speichers in Haren (Ems) mit einer Kapazität von 4,9 MWh bewirkt im Basis-Szenario eine

Steigerung des Anteils an eigenversorgten Viertelstunden auf 80%. Der Autarkiegrad der Region steigt durch den Speicher entsprechend von 89% auf 90% an. Die Werte für Autarkiegrad und viertelstündlichen Autarkiegrad sind im Basis- und im Wasserstoff-Szenario für Haren (Ems) gleich. Dies liegt daran, dass die Größe des Stromspeichers vom Basis- zum Wasserstoff-Szenario nicht variiert wurde. Die Elektrolyseure werden im Modell ausschließlich zur Umwandlung lokaler Überschüsse in Wasserstoff eingesetzt. Eine Rückverstromung des Wasserstoffs ist nicht vorgesehen. Dementsprechend hat ein Elektrolyseur keinen Einfluss auf den viertelstündlichen Eigenversorgungsgrad und den Autarkiegrad einer Region.

In Emmen beträgt der viertelstündliche Autarkiegrad im Referenz-Szenario ohne Speicher und Elektrolyseur 56%. Diese Kennzahl bleibt sowohl im Basis- als auch im Wasserstoff-Szenario konstant. Gleiches gilt für den Autarkiegrad. Er beträgt im Referenzfall, dem Basis- und dem Wasserstoff-Szenario konstant 78%.

Im Strom-Szenario verfügt Emmen über einen Stromspeicher mit einer Kapazität von 50 MWh. In Haren (Ems) wurde die Speicherkapazität gegenüber dem Basis-Szenario von 4,9 MWh auf 20 MWh erhöht. Die zusätzlichen Speicherkapazitäten bewirken sowohl in Emmen als auch in Haren (Ems) eine Erhöhung des Autarkiegrades und der Anzahl an eigenversorgten Viertelstunden.

Tabelle 12: Energetische Kennzahlen - Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.

Szenario/ Kennzahl	Ein- heit	Basis		Strom		Wasserstoff	
		Emmen	Haren	Emmen	Haren	Emmen	Haren
Last	[MWh]	385.688	183.655	385.688	183.655	385.688	183.655
Erzeugung	[MWh]	487.155	441.911	487.155	441.911	487.155	441.911
Eigenverb.	[MWh]	313.531	165.949	326.562	168.184	305.178	165.712
Einspeisung	[MWh]	121.215	248.902	26.535	161.134	4.424	54.311
Netzbezug	[MWh]	72.158	17.705	59.126	15.470	80.510	17.942
Eigenverbrauchs- quote	[-]	64%	38%	67%	38%	63%	37%
Autarkie	[-]	81%	90%	85%	92%	79%	90%
Autarkie - 15 Min.	[-]	66%	78%	76%	84%	59%	79%

Durch die grenzüberschreitende Verbindung kann der viertelstündliche Autarkiegrad von Emmen weiter gesteigert werden. Der größte Anstieg erfolgt dabei im Basis-Szenario von 56% ohne auf 66% mit schaltbarer Verbindung. Der Autarkiegrad steigt ebenfalls an. Für Haren (Ems) verändert sich die Menge an eigenverbrauchtem Strom durch die grenzüberschreitende Verbindung nur marginal. Der bilanzielle Autarkiegrad von Haren (Ems) verändert sich durch die grenzüberschreitende Verbindung nicht. Der prozentuale Anteil an eigenversorgten Viertelstunden sinkt sogar um bis zu 2%.

6.1.4 Systemintegration Wasserstoff

Im Rahmen des SEREH-Projektes werden Möglichkeiten zur Wasserstofferzeugung aus lokal erzeugtem Strom mittels der sog. Power-to-Gas (PtG)-Technologie untersucht. Bei der Wasserstoffelektrolyse werden aus Strom und Wasser die Produkte als Einsatzprodukte durch chemische Spaltung gasförmiger Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) gewonnen. Beim Sauerstoff handelt es sich um ein Nebenprodukt, er wird in die Atmosphäre abgegeben. Für den Wasserstoff ergeben sich vielfältige Nutzungsmöglichkeiten. Er kann gespeichert, direkt verbraucht oder z. B. in das Erdgasnetz eingespeist werden. Bei einer Speicherung besteht die Möglichkeit, den Wasserstoff zu einem späteren Zeitpunkt mittels einer Brennstoffzelle zurück in elektrische Energie umzuwandeln.

Im Rahmen der Modellierung des Basis-, Strom- und Wasserstoff-Szenarios wurden gemeinsam mit den Projektpartnern Annahmen über den Zu- bzw. Ausbau von Elektrolyseuren in Emmen und Haren (Ems) getroffen. Emmen verfügt im Basis-Szenario über einen 10 MW Elektrolyseur, im Strom-Szenario über 50 MW und im Wasserstoff-Szenario über insgesamt 100 MW Elektrolysekapazitäten. In Haren (Ems) stehen im Basis- und im Strom-Szenario der 4 MW Elektrolyseur des zum Windpark Fehndorf/Lindloh dazugehörigen Speicherfeldes zur Verfügung, für das Wasserstoff-Szenario wurde die Annahme getroffen, dass ein Ausbau auf insgesamt 20 MW erfolgt.

Im Modell wird zur Elektrolyse ausschließlich lokal produzierter Strom eingesetzt, welcher im jeweiligen Land der Erzeugung nicht zum Eigenverbrauch eingesetzt werden kann und ansonsten in das vorgelagerte Übertragungsnetz eingespeist werden würde. Im Falle einer grenzüberschreitenden Verbindung zwischen den beiden Regionen wird der Strom bevorzugt im Herkunftsland zur Elektrolyse eingesetzt, bevor ein Export über die Grenze hinweg erfolgt. Strom aus dem jeweils anderen Land kann ebenfalls zur Wasserstoffproduktion eingesetzt werden.

Für die Elektrolyseure wurden die folgenden Kennzahlen berechnet:

- **Volllaststunden:** Die Volllaststunden eines Elektrolyseurs sind definiert als das Verhältnis der pro Jahr zur Elektrolyse eingesetzten lokal erzeugten Strommenge zur installierten Leistung. Die Volllaststunden geben an, in wie vielen Stunden pro Jahr theoretisch ein Volllastbetrieb des Elektrolyseurs mit lokal erzeugter Elektrizität möglich ist.
- **Durchschnittlicher Kapazitätsfaktor:** Der durchschnittliche Kapazitätsfaktor eines Elektrolyseurs bildet das Verhältnis aus eingesetzter lokal erzeugter Strommenge zur maximal umsetzbaren elektrischen Energie pro Jahr. Die maximale Einsatzmenge ergibt sich aus der installierten Leistung multipliziert mit der Anzahl der Stunden eines Jahres. Der durchschnittliche Kapazitätsfaktor ist ein Maß für die durchschnittliche Auslastung eines Elektrolyseurs. Für den wirtschaftlichen Betrieb sind durchschnittliche Auslastungen von ca. 80% bis 90% erforderlich.

Tabelle 13: Kennzahlen Elektrolyseur - Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung.

Szenario/ Kennzahl	Ein- heit	Basis		Strom		Wasserstoff	
		Emmen	Haren	Emmen	Haren	Emmen	Haren
Kapazität Elektrolyseur	[MW]	10	4	50	4	100	20
Einspeisung Max.	[MW]	174,79	131,20	101,01	128,67	84,79	115,20
Einsatz Elektrolyseur	[MWh]	44.750	24.902	142.471	24.575	180.012	105.481
Volllaststunden	[h]	4.475	6.225	2.849	6.144	1.800	5.274
Durchschn. Auslastung	[-]	51%	71%	33%	70%	21%	60%

Die Modellergebnisse belegen, dass durch einen Elektrolyseur die Einspeisespitzen in das jeweilige Übertragungsnetz ohne grenzüberschreitende Verbindung reduziert werden können. Der Zubau eines 10 MW Elektrolyseurs in Emmen im Basis-Szenario bewirkt eine Reduktion der maximalen Einspeisung von 184,79 MW auf 174,79 MW. Erfolgt stattdessen der Zubau eines 100 MW Elektrolyseurs (Wasserstoff-Szenario) erfolgt eine Reduktion auf 84,79 MW. Die Höhe der Reduktion der maximalen Einspeisung ist also gleich der installierten Leistung des Elektrolyseurs. Dieser Fall gilt explizit nur dann, wenn im betrachteten Energiesystem kein Stromspeicher vorhanden ist. Hieraus lässt sich ableiten, dass für Emmen ein Elektrolyseur mit einer Kapazität von 184,79 MW ausreichend groß wäre, um die Einspeisung in das Übertragungsnetz auf null zu reduzieren. Im Strom-Szenario verfügt Emmen neben einem 50 MW Elektrolyseur zusätzlich über einen Batteriespeicher mit 20 MWh Kapazität. Elektrolyseur und Speicher bewirken in Kombination eine Reduktion der maximalen Einspeisung von 184,79 MW auf 101,01 MW. Von der Gesamtreduktion der Einspeisespitze entfallen 50 MW auf den Elektrolyseur.

In Haren (Ems) wird ohne Speicher und Elektrolyse eine maximale Einspeisung von 137,24 MW erreicht. Im Basis-Szenario ohne grenzüberschreitende Verbindung reduziert sich dieser Wert auf 131,20 MW. Auch hier gilt, dass die Reduktion der Spitze einerseits auf den Elektrolyseur mit 4 MW Leistung und andererseits auf die Batterie mit 4,9 MWh Kapazität zurückzuführen ist. Der Elektrolyseur alleine bewirkt eine Reduktion der Spitze von 4 MW, der Batteriespeicher dementsprechend von 2,04 MW. Gegenüber dem Basis-Szenario wurde für Haren (Ems) im Wasserstoff-Szenario ausschließlich die Kapazität des Elektrolyseurs variiert, die Kapazität des Batteriespeichers wurde mit 4,9 MWh konstant gehalten. Der größere Elektrolyseur bewirkt eine weitere Reduktion der maximalen Einspeisung von 131,20 MW im Basis-Szenario auf 115,20 MW im Wasserstoff-Szenario. Dementsprechend wird eine zusätzliche Reduktion von 16 MW erreicht. Die Höhe der Reduktion entspricht exakt der Erhöhung der installierten Leistung des Elektrolyseurs von 4 MW auf 20 MW.

Im Basis-Szenario ohne grenzüberschreitende Verbindung der beiden Regionen werden in Haren (Ems) im 4 MW Elektrolyseur insgesamt 24.902 MWh elektrische Energie in Wasserstoff umgewandelt. In Emmen werden im 10 MW Elektrolyseur insgesamt 44.750 MWh

umgesetzt. Dementsprechend ergibt sich für den Elektrolyseur in Haren (Ems) eine Volllaststundenanzahl von 6.225 Std. und in Emmen analog hierzu 4.475. Der durchschnittliche Kapazitätsfaktor beträgt in Emmen 51% und in Haren (Ems) 71%. Diese Werte beziehen sich ausschließlich auf den Einsatz von lokalen Überschüssen. Ein zusätzlicher Strombezug zur Elektrolyse aus dem Übertragungsnetz wird hierbei nicht berücksichtigt. Es ist festzustellen, dass mit steigender Kapazität (Wasserstoff-Szenario) bei gleichbleibender Stromspeichergröße die Einsatzmengen der Elektrolyseure sowohl in Emmen als auch in Haren (Ems) ansteigen. Im Wasserstoff-Szenario ohne Verbindung werden in Emmen maximal 180.012 MWh Einsatz bei einem 100 MW Elektrolyseur erreicht und in Haren (Ems) 105.481 MWh für einen 20 MW Elektrolyseur. Mit zunehmender Elektrolyseurkapazität sinken sowohl in Emmen als auch in Haren (Ems) die Volllaststunden sowie die durchschnittlichen Auslastungen. Im Strom-Szenario belaufen sich die Volllaststunden für den 50 MW Elektrolyseur in Emmen auf 2.849 Std. und im Wasserstoff-Szenario mit dem 100 MW Elektrolyseur auf 1.800 Std. Es ergeben sich dementsprechend durchschnittliche Kapazitätsfaktoren von 33% bzw. 21%. Im Falle von Haren (Ems) ergeben 6.144 Volllaststunden und 70% durchschnittliche Auslastung im Strom- und 5.274 Std. und 60% Auslastung im Wasserstoff-Szenario. Im Strom-Szenario ergibt sich für Haren (Ems) die Besonderheit, dass trotz gleichbleibender Elektrolyseurkapazitäten im Vergleich zum Basis-Szenario die Anzahl an Volllaststunden sowie der durchschnittliche Kapazitätsfaktor des Elektrolyseurs sinken. Dies ist auf den größeren Speicher mit 20 MWh Speicherkapazität zurückzuführen. Das Nutzungsverhalten des Elektrolyseurs ändert sich, da der größere Speicher anders genutzt wird.

Für den wirtschaftlichen Betrieb eines Elektrolyseurs ist eine durchschnittliche Auslastung von mindestens 80% erforderlich. Kann diese nicht durch den ausschließlichen Einsatz lokaler Überschüsse erreicht werden, muss zusätzlich elektrische Energie aus dem Übertragungsnetz zur Produktion von Wasserstoff bezogen werden. Es wurde festgestellt, dass mit steigender Kapazität mehr innerhalb einer Region produzierter lokaler Strom eigenverbraucht und Einspeisespitzen weiter reduziert werden können, die durchschnittliche Auslastung jedoch sinkt. Dies wird ebenfalls bei der Betrachtung der Volllaststunden deutlich. Hier gilt: Je niedriger die Anzahl an Volllaststunden und je geringer der durchschnittliche Kapazitätsfaktor, desto mehr Strom muss aus dem Übertragungsnetz bezogen werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb bei einer durchschnittlichen Auslastung von mindestens 80% sicherstellen zu können.

Tabelle 14: Kennzahlen Elektrolyseur - Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.

Szenario/ Kennzahl	Einheit	Basis		Strom		Wasserstoff	
		Emmen	Haren	Emmen	Haren	Emmen	Haren
Kapazität Elektrolyseur	[MW]	10	4	50	4	100	20
Einspeisung Max.	[MW]	198,48	95,83	109,26	98,61	116,71	73,63
Einsatz Elektrolyseur	[MWh]	54.136	25.328	221.308	25.275	294.859	104.576
Volllaststunden	[h]	5.414	6.332	4.426	6.319	2.949	5.229
Durchschn. Auslastung	[-]	62%	72%	51%	72%	34%	60%

Eine Verbindung von Emmen und Haren (Ems) hat positive Auswirkungen auf den Betrieb der Elektrolyseure in Emmen. Eine Verbindung mittels Switch-Element im Basis-Szenario bewirkt, dass die eingesetzte Strommenge des Elektrolyseurs in Emmen von 44.750 MWh auf 54.136 MWh ansteigt. Dadurch steigt die Anzahl an Volllaststunden auf 5.414 Std. pro Jahr an und die Auslastung steigt von 51% auf 62%. Der Effekt einer grenzüberschreitenden Verbindung auf Mittelspannungsebene auf den Betrieb der Elektrolyseure in Emmen wird bei Betrachtung der Ergebnisse für das Strom- und das Wasserstoff-Szenario noch deutlicher. Im Strom-Szenario steigt der durchschnittliche Kapazitätsfaktor des 50 MW Elektrolyseurs von 33% ohne Verbindung auf 51% mit Verbindung an. Die Anzahl an Volllaststunden steigt dementsprechend um 1.577 Std. auf 4.426 Std. an. Im Wasserstoff-Szenario bewirkt der grenzüberschreitende Stromaustausch einen Anstieg von rund 114.847 MWh, die pro Jahr zusätzlich in Emmen in Wasserstoff umgewandelt werden können. Der Kapazitätsfaktor des 100 MW Elektrolyseurs steigt in der Folge von 21% auf 34% an.

Im Vergleich zu den Ergebnissen für Emmen wird die Betriebsweise der Elektrolyseure in Haren (Ems) durch die grenzüberschreitende Verbindung der beiden Regionen nur geringfügig beeinflusst. In allen drei Szenarien verändert sich der durchschnittliche Kapazitätsfaktor der Elektrolyseure um maximal 2%. Dies ist im Strom-Szenario der Fall, wo die Verbindung einen Anstieg von initial 70% durchschnittliche Kapazitätsauslastung auf 72% bewirkt. Im Wasserstoff-Szenario sinken die eingesetzte Strommenge und die Anzahl Volllaststunden sogar geringfügig. Ohne eine Verbindung von Emmen und Haren (Ems) werden im 20 MW Elektrolyseur 105.481 MWh Strom eingesetzt. Das entspricht einer Volllaststundenanzahl von 5.274. Mit Verbindung werden pro Jahr 104.576 MWh in Wasserstoff umgewandelt. Die Anzahl an Volllaststunden sinkt dementsprechend auf 5.229. Dieser Effekt ist darauf zurückzuführen, dass aufgrund der Systemkostenoptimierung und des größeren Elektrolyseurs im Wasserstoff-Szenario in Emmen (100 MW) die einzelnen WKA des Windparks Fehndorf/Lindloh häufiger nach Emmen geschaltet werden als die Anlagen des Zwartenbergswegs von Emmen nach Haren (Ems). Dies spiegelt sich auch in der Auswertung des grenzüberschreitenden Stromaustausches wieder (siehe hierzu Kapitel 6.1.1). Die Nettoexportmenge von Haren (Ems) beläuft sich in diesem Szenario auf 117.306 MWh.

6.1.5 Systemkosten

Ziel der Modellierung ist die Minimierung der durch die SEREH-Region verursachten elektrischen Systemkosten. In einem ersten Schritt wurden für jedes Szenario die Systemkosten ohne eine grenzüberschreitende Verbindung auf Mittelspannungsebene ermittelt. Die Ergebnisse der Berechnung werden in Tabelle 15 dargestellt.

Tabelle 15: Elektrische Systemkosten - Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung.

Kosten/ Szenario	Leistung	Redispatch & Abregelung	Gesamt
Referenz	19.949.501 €	0€	19.949.501€
Basis	19.026.853 €	-237.881€	18.788.972€
Strom	17.000.306€	-681.852€	16.318.454€
Wasserstoff	15.086.893€	-959.449€	14.127.444€

Im Referenz-Szenario ohne Stromspeicher, Elektrolyseure und grenzüberschreitende Verbindung fallen nur Kosten für die maximale Nutzung der Übertragungsnetzebene an. Die elektrischen Systemkosten belaufen sich in diesem Szenario auf 14,13 Mio. € pro Jahr. Auf Emmen entfallen hiervon 4,36 Mio. € pro Jahr. Die Kosten für Haren (Ems) sind deutlich höher und belaufen sich auf 15,59 Mio. € pro Jahr. Die große Abweichung der elektrischen Systemkosten für Emmen und Haren (Ems) trotz des höheren Jahresstromverbrauchs in Emmen ist auf die unterschiedlichen Kosten für die Nutzung der Übertragungsnetzebene zurückzuführen. In Haren (Ems) beläuft sich der Leistungspreis auf 113,61 €/kW*a) und in Emmen auf 23,58 €/kW*a).

Durch die Errichtung einer Batterie und eines Elektrolyseurs in Haren (Ems) und eines Elektrolyseurs in Emmen lassen sich die Systemkosten beider Regionen auch ohne grenzüberschreitende Verbindung reduzieren. In Emmen bewirkt der 10 MW Elektrolyseur eine Reduktion der maximalen Einspeisung von 184,79 MW auf 174,79 MW. Dies bewirkt eine Ersparnis von jährlich 235.800 €. Zusätzlich sinkt durch den Elektrolyseur die in jährlich in das Übertragungsnetz eingespeiste Strommenge. Der Elektrolyseur leistet damit einen Beitrag zur Entlastung der Übertragungsnetze und zur Vermeidung von Redispatch-Maßnahmen und der Abregelung von Strom aus EE-Anlagen. Unter der Annahme, dass insgesamt 5% der pro Jahr reduzierten Einspeisung tatsächlich zu der Vermeidung von Redispatch und Abregelung auf Übertragungsnetzebene führen, resultieren für Emmen zusätzliche Erlöse in Höhe von 173.978 €/a. In Haren (Ems) bewirken Speicher und Elektrolyseur eine Reduktion der maximalen Einspeisung von 137,24 MW auf 131,20 MW. Hieraus resultiert eine Systemkostenersparnis von rund 686.204,4 €/a. Die reduzierte Einspeisung führt zusätzlich zu Erlösen in Höhe von 63.894 €/a.

Im Strom-Szenario bewirken der größere Elektrolyseur und der zusätzliche Batteriespeicher in Emmen eine weitere Reduktion der Systemkosten. Die Einspeisespitze reduziert sich auf 101,01 MW, die Kosten für die Nutzung der Übertragungsnetzebene reduzieren sich um 1,738 Mio. € pro Jahr gegenüber dem Basis-Szenario. Darüber hinaus erhöhen sich die Erlöse aus der vermiedenen Abregelung von EE und Redispatch. Diese belaufen

sich für Emmen im Strom-Szenario auf 612.569 €/a. In Haren (Ems) kann im Strom-Szenario durch die Erhöhung der Stromspeicherkapazität eine zusätzliche Systemkostensparnis durch eine weitere Reduktion der Einspeisespitze von 131,20 MW im Basis-Szenario auf 128,67 MW erzielt werden. Dies entspricht einer Ersparnis in Höhe von 287.433 €/a. Zusätzlich ergeben sich Erlöse von 69.283 €/a durch die vermiedene Einspeisung. Die größte Systemkostensparnis ergibt sich im Wasserstoff-Szenario. Der 100 MW Elektrolyseur in Emmen bewirkt gegenüber der Situation ohne jegliche Elektrolyseure und Speicher eine Reduktion der maximalen Einspeisung von 100 MW. Dies allein führt zu einer Systemkostensparnis von 2,358 Mio. €. Auch die zusätzlichen Erlöse aus der Vermeidung von Redispatch und EE-Abregelung erreichen in diesem Szenario ihr Maximum. Insgesamt können durch vermiedene Netzeinspeisung 699.887 €/a zusätzlich erwirtschaftet werden. Auch in Haren (Ems) wird die maximale Systemkostensparnis ohne grenzüberschreitende Verbindung im Wasserstoff-Szenario erreicht. Durch die Reduktion der maximalen Einspeisung auf 115,20 MW ergibt sich gegenüber dem Referenz-Szenario ohne Speicher und Elektrolyseur eine Ersparnis von 2,504 Mio. €/a. Die Erlöse durch vermiedene Einspeisung belaufen sich auf 259.562 €/a.

Tabelle 16: Elektrische Systemkosten - Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.

Kosten/ Szenario	Leistung	Redispatch & Abregelung	Gesamt
Basis	15.566.898€	-77.894€	15.489.004€
Strom	13.779.445€	-215.622€	13.563.823€
Wasserstoff	11.116.668€	-283.943€	10.832.725€

Die Minimierung der elektrischen Systemkosten der SEREH-Region bei einer grenzüberschreitenden Verbindung von Emmen und Haren (Ems) mittels eines Switch-Elementes hat gezeigt, dass in allen drei Szenarien eine zusätzliche Systemkostensparnis erzielt werden kann. Bei der Betrachtung der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass der Wert der Gesamtersparnis für beide Regionen gilt. Es ist daher möglich, dass die Kosten für die Netznutzung in einer der beiden Regionen ansteigen, die Minderkosten in der jeweils anderen Region diese Mehrkosten jedoch überschreiten und somit eine Ersparnis für die Gesamtregion resultiert. Im Basis-Szenario beträgt die Gesamtersparnis gegenüber der Summe der Kosten für die einzelnen Regionen 3,3 Mio. €.

Im Strom-Szenario mit grenzüberschreitender Verbindung fällt die Systemkostensparnis geringer gegenüber dem Basis-Szenario aus. Die Gesamtersparnis beläuft sich hier auf 2,755 Mio. €. Durch die grenzüberschreitende Verbindung reduziert sich die maximale Einspeisung in Haren (Ems) von 128,67 MW auf 98,61 MW. In Emmen steigt dieser Wert von 101,01 MW auf 109,26 MW an. Die Kosten für die Netznutzung sinken in Summe um 3,221 Mio. €. Die jährliche Netzeinspeisung konnte wiederum wie auch im Basis-Szenario in beiden Regionen zusätzlich gesenkt werden, wodurch Kosten in Höhe von 215.622 €/a für Abregelung und Redispatch vermieden und der Region im Modell als zusätzliche Erlöse zugeschrieben werden.

Die größte Systemkosteneinsparung wird im Wasserstoff-Szenario erreicht. Hier bewirkt die grenzüberschreitende Verbindung von Emmen und Haren (Ems) eine zusätzliche Ersparnis

von jährlich 4,254 Mio. €. Der 100 MW Elektrolyseur in Emmen bewirkt, dass lokal in Haren (Ems) produzierter und nicht eigenverbraucher Strom in Emmen im Elektrolyseur zur Produktion von Wasserstoff eingesetzt wird. Dies führt einerseits zu einer Reduktion der maximalen Einspeisung von 115,20 MW auf 73,63 MW in Haren (Ems) und andererseits zu einer deutlichen Reduktion der Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz. Die Einspeisung sinkt in Haren (Ems) von 170.978 MWh pro Jahr auf 54.311 MWh pro Jahr. Dies entspricht einer Reduktion von mehr als 68%. Durch die geringere Einspeisespitze ergibt sich eine Ersparnis von 4,723 Mio. €, aus der vermiedenen Einspeisung resultieren zusätzliche Erlöse von 283.908 €/a.

Durch den Zubau von Elektrolysekapazitäten in beiden Regionen können die elektrischen Systemkosten reduziert werden. Eine grenzüberschreitende Verbindung von Emmen und Haren (Ems) per Switch-Element bewirkt eine zusätzliche Systemkostenersparnis.

6.1.6 Energiekosten

Speicher, Elektrolyseure und grenzüberschreitende Verbindung führen zu Veränderungen der Energieströme innerhalb der Region und damit zu einer veränderten Kostenstruktur. Für jedes Szenario wurden die jährlichen Kosten für den Netzbezug und die zusätzlichen lokalen Kosten, verursacht durch grenzüberschreitenden Energiehandel, Speicherung und Wasserstoffproduktion, berechnet. Zur Berechnung der Strombezugskosten aus dem Netz wurden die stündlichen Spotmarktpreise von 2019 verwendet. Die lokalen Kosten berechnen sich aus der vermiedenen Einspeisung von EE-Strom, multipliziert mit der Einspeisevergütung, die ein Anlagenbetreiber erhält. Für die Einspeisevergütung wurde ein Wert von 70 €/MWh angenommen. Dieser gilt in dieser Berechnung vereinfachend sowohl für die deutschen als auch für die niederländischen Anlagen. In Tabelle 17 werden die Ergebnisse der Berechnung für das Referenz-, Basis-, Strom- und Wasserstoff-Szenario ohne grenzüberschreitende Verbindung dargestellt. Die zusätzlichen lokalen Kosten wurden jeweils aus der Veränderung der Einspeisung im Vergleich zum Referenz-Szenario ohne Speicher und Elektrolyseure berechnet.

Tabelle 17: Energiekosten - Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung.

Kosten/ Szenario	Strombezug Netz		Lokaler Verbrauch	
	Emmen	Haren (Ems)	Emmen	Haren (Ems)
Referenz	2.349.971 €	1.335.935 €	0,00 €	0,00 €
Basis	2.349.971 €	1.242.931 €	3.132.485 €	1.837.924 €
Strom	1.924.073 €	1.068.871 €	11.028.765 €	1.992.924 €
Wasserstoff	2.349.971 €	1.254.844 €	12.600.848 €	7.466.348 €

Die Kosten für den Netzbezug in Emmen betragen im Referenz-, Basis- und Wasserstoff-Szenario konstant 2,35 Mio. € pro Jahr. Eine Kostenreduktion ist im Strom-Szenario zu beobachten. Die Kosten Netzbezugskosten von Emmen sinken auf 1,92 Mio. €. Die jährliche Ersparnis von rund 426 Tsd. € ist auf die 50 MWh Speicherkapazität und eine damit verbundene Erhöhung des Eigenverbrauchs zurückzuführen. In Haren (Ems) bewirkt der Stromspeicher ebenfalls eine Reduktion der Kosten. Die 4,9 MWh Speicherkapazität im

Basis- und Wasserstoff-Szenario führen zu Einsparungen von bis zu 93 Tsd. € jährlich. Die größte Kostenreduktion wird im Strom-Szenario mit 20 MWh Speicherkapazität erreicht. Die Netzkosten belaufen sich hier auf 1,07 Mio. €. Ein Elektrolyseur bewirkt keine Ersparnis im Bereich der Netzbezugskosten, da produzierter Wasserstoff im Modell nicht rückverstromt wird.

Den Ersparnissen stehen zusätzliche Kosten durch vermiedene Einspeisung gegenüber. Im Wasserstoff-Szenario entstehen für Emmen zusätzliche Kosten von mehr als 12,6 Mio. € jährlich. In Haren (Ems) sind es 7,47 Mio. €. Die lokalen Zusatzkosten überschreiten die Ersparnisse beim Netzbezug. Der Anstieg der lokalen Kosten ist auf die Wasserstoffproduktion und die Speichernutzung innerhalb des Basis-, Strom- und Wasserstoff-Szenarios zurückzuführen. Aus diesem Grund wurde der Marktwert des Wasserstoffs ermittelt und den lokalen Kosten gegenübergestellt. Es wurde angenommen, dass für die Produktion von 1 kg Wasserstoff 55 kWh elektrische Energie benötigt werden [41]. Industriell hergestellter Wasserstoff, umgangssprachlich auch als „grauer“ Wasserstoff bezeichnet, hat im Jahr 2019 einen Marktwert von 2,48 €/kg [41]. Dementsprechend ergeben sich für den lokal produzierten Wasserstoff die in Tabelle 18 dargestellten Marktwerte. Zusätzlich wurde jeweils die Differenz zu den lokalen Energiekosten ermittelt.

Tabelle 18: Wasserstoffkosten - Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung.

Kosten/ Szenario	Erlöse Wasserstoff		Diff. Wasserstoff Lokal	
	Emmen	Haren (Ems)	Emmen	Haren (Ems)
Referenz	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Basis	2.013.740 €	1.120.576 €	1.118.745 €	624.344 €
Strom	6.411.173 €	1.105.891 €	4.191.694 €	619.970 €
Wasserstoff	8.100.545 €	4.746.629 €	4.500.303 €	2.638.629 €

Der Marktwert des produzierten Wasserstoffes ist nicht ausreichend groß, um die zusätzlichen lokalen Energiekosten abzudecken. Sowohl im Basis- als auch im Strom- und im Wasserstoff-Szenario verbleiben Kosten, welche nicht gedeckt werden. Im Folgenden wurde exemplarisch für jedes Szenario der theoretische Wasserstoffpreis ermittelt, welcher erzielt werden müsste, um diese zusätzlichen lokalen Kosten abzudecken. Diese Berechnung gilt für die Annahme, dass der Strompreis konstant bleibt und die Zusatzkosten ausschließlich aus den Einnahmen für den Wasserstoff gedeckt werden.

Tabelle 19: Wasserstoffpreis (Strompreis konstant) - Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung.

Kosten/ Szenario	Diff. Wasserstoffpreis		Diff. Gesamtregion
	Emmen	Haren (Ems)	
Referenz	0,00 €/kg	0,00 €/kg	0,00 €/kg
Basis	1,38 €/kg	1,38 €/kg	1,38 €/kg
Strom	1,62 €/kg	1,39 €/kg	1,58 €/kg
Wasserstoff	1,38 €/kg	1,38 €/kg	1,38 €/kg

Im Basis-Szenario wäre eine zusätzliche Preiserhöhung von 1,38 €/kg erforderlich, um die zusätzlichen Kosten zu decken. Die gleiche Preiserhöhung gilt auch für das Wasserstoff-Szenario. Im Strom-Szenario fallen die zusätzlichen Kosten pro kg Wasserstoff etwas höher aus. In Emmen müsste der Preis um 1,62 €/kg angehoben werden, in Haren (Ems) um 3,86 €/kg. Dies ist auf die zusätzlichen Stromspeicher zurückzuführen. Die Gesamtpreiserhöhung für die Region beläuft sich in diesem Fall auf 1,58 €/kg.

Um eine differenzierte Aussage über die Umverteilung der zusätzlichen lokalen Energiekosten treffen zu können, wurde in einem zweiten Berechnungsschritt der Wasserstoffpreis konstant gehalten und stattdessen für jede Region und für jedes Szenario die erforderliche Strompreisdifferenz ermittelt. Die Berechnung basiert auf der Annahme, dass der zur Wasserstoffproduktion eingesetzte Strom einen Preis von 4,5ct/kWh hat [41]. Der durchschnittliche Spotmarktpreis in Haren (Ems) betrug im Jahr 2019 4,12 ct/kWh, in Emmen 3,77 ct/kWh [42]. In Tabelle 20 werden die Ergebnisse der Berechnung dargestellt.

Tabelle 20: Strompreis (Wasserstoffpreis konstant) - Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung.

Kosten/ Szenario	Diff. Strompreis		Diff. Gesamtregion
	Emmen	Haren (Ems)	
Referenz	0,00 ct/kWh	0,00 ct/kWh	0,00 ct/kWh
Basis	0,29 ct/kWh	0,34 ct/kWh	0,30 ct/kWh
Strom	1,09 ct/kWh	0,34 ct/kWh	0,84 ct/kWh
Wasserstoff	1,17 ct/kWh	1,44 ct/kWh	1,25 ct/kWh

Um die zusätzlichen lokalen Energiekosten durch Speicherung und Wasserstoffproduktion ausgleichen zu können, ist je nach Szenario ein Anstieg des Strompreises von mindestens 0,30 ct/kWh bis maximal 1,25 ct/kWh erforderlich. Mit steigender Wasserstoffproduktion steigt auch die Differenz aus den Wasserstofferlösen und den zusätzlichen Energiekosten an. In der Folge steigt der durchschnittliche Strompreis weiter an. Dies belegen die Zahlen für das Wasserstoff-Szenario.

Die gleichen Berechnungen wurden für eine grenzüberschreitende Verbindung zwischen Emmen und Haren (Ems) durchgeführt. Im ersten Schritt wurden wieder die Kosten für den

Netzbezug und die zusätzlichen lokalen Energiekosten berechnet. Die Ergebnisse werden in Tabelle 21 dargestellt.

Tabelle 21: Energiekosten - Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.

Kosten/ Szenario	Strombezug Netz		Lokaler Verbrauch	
	Emmen	Haren (Ems)	Emmen	Haren (Ems)
Basis	2.043.506 €	1.220.252 €	2.298.165 €	2.177.289 €
Strom	1.674.450 €	1.066.208 €	6.593.757 €	482.917 €
Wasserstoff	2.280.044 €	1.236.590 €	8.315.322 €	103.845 €

Der grenzüberschreitende Stromaustausch führt in allen Szenarien zu geringeren Kosten für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz. Die lokalen Energiekosten steigen aufgrund des grenzüberschreitenden Transfers jedoch weiter an, da eine an das jeweils ausländische Netz angeschlossene Anlage keine Förderung erhält. Insbesondere die lokalen Kosten in Emmen steigen im Wasserstoff-Szenario aufgrund des 100 MW Elektrolyseurs auf mehr als 8,3 Mio. € jährlich an. In Tabelle 22 werden die Marktwerte des produzierten Wasserstoffs und die Differenzen zu den zusätzlichen lokalen Energiekosten dargestellt.

Tabelle 22: Wasserstoffkosten - Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.

Kosten/ Szenario	Erlöse Wasserstoff		Diff. Wasserstoff Lokal	
	Emmen	Haren (Ems)	Emmen	Haren (Ems)
Basis	2.436.113 €	1.139.765 €	1.569.327 €	2.135.420 €
Strom	9.958.867 €	1.137.358 €	2.796.440 €	448.786 €
Wasserstoff	13.268.650 €	4.705.902 €	3.077.291 €	126.317 €

Die zusätzlichen Erlöse aus der durch den grenzüberschreitenden Stromaustausch gesteigerten Wasserstoffproduktion sind nicht ausreichend, um die zusätzlichen lokalen Energiekosten abzudecken. Dementsprechend steigt der Wasserstoffpreis bei konstantem Strompreis gegenüber einer Situation ohne Verbindung weiter an. Die Ergebnisse werden in Tabelle 23 dargestellt.

Tabelle 23: Wasserstoffpreis (Strompreis konstant) - Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.

Kosten/ Szenario	Diff. Wasserstoffpreis		Diff. Gesamtregion
	Emmen	Haren (Ems)	
Basis	1,59 €/kg	4,64 €/kg	2,56 €/kg
Strom	0,69 €/kg	0,98 €/kg	0,72 €/kg
Wasserstoff	0,57 €/kg	0,07 €/kg	0,44 €/kg

Der höchste Wasserstoff-Preis ergibt sich im Basis-Szenario für Haren (Ems). Um den Anstieg der lokalen Energiekosten ausgleichen zu können, wäre ein Gesamtpreis von 8,49 €/kg erforderlich. Im Wasserstoff-Szenario steigt der Preis hingegen nur um 0,07 €/kg an. Die Höhe der Preissteigerung hängt im Wesentlichen von der Importmenge der jeweiligen Region und dem Verwendungszweck der importierten Energie ab. Die im Basis-Szenario von Haren (Ems) importierte Strommenge wird fast vollständig in das deutsche Übertragungsnetz durchgeleitet. Nur ein geringfügiger Anteil dieser Strommenge wird innerhalb der Region zum Eigenverbrauch in Form von Lastdeckung, Speicherung oder Wasserstoffproduktion eingesetzt. Haren (Ems) trägt dementsprechend die Kosten für die importierte elektrische Energie, die Erlöse aus der Wasserstoffproduktion steigen jedoch gegenüber einer Situation ohne grenzüberschreitende Verbindung nur geringfügig an. Daher erfolgt eine Umverteilung der zusätzlichen Kosten zu Lasten der Wasserstoffproduktion, auch wenn die importierte elektrische Energie nicht zur Wasserstoffproduktion eingesetzt wird. Im Wasserstoff-Szenario sind die lokalen Mehrkosten in Haren (Ems) aufgrund der geringen Importmenge so gering, dass die Erhöhung des Wasserstoffpreises mit 0,07 €/kg sehr gering ausfällt. Dieser Effekt ist auf den 100 MW Elektrolyseur in Emmen zurückzuführen, da hier eine große Menge der elektrischen Energie zur Wasserstoffproduktion eingesetzt wird, welche ansonsten nach Haren (Ems) exportiert worden wäre. Auch für Emmen ist festzustellen, dass die zusätzliche Kostensteigerung im Wasserstoff-Szenario am geringsten ausfällt. Eine Preissteigerung von 0,57 €/kg wäre ausreichend, um die lokalen Kosten abzudecken.

Bei konstantem Wasserstoffpreis ergeben sich die folgenden Strompreiserhöhungen zur Abdeckung der zusätzlichen Kosten (Tabelle 24).

Tabelle 24: Strompreis (Wasserstoffpreis konstant) - Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.

Kosten/ Szenario	Diff. Strompreis		Diff. Gesamtregion
	Emmen	Haren (Ems)	
Basis	0,41 ct/kWh	1,16 ct/kWh	0,65 ct/kWh
Strom	0,73 ct/kWh	0,24 ct/kWh	0,57 ct/kWh
Wasserstoff	0,80 ct/kWh	0,07 ct/kWh	0,56 ct/kWh

In allen Szenarien steigt der Strompreis durch den grenzüberschreitenden Stromaustausch weiter an. In Haren (Ems) ist der größte Preisanstieg im Basis-Szenario zu erwarten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der von Emmen nach Haren (Ems) exportierte Strom fast ausschließlich in das deutsche Übertragungsnetz durchgeleitet wird. Für diese Einspeisung erhält der niederländische Anlagenbetreiber keine Vergütung. Die dadurch vermiedenen Erlöse sind lokal in Haren (Ems) zu erbringen. Den zusätzlichen lokalen Kosten in Haren (Ems) stehen jedoch nur geringe Zusatzerlöse aus der Wasserstoffproduktion gegenüber, sodass die zusätzlichen Energiekosten durch den grenzüberschreitenden Handel fast vollständig durch die Bevölkerung in Form einer Preiserhöhung von 0,55 ct/kWh zu tragen sind. Der geringste Preisanstieg erfolgt mit 0,03 ct/kWh im Wasserstoff-Szenario in Haren (Ems). Dies ist auf die geringe Importmenge von Haren (Ems) zurückzuführen. Es entstehen lediglich Zusatzkosten in Höhe von 103.845 € pro Jahr. Diese haben nur einen marginalen Einfluss auf den Strompreis pro kWh.

In Emmen bewirkt der grenzüberschreitende Stromaustausch eine zusätzliche Preissteigerung von 0,41 ct/kWh im Basis- bis zu 0,80 ct/kWh im Wasserstoff-Szenario.

In einem letzten Schritt wurde der Fall betrachtet, dass weder der lokale Strom- noch der lokale Wasserstoffpreis durch eine grenzüberschreitende Verbindung beeinflusst werden sollen. Dementsprechend wurde berechnet, welche Förderung pro kWh Strom, die über die Grenze geliefert wird, erforderlich ist, um die zusätzlichen lokalen Kosten abzudecken. Im Basis-Szenario wäre hierfür eine Unterstützung in Höhe von 6,34 ct/kWh erforderlich, im Strom-Szenario von 3,49 ct/kWh und im Wasserstoff-Szenario von 2,70 ct/kWh.

6.2 (Isolierte) Grenzüberschreitende Direktleitung

Im Folgenden werden drei spezifische Konstellationen einer isolierten grenzüberschreitenden Direktleitungsverbindung zwischen einem oder mehreren EE-Erzeugern und einem niederländischen Elektrolyseur als flexiblen Verbraucher analysiert.

6.2.1 Windpark Fehndorf/Lindloh

Abbildung 29 zeigt den Anschluss des deutschen Windparks Fehndorf/Lindloh per isolierter Direktleitung an einen niederländischen Elektrolyseur (z. B. GZI next). Der Elektrolyseur hat eine installierte Leistung von 10 MW und wird ausschließlich mit grünem Strom vom Windpark Fehndorf/Lindloh versorgt. Der Elektrolyseur hat dementsprechend keinen Anschluss an das niederländische Stromnetz. Der Netzanschluss des Windparks Fehndorf/Lindloh an das deutsche Netz bleibt hingegen weiterhin bestehen. Bei den Stromlieferungen an den Elektrolyseur handelt es sich ausschließlich um lokal produzierten Windstrom, welcher nicht zum Eigenverbrauch von Haren (Ems) benötigt wird. Die grenzüberschreitende Stromübertragung kann entweder mittels Gleich- oder Wechselstromtechnologie erfolgen. Die Option einer grenzüberschreitenden Direktleitung zwischen Windpark und Elektrolyseur wird mit einer individuellen Optimierung für jede Region ohne grenzüberschreitende Verbindung/Kooperation verglichen.

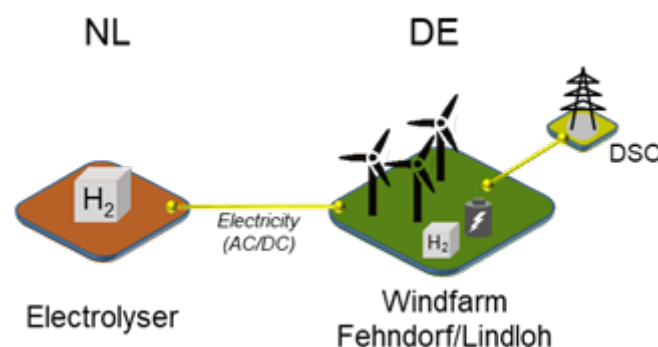


Abbildung 29: Windpark Fehndorf/Lindloh mit niederländischem Elektrolyseur.

In Tabelle 25 werden die Veränderungen der elektrischen Systemkosten im Falle einer isolierten Direktleitungsverbindung zwischen niederländischem Elektrolyseur und deutschem Windpark für Emmen und Haren (Ems) dargestellt.

Tabelle 25: Veränderung der Systemkosten - Fehndorf/Lindloh.

Systemkosten		Einheit
ÜNB Kosten Infrastruktur	-900.300	€/a
Abregelung EE & Redispatch	45.034	€/a
Gesamt	-855.266	€/a

Die Direktleitung führt zu geringeren elektrischen Systemkosten für die SEREH-Region. Es ergibt sich eine Gesamtersparnis von 855.266 €/a. Die Kosten für die erforderliche Netzinfrastruktur sinken um 900.300 €/a, die für die Abregelung von EE und Redispatch-Maßnahmen steigen hingegen um 45.034 €/a an. Aus Systemsicht stellt der Elektrolyseur einen flexiblen Stromverbraucher dar, welcher die maximale Einspeisung von lokalen Erzeugungsüberschüssen und die eingespeiste Energiemenge in das Übertragungsnetz reduziert. Der Elektrolyseur nutzt für die Wasserstoffproduktion lokale Erzeugungsüberschüsse des Windparks, welche folglich nicht in das deutsche Übertragungsnetz eingespeist werden. In Summe führt dies zu einer Verringerung der Infrastrukturkosten auf Übertragungsebene. Der Anstieg der EE-Abregelungs- und Redispatch-Kosten ist darauf zurückzuführen, dass der Elektrolyseur im Falle einer Belieferung per Direktleitung nur überschüssigen Strom des Windparks Fehndorf/Lindloh aufnehmen kann und keine zusätzlichen lokalen EE-Überschüsse aus dem niederländischen Stromnetz.

In Tabelle 26 und Abbildung 30 werden die Strompreise eines Elektrolyseurs mit Netzananschluss in den Niederlanden und einem mit lokal produziertem Strom vom Windpark Fehndorf/Lindloh versorgten Elektrolyseurs miteinander verglichen.

Tabelle 26: Veränderung der individuellen Kosten des Elektrolyseurs - Fehndorf/Lindloh.

Strompreisbestandteil	Stromnetz – NL	Direktleitung – DE	Einheit
Stromgestehungskosten	41,17	37,25	€/MWh
Bau und Betrieb - Direktleitung	-	9,17	€/MWh
Marktprämie Grünstrom	10,00	32,75	€/MWh
Netznutzung	13,00	-	€/MWh
EE-Zuschlag	0,30	0,30	€/MWh
Steuern	0,58	0,58	€/MWh
Gesamtstrompreis	65,05	80,05	€/MWh

Gemäß niederländischem Recht ist ein an das öffentliche Stromnetz angeschlossener Elektrolyseur als ein Letztverbraucher von elektrischer Energie anzusehen. Der Gesamtstrompreis im Falle eines Strombezugs aus dem niederländischen Netz setzt sich aus Spotmarktpreis (Die Tabelle 26 zeigt den durchschnittlichen niederländischen Spotmarktpreis

für Strom für 2019), einer Marktprämie für Grünstrom, den NNE, einem EE-Zuschlag (in den Niederlanden als ODE bezeichnet) sowie Steuern. Die Marktprämie für grünen Strom muss auch für einen netzangebundenen Elektrolyseur in der Kalkulation berücksichtigt werden, da es im Falle einer Belieferung des Elektrolyseurs per Direktleitung um „echten“ grünen Strom des Windparks Fehndorf/Lindloh. Andernfalls würde an dieser Stelle der Preis von grauem, mit dem von grünem Strom verglichen werden. Auf Basis von Annahmen des Windparkbetreibers wurde für die Marktprämie ein Wert von 10 €/MWh angenommen. Somit ergibt sich für den Netzbezug ein Gesamtpreis von 65,05 €/MWh.

Wird der Elektrolyseur hingegen per Direktleitung mit Strom vom deutschen Windpark Fehndorf/Lindloh betrieben, entfallen die Kosten für die Netznutzung, da das öffentliche Stromversorgungsnetz nicht mehr genutzt wird. Die Zahlung des EE-Zuschlags sowie die Steuern bleiben weiterhin bestehen. Als Stromgestehungskosten wurden durchschnittliche Preis des Windstroms vom Windpark Fehndorf/Lindloh veranschlagt. In Deutschland erhalten Betreiber von EE-Anlagen eine EEG-Marktprämie für die Einspeisung von EE-Strom in das Stromnetz. Im Falle einer Direktleitungsverbindung der Belieferung eines niederländischen Elektrolyseurs entfällt für diese Strommengen die Förderung. Diese vermiedenen Erlöse müssen ebenfalls vom Elektrolyseur getragen werden. Zusätzliche Kosten ergeben sich aus dem Bau und dem Betrieb der Direktleitung. Die Kosten hierfür betragen 9,17 €/MWh. Diese wurden aus den Investitionskosten und den jährlichen Betriebskosten einer derartigen Direktleitungsverbindung berechnet. Dementsprechend ergibt sich ein Gesamtstrompreis von 80,05 €/MWh.

Zwischen Netzstrompreis und dem Preis für Strom aus dem Windpark Fehndorf/Lindloh besteht eine Preisdifferenz von 15 €/MWh. Da die Stromkosten im Falle einer Belieferung per Direktleitung höher sind als bei einem konventionellen Netzbezug, ergibt sich hier zunächst kein Geschäftsmodell für den Betrieb einer Direktleitung.

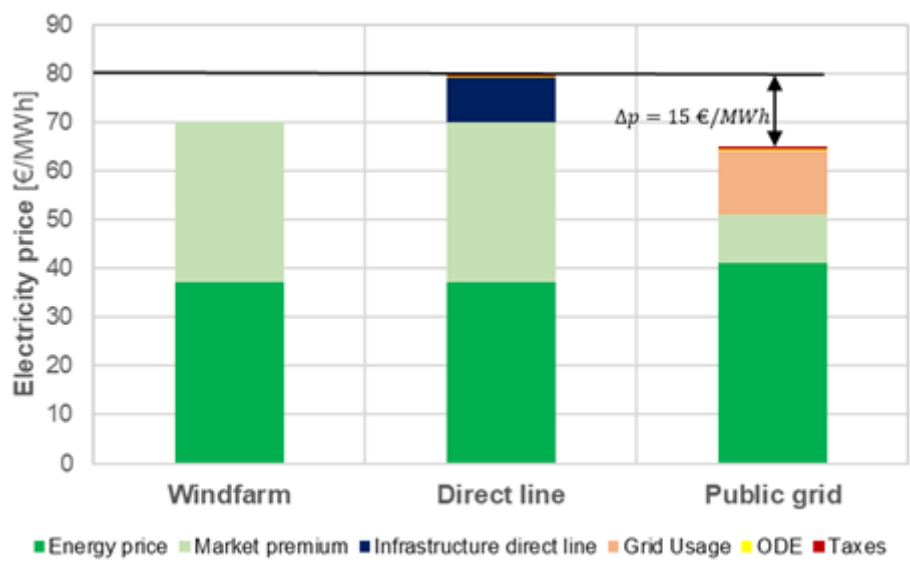


Abbildung 30: Veränderung der individuellen Kosten für den niederländischen Elektrolyseur - Fehndorf/Lindloh.

In Tabelle 27 werden die Betriebsparameter des 10 MW Elektrolyseurs im Falle einer Belieferung mit Grünstrom vom Windpark Fehndorf/Lindloh dargestellt.

Tabelle 27: Betriebsparameter Elektrolyseur - Fehndorf/Lindloh.

Parameter	Wert	Einheit
Strommenge	52.990,70	MWh/a
Spezifischer Strombedarf	55,0	kWh/(kg* H ₂)
Produzierte Wasserstoffmenge	963,47	t/a
Variable Wasserstoffproduktionskosten	4,40	€/kg H ₂
Volllaststunden	5.299	h
Durchschnittliche Auslastung	60	%

Der Elektrolyseur erhält 52.990,70 MWh/a vom Windpark Fehndorf/Lindloh. Für die Produktion von 1 kg Wasserstoff werden 55 kWh elektrische Energie benötigt. Dies resultiert in einer jährlichen Wasserstoffproduktion von 963,47 t/a. Der Elektrolyseur erreicht eine durchschnittliche Auslastung von 60% im Referenzjahr. Die variablen Wasserstoffproduktionskosten betragen 4,40 € pro kg Wasserstoff. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass in den variablen Wasserstoffproduktionskosten nicht die Investitions- und Betriebskosten des Elektrolyseurs eingeschlossen sind. Es wurden bei der Berechnung nur die Stromkosten berücksichtigt.

6.2.2 Windpark Rütenmoor

Abbildung 31 zeigt den Anschluss des deutschen Windparks Rütenmoor per isolierter Direktleitung an einen niederländischen Elektrolyseur (z. B. GZI next). Der Elektrolyseur hat eine installierte Leistung von 10 MW und wird ausschließlich mit grünem Strom vom Windpark Rütenmoor versorgt. Der Elektrolyseur hat dementsprechend keinen Anschluss an das niederländische Stromnetz. Der Netzanschluss des Windparks Rütenmoor an das deutsche Netz bleibt hingegen weiterhin bestehen. Bei den Stromlieferungen an den Elektrolyseur handelt es sich ausschließlich um lokal produzierten Windstrom, welcher nicht zum Eigenverbrauch von Haren (Ems) benötigt wird. Die grenzüberschreitende Stromübertragung kann entweder mittels Gleich- oder Wechselstromtechnologie erfolgen. Die Option einer grenzüberschreitenden Direktleitung zwischen Windpark und Elektrolyseur wird mit einer individuellen Optimierung für jede Region ohne grenzüberschreitende Verbindung/Kooperation verglichen.

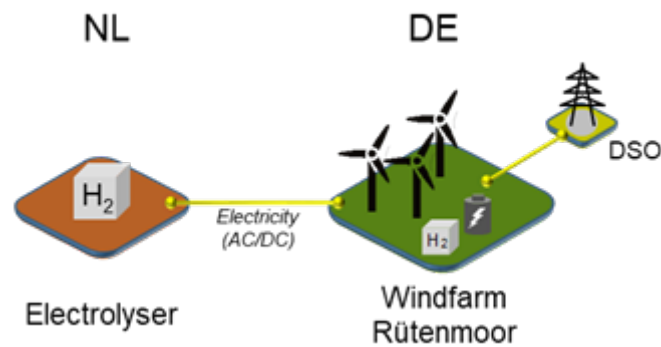


Abbildung 31: Windpark Rütenmoor mit niederländischem Elektrolyseur.

In Tabelle 28 werden die Veränderungen der elektrischen Systemkosten im Falle einer isolierten Direktleitungsverbindung zwischen niederländischem Elektrolyseur und deutschem Windpark für Emmen und Haren (Ems) dargestellt.

Tabelle 28: Veränderung der Systemkosten - Rütenmoor.

Systemkosten		Einheit
ÜNB Kosten Infrastruktur	-900.300	€/a
Abregelung EE & Redispatch	48.218	€/a
Gesamt	-852.082	€/a

Der Betrieb einer Direktleitung zur Versorgung eines niederländischen 10 MW Elektrolyseurs mit Strom aus Rütenmoor führt, genauso wie bei einer Versorgung durch den Windpark Fehndorf/Lindloh, zu einer Kostenersparnis im Bereich der Infrastrukturkosten auf Übertragungsnetzebene und einem Kostenanstieg im Bereich der EE-Abregelungs- und Redispatch-Kosten. Die Gesamtsystemkostenersparnis der SEREH-Region beträgt 852.082 €/a.

In Tabelle 29 und Abbildung 32 werden die Strompreise eines Elektrolyseurs mit Netzananschluss in den Niederlanden und einem mit lokal produziertem Strom vom Windpark Rütenmoor versorgten Elektrolyseurs miteinander verglichen.

Tabelle 29: Veränderung der individuellen Kosten des Elektrolyseurs - Rütenmoor.

Strompreisbestandteil	Stromnetz – NL	Direktleitung – DE	Einheit
Stromgestehungskosten	41,17	37,16	€/MWh
Bau und Betrieb - Direktleitung	-	10,33	€/MWh
Marktprämie Grünstrom	10,00	10,00	€/MWh
Netznutzung	13,00	-	€/MWh
EE-Zuschlag	0,30	0,30	€/MWh
Steuern	0,58	0,58	€/MWh
Gesamtstrompreis	65,05	58,37	€/MWh

Da die EEG-Förderung für den Strom vom Windpark Rütenmoor im Jahr 2024 ausläuft, muss der Elektrolyseur nicht für die entgangenen Einnahmen aus der EEG-Förderung aufkommen. Der Strom des Windparks Rütenmoor kann daher zum deutschen Marktpreis zusätzlich einer Marktprämie für Grünstrom verkauft werden. Wie bereits für den Betrieb einer Direktleitung im Zusammenhang mit dem Windpark Fehndorf/Lindloh beschrieben, müssen auch im Falle einer direkten Belieferung ohne Netznutzung weiterhin der EE-Zuschlag sowie die Steuer für den gelieferten Strom gezahlt werden. Unter Berücksichtigung aller aufgeführten Strompreisbestandteile ergibt sich für den Strom des Windparks Rütenmoor ein Gesamtpreis von 58,37 €/a. Im Falle eines Strombezugs aus dem niederländischen Netz beträgt der Preis 65,05 €/MWh, genauso wie im Zusammenhang mit dem Windpark Fehndorf/Lindloh erläutert. Der Netzstrompreis beträgt genau wie für die Variante des Windparks Fehndorf/Lindloh 65,05 €/MWh. Der Netzstrombezugspreis ist größer als der Preis des Windparks Rütenmoor. Die Preisdifferenz beträgt 6,68 €/MWh. Diese Differenz bildet die Grundlage für die Entwicklung eines Geschäftsmodells.

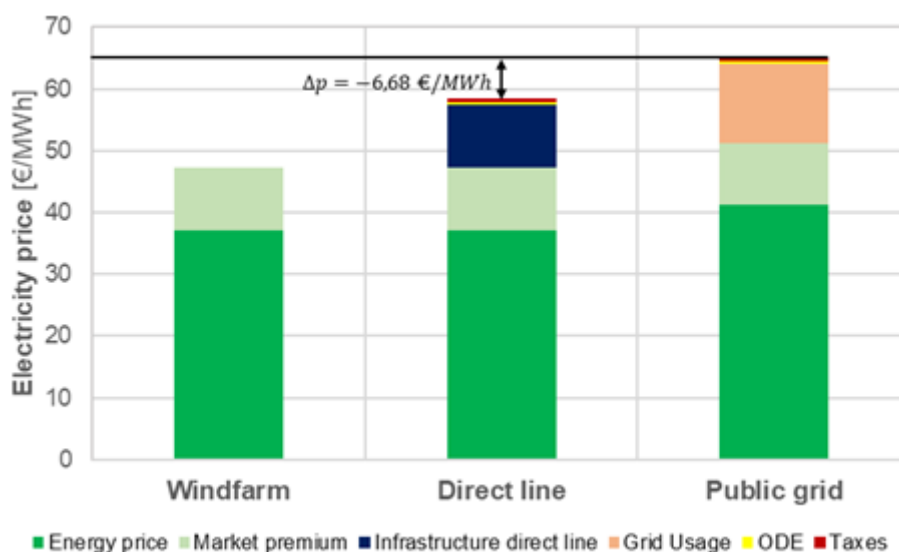


Abbildung 32: Veränderung der individuellen Kosten des niederländischen Elektrolyseurs.

In Tabelle 30 werden die Betriebsparameter des 10 MW Elektrolyseurs im Falle einer Belieferung mit Grünstrom vom Windpark Rütenmoor dargestellt.

Tabelle 30: Betriebsparameter Elektrolyseur - Rütenmoor.

Parameter	Wert	Einheit
Strommenge	51.682,48	MWh/a
Spezifischer Strombedarf	55,0	kWh/(kg* H ₂)
Produzierte Wasserstoffmenge	939,68	t/a
Variable Wasserstoffproduktionskosten	3,21	€/kg H ₂
Volllaststunden	5.168	h
Durschnittliche Auslastung	59	%

Die an den Elektrolyseur gelieferte Strommenge und die daraus resultierende produzierte Menge an Wasserstoff ist geringfügig kleiner als bei einer Belieferung durch den Windpark Fehndorf/Lindloh. Die gelieferte Strommenge beträgt 51.682,48 MWh/a. Daraus resultiert eine jährliche Wasserstoffproduktion von 939,68 t Wasserstoff. Die variablen Wasserstoffproduktionskosten betragen 3,21 € pro kg Wasserstoff.

6.2.3 Windpark Rütenmoor & Solarpark Oranjepoort

Die zuvor betrachtete Direktleitungsverbindung (Kapitel 6.2.2) wird um niederländischen Solarpark Oranjepoort ergänzt. Der Solarpark hat eine Erzeugungskapazität von 30 MW. Abbildung 33 zeigt den Anschluss des Windparks Rütenmoor und des Solarparks Oranjepoort an den niederländischen Elektrolyseur. Der Elektrolyseur hat eine installierte Leistung von 10 MW und wird mit Strom des Solarparks Oranjepoort und des Windparks Rütenmoor versorgt. Der Elektrolyseur und der Solarpark Oranjepoort haben keinen Anschluss an das niederländische Stromnetz. Der Netzanschluss des Windparks Fehndorf/Lindloh an das deutsche Netz bleibt hingegen weiterhin bestehen. Der Elektrolyseur wird zunächst durch den Solarpark Oranjepoort mit elektrischer Energie versorgt. Für den Fall, dass der Elektrolyseur nicht vollständig ausgelastet ist, kann zusätzlich lokal in Haren (Ems) produzierter Windstrom eingesetzt werden, welcher nicht zum Eigenverbrauch benötigt wird. Die grenzüberschreitende Stromübertragung kann entweder mittels Gleich- oder Wechselstromtechnologie erfolgen. Die Option einer grenzüberschreitenden Direktleitung zwischen Windpark und Elektrolyseur und Solarpark wird mit einer individuellen Optimierung für jede Region ohne grenzüberschreitende Verbindung/Kooperation verglichen.

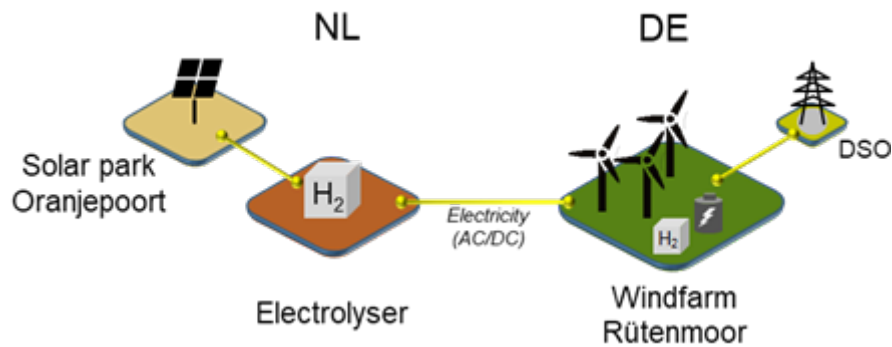


Abbildung 33: Windpark Fehndorf/Lindloh und Solarpark Oranjepoort mit niederländischem Elektrolyseur.

In Tabelle 31 werden die Veränderungen der elektrischen für Emmen und Haren (Ems) dargestellt.

Tabelle 31: Veränderung der Systemkosten - Rütenmoor und Oranjepoort.

Systemkosten		Einheit
ÜNB Kosten Infrastruktur	-254.949	€/a
Abregelung EE & Redispatch	-15.203	€/a
Gesamt	-270.152	€/a

Die Gesamtersparnis für die grenzüberschreitende Region beträgt 270.152 €/a. Diese Ersparnis ist geringer als bei der in Kapitel 6.2.2 betrachteten Option und darauf zurückzuführen, dass der Elektrolyseur zunächst den Strom vom Solarpark Oranjepoort bezieht. Der Windpark Rütenmoor kann nur dann Strom an den Elektrolyseur liefern, wenn dieser noch freie Kapazitäten hat. Dies hat zur Konsequenz, dass die jährliche Einspeisespitze von Haren (Ems) in das vorgelagerte Übertragungsnetz nicht reduziert werden kann.

In Tabelle 32 und Abbildung 34 werden die Strompreise eines Elektrolyseurs mit Netzananschluss in den Niederlanden und einem mit lokal produziertem Strom vom Solarpark Oranjepoort und Windpark Rütenmoor versorgten Elektrolyseurs miteinander verglichen.

Tabelle 32: Veränderung der individuellen Kosten des Elektrolyseurs - Rütenmoor und Oranjepoort.

Strompreisbestandteil	Netzstrom – NL	Solarpark – NL	Direktleit. – DE	Einheit
Stromgestehungskosten	40,97	39,12	37,16	€/MWh
Bau und Betrieb - Direktleitung	-	-	10,33	€/MWh
Marktprämie Grünstrom	10,00	10,00	10,00	€/MWh
Netznutzung	13,00	-	-	€/MWh
EE-Zuschlag	0,30	0,30	0,30	€/MWh
Steuern	0,58	0,58	0,58	€/MWh
Gesamtstrompreis	64,85	50,00	58,37	€/MWh

Der Elektrolyseur wird mit Strom vom Solarpark Oranjepoort und Windpark Rütenmoor versorgt. Daraus ergibt sich ein durchschnittlicher Strompreis für den Elektrolyseur von 55,62 €/MWh. Im Vergleich zum Strombezug aus dem niederländischen Netz ergibt sich eine Preisdifferenz von 9,23 €/MWh. Obwohl die Stromgestehungskosten des Solarparks höher sind als die des Windparks Rütenmoor, ist der vom Solarpark gelieferte Strom günstiger als der deutsche Windstrom. Dies ist auf das Fehlen der Invest- und Betriebskosten für die grenzüberschreitende Direktleitung zurückzuführen, da die Annahme getroffen wird, dass sich der niederländische Elektrolyseur direkt neben dem Solarpark Oranjepoort befindet und damit keine zusätzlichen Kosten für den Stromtransport vom Solarpark zum Elektrolyseur entstehen.

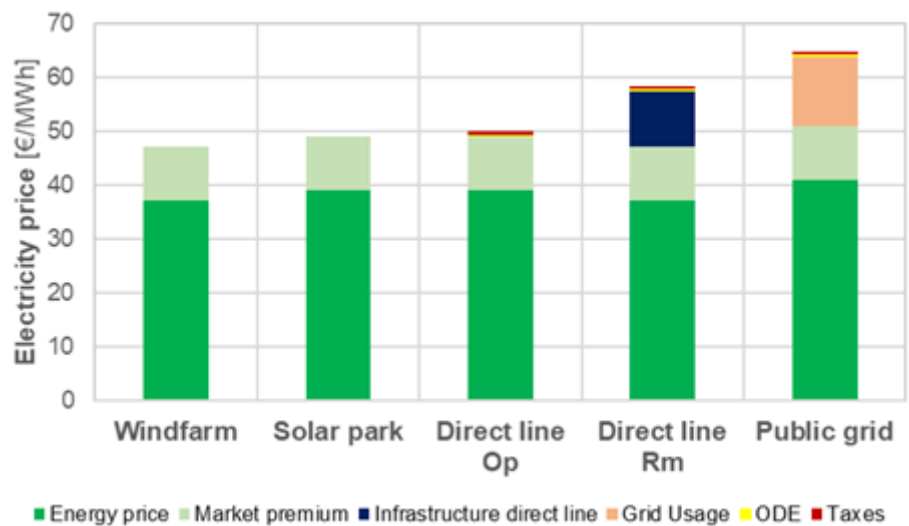


Abbildung 34: Veränderung der individuellen Kosten des Elektrolyseurs - Rütenmoor und Oranjepoort.

In Tabelle 33 werden die Betriebsparameter des 10 MW Elektrolyseurs im Falle einer Belieferung mit Strom vom Solarpark Oranjepoort und vom Windpark Rütenmoor dargestellt.

Tabelle 33: Betriebsparameter Elektrolyseur - Rütenmoor und Oranjepoort.

Parameter	Wert	Einheit
Strommenge	62.266,01	MWh/a
Oranjepoort	20.424,67	MWh/a
Rütenmoor	41.841,34	MWh/a
Spezifischer Strombedarf	55,0	kWh/(kg* H ₂)
Produzierte Wasserstoffmenge	1.132,11	t/a
Variable Wasserstoffproduktionskosten	3,06	€/kg H ₂
Volllaststunden	6.227	h
Durchschnittliche Auslastung	71	%

Durch die kombinierte Stromversorgung erreicht der Elektrolyseur eine höhere Anzahl an Volllaststunden und eine höhere jährliche Auslastung. Die variablen Wasserstoffproduktionskosten betragen 3,06 €/kg.

6.3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (Agrowea)

Um die Kosten für die Fertigstellung und die Instand- bzw. Aufrechterhaltung der Kabeltrasse für den konkreten Fall einer Direktleitungsverbindung zu berechnen, wird eine entsprechende Wirtschaftlichkeit aufgestellt. Diese betrachtet über einen Betriebszeitraum von 20 Jahren, die zur Umsetzung benötigten, Investitions- und Betriebskosten. Die Wirtschaftlichkeit wird so aufgestellt, dass pro Jahr ein in etwa gleichgroßer Kostenanteil anfällt, damit

dieser als Kostenfaktor für die Berechnung der Systemkosteneinsparungen verwendet werden kann.

Planungsszenarien

Als Planungsgrundlage werden die in den vorherigen Unterpunkten betrachteten Direktleitungsoptionen verwendet. Hierbei wird das Industriegebiet in Emmen als Standort für den isolierten Verbraucher, dem Elektrolyseur, und damit als Endpunkt betrachtet. Der erste Startpunkt der Kabeltrasse ist der Windpark Rütenmoor im nördlichen Teil Harens und der zweite Startpunkt ist der Windpark Fehndorf im südlichen Teil Harens.

Tabelle 34: Darstellung der betrachteten Varianten.

Variante	Strecke	Elektrolyseur
1	Rütenmoor - Emmen	10 MW
2		20 MW
3		50 MW
4	Fehndorf - Emmen	10 MW
5		20 MW
6		50 MW

Außerdem werden für den in Emmen stationierten isolierten Verbraucher die drei Elektrolyseurleistungen 10, 20 und 50 MW betrachtet. Durch die Kombination von zwei Kabeltrassenverläufen mit jeweils drei verschiedenen Elektrolyseurleistungen ergeben sich insgesamt sechs Varianten, für die nachfolgend jeweils eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erstellt wird, wodurch die Kosten für die Fertigstellung und Instand- bzw. Aufrechterhaltung der benötigten Kabeltrasse als durchschnittlicher Jahresbetrag ermitteln werden können.

Auslegung der Kabeltrassen

Für die in Tabelle 34 dargestellten Varianten einer grenzüberschreitenden Direktverbindung mit isoliertem Verbraucher wird jeweils der optimale Verlauf der Kabeltrasse geplant und die benötigten Kabeltypen und die Anzahl der benötigten Kabelsysteme technisch sinnvoll ausgelegt.

Bei der Verlaufsplanung wird auf eine hohe Umsetzbarkeit gesetzt, indem vorhandene Strukturen wie z. B. Strom- und Gastrassen oder Gebäude umgangen werden. Dies sorgt allerdings dafür, dass die Kabeltrassen teilweise einen deutlich längeren Verlauf besitzen, als theoretisch auf direktem Wege möglich wäre.

Verlaufsplanung der Kabeltrasse zwischen Rütenmoor und Emmen

Als erstes wird die Verlaufsplanung für die Varianten 1-3, also der Verlauf der Kabeltrasse zwischen dem Windpark Rütenmoor und dem Industriegebiet in Emmen, betrachtet (siehe Abbildung 35).

Der dargestellte Verlauf der Kabeltrasse für diese Varianten entspricht einer Kabellänge von ca. 28 Kilometern. Die Strecke beginnt auf deutscher Seite westlich vom Windpark

Rütenmoor. Dort befindet sich der optimale Zugang zu der internen Parkverkabelung, welche sich auf der 30 kV Spannungsebene befindet, des Windpark Rütenmoors. Hier wird mit Hilfe einer Anschlussstation der Windpark mit der Kabeltrasse verbunden. Die Investitionskosten für die Anschlussstation berechnen sich in Abhängigkeit von der Anzahl der benötigten Kabel. Außerdem wird zur Abschaltung der Kabelstrecke, falls der Elektrolyseur nicht in Betrieb ist, eine Fernsteuerbarkeit benötigt. Da die interne Parkverkabelung bereits eine Spannung von 30 kV aufweist und eine Übertragung mit 30 kV technisch für die vorhandenen Szenarien ebenfalls als sinnvoll betrachtet wird, wird das Kabel für die Trasse auch für einen Betrieb auf dieser Spannungsebene ausgelegt.

Von der Anschlussstation aus umgeht die Kabeltrasse den Harener Ortsteil Rütenbrock westlich und verläuft teilweise entlang der deutsch-niederländischen Grenze in Richtung Emmen. Nach ca. 11 km umgeht die Trasse einen Ortsteil Emmens in Richtung Westen und erstreckt sich dabei entlang des potenziellen Windparks Pottendijk (WP-NL-2). Das Stadtgebiet von Emmen wird danach östlich in Richtung Süden umgangen und der Standort des Elektrolyseurs im Industriegebiet schlussendlich von Nordosten erreicht.

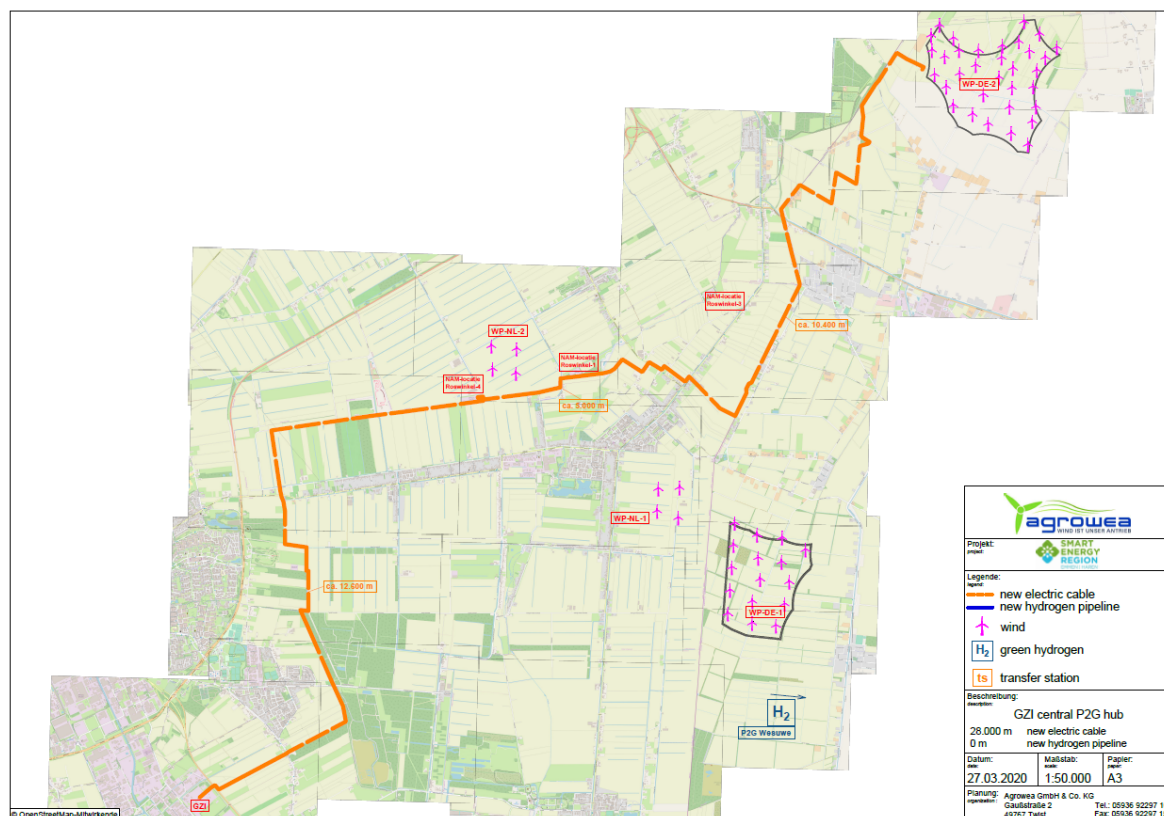


Abbildung 35: Möglicher Verlauf der grenzüberschreitenden Direktverbindung zwischen Haren Rütenmoor und Emmen.

Um den Elektrolyseur an die Kabeltrasse anzubinden, wird allerdings noch ein Transformator, welcher die 30 kV Spannungsebene der Kabeltrasse auf die benötigte Spannungsebene von 0,4 kV des Elektrolyseurs umwandelt, inklusive einem Transformatorgebäude und einem Gleichrichter mit sog. Power Factor Correction benötigt.

Verlaufsplanung der Kabeltrasse zwischen Fehndorf und Emmen

Der in Abbildung 36 dargestellte Verlauf der Kabeltrasse für die Varianten 4-6 zwischen den Punkten Haren-Fehndorf und Emmen entspricht einer Kabellänge von ca. 25 Kilometern.

Die Strecke verläuft vom Windpark Fehndorf zuerst nördlich entlang der deutsch-niederländischen Grenze und am potenziellen Windpark Zwartenbergweg (WP-NL-1) vorbei und geht nach ca. 7,5 Kilometern in denselben Streckenverlauf wie die Kabeltrasse Rütenmoor-Emmen über. Wie bei den Varianten 1-3 wird hier ebenfalls jeweils eine Anschlussstation, Fernsteuerbarkeit und ein Transformator mit Transformatorgebäude und Gleichrichter mit sog. Power Factor Correction benötigt.

In Abbildung 36 ist zusätzlich zu der Kabeltrasse vom Windpark Fehndorf nach Emmen der Anfang der bereits bestehenden Kabeltrasse vom Windpark Fehndorf zum Speicherfeld Wesuwe eingezeichnet. Diese Trasse verbindet den Windpark mit 2 MW Elektrolyseurleistung und 4,8 MW Batteriespeicherleistung, welche beide im zweiten Quartal von 2021 In Betrieb gehen werden.

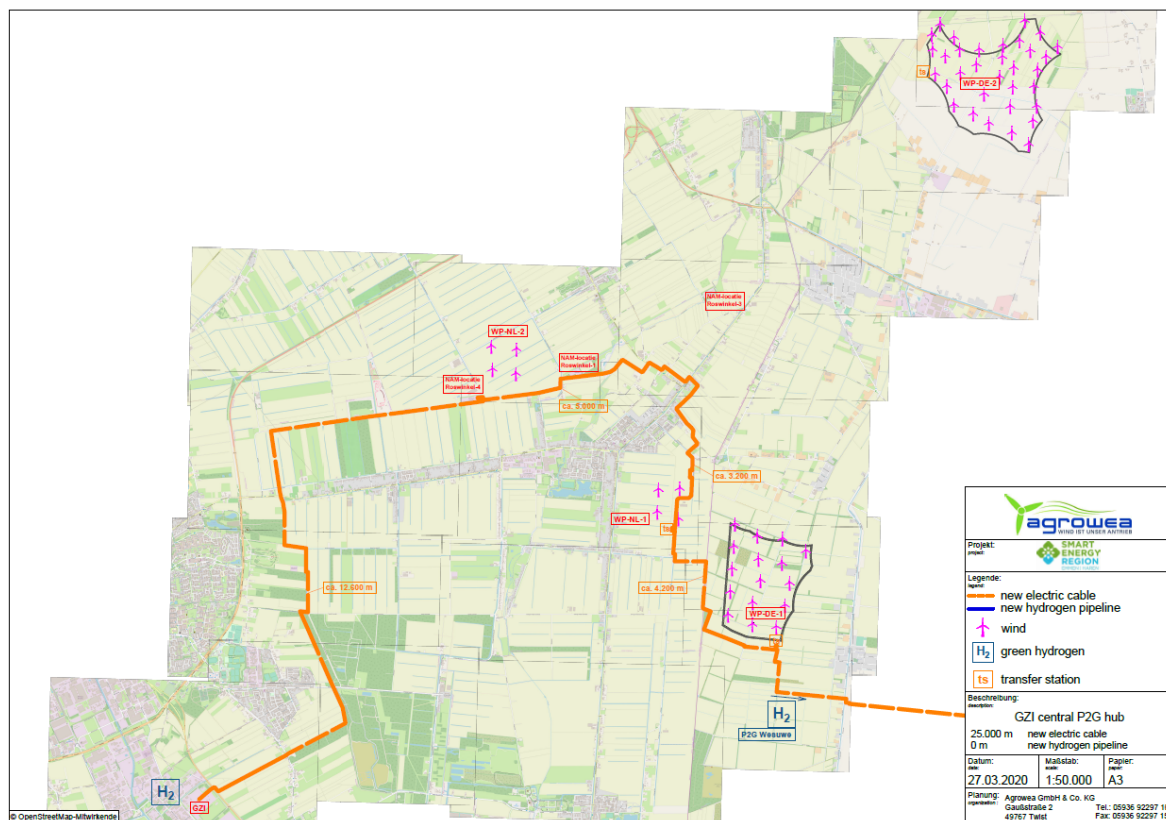


Abbildung 36: Möglicher Verlauf der grenzüberschreitenden Direktverbindung zwischen Haren Fehndorf und Emmen.

Kabelauslegung

Als nächstes wird dann für die Strecke Rütenmoor-Emmen die Kabelauslegung für die drei Varianten mit einem Elektrolyseurleistung von 10, 20 und 50 MW technisch optimal geplant (siehe Abbildung 37). Dabei wird für jede Variante der optimale Kabeltyp für die 30 kV Spannungsebene sowie die Anzahl der benötigten Kabelsysteme bestimmt. Ein Kabelsystem besteht jeweils aus drei mit einem Winkel von 120° im Verbund isolierten Kabeln des ausgewählten Kabeltyps. Die Ergebnisse lassen sich auf die Strecke Fehndorf-Emmen

übertragen, da der Längenunterschied von 3km keine signifikante Änderung bei den Auslegungen der Kabeltypen verursacht.



Abbildung 37: Kabelauslegung Rütenmoor-Emmen 10/20/50 MW.

Das Ergebnis der Auslegung ist, dass für alle Varianten der Kabeltyp NA2XS(F)2Y 1*630 verwendet wird. Bei einer Elektrolyseurleistung von 10 MW wird nur ein Kabelsystem benötigt, während bei 20 MW zwei Kabelsysteme und bei 50 MW vier Kabelsysteme benötigt werden.

Investitionskosten

Für die sechs Varianten wird dann mit den entsprechenden Kabellängen, Kabeltypen und der Anzahl der benötigten Systeme die Investitionskosten für den Kauf, die Verlegung, Verbindungsmuffen, Anschlussstation am Windpark, Einbindung in die Fernsteuerung, Gleichrichter, Transformatorgebäude, Transformator und Blindleistungskompensation des Kabels auf Basis von entsprechenden Referenzrechnungen, Erfahrungswerten und Angeboten kalkuliert und in der Wirtschaftlichkeit berücksichtigt. Zusätzlich fallen Kosten für Entschädigungszahlungen an die Grundeigentümer, dingliche Sicherung und Planungs- und Genehmigungskosten an. Viele dieser Positionen sind abhängig von der Länge der Strecke und der Anzahl der benötigten Kabelsysteme. Beispielsweise entstehen bei den Entschädigungszahlungen an die Grundeigentümer durchschnittlich in etwa 21,3 € Kosten pro Meter Kabellänge. Diese setzen sich aus den Kosten für die Nutzung der Fläche und ggf. aus Kosten, welche aufgrund von Flurschäden entstehen könnten, zusammen.

Tabelle 35: Auflistung der Investitionskosten.

Variante	Strecke	Elektrolyseur	Investitionskosten
1	Rütenmoor - Emmen	10 MW	8.519.735,60 €
2		20 MW	13.649.471,20 €
3		50 MW	23.508.942,40 €
4	Fehndorf - Emmen	10 MW	7.653.192,50 €
5		20 MW	12.239.385,00 €
6		50 MW	21.411.770,00 €

Hierbei ist zu erwähnen, dass die Agrowea bisher nur Erfahrungen im Projektierungsbereich auf deutscher Seite besitzt und es bezüglich der Positionen Entschädigungszahlungen an die Grundeigentümer, dingliche Sicherung und Planung- und Genehmigungskosten auf niederländischer Seite Unsicherheiten gibt, wodurch diese Positionen ggf. höher bzw. niedriger ausfallen könnten.

Die Investitionskosten sind ein im ersten Jahr einmalig anfallender Betrag, welcher komplett über ein Darlehen finanziert wird und sich über die Abschreibung und die Zinsen des Darlehens in den Betriebskosten wiederfindet.

Betriebskosten

Den Hauptteil der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bilden die Betriebskosten. Diese sind jährlich anfallende Kosten, welche über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren kalkuliert werden.

Zu den jährlichen Betriebskosten gehören die Abschreibung auf 20 Jahre, Versicherungen, Betriebsführung und Instandhaltung, Steuerberatung, IHK, sonstige Kosten, Öffentlichkeitsarbeit und Zinsen für das Darlehen. Die Kabeltrasse ist ein abnutzbares, unbewegliches und materielles Wirtschaftsgut, welches durch Absetzung für Abnutzung über 20 Jahre linear abgeschrieben wird. Der jährliche Betrag für die Abschreibung berechnet sich also aus den Investitionskosten, welche gleich bzw. linear auf den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren verteilt werden.

Bei dieser Betrachtung wird für die Investitionskosten ein Darlehen aufgenommen, welches über 20 Jahre linear getilgt wird und für welches jährlich 1 % an Zinsen für den Darlehensstand am Ende des vorangegangenen Jahres anfallen.

Für die restlichen Positionen der Betriebskosten wird auf Basis von Erfahrungswerten und Expertenschätzungen für das erste Jahr ein Kostenwert kalkuliert, welcher über die gesamte Betriebsdauer um 1 % bzw. 2 % jährlich erhöht wird, damit die Inflation mitberücksichtigt wird.

Die oben aufgeführten Kostenpositionen bilden dann als Summe der Betriebsausgaben die jährlich anfallenden Kosten für den Aufbau und den Betrieb der Kabeltrasse.

Wirtschaftlichkeit

Um die jährlich anfallende Summe der Betriebsausgaben begleichen zu können, werden diese Kosten mit 1 % verzinst und jährliche Einzahlung als „Kostenanteil SEREH“ aufgenommen. Wie diese Einzahlung aufgebracht wird, spielt dabei keine direkte Rolle.

Die Betriebsausgaben werden mit den Betriebseinnahmen verrechnet, wodurch sich das Ergebnis vor Gewerbesteuer bildet. Dieser Betrag wird absichtlich pro Jahr so gewählt, dass ein geringer Überschuss vorhanden ist, der allerdings keine Gewerbesteuer verursacht, da der in Deutschland geltende Freibetrag von 24.500 € nicht überschritten wird.

Betriebseinnahmen										
Kalenderjahr	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Betriebsjahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Einnahmen	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Kostenanteil SEREH	483.272 €	570.063 €	566.288 €	562.525 €	558.774 €	555.036 €	551.310 €	547.596 €	543.896 €	540.208 €
Summe der Einnahmen	483.272 €	570.063 €	566.288 €	562.525 €	558.774 €	555.036 €	551.310 €	547.596 €	543.896 €	540.208 €
Betriebsausgaben										
Abschreibung auf 20 Jahre	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €
Versicherungen	20.000 €	20.400 €	20.808 €	21.224 €	21.649 €	22.082 €	22.523 €	22.974 €	23.433 €	23.902 €
Betriebsführung + Instandhaltung	25.000 €	25.250 €	25.503 €	25.758 €	26.015 €	26.275 €	26.538 €	26.803 €	27.071 €	27.342 €
Steuerberatung	5.000 €	5.050 €	5.101 €	5.152 €	5.203 €	5.255 €	5.308 €	5.361 €	5.414 €	5.468 €
Haftungsversicherung	1.500 €	1.515 €	1.530 €	1.545 €	1.561 €	1.577 €	1.592 €	1.608 €	1.624 €	1.641 €
HK, sonstige Kosten	1.000 €	1.020 €	1.040 €	1.061 €	1.082 €	1.104 €	1.126 €	1.149 €	1.172 €	1.195 €
Zinsen Darlehen	0 €	85.197 €	80.713 €	76.229 €	71.745 €	67.261 €	62.777 €	58.293 €	53.809 €	49.325 €
Summe Betriebsausgaben	478.487 €	564.119 €	560.682 €	556.956 €	553.242 €	549.540 €	545.851 €	542.174 €	538.510 €	534.860 €
Ergebnis vor Gewerbesteuer	4.785 €	5.644 €	5.607 €	5.570 €	5.532 €	5.495 €	5.459 €	5.422 €	5.385 €	5.349 €
Gewerbesteuer	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Gewinn oder Verlust	4.785 €	5.644 €	5.607 €	5.570 €	5.532 €	5.495 €	5.459 €	5.422 €	5.385 €	5.349 €
kumuliertes Ergebnis	4.785 €	10.429 €	16.036 €	21.605 €	27.138 €	32.633 €	38.092 €	43.514 €	48.899 €	54.247 €
Liquiditätsprognose										
Gewinn oder Verlust	4.785 €	5.644 €	5.607 €	5.570 €	5.532 €	5.495 €	5.459 €	5.422 €	5.385 €	5.349 €
+ Abschreibung	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €
- Tilgung (20 Jahre linear)	0 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €
+ Einzahlung Darlehen	8.519.736 €									
- Investition	8.519.736 €									
Liquidität vor Zinsbeschlagnahme und Ausschüttung	430.772 €	-16.776 €	-16.814 €	-16.851 €	-16.888 €	-16.925 €	-16.962 €	-16.999 €	-17.035 €	-17.072 €
Liquidität kumuliert	430.772 €	413.995 €	397.182 €	380.331 €	363.443 €	346.518 €	329.556 €	312.558 €	295.523 €	278.451 €
Entwicklung der Sonderkonten: Rücklagen für Rückbau, unvorhergesehene Maßnahmen und der kumulierten Darlehenskonto										
Darlehensstand 31.12.	8.519.736 €	8.071.328 €	7.622.921 €	7.174.514 €	6.726.107 €	6.277.700 €	5.829.293 €	5.380.886 €	4.932.479 €	4.484.071 €
Tilgung im laufenden Jahr	0 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €

Abbildung 38: Wirtschaftlichkeit Variante 1: Rütenmoor-Emmen 10 MW, Betriebsjahre 1-10.

Betriebseinnahmen											
Kalenderjahr	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	Gesamt
Betriebsjahr	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Einnahmen	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Kostenanteil SEREH	536.534 €	532.874 €	529.227 €	525.595 €	521.977 €	518.373 €	514.785 €	511.211 €	507.653 €	504.111 €	10.681.308 €
Summe der Einnahmen	536.534 €	532.874 €	529.227 €	525.595 €	521.977 €	518.373 €	514.785 €	511.211 €	507.653 €	504.111 €	10.681.308 €
Betriebsausgaben											
Abschreibung auf 20 Jahre	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €	8.519.736 €
Versicherungen	24.380 €	24.867 €	25.365 €	25.872 €	26.390 €	26.917 €	27.456 €	28.005 €	28.565 €	29.136 €	485.947 €
Betriebsführung + Instandhaltung	27.616 €	27.892 €	28.171 €	28.452 €	28.737 €	29.024 €	29.314 €	29.608 €	29.904 €	30.203 €	550.475 €
Steuerberatung	5.523 €	5.578 €	5.634 €	5.690 €	5.747 €	5.805 €	5.863 €	5.922 €	5.981 €	6.041 €	110.095 €
Haftungsversicherung	1.657 €	1.674 €	1.690 €	1.707 €	1.724 €	1.741 €	1.759 €	1.776 €	1.794 €	1.812 €	33.029 €
HK, sonstige Kosten	1.219 €	1.243 €	1.268 €	1.294 €	1.319 €	1.346 €	1.373 €	1.400 €	1.428 €	1.457 €	24.297 €
Zinsen Darlehen	44.841 €	40.357 €	35.873 €	31.388 €	26.904 €	22.420 €	17.936 €	13.452 €	8.968 €	4.484 €	851.974 €
Summe Betriebsausgaben	531.222 €	527.598 €	523.987 €	520.391 €	516.809 €	513.241 €	509.688 €	506.150 €	502.627 €	499.119 €	10.575.563 €
Ergebnis vor Gewerbesteuer	5.312 €	5.276 €	5.240 €	5.204 €	5.168 €	5.132 €	5.097 €	5.061 €	5.026 €	4.991 €	105.756 €
Gewerbesteuer	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Gewinn oder Verlust	5.312 €	5.276 €	5.240 €	5.204 €	5.168 €	5.132 €	5.097 €	5.061 €	5.026 €	4.991 €	105.756 €
kumuliertes Ergebnis	59.559 €	64.835 €	70.075 €	75.279 €	80.447 €	85.580 €	90.677 €	95.738 €	100.764 €	105.756 €	
Liquiditätsprognose											
Gewinn oder Verlust	5.312 €	5.276 €	5.240 €	5.204 €	5.168 €	5.132 €	5.097 €	5.061 €	5.026 €	4.991 €	105.756 €
+ Abschreibung	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €	425.987 €	8.519.736 €
- Tilgung (20 Jahre linear)	448.407 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €	8.519.736 €
+ Einzahlung Darlehen											8.519.736 €
- Investition											8.519.736 €
Liquidität vor Zinsbeschlagnahme und Ausschüttung	-17.108 €	-17.144 €	-17.180 €	-17.216 €	-17.252 €	-17.288 €	-17.323 €	-17.359 €	-17.394 €	-17.429 €	105.756 €
Liquidität kumuliert	261.343 €	244.198 €	227.018 €	209.801 €	192.549 €	175.261 €	157.938 €	140.579 €	123.185 €	105.756 €	5.385.966 €
Entwicklung der Sonderkonten: Rücklagen für Rückbau, unvorhergesehene Maßnahmen und der kumulierten Darlehenskonto											
Darlehensstand 31.12.	4.035.664 €	3.587.257 €	3.138.850 €	2.690.443 €	2.242.036 €	1.793.629 €	1.345.221 €	896.814 €	448.407 €	0 €	
Tilgung im laufenden Jahr	448.407 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €	448.407 €	8.519.736 €

Abbildung 39: Wirtschaftlichkeit Variante 1: Rütenmoor-Emmen 10 MW, Betriebsjahre 11-20.

Damit ist das Ergebnis vor Gewerbesteuer in diesem Fall gleich dem Gewinn oder Verlust. Dieser wird danach verwendet, um über die Abschreibung, die Tilgung, die Einzahlung des Darlehens und der Investition eine Liquiditätsprognose zu erstellen.

In Abbildung 38 und Abbildung 39 ist eine Wirtschaftlichkeit, welche aus den zuvor genannten Positionen besteht, am Beispiel der Variante 1 Rütenmoor-Emmen mit einem Elektrolyseur in Emmen von 10 MW für eine Betriebsdauer von 20 Jahren dargestellt. Die letzte Spalte „Gesamt“ in Abbildung 39 gibt die kumulierten Positionen nach 20 Jahren Betriebsphase an. Bei der Wirtschaftlichkeit für diese Variante ergeben sich Gesamtbetriebsausgaben in Höhe von ca. 10.575.000 €. Dies entspricht jährlichen Kosten von durchschnittlich 528.750 €. Dies sorgt für einen benötigten Gesamtkostenanteil von ca. 10.680.000 € was einem Kostenanteil von durchschnittlich ca. 534.000 € pro Jahr entspricht.

Tabelle 36: Auflistung der durchschnittlichen Kosten für den Aufbau und Betrieb der Kabeltrassen.

Variante	Strecke	Elektrolyseur	Kostenanteil Kabeltrasse
1	Rütenmoor - Emmen	10 MW	534.065,00 € pro Jahr
2		20 MW	831.292,00 € pro Jahr
3		50 MW	1.397.391,00 € pro Jahr
4	Fehndorf - Emmen	10 MW	485.929,00 € pro Jahr
5		20 MW	752.926,00 € pro Jahr
6		50 MW	1.280.893,00 € pro Jahr

Die Wirtschaftlichkeit wird, wie bei der Variante 1, auch für die anderen fünf Varianten aufgestellt und die jährlichen Kostenanteile für jede Variante ermittelt. Die jährlichen Kostenanteile, die sich dadurch ergeben werden in Tabelle 36 aufgelistet.

7 Konzeptintegration von Speichertechnologien (Agrowea)

Flexibilität ist die Schlüsselkompetenz für das Gelingen einer möglichst kostengünstigen Energiewende, weil PV- und WEA zwar nahezu CO₂-frei Strom erzeugen, diesen allerdings nur fluktuierend produzieren können. Energiespeicher können einen wichtigen Beitrag leisten, dass Erzeugung und Verbrauch jederzeit ausgeglichen werden, um die Versorgungssicherheit in Deutschland gewährleisten zu können. Dies wird derzeit noch maßgeblich von konventionellen zentralen Kraftwerken geleistet, die allerdings hohe Emissionsmengen verursachen und deshalb sukzessive abgeschaltet werden sollen. Neben der übergeordneten Systemdienlichkeit in Form von Frequenzhaltung, die maßgeblich über marktorientierte Anreizsysteme, insbesondere den Regelenergiemarkt, gewährleistet wird, ist lokal und regional auch die Spannungshaltung in den Verteilnetzen zu berücksichtigen. Es gibt derzeit bereits Anreizsysteme für Erzeuger und Verbraucher, sich netzdienlich bzw. sich nicht netzbelastend zu verhalten. Insbesondere die Netzspitzenlast sollte möglichst nicht unnötig erhöht werden, weil dann das Stromnetz entsprechend ausgebaut werden muss. Bisher ist die Stromnachfrage maßgebend für die Dimensionierung der Stromleitungen im Verteilnetz. Der massive Zubau der Erneuerbaren wird zunehmend aber dazu führen, dass das Stromnetz aufgrund der hohen fluktuierenden Einspeisemengen verstärkt werden muss.

Ein Problem von Energiespeichern ist, dass sie derzeit noch relativ teuer sind und oft ohne Förderinstrumente nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Das gilt sowohl für Kurzfristspeicher wie z. B. Batterien, aber auch für Langfristspeicher, beispielsweise die Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff, was derzeit in der Energiebranche viel diskutiert wird, weil die energieintensive Industrie und der Flugverkehr darauf angewiesen sind, um die Klimaziele in diesen Wirtschaftszweigen erreichen zu können.

Die vorliegende Studie untersucht die derzeit vorhandenen netzdienlichen und marktorientierten Anreizsysteme und untersucht qualitativ, wie diese in Form von Multi-Use-Geschäftsmodellen kombinierbar sind. Der Fokus liegt dabei auf einem 4 MW Stromspeicher mit 7 MWh Kapazität, der direkt an einen Windpark in Haren angeschlossen ist. Außerdem

wird auch die Übertragbarkeit dieser Anreizsysteme auf eine 2 MW Power-to-Gas-Anlage geprüft, die ebenfalls direkt an den Windpark und den Stromspeicher angeschlossen ist. Die Gesamtanlage ist angeschlossen an das Hochspannungsnetz des Verteilnetzbetreibers Westnetz GmbH. Die netzdienlichen und marktorientierten Anreizsysteme werden allgemein beschrieben und für die Gegebenheiten in Haren beispielhaft konkret untersucht.

7.1 Netzdienliche Anreizsysteme

Netzdienliche Anreizsysteme sollen Netznutzer motivieren, das Stromnetz nicht unnötig stark zu belasten (Netzspitzenlasten, etc.) oder sogar den Netzbetrieb zu unterstützen. Netznutzer sind sowohl Stromverbraucher, die Strom aus dem Verteilnetz beziehen, als auch Stromerzeuger, die Strom in das Netz einspeisen. Eine Besonderheit von Stromspeichern ist, dass sie sowohl als Stromverbraucher, aber auch als Stromerzeuger das Netz nutzen bzw. in beiden Rollen als Dienstleister für das Netz auftreten können. Power-to-Gas-Anlagen können dagegen nur als Stromverbraucher das Netz nutzen.

Folgend werden drei derzeit existierende netzdienliche Anreizsysteme vorgestellt, von denen eines nur von Stromerzeugern (vermiedene Netzentgelte) genutzt werden kann. Abschließend wird ein viertes alternatives Anreizsystem vorgestellt (variable Netzentgelte), das explizit so konzipiert wurde, dass netzdienliches Verhalten und die verbesserte Integration fluktuierend einspeisender Erzeuger angereizt wird.

7.1.1 Leistungspreis

Stromkunden bezahlen neben dem Energielieferpreis, Steuern und Abgaben auch sog. Netzentgelte. Diese können theoretisch direkt an den Netzbetreiber gezahlt werden, in der Regel übernimmt dies aber der Stromlieferant, der die Netzentgelte in den Gesamtstrompreis einkalkuliert und meistens auch separat in der Stromrechnung ausweist. Die Netzbetreiber müssen sich bei der Kalkulation der Netzentgelte an die Vorgaben des § 17 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) halten. Die Kalkulation der Netzentgelte wird von der Bundesnetzagentur geprüft und genehmigt, weil Netzbetreiber über ein natürliches Monopol verfügen und sich die Netzentgelte nicht wettbewerblich bilden.

Stromkunden mit mehr als 100.000 kWh Jahresstrombezug pro Abnahmestelle oder mehr als 30 kW Jahresspitzenleistung bezahlen neben einem Arbeitspreis in ct/kWh für die Netznutzung auch einen Leistungspreis in €/kW. Diese Kunden erhalten einen Lastgangzähler, der jede Viertelstunde die tatsächlich bezogene Strommenge aus dem Stromnetz misst. Diese wird umgerechnet in eine mittlere Viertelstundenleistung. Die höchste viertelstündliche Stromleistung des Jahres, die sog. Jahresspitzenlast, wird mit dem Leistungspreis multipliziert und ergibt das zu zahlende Jahresleistungsentgelt. Die Höhe der Netzentgelte richtet sich nach der Netzebene des Netznutzers.

Stromerzeuger zahlen derzeit keine Netzentgelte für den Strom, den sie in das Stromnetz einspeisen. In Zeiten, in denen sie aber Strom aus dem Netz beziehen, z. B. für den Betrieb

der Rotorblattheizung bei der Windenergie, zahlen sie die gleichen Netzentgelte wie Stromverbraucher.

Entgelte für Netznutzung

Jahresleistungspreissystem für Entnahme mit registrierender Lastgangmessung

Netz- oder Umspannebene	Jahresbenutzungsdauer			
	<2.500h/a		≥2.500h/a	
	Leistungspreis €/kWh	Arbeitspreis ct/kWh	Leistungspreis €/kWh	Arbeitspreis ct/kWh
Höchstspannung mit Umspannung auf Hochspannung	14,02	2,46	68,31	0,29
Hochspannung	9,99	3,34	90,49	0,12
Hochspannung mit Umspannung auf Mittelspannung	10,76	3,35	89,26	0,21
Mittelspannung	12,85	4,31	100,60	0,80
Mittelspannung mit Umspannung auf Niederspannung	13,69	4,41	100,19	0,95
Niederspannung	14,25	4,91	49,75	3,49

Preise zzgl. gesetzlicher Abgaben (Mehrkosten nach dem KWKG-Gesetz, § 19 Absatz 2 Satz 6 StromNEV, § 17 f EnWG, §18 AbLaV und Konzessionsabgabe - siehe Preisblätter 10 bis 13 und 16) sowie Umsatzsteuer.

Abbildung 40: Netzentgelte Westnetz GmbH für das Jahr 2021 [43].

In Abbildung 40 sind die aktuellen Netzentgelte der Westnetz GmbH für das Jahr 2021 dargestellt. Diese sind zweigeteilt für Kunden mit weniger und mehr als 2500 Benutzungsstunden pro Jahr. Die sog. Jahresbenutzungsstunden berechnen sich gemäß dem Quotienten aus Jahresstrommenge und Jahreshöchstlast.

Kunden mit weniger als 2.500 Benutzungsstunden zahlen einen geringen Leistungspreis und einen relativ hohen Arbeitspreis. Kunden mit mehr als 2.500 Benutzungsstunden zahlen einen geringen Arbeitspreis und einen hohen Leistungspreis. Bei diesen Kunden lohnt es sich besonders darauf zu achten, dass die Jahreshöchstlast möglichst niedrig bleibt, um die Jahresleistungsentgelte niedrig zu halten. Allerdings gestaltet es sich immer schwieriger, die Jahresleistungsentgelte weiter zu reduzieren, je höher die Jahresbenutzungsstunden und je gleichmäßiger der Stromverbrauch des Kunden dementsprechend ist.

Der Windpark in Haren ist an das Hochspannungsnetz des Verteilnetzbetreibers Westnetz GmbH angeschlossen, bezieht allerdings nur sehr selten Strom mit weniger als 2.500 Benutzungsstunden im Jahr. Er zahlt deshalb im Jahr 2021 einen Arbeitspreis von 3,34 ct/kWh und nur den geringeren Leistungspreis von 9,99 €/kWh.

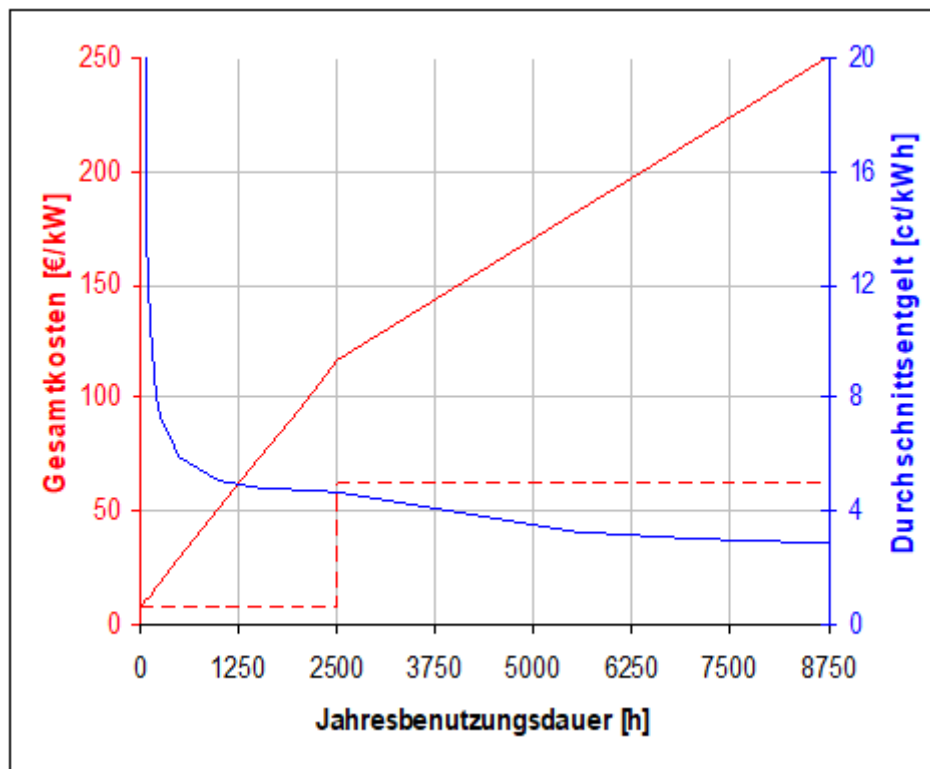


Abbildung 41: Beispiel für die Netzentgeltsystematik mit Leistungspreisen.

In **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** ist ein Beispiel für die graphische Visualisierung des Anreizsystems Leistungspreis dargestellt. Dort sind auf der x-Achse die Jahresbenutzungsstunden aufgetragen. Wenn ein Stromkunde das ganze Jahr die gleiche Menge Strom bezieht, dann beträgt die Jahresbenutzungsdauer 8.760 Stunden (bzw. 8.784 Stunden in einem Schaltjahr). Die y-Achse entspricht den Jahresgesamtkosten (rote Linie) bestehend aus Arbeitspreis- und Leistungspreiskosten pro kW Jahresspitzenleistung. Bis 2.500 Jahresbenutzungsstunden zahlt der Kunde einen niedrigen Leistungspreis (waagrechte rote gestrichelte Linie im linken Bereich) und einen hohen Arbeitspreis (repräsentiert durch eine größere Steigung der roten Linie im linken Bereich) und ab 2.500 Benutzungsstunden einen hohen Leistungspreis (waagrechte rote gestrichelte Linie im rechten Bereich des Diagramms) und einen niedrigeren Arbeitspreis (mit entsprechend geringerer Steigung der roten Linie im rechten Bereich). Auf der sekundären y-Achse (auf der rechten Seite blau markiert) sind die Durchschnittsentgelte dargestellt. Diese entsprechen bei einer Jahresspitzenleistung von 1 kW der Addition aus Leistungspreis und Arbeitspreis geteilt durch die Jahresbenutzungsdauer.

Die blaue Linie zeigt, dass die durchschnittlichen Netzentgelte in ct/kWh umso niedriger sind, je höher die Jahresbenutzungsdauer ist. Die Stromkunden werden also motiviert, möglichst gleichmäßig Strom zu verbrauchen. Wenn sich alle Kunden gleich verhielten, dann würde so der Kabelquerschnitt der Stromnetze optimal genutzt werden. Allerdings verhalten sich nicht alle Kunden gleich und in der Regel wird das Stromnetz am Tag mehr genutzt als in der Nacht. Dies haben einige Stromkunden kritisiert mit dem Ergebnis, dass die sog. „atypische Netznutzung“ eingeführt wurde. Ein Beispiel für die graphische Visualisierung des Anreizsystems Leistungspreis dargestellt. Dort sind auf der x-Achse die Jahresbenutzungsstunden aufgetragen. Wenn ein Stromkunde das ganze Jahr die gleiche Menge Strom bezieht, dann beträgt die Jahresbenutzungsdauer 8.760 Stunden (bzw. 8.784

Stunden in einem Schaltjahr). Die y-Achse entspricht den Jahresgesamtkosten (rote Linie) bestehend aus Arbeitspreis- und Leistungspreiskosten pro kW Jahresspitzenleistung. Bis 2.500 Jahresbenutzungsstunden zahlt der Kunde einen niedrigen Leistungspreis (waagrechte rote gestrichelte Linie im linken Bereich) und einen hohen Arbeitspreis (repräsentiert durch eine größere Steigung der roten Linie im linken Bereich) und ab 2.500 Benutzungsstunden einen hohen Leistungspreis (waagrechte rote gestrichelte Linie im rechten Bereich des Diagramms) und einen niedrigeren Arbeitspreis (mit entsprechend geringerer Steigung der roten Linie im rechten Bereich). Auf der sekundären y-Achse (auf der rechten Seite blau markiert) sind die Durchschnittsentgelte dargestellt. Diese entsprechen bei einer Jahresspitzenleistung von 1 kW der Addition aus Leistungspreis und Arbeitspreis geteilt durch die Jahresbenutzungsdauer.

7.1.2 Atypische Netznutzung

Gemäß § 19 Absatz 2 StromNEV sind Netzbetreiber verpflichtet, Stromkunden ein individuelles Netzentgelt anzubieten, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass dessen Höchstlastbeitrag vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht.

Die Netzbetreiber müssen bis Ende Oktober eines Jahres mitteilen, wann voraussichtlich mit der Jahreshöchstlast für die jeweiligen Netzebenen für das Folgejahr zu rechnen ist. Dabei ist ein transparentes Berechnungsverfahren anzuwenden, das aufgeteilt nach Jahreszeiten (Frühjahr März – Mai, Sommer Juni – August, Herbst September – November, Winter Dezember – Februar) die viertelstündlichen Höchstlasten ermittelt und dann einen Strich zieht bei 95 % der Jahreshöchstlast. Dies ist graphisch dargestellt in Abbildung 41. Für alle Viertelstunden, die oberhalb dieser 95 % - Grenze liegen, werden sog. Hochlastzeitfenster gebildet.

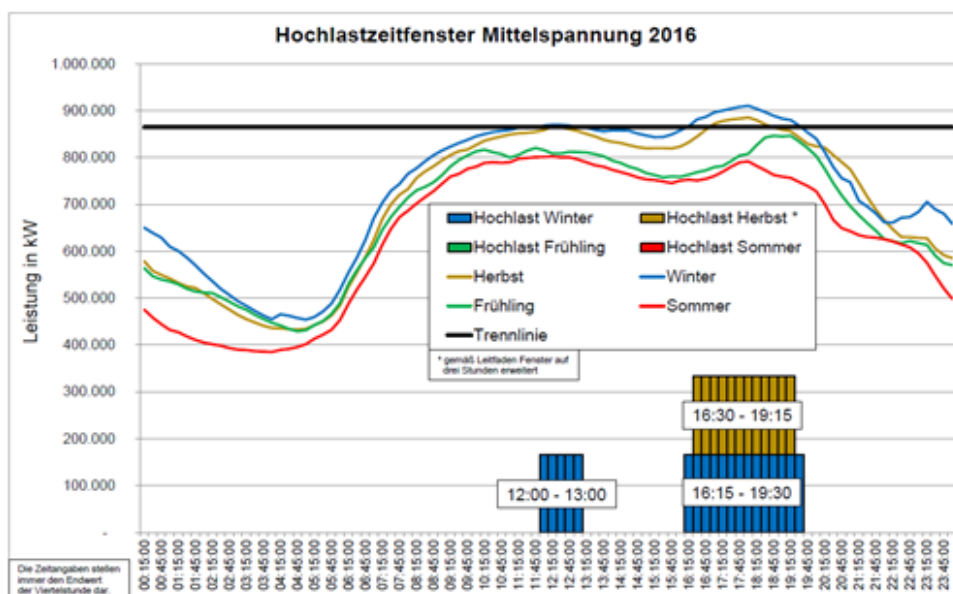


Abbildung 41: Beispiel für Hochlastzeitfenster [44].

Stromkunden, deren Jahreshöchstlast erheblich abweicht von der höchsten Last in diesen Hochlastzeitfenstern, sind berechtigt, die sog. „atypische Netznutzung“ bei der Bundesnetzagentur zu beantragen. Erheblich heißt in diesem Zusammenhang mindestens 100 kW und

ein bestimmtes prozentuales Minimum. In der Hochspannung beträgt dieses prozentuale Minimum 10 %. Die Stromkunden können atypische Netznutzung bei der Bundesnetzagentur bis zum 30.9. des betreffenden Jahres beantragen. Die Details zur Beantragung der atypischen Netznutzung können abgerufen werden [45].

In Abbildung 42 sind die aktuellen Hochlastzeitfenster des Verteilnetzbetreibers Westnetz GmbH für das Jahr 2021 dargestellt.

Hochlast-Zeitfenster (HLZF) für atypische Netznutzung 2021 (gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV)

Anmerkung:

Die Zeiten sind als Uhrzeit angegeben und keine Zeitstempel aus den Lastgängen!

Die Zeit zwischen Weihnachten und Neujahr (24.12. bis 01.01.), sowie Wochenenden, Feiertage** und Brückentage** sind Nebenlastzeiten.

ausHÖS*	Frühling		Sommer		Herbst		Winter	
	von	bis	von	bis	von	bis	von	bis
							09:30	11:15
							11:30	11:45
							17:00	20:30

inHS	Frühling		Sommer		Herbst		Winter	
	von	bis	von	bis	von	bis	von	bis
					08:30	09:00	09:00	13:45
					10:15	14:15	14:30	19:45
					15:00	15:15		
					16:30	19:15		

ausHS	Frühling		Sommer		Herbst		Winter	
	von	bis	von	bis	von	bis	von	bis
							08:45	13:30
							14:30	19:45

inMS	Frühling		Sommer		Herbst		Winter	
	von	bis	von	bis	von	bis	von	bis
	18:45	19:15			12:45	16:00	09:00	16:00
					16:45	18:45	16:45	19:45

ausMS	Frühling		Sommer		Herbst		Winter	
	von	bis	von	bis	von	bis	von	bis
					18:00	18:15	16:30	19:45

inNS	Frühling		Sommer		Herbst		Winter	
	von	bis	von	bis	von	bis	von	bis
							17:00	20:00

Abbildung 42: Hochlastzeitfenster 2021 der Westnetz GmbH [46].

In Abbildung 43 sind die aktuellen Hochlastzeitfenster des Verteilnetzbetreibers Westnetz GmbH für das Jahr 2021 dargestellt. Auf der linken Seite ist die jeweilige Netz- bzw. Umspannebene genannt. „inHS“ meint in diesem Fall die Netzebene Hochspannung. „aus HS“ bedeutet die Umspannung von Hochspannung auf Mittelspannung. Der Windpark in Haren ist an die Netzebene Hochspannung angeschlossen und muss deshalb auch die Hochlastzeitfenster im Herbst (gegenüber den ausschließlichen Hochlastzeitfenster im Winter der Umspannungsebene) berücksichtigen. Diese Hochlastzeitfenster sind jedes Jahr neu zu berechnen und können sich teilweise erheblich verändern. Ob der Windpark in Haren atypische Netznutzung bei der Bundesnetzagentur beantragen kann, wird in Kapitel Multi-Use Geschäftsmodelle bei der Kombinierbarkeit der Geschäftsmodelle bzw. Anreizsysteme geprüft.

7.1.3 Vermiedene Netzentgelte

Das Anreizsystem „vermiedene Netzentgelte“ richtet sich primär an Stromerzeuger, die in das Verteilnetz einspeisen. Stromspeicher können aber auch in das Verteilnetz Strom einspeisen und sind deshalb auch berechtigt, vermiedene Netzentgelte zu erhalten. Gemäß § 18 StromNEV erhalten dezentrale Erzeugungsanlagen, die vor dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen wurden, vom Verteilnetzbetreiber ein Entgelt, wenn sie in dessen Netz Strom einspeisen. Dies gilt prinzipiell auch für Windparks, die vor dem 1. Januar 2018 in Betrieb genommen wurden, allerdings nur, wenn diese keine Förderung gemäß § 19 des EEG erhalten haben. Dieses Entgelt muss den gegenüber den vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen durch die jeweilige Einspeisung vermiedenen Netzentgelten entsprechen, die nach Maßgabe des § 120 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) ermittelt werden. Der § 120 EnWG wurde eingeführt, um den schrittweisen Abbau der Entgelte für dezentrale Einspeisung herbeizuführen. Hintergrund dafür ist, dass vermiedene Netzentgelte als Subvention für dezentrale Kraftwerke verstanden werden, die keine Förderung gemäß EEG oder Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) erhalten. Die positive Anreizwirkung der vermiedenen Netzentgelte wird bezweifelt. Für die Vermeidungsarbeit ist dem zuzustimmen, die Vermeidungsleistung ist allerdings zielgerichteter als das Anreizsystem „Leistungspreis“, weil hier nur derjenige eine Vergütung erhält, der tatsächlich zur Reduzierung der Netzspitzenlast bzw. dem Höchstbezug aus der vorgelagerten Netzebene beiträgt. In Abbildung 43 ist graphisch dargestellt, wie die vermiedene Leistung durch dezentrale Einspeisung schematisch zu ermitteln ist.

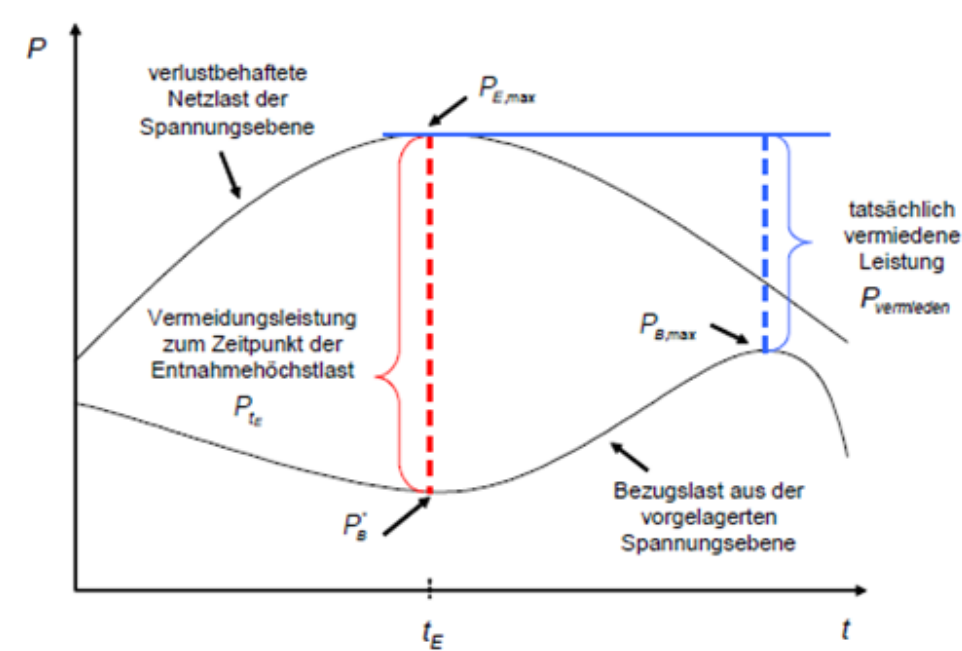


Abbildung 43: Bewertung der vermiedenen Leistung [47].

Es ist zu unterscheiden zwischen der Bezugslast aus der vorgelagerten Netzebene und der „eigentlichen“ Netzlast, wenn keine dezentrale Einspeisung stattgefunden hätte. Die Differenz zwischen der höchsten Bezugslast und der „eigentlichen“ Netzspitzenlast ist das Jahresleistungsentgelt, das der Netzbetreiber einspart bzw. nicht an den vorgelagerten Netzbetreiber zahlen muss.

In Abbildung 44 sind die Entgelte für dezentrale Einspeisung für das Jahr 2021 in die Netz- und Umspannungsebenen des Verteilnetzbetreibers Westnetz GmbH dargestellt.

Referenzpreisblatt zur Ermittlung vermiedener Netzentgelte nach § 18 Abs. 2 StromNEV

Gemäß § 120 Abs. 4 EnWG sind bei der Ermittlung der Entgelte für dezentrale Einspeisungen ab dem 1. Januar 2018 diejenigen Netzentgelte zugrunde zu legen, die am 31. Dezember 2016 anzuwenden waren. Ab dem 1. Januar 2018 sind von den Erlösobergrenzen der jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber die Kostenbestandteile nach § 17d Abs. 7 EnWG und § 2 Abs. 5 EnLAG in Abzug zu bringen, so wie sie in den damaligen Erlösobergrenzen enthalten waren und in die Netzentgelte für das Kalenderjahr 2016 eingeflossen sind. Auf dieser Basis wurden die Netzentgelte der Westnetz für das Kalenderjahr 2016 neu berechnet. Sie dienen als Berechnungsgrundlage für die Ermittlung der Entgelte für dezentrale Einspeisung.

Netz- oder Umspannebene	Jahresbenutzungsdauer			
	<2500h/a		≥2500h/a	
	Leistungspreis €/kWh	Arbeitspreis ct/kWh	Leistungspreis €/kWh	Arbeitspreis ct/kWh
Höchstspannung mit Umspannung auf Hochspannung	4,03	0,915	21,54	0,215
Hochspannung	5,02	1,59	42,27	0,10
Hochspannung mit Umspannung auf Mittelspannung	5,82	1,78	47,32	0,12
Mittelspannung	8,83	3,00	70,08	0,55
Mittelspannung mit Umspannung auf Niederspannung	9,53	3,28	75,03	0,66
Niederspannung	9,85	3,69	43,35	2,35

Abbildung 44: Entgelte für dezentrale Einspeisung 2021 der Westnetz GmbH [48].

Für die Einspeisung von Strom in das Hochspannungsnetz der Westnetz GmbH können Stromspeicher mit weniger als 2.500 Jahresbenutzungstunden 1,59 ct/kWh und 5,02 €/kWh erhalten. Der Leistungspreis wird aber nur gezahlt für die eingespeiste Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast des Hochlastnetzes.

In Abbildung 45 sind die Zeiträume der Jahreshöchstlast bezogen auf die Entnahme bzw. den Bezug aus den jeweilig vorgelagerten Netzebenen dargestellt.

Jahreshöchstlast Entnahme	von Datum, Uhrzeit	bis Datum, Uhrzeit
Hochspannung	02.12.2020 17:30	02.12.2020 17:45
Hoch-/Mittelspannung	09.12.2020 17:45	09.12.2020 18:00
Mittelspannung	09.12.2020 17:45	09.12.2020 18:00
Mittel-/Niederspannung	31.12.2020 18:00	31.12.2020 18:15
Niederspannung	31.12.2020 18:00	31.12.2020 18:15

Stand: 29.03.2021 (16316)

Abbildung 45: Zeiten der Jahreshöchstlast Entnahme für 2020 der Westnetz GmbH [49].

Für alle Netz- und Umspannungsebenen gilt, dass der jeweilige Zeitraum im Dezember war. Die Tage unterscheiden sich, aber bei allen Netz- und Umspannebenen liegen die Zeiträume in den Abendstunden zwischen 17:30 bis 18:15 Uhr. Dies deutet darauf hin, dass die höchste Netzbelastung im Verteilnetz der Westnetz GmbH gut abgeschätzt werden

kann und ein netzdienlicher Betrieb von Energiespeichern mit überschaubarem Aufwand relativ einfach sein sollte.

Die bereits weiter oben angesprochene Kritik an dem Anreizsystem „vermiedene Netzentgelte“ ist zum Großteil berechtigt, obwohl die Wirkgenauigkeit hinsichtlich der Reduzierung der Netzspitzenlast bezüglich der Leistungspreiskomponente viel besser ist als bei dem derzeit maßgeblichen Anreizsystem „Leistungspreis“. Derzeit wird aber auch dieses Anreizsystem diskutiert und kritisiert. Eine Vielzahl von Experten und Verbänden fordert sogar eine komplette Überarbeitung der gesamten Netzentgeltsystematik, weil diese noch aus einer Zeit vor der Liberalisierung des Strommarkts im Jahr 1998 stammt und mittlerweile der Paradigmenwechsel in der Energieversorgung hin zu einem nachhaltigen Energiesystem neue Anforderungen an ein Netzentgeltsystem stellt. Deshalb wird folgend ein alternatives Netzentgeltsystem vorgestellt, das Anreize für netzdienliches Verhalten bietet und die verbesserte Integration von fluktuierenden EE in das Stromnetz unterstützt.

7.1.4 Variable Netzentgelte

Stromerzeugung aus Wind und Sonne ist elementar wichtig für ein nachhaltiges Energiesystem, weil diese nahezu keine CO₂-Emissionen verursachen. Allerdings liefern sie diesen Strom abhängig von den Wetterverhältnissen und die Stromproduktion von PV- und WEA kann nur kurzfristig hinreichend genau prognostiziert werden. Deren massiver Ausbau hat auch zunehmend Einfluss auf den Netzbetrieb und die Netzlastprognosen der Verteilnetzbetreiber. Dies führt immer öfter dazu, dass netzkritische Situationen entstehen und EE abgeschaltet werden müssen. Netzentgelte sollten deshalb so gestaltet sein, dass sie flexibel steuerbare Verbraucher und Erzeuger dazu motivieren, sich netzdienlich oder zumindest nicht netzbelastend zu verhalten und die Abschaltung emissionsfrei erzeugter Energie zu vermeiden. Eine auf diese Anforderungen ausgerichtete Netzentgeltsystematik sind die sog. „variablen Netzentgelte“. Bei diesem Anreizsystem berechnet der Verteilnetzbetreiber jeweils einen Tag im Voraus entsprechend der Netzlastprognose auf Basis eines transparenten Algorithmus die 24 Stundenpreise bzw. -entgelte für den nächsten Tag. Der Algorithmus muss nicht unbedingt komplex sein. Auch einfache Preiszeitreihen bestehend aus einem hohen Preis in Zeiten hoher Verbräuche, einem niedrigen Preis bei Erzeugungsspitzen und einem mittleren Preis in „normalen“ Zeiten kann zu netzdienlichem Verhalten motivieren. Die Preiszeitreihe ist auf der Website des Netzbetreibers spätestens am frühen Abend des Vortags zu veröffentlichen, am besten auch automatisiert herunterladbar als maschinenlesbare Datei.

Analog dazu können als variabler Energielieferpreis die Spotmarktpreise der Strombörse European Power Exchange (EPEX) heruntergeladen werden, die auch 24 Stundenpreise für den Folgetag beinhalten. Eventuell werden zukünftig noch weitere Strompreisbestandteile flexibilisiert, insbesondere die EEG-Umlage, die mittlerweile größer ist als der Energielieferpreis.

Wenn keine netzkritischen Situationen für den nächsten Tag zu erwarten sind, dann können die Netzentgelte auch an den Spotmarktpreisen orientiert variabilisiert werden, um den Anreiz zu verstärken, den übergeordneten Ausgleich zwischen Stromerzeugung und -verbrauch zu unterstützen.

Der Spotmarkt, die sog. „Variable EEG-Umlage“ sowie deren Anreizwirkungen werden später im Kapitel „Marktorientierte Anreizsysteme“ näher erläutert.

Die Anreizwirkung der variablen Netzentgelte im Vergleich zum Anreizsystem „Leistungspreis“ wurden bereits im E-Energy-Projekt „Modellstadt Mannheim“ untersucht [50,51]. In Abbildung 47 sind die Ergebnisse dieser Untersuchung dargestellt.

Gewinner und Verlierer vaNE

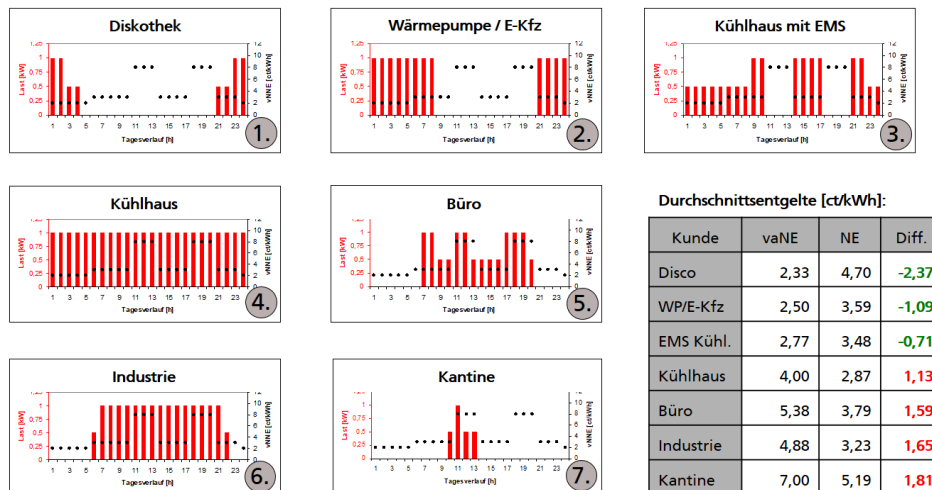


Abbildung 46: Vergleich der Anreize Leistungspreis und variable Netzentgelte [52].

Die Graphik zeigt sieben unterschiedliche Tageslastprofiltypen, die sich über das Jahr nicht ändern. Für diese Jahreslastgänge wurde jeweils das durchschnittliche Netzentgelt bestehend aus den folgenden fixen Arbeitspreisen und Leistungspreisen berechnet:

Jahresbenutzungsdauer			
< 2.500 h/a		≥ 2.500 h/a	
Leistungspreis €/kWh	Arbeitspreis ct/kWh	Leistungspreis €/kWh	Arbeitspreis ct/kWh
7,53	4,36	62,91	2,15

Außerdem wurde das durchschnittliche „variable Netzentgelt“ berechnet gemäß dem folgenden Tagesentgeltprofil in ct/kWh, das für alle Tage des Jahres gleich war:

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	8	8	8	3	3	3	3	8	8	8	3	3	3	2

Die Tabelle auf der rechten Seite der Abbildung 46 zeigt in Spalte 2 die durchschnittlichen Entgelte für die 7 Lastprofiltypen gemäß variablen Netzentgelten und in Spalte 3 das Durchschnittsentgelt aus der Kombination des jeweiligen Leistungspreis und Arbeitspreis.

Das Kühlhaus verfügt über einen sehr gleichmäßigen Stromverbrauch und zahlt deshalb bei dem Anreizsystem „Leistungspreis“ die niedrigsten Netzentgelte mit 2,87 ct/kWh. Wenn das Kühlhaus sich intelligent verhält und den Stromverbrauch in den netzkritischen Stunden abschaltet und dafür in anderen Stunden die doppelte Strommenge verbraucht, um den Kühlbedarf zeitnah wieder zu decken, dann hat das Kühlhaus 3,48 ct/kWh zu zahlen. Das

sind 0,61 ct/kWh und über 20 % mehr durchschnittliches Netzentgelt als bei dem gleichmäßig verbrauchenden Kühlhaus.

Das gleiche Kühlhaus zahlt bei variablen Netzentgelten durchschnittlich 4 ct/kWh und beim intelligenten bzw. netzdienlichen Betrieb nur 2,77 ct/kWh. Dieses Beispiel demonstriert sehr gut den Fehlanreiz, der bei Leistungspreisen auftreten kann. Die variablen Netzentgelte belohnen dagegen das gewünschte netzdienliche Verhalten.

Ein Problem bei der Umstellung auf variable Netzentgelte ist der zusätzliche Abrechnungsaufwand. Um die Netzbetreiber nicht zu überfordern könnte man die Umstellung auf variable Netzentgelte stufenweise durchführen. In Abbildung 47 ist ein mögliches Stufenkonzept zur Einführung variabler Netzentgelte dargestellt.

	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3
Nutzer	Ausgewählte Verbrauchsgeräte	Interessierte Netznutzer	Alle Netznutzer
Veröffentlichungszeitpunkt	Vor dem Nutzungsjahr	Vor dem Nutzungstag (Dayahead)	12 Stunden vor der Nutzung (Intraday)
Entgeltstufen	Hoch- / Niedrigtarif	Hoch- / Mittel- / Niedrigtarif	Frei variabel (z. B. Spotmarktpreise)
Entgelthöhe	Fixe Entgeltvorgaben	Obere Entgeltgrenzen (Price-Cap)	Transparenter Berechnungsalgorithmus

Abbildung 47: Stufenweise Einführung variabler Netzentgelte [52].

Variable Netzentgelte wurden bisher in der Praxis noch nicht umgesetzt. Ein Großteil der Netzbetreiber, die für die Umstellung zuständig wären, haben Bedenken bezüglich des Abrechnungsaufwands. Auch die Bundesnetzagentur steht einer neuen Netzentgeltsystematik eher skeptisch gegenüber und bevorzugt weiterhin reduzierte (fixe) Netzentgelte für flexibel steuerbare Verbrauchsgeräte, wie z. B. Wärmepumpen und E-Kfz, wenn der Netzbetreiber diese direkt steuern darf. Viele Kunden wollen aber nicht direkt gesteuert werden. Außerdem wäre das eine Verschwendung von Flexibilität, weil Netzrestriktionen nur sehr selten vorkommen, die Netzbetreiber aber permanent darauf zugreifen können wollen. Letztendlich werden die Netzbetreiber auch flexibler werden müssen, wenn die Flexibilitäten, insbesondere auch die in dieser Studie untersuchten Energiespeicher, effizient im Sinne der Energiewende betrieben werden sollen.

Dass Flexibilität nicht nur für netzdienliches Verhalten im Sinne der Verteilnetzbetreiber genutzt werden kann, wird folgend im Kapitel „Marktorientierte Anreizsysteme“ aufgezeigt.

7.2 Marktorientierte Anreizsysteme

Seit 1998 ist der Strommarkt in Deutschland liberalisiert und Stromkunden können frei ihren Stromlieferanten auswählen. Der Netzbetrieb als natürliches Monopol wurde von den anderen Geschäftsfeldern eines Energieversorgers getrennt (Fachbegriff „Unbundling“), um sicherzustellen, dass dieser diskriminierungsfrei agiert und nicht den lokalen Stromlieferanten bevorzugt. Im Zuge der Liberalisierung wurden Strombörsen gegründet, an denen Stromerzeuger und Stromlieferanten, teilweise auch Stromkunden mit sehr hohem Strombedarf direkt, Strom anbieten und kaufen können. Die Strombörsenpreise ergeben sich aus Angebot und Nachfrage dieser Stromhändler. Sogar Großbanken handeln an diesen Börsenplätzen, allerdings nur aus spekulativen Gründen. Dies wird aber geduldet, weil dies die Liquidität der Börsen stärkt und so stark verzerrte Marktpreise aufgrund fehlender Abneh-

mer vermeidet. Bei den Strombörsen wird unterschieden zwischen Langfristhandel am Terminmarkt und Kurzfristhandel am Spotmarkt. Strom kann an der Strombörse European Energy Exchange (EEX) bis zu 6 Jahre im Voraus gekauft werden. Gehandelt werden die Standardprodukte „Base“ und „Peak“ für diverse Zeiträume (Jahre, Quartale, Monate, etc.). Das „Base“ ist die gleiche Menge Strom für den jeweiligen Zeitraum, das „Peak“ ist die gleiche Menge Strom, allerdings immer nur Montag bis Freitag von 8:00 bis 20:00 Uhr.

Um einen Einblick in das Preisniveau und die Preisentwicklung des Strommarkts zu geben, sind in Abbildung 49 Terminmarktpreise Base und Peak von 2007 bis 2020 (immer „rollierend“ bezogen auf das Folgejahr) dargestellt. Die hellorange dargestellten Peak-Preise liegen immer oberhalb der dunkelorangeen Base-Preise. Am teuersten waren die Börsenstrompreise im Jahr 2008. Der durchschnittliche Base-Jahrespreis lag damals bei 70,33 €/MWh, der Peak-Preis bei 99,40 €/MWh. Die Preise sind bis 2016 sukzessive gesunken auf 26,58 €/MWh bzw. 33,51 €/MWh (dies entspricht 2,66 bzw. 3,35 ct/kWh) und steigen seit 2016 auf niedrigem Niveau wieder leicht an. Im Vergleich zu den anderen Strompreisbestandteilen ist der reine Energielieferpreis somit relativ gering. Die hier genannten Preise sind allerdings nur Einkaufspreise aus der Perspektive der Stromlieferanten. Auf den Energielieferpreis sind noch Aufschläge für die Risiken beim Stromeinkauf (insbesondere Preis- und Mengenrisiken) und die Marge für den Lieferanten hinzuzurechnen. Den größten Teil der Differenz machen aber die anderen Preisbestandteile aus.

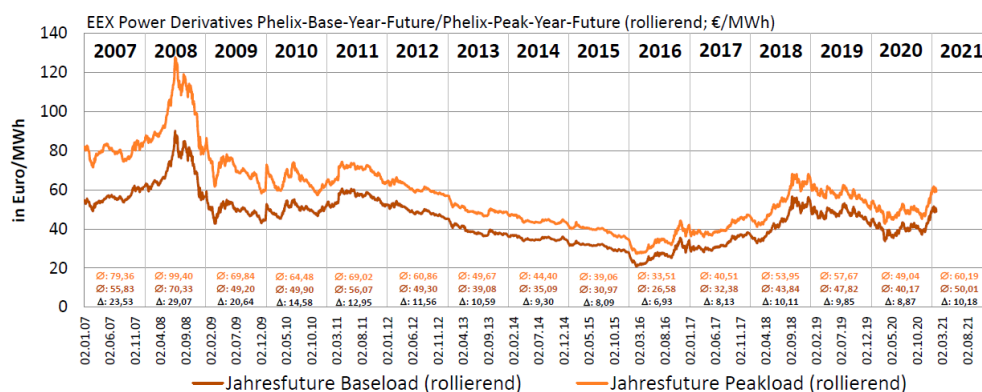


Abbildung 48: EEX-Terminmarktpreise und Peak Deutschland von 2007 – 2020 [53].

Der zentrale Grund für die Teilnahme am Terminmarkt ist, sich vor ungünstigen Preisentwicklungen zu schützen. Dies gilt insbesondere auch für die Stromerzeuger, da der Bau von Kraftwerken kapitalintensiv ist und diese durch den Verkauf des Stroms über viele Jahre refinanziert werden. Steigende Preise am Terminmarkt sind ein Signal, neue Kraftwerke zu bauen und somit die Versorgungssicherheit des Energiesystems zu stärken. Stromkunden können sich am Terminmarkt vor steigenden Strompreisen schützen. Interessanter für Energiespeicher ist der Spotmarkt, der folgend näher beschrieben wird.

7.2.1 Spotmarkt

Am Spotmarkt bzw. beim Kurzfristhandel können Stromlieferanten (und aus der Perspektive von Stromerzeugern Direktvermarkter) einen Tag vor dem Liefertag prüfen, ob sie für ihre Kunden am Terminmarkt zu viel oder zu wenig Strom eingekauft (verkauft) haben und Differenzmengen entsprechend zukaufen oder verkaufen. Dafür erstellen sie Viertelstunden-genaue Kurzfristprognosen bzgl. des Strombedarfs ihrer Kunden. An der Strombörse

European Power Exchange (EPEX) wird unterschieden zwischen der Dayahead- und der Intraday-Auktion. Bei der Dayahead-Auktion können die Marktteilnehmer bis 12 Uhr Gebote einreichen für jede Stunde des Folgetags. Aus den Geboten werden entsprechend der Merit-Order (nähere Informationen zu dem Begriff liefert z. B. [54]) die Börsenstrompreise ermittelt, die für alle Marktteilnehmer gleich sind. Die Stromerzeuger und Stromlieferanten müssen in ihrer Rolle als sog. „Bilanzkreisverantwortliche“ den ÜNBs bis 14:30 Uhr mitteilen, wie viel Strom sie voraussichtlich am nächsten Tag erzeugen bzw. verbrauchen werden. Dies erfolgt in Form eines sog. „Fahrplans“ als Viertelstunden-Lastzeitreihe. Bei der Intraday-Auktion ist es dann bis 15 Uhr möglich, für jede Viertelstunde des Folgetags Differenzmengen zwischen den bei der Dayahead-Auktion beschafften Mengen und dem Fahrplan auszugleichen.

Darüber hinaus gibt es noch einen kontinuierlichen Intraday-Markt, an dem Stromlieferanten (und Direktvermarkter) untertägig bis 30 Minuten bzw. innerhalb der jeweiligen Regelzone der ÜNB bis 5 Minuten vor dem Erfüllungszeitpunkt diverse Produkte (Stunden, 30 Minuten und 15 Minuten) handeln können. Bei dem kontinuierlichen Handel werden keine Preise gebildet, die für alle Teilnehmer gelten, sondern jeder erhält den gebotenen Preis (Fachbegriff „Pay-as-bid“), wenn es für das Gebot das entsprechende Gegengebot gibt. Ein Anreiz für den untertägigen Handel ist, dass Differenzmengen im Vergleich zu den Ist-Lastgängen als Ausgleichsenergie finanziell „glattgestellt“ werden müssen. Außerdem sind Bilanzkreisverantwortliche verpflichtet, ihre Bilanzkreise ausgeglichen zu gestalten. Wenn die Prognosen bzw. Fahrpläne nicht hinreichend genau sind, kann den Teilnehmern die Bilanzkreisverantwortung entzogen werden. Energiespeicher könnten in dieser Hinsicht theoretisch für das Bilanzkreismanagement genutzt werden, allerdings sollten solche Differenzen am Kurzfristmarkt beglichen werden und die Flexibilität von Speichern sinnvoller eingesetzt werden.

Ein Vorteil von Stromspeichern gegenüber anderen Flexibilitäten und Energiespeichern ist, dass sie für sog. Arbitragegeschäfte genutzt werden können, also die Preisvolatilitäten an den Kurzfristmärkten nutzen können. In Abbildung 49 sind die Preisspreizungen beim Dayahead-Handel (auf der linken Seite blau gefärbt) und dem kontinuierlichen Intraday-Handel für Stundenprodukte (auf der rechten Seite orange gefärbt) für die Jahre 2011 bis 2018 graphisch illustriert.

Die Anzahl der Preise kleiner 0 € (negative Preise) sind jeweils als fatter Balken und die Anzahl der Preise größer 70 € sind jeweils als blasser Balken dargestellt. Die beiden Diagramme scheinen sich zu ähneln, allerdings ist die Anzahl beim Intraday-Handel um ca. den Faktor 5 höher. Dies ist ein klares Indiz, dass der Intraday-Handel für Arbitragegeschäfte attraktiver ist.

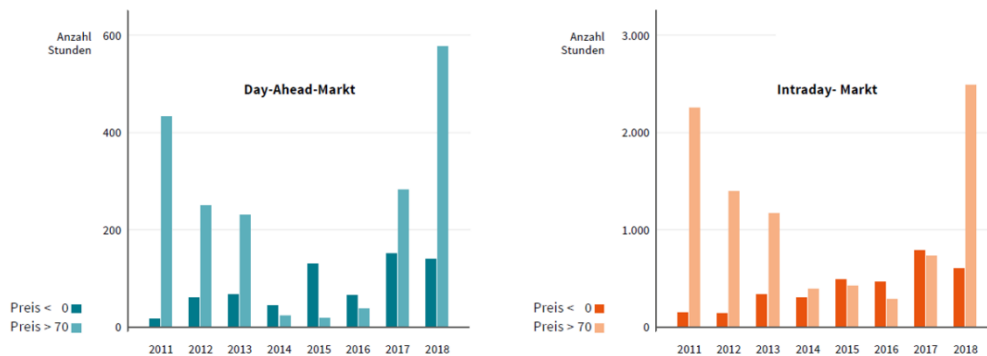


Abbildung 49: Preisspreizungen an Dayahead- und Intraday-Markt [55].

Im Jahr 2018 waren beispielsweise etwas weniger als 800 Stundenpreise beim Dayahead-Handel teurer als 70 € pro MWh. Beim kontinuierlichen Intraday-Handel waren es dagegen ca. 2.500 Stundenpreise. Noch volatiler sind naturgemäß die Viertelstundenpreise, weil die Aggregation von vier Viertelstundenpreisen zu einem Stundenpreis immer eine Vergleichmäßigung bedeutet. Deshalb sollten Stromspeicher Arbitragegeschäfte immer auf Basis von Viertelstundenprodukten betreiben. Der kontinuierliche Intradayhandel ist am attraktivsten, aber durch sein „Pay-as-bid“-Verfahren auch relativ aufwendig. Die Intraday-Auktion kann hier einen guten Kompromiss darstellen.

Abschließend werden in Abbildung 51 die Dayahead-Preise der Jahre 2011 bis 2020 dargestellt. Die durchschnittlichen Jahrespreise sind von 2011 bis 2016 von 57,12 €/MWh auf 32,01 ct/kWh gesunken. Danach sind die Preise wieder angestiegen bis auf durchschnittlich 40,50 €/MWh im Jahr 2019.

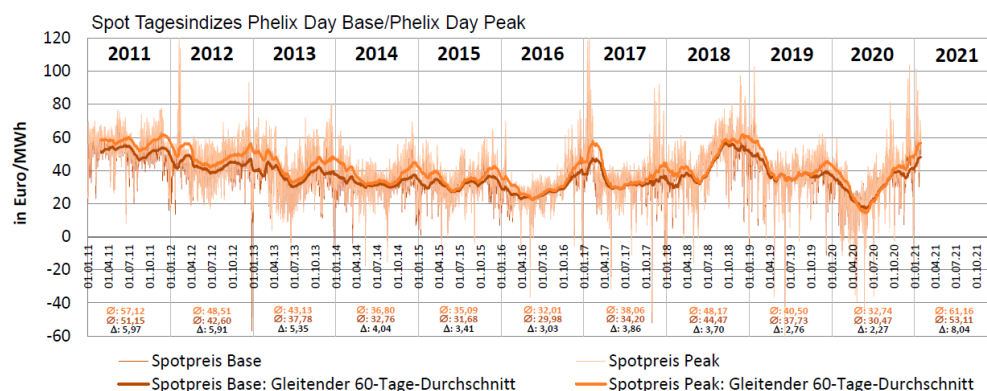


Abbildung 50: EPEX-Preise Dayahead-Markt Deutschland der Jahre 2011 bis 2020 [53].

Ein Grund für die fallenden Spotmarktpreise in den Jahren von 2011 bis 2016 hängt mit der EEG-Umlage zusammen, die im gleichen Zeitraum massiv gestiegen ist. Im folgenden Kapitel werden die Zusammenhänge dieses Sachverhalts erklärt und das Anreizsystem „variable EEG-Umlage“ erläutert, welches auch dieser Entwicklung entgegenwirken soll.

7.2.2 (Variable) EEG-Umlage

Das EEG wurde in Deutschland eingeführt, um die Umstellung der Energieversorgung hin zu einem nachhaltigen Energiesystem zu fördern. Zentrales Instrument war von Anfang an

die garantierte Einspeisevergütung über 20 Jahre für EE und eine Abnahmepflicht der Netzbetreiber, den erzeugten Strom in ihr Netz aufzunehmen und an der Strombörse zu vermarkten. Außerdem wurde ein Mechanismus geschaffen, die Fehlbeträge zwischen Einspeisevergütung und Verkaufserlösen zu finanzieren. Beahlt werden diese Fehlbeträge durch den Stromkunden über die sog. „EEG-Umlage“, die als fixer Arbeitspreis auf den Strompreis der Endkunden aufgeschlagen wird. Wenn Stromspeicher Arbitragegeschäfte am Spotmarkt tätigen, also günstigen Strom kaufen bzw. laden und teuren Strom verkaufen bzw. in das Stromnetz einspeisen, dann senken sie implizit auch die EEG-Umlage. Dies wird schematisch in Abbildung 51 graphisch illustriert.

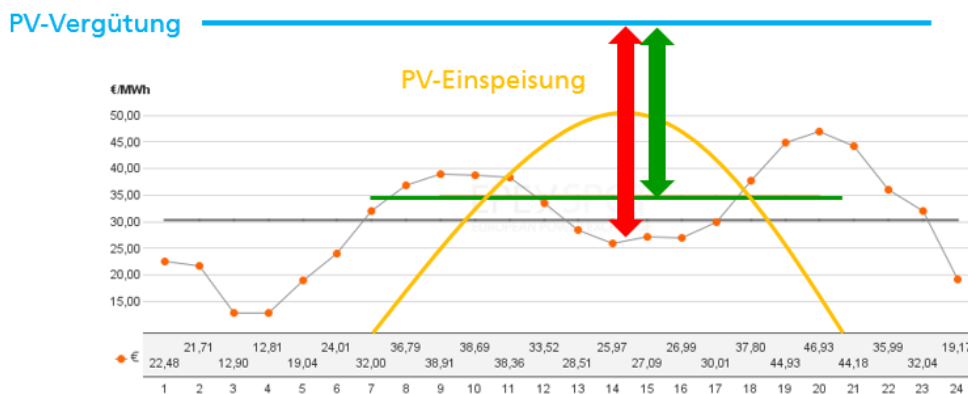


Abbildung 51: Wirkung der Spotmarktoptimierung auf die EEG-Umlage [56].

Dargestellt ist hier ein Tag mit vielen Sonnenstunden, die zu einer hohen PV-Einspeisung führen (als gelbe Linie dargestellt). Diese Einspeisung hat erhebliche Auswirkungen auf die Spotmarktpreise. Insbesondere die Preise von 12 – 17 Uhr sind günstiger als an bewölkten Tagen. Die niedrigen Spotmarktpreise sorgen dafür, dass die Differenz zwischen PV-Einspeisevergütung und Verkaufserlös insbesondere in den Zeiten steigt, in denen die PV-Einspeisung besonders hoch ist (roter Pfeil). Wenn Stromspeicher die Preisunterschiede am Spotmarkt nutzen, dann vergleichmäßigen sich die Spotmarktpreise (schematisch dargestellt als grüne Linie) und die Differenz zwischen PV-Einspeisevergütung und Verkaufserlös sinkt (grüner Pfeil). Entsprechend reduziert sich auch der Finanzierungsbedarf und die EEG-Umlage.

Es gibt allerdings zwei Probleme mit dem derzeitigen Marktdesign. Dieses ist so gestaltet, dass Stromerzeuger an der Strombörse entsprechend ihrer variablen Kosten Gebote abgeben. Das teuerste Kraftwerk bestimmt den Börsenstrompreis für alle Marktteilnehmer. Da PV- und WEA zu sehr niedrigen variablen Kosten Strom anbieten können, sorgen sie dafür, dass Gaskraftwerke oft zu teuer sind und günstigere Kohlekraftwerke den Preis bestimmen (mit steigenden CO₂-Preisen kehrt sich die Reihenfolge zwischen Kohle und Gas um). In Stunden, in denen Wind und Sonne den Strombedarf komplett decken können, sind die Preise oft sogar negativ. Das klingt zwar für den Stromkunden auf den ersten Blick positiv, führt aber auch dazu, dass die Erneuerbaren selbst kaum Geld verdienen können und weiterhin nicht ohne Förderung am Markt bestehen können.

Ein weiteres Problem ist, dass die Spotmarktpreise ihre Marktleitungsfunktion verlieren. In den Jahren 2011 bis 2014 ist die EEG-Umlage aufgrund eines PV-Booms erheblich gestiegen und die Spotmarktpreise entsprechend gesunken sind (siehe Abbildung 52, Jahresdurchschnitt Spotmarktpreise und jährliche EEG-Umlage von 2011 bis 2020).

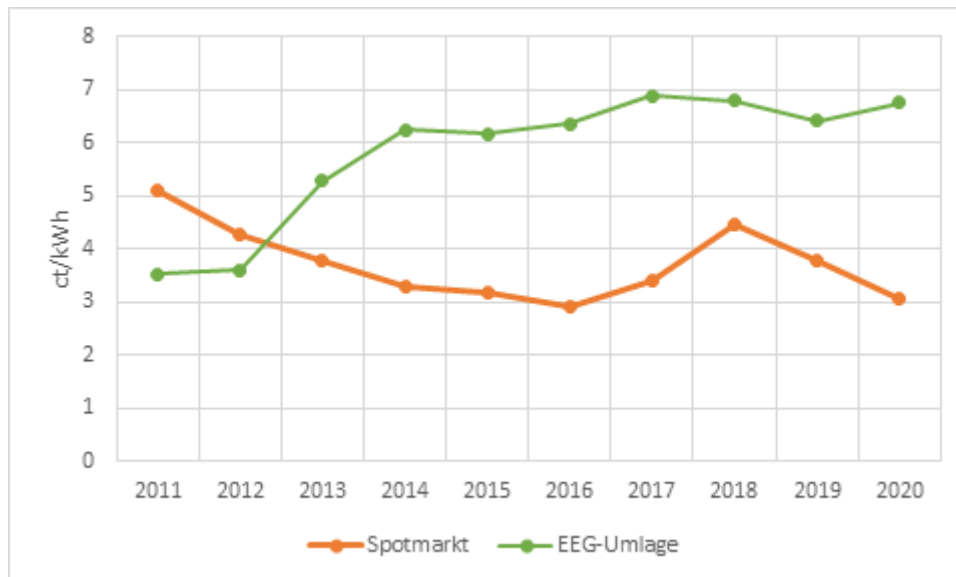


Abbildung 52: Entwicklung Spotmarktpreise und EEG-Umlage [56].

Dies gilt nicht nur für die durchschnittlichen Jahrespreise, sondern auch für untertägige Preisschwankungen. Diese sind ein wichtiges Signal für Flexibilitäten, auch für Energiespeicher, sich systemdienlich zu verhalten. Nur wenn ein ansprechender finanzieller Anreiz gegeben ist, achten diese Marktakteure auch auf die Signale des Spotmarkts. Für Stromkunden wird die Signalwirkung auch deshalb gedämpft, weil die anderen Strompreisbestandteile, insbesondere die Netzentgelte und die EEG-Umlage derzeit fixe Arbeitspreise sind.

Dieser Umstand und der erhebliche Anstieg der fixen EEG-Umlage haben dazu geführt, dass diverse Konzepte [57] entwickelt wurden, die EEG-Umlage zu flexibilisieren.

Eine mögliche Flexibilisierungsstrategie wurde bereits 2014 von Herrn Peter Stratmann (Bundesnetzagentur) vorgestellt. In Abbildung 53 wird das von ihm vorgeschlagene prinzipielle Vorgehen für eine Beispielwoche grafisch dargestellt.

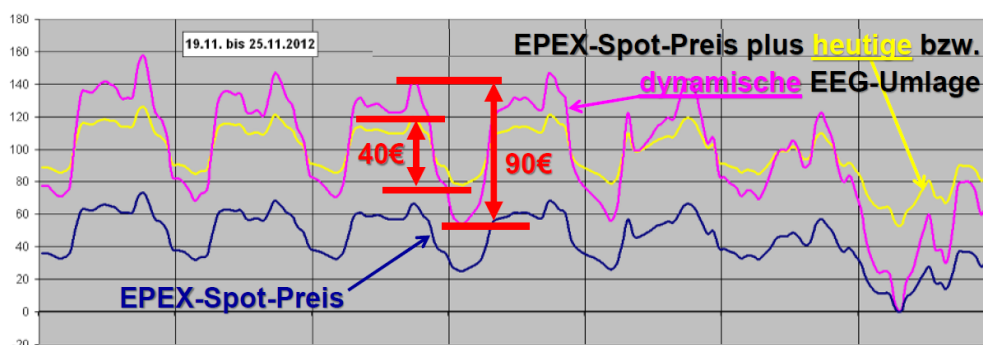


Abbildung 53: Beispielwoche für die variable EEG-Umlage [58].

Als blaue Linie dargestellt ist der Spotpreis für eine Woche im November des Jahres 2012. Auf den Spotmarktpreis wird die fixe EEG-Umlage addiert (gelbe Linie). Hier ergibt sich ein Preisunterschied von ca. 40 €/MWh bei einer Verlagerung des Verbrauchs von Mittwoch auf Donnerstag. Bei der variablen EEG-Umlage wird der Spotmarktpreis in dem Beispiel mit einem Faktor von 1,2 multipliziert. Das führt an dem Mittwoch zu einem Preisunterschied von ca. 90 €/MWh. Das erhöht den Verlagerungsanreiz in diesem Fall um den Faktor 2,2.

Dies ist nur eine Möglichkeit, die EEG-Umlage zu flexibilisieren. Was aber alle Konzepte eint, ist die Kopplung an den Spotmarktpreis. Das ist streng genommen ein Markteingriff, allerdings gilt dies auch für die bisher fixe EEG-Umlage. So gesehen wäre eine variable EEG-Umlage eigentlich ein „Reparaturmechanismus“ für die, aufgrund der Refinanzierungssystematik der EEG-Förderung und des derzeitigen Marktdesigns, verzerrten Spotmarktpreise.

7.2.3 Regelenergiemarkt

Der Strommarkt in Deutschland ist liberalisiert und eigentlich sollen die Strombörsen für Marktpreise sorgen, die Verbrauch und Erzeugung in Einklang bringen. Allerdings ist Versorgungssicherheit bei der Stromversorgung ein hohes Gut und sollte nicht den Märkten überlassen bleiben. Außerdem wird bei den Marktprozessen vereinfacht angenommen, dass Deutschland eine „Kupferplatte“ ist, also keine Netzrestriktionen bei dem Stromtransport entstehen. Deshalb haben die ÜNB mehrere „Werkzeuge“ erhalten, um die hohe Versorgungssicherheit in Deutschland weiterhin gewährleisten zu können. Neben diversen technisch-regulatorischen Optionen (Redispatch, Reservekraftwerke, Abschaltung Erneuerbarer per Einsatzmanagement, etc.) ist hier insbesondere der Regelenergiemarkt zu nennen, der mittlerweile aufgeteilt wurde in einen Regelleistungsmarkt und den nachgelagerten Regelarbeitsmarkt.

In Abbildung 54 sind die Prozesse des Regelenergiemarkts und deren zeitlicher Ablauf in Kombination mit den liberalisierten Märkten dargestellt.

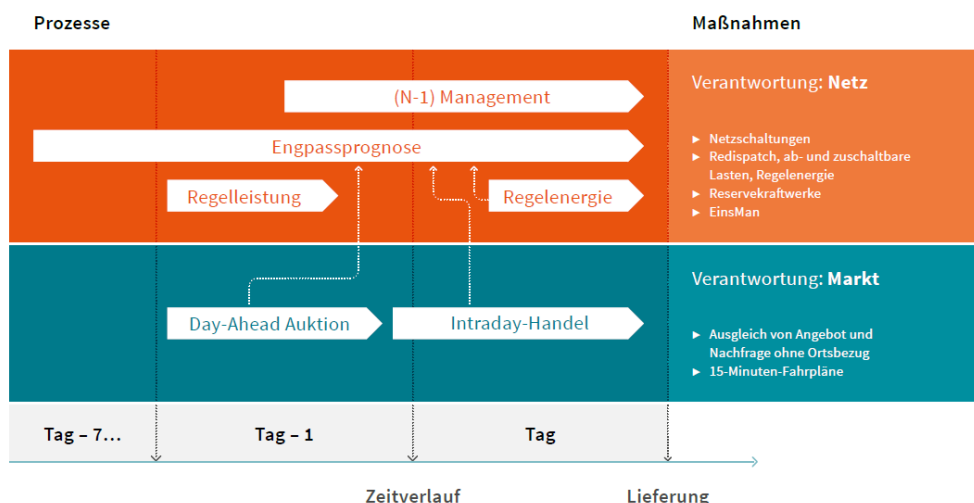


Abbildung 54: Prozesse und Maßnahmen für Versorgungssicherheit [55].

Bereits eine Woche im Voraus prüfen die ÜNB eventuelle Netzengpässe. Jeweils einen Tag im Voraus werden am Regelleistungsmarkt Kapazitäten von den ÜNB unter Vertrag genommen, die bei Bedarf positive oder negative Regelleistung liefern können.

Bei der Regelleistung wird unterschieden zwischen Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL).

In Abbildung 55 werden die Charakteristika dieser drei Regelleistungsarten beschrieben.

	PRL	SRL	MRL
Aktivierungszeit	30 Sekunden	5 Minuten	15 Minuten
Mindestangebotsgröße	± 1 MW (pos. und neg.)	1 MW (pos. oder neg.)	1 MW (pos. oder neg.)
Ausschreibungszeitraum	Täglich (für den nächsten Tag)	Täglich (für den nächsten Tag)	Täglich (für den nächsten Tag)
Tageszeitunterteilung	6 Zeitscheiben mit einer Dauer von jeweils 4 Stunden	6 Zeitscheiben mit einer Dauer von jeweils 4 Stunden	6 Zeitscheiben mit einer Dauer von jeweils 4 Stunden
Vergütung	Leistungspreis (Einheitspreisverfahren)	Leistungspreis und Arbeitspreis (Pay-as-bid-Verfahren)	Leistungspreis und Arbeitspreis (Pay-as-bid-Verfahren)
Mehrfachvermarktung	Möglich, sofern technische Anforderungen auch bei gleichzeitiger Erbringung eingehalten werden können.		

Abbildung 55: Regelleistungsarten im Überblick [55].

Die Primärregelleistung unterscheidet sich insbesondere dadurch von den anderen beiden Regelleistungsarten, dass nur ein Leistungspreis vergütet wird und die Aktivierungszeit nur 30 Sekunden beträgt. Die Mindestangebotsgröße beträgt ±1 MW. Es muss also sowohl positive als auch negative Regelleistung bereitgestellt werden. Bei den anderen beiden Regelleistungsarten können die Teilnehmer wählen zwischen positiver und negativer Regelleistung. Dies vereinfacht die Teilnahme insbesondere für Energiespeicher wie Power-to-Gas-Anlagen, obwohl auch diese theoretisch positive Regelleistung anbieten könnten, wenn sie während der vereinbarten Zeiten in Betrieb sind und definiert herunterregeln können. Die Aktivierungszeit bei der Sekundärregelleistung beträgt 5 Minuten, während diese bei der Minutenreserve 15 Minuten beträgt. Prinzipiell ist eine Mehrfachvermarktung der jeweiligen Flexibilität möglich, sofern die technischen Anforderungen bei gleichzeitiger Erbringung eingehalten werden.

Im November 2021 wurde der Regelenergiemarkt aufgespalten [59]. Neben dem Regelleistungsmarkt wurde ein separater Regularbeitsmarkt eingeführt, an dem die Teilnehmer ein Gebot einreichen müssen, die einen Zuschlag am Regelleistungsmarkt erhalten haben. Anbieter von Sekundärregel- und Minutenreserveleistung können direkt am Regularbeitsmarkt teilnehmen, wenn sie keine Vorhaltungsprämie über den Regelleistungsmarkt anstreben. Der Regularbeitsmarkt öffnet direkt nach Verkündung des Zuschlags am Regelleistungsmarkts. Hier können Anbieter bis zu 60 Minuten vor Beginn der Lieferperiode des Produkts reine Arbeitsgebote abgeben. Für alle Regelleistungsarten sind einheitlich sechs Zeitscheiben von jeweils 4 Stunden pro Tag vorgesehen. Die Auktionen finden jeweils eine Stunde vor Beginn der jeweiligen Zeitscheibe (z. B. 3 Uhr für die Zeitscheibe von 4 – 8 Uhr) statt. Die Auktionen für Sekundärregel- und Minutenreserveleistung finden zeitgleich statt. Die Anbieter müssen sich daher entscheiden, für welches Produkt sie ein Gebot abgeben möchten. Die Vergütung erfolgt nach der pay-as-bid Regel und somit in der Höhe des abgegebenen Gebots, allerdings nur bei Abruf durch die Übertragungsnetzbetreiber. Die Preisobergrenze für Arbeitsgebote beträgt seit diesem Jahr 9.999 €/MWh [59].

In Abbildung 56 sind die mittleren Jahrespreise für 2012 bis 2019 für alle Regelleistungsarten abgebildet. Auf der linken Seite stehen die Leistungspreise und auf der rechten Seite die Arbeitspreise.

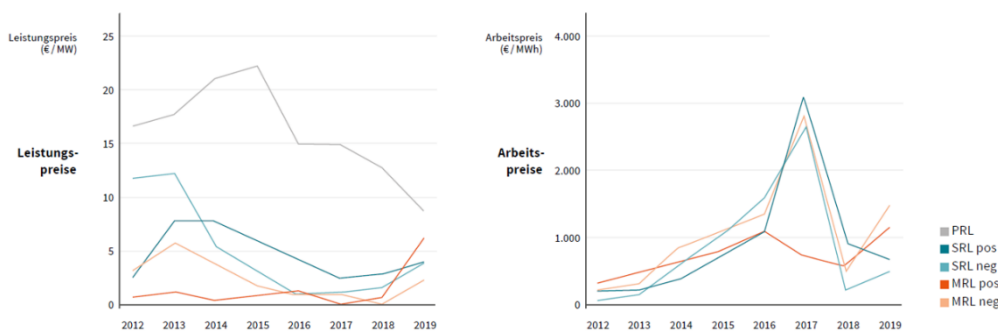


Abbildung 56: Mittlere Jahrespreise Regelleistung und Regelarbeit [55].

Bei der Regelleistung sind die Preise für die Primärregelleistung am höchsten, allerdings ist damit auch die zu leistende Regelarbeit mitvergütet. Dennoch sind auch die Erlöspotenziale für die Primärregelleistung am höchsten. Primärregelleistung als Systemdienstleistung passt sehr gut zur Charakteristik von Stromspeichern und war mehrere Jahre ein interessantes Geschäftsmodell. Seit 2016 sind die Leistungspreise dort aber sukzessive gesunken. Dies liegt zum einen an einer zunehmenden Anzahl an Anbietern. Außerdem sinken die Preise, weil Deutschland mittlerweile in einem Verbund mehrerer Länder bei der Primärregelleistung kooperiert, an dem immer mehr Länder teilnehmen.

Bei der Sekundärregel- und Minutenreserveleistung wird unterschieden zwischen positiver und negativer Regelenenergie. Sowohl bei der jeweiligen Regelleistung als auch der jeweiligen Regelarbeit ist kein eindeutiger Trend zu erkennen, ob positive oder negative Regelenenergie zu höheren Erträgen führt. Bis 2017 sind die Arbeitspreise an beiden Märkten stark gestiegen, weil neue Technologien, z. B. Biogasanlagen und Power-to-Heat-Anlagen teilgenommen haben, die zu niedrigen Leistungspreisen, aber teuren Arbeitspreisen anbieten konnten. In 2018 wurde dann das sog. Mischpreisverfahren eingeführt, dass die Arbeitspreise stark einbrechen ließ. Im Jahr 2019 wurde dieses Verfahren aber wieder rückgängig gemacht und die Preise erholten sich wieder auf niedrigerem Niveau. Die Einführung des Regularbeitsmarktes im Jahr 2020 lässt nun aber vermuten, dass der Wettbewerb steigen wird und die Arbeitspreise wieder sinken werden.

Insgesamt ist die Bereitstellung von Regelenenergie als Systemdienstleistung ein sehr interessanter Markt für Energiespeicher und ein attraktiver Bestandteil eines Multi-Use-Geschäftsmodells. Als Haupteinnahmequelle ist dieser Markt allerdings nur bedingt tauglich, weil sich langfristig die Preisentwicklung in den einzelnen Regelleistungsarten nur schwer einschätzen lässt und derzeit eher sinkende Preise vermutet werden.

7.3 Multi-Use-Geschäftsmodelle

In den beiden vorherigen Kapiteln wurden Anreizsysteme vorgestellt, die die Betreiber von Flexibilitäten, wie z. B. auch Energiespeichern, motivieren sollen, ihre Anlagen netzdienlich oder marktorientiert im Sinne einer verbesserten Integration fluktuierend einspeisender EE zu betreiben. Große Stromspeicher, die im Fokus dieser Studie stehen, sind angesichts ihrer Charakteristik sehr gut geeignet für die Bereitstellung von Primärregelleistung. Strom-

speicher können sowohl positive als auch negative Regelernergie mit sehr kurzer Reaktionszeit liefern. Derzeit ist dieses Anreizsystem oft noch das interessanteste Geschäftsmodell für große Stromspeichern, obwohl hier die Preise aufgrund des erhöhten Wettbewerbs die letzten Jahre sukzessive gesunken sind. Deshalb ist es sinnvoll, darüber nachzudenken, welche weiteren Anreizsysteme bzw. Dienstleistungen durch den Stromspeicher erbracht werden können, um deren Profitabilität für die Zukunft zu sichern. Folgend wird die Kombinierbarkeit diverser markorientierter Anreizsysteme bzw. Geschäftsmodelle qualitativ untersucht.

7.3.1 Kombinierbarkeit markorientierter Anreizsysteme

In Kapitel 7.2 wurden marktorientierte Anreizsysteme vorgestellt. Die Kombinierbarkeit solcher Anreizsysteme ist prinzipiell möglich. Im Rahmen des Sinteg-Projekts „WindNode“ hat das IEE in einer Studie [60] vier Anwendungsfälle (Engl. Use Cases, Abkürzung „UC“) für einen großen Stromspeicher (22 MW Leistung, 34,8 MWh Kapazität) untersucht, der direkt an einen Windpark (356 MW Nennleistung) angeschlossen ist. Dabei wurde ein systemdienliches Verhalten als oberstes Ziel angenommen. Das heißt, die Batterie wurde zum Ausgleich des Prognosefehlers bzw. unter Berücksichtigung von Marktpreisen wirtschaftlich optimal betrieben, etwaige Verzerrungen durch den regulatorischen Rahmen wurden ausgeklammert und erst im Nachhinein bewertet. Windpark und Batterie werden in der Studie zusammen als Kraftwerk-Uckermark (Abkürzung KWUM) bezeichnet. In Abbildung 57 werden die Use Cases graphisch illustriert.

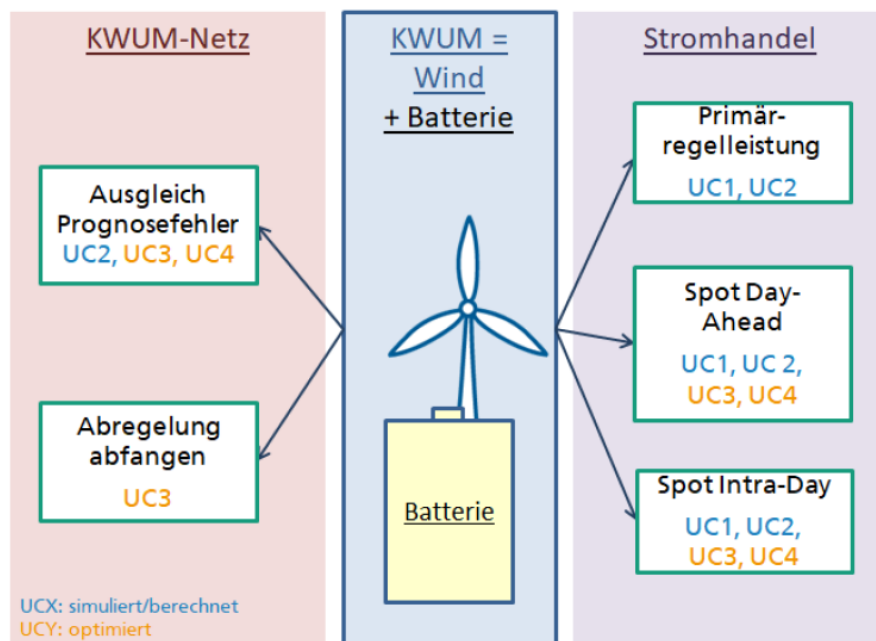


Abbildung 57: Untersuchte Anwendungsfälle [60].

Als Referenz dient Use Case UC 1. Hier wird die Batterie primär zur Bereitstellung von Primärregelleistung genutzt. Der prognostizierte Windstrom wird Dayahead vermarktet (gilt für alle Use Cases). Der Prognosefehler wird am Intraday-Markt ausgeglichen. Die Batterie wird mit halbvollem Speicherstand betrieben, um möglichst viel Primärregelleistung liefern zu können. Der Ausgleich bei erfolgtem Abruf von positiver oder negativer Regelernergie erfolgt möglichst zeitnah durch Kauf und Verkauf am Intraday-Markt.

Im Vergleich zu UC 1 wird der halbvolle Speicherstand der Batterie in Use Case UC 2 vorrangig durch den Prognosefehler und nachrangig durch den Intraday-Markt gewährleistet. Der verbleibende Prognosefehler und Batterieauflade bzw. -entladebedarf wird am Intraday-Markt ausgeglichen.

Bei den Use Cases UC 3 und UC 4 wird auf die Bereitstellung von Primärregelleistung verzichtet und die Batterie primär für Arbitragegeschäfte an den Spotmärkten genutzt. Bei dem Use Case UC 3 wurde darüber hinaus angenommen, dass der abgeregelte Strom des Windparks aufgrund von Einsatzmanagement (Abkürzung EINSMAN) nicht entschädigt wird und somit ein finanzieller Anreiz entsteht, diesen Strom in der Batterie zu speichern und zu einem späteren Zeitpunkt zu vermarkten.

Im Vergleich zu UC 3 wurde bei dem Use Case UC 4 angenommen, dass das Stromnetz ausgebaut wurde und somit die gesamten Strommengen des Windparks eingespeist werden können. Außerdem wurde in diesem Fall angenommen, dass für das Aufladen der Batterie keine Abgaben bezogen auf den Strombezug anfallen.

In Abbildung 58 sind die Erlös- und Kostenbestandteile für die untersuchten Use Cases tabellarisch dargestellt.

	UC1: Wind inkl. Abregelung Batt & PRL			UC2: Wind inkl. Abregelung & Batt & PRL			UC3: Wind & Abreg. & Batt Opt.			UC4: Wind & Batt Opt.		
	2016	aktuell, ohne Einspeisenetz		2016	2021, mit Einspeisenetz	2021, ohne Einspeisenetz	2016	2021, mit Einspeisenetz	2021, ohne Einspeisenetz	2016	2021, mit Einspeisenetz	2021, ohne Einspeisenetz
Abgaben/Steuern (aktuell Konzession, StromNEV, AbLaV) [€/MWh]	85,330	16,850		85,330	16,850	16,850	85,330	16,850	16,850	85,330	16,850	16,850
Erlöse/Kosten M€												
Windpark	39,842			38,609			45,128					
Einnahmen durch Marktpremie												
Einnahmen am Day-Ahead Markt				17,361								
EINSMAN- Marktpremienentschädigung	8,673						8,445			0,000		
Kosten für Prognosefehler-Ausgleich am Intraday-Markt	-2,626			-2,629			-1,214			-0,403		
Batterie												
Einnahmen durch Primärregelleistungsvorhaltung	1,321			1,321			0					
Kosten für Aufladung am Intraday- Markt	-0,086			-0,055			-3,438			-0,906		
Einnahmen für Entladung am Intraday-Markt	0,018			0,030			3,966			1,119		
Kosten für Steuer, Umlage, Abgaben	-0,232	-0,046		-0,146	-0,029	-0,046	-3,409	-0,673	-0,968	-3,608	-0,712	-1,102
Summe mit Regulatorik	64,326	64,512		64,419	64,536	64,519	60,363	63,099	62,688	58,860	62,694	62,305
Summe ohne Abgaben		64,558			64,565			63,772			63,407	
Summe ohne Regulatorik	16,043			16,050			16,719			17,340		

Abbildung 58: Erlös- und Kostenbestandteile der untersuchten Use Cases [60].

Hier zeigt sich, dass die Bereitstellung von Primärregelleistung (UC 1, UC 2) finanziell viel attraktiver ist als Arbitragegeschäfte am Spotmarkt (UC 3, UC 4). Interessanter hinsichtlich der Kombinierbarkeit der Anreizsysteme ist aber die Beanspruchung der Batterie bei den untersuchten Use Cases.

In Abbildung 59 sind die Betriebsstunden der Batterie für die jeweiligen Use Cases dargestellt.

	UC 1	UC 2	UC 3	UC 4
Summe Betriebsstunden Batterie (h/a)	8784	8784	6319	5428
Betriebsstunden Batterie Aufladung (h/a)	4445	4445	3325	1871
Betriebsstunden Batterie Entladung (h/a)	4339	4339	2994	3558

Abbildung 59: Betriebsstunden der Batterie für die jeweiligen Use Cases [60].

In den Use Cases UC 1 und UC 2 ist die Batterie praktisch permanent in Betrieb, weil bei der Bereitstellung von Primärregelleistung praktisch jederzeit negative oder positive Regelernergie benötigt wird. Die Betriebsstunden für Aufladung und Entladung der Batterie sind sehr ähnlich. Das heißt, dass ein Großteil der benötigten positiven Regelernergie nicht am Intraday-Markt beschafft werden muss, sondern durch negative Regelernergie kompensiert wird.

Bei den Use Cases UC 3 und UC 4 sind dagegen die Betriebsstunden geringer, weil hier nur dann die Batterie ge- und entladen wird, wenn die Preisunterschiede am Spotmarkt die Ladeverluste der Batterie (in der Studie wurden 10 % angenommen) kompensieren.

Noch interessanter sind aber die gespeicherten Strommengen bzw. Aufladungen und Entladungen pro Use Case, die in Abbildung 60 dargestellt sind.

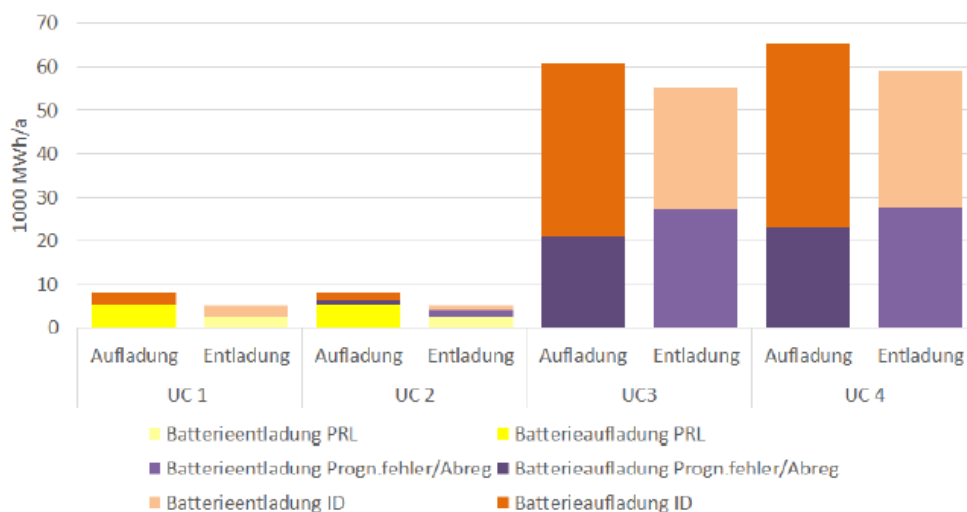


Abbildung 60: Aufladungen und Entladungen pro Use Case [60].

Hier zeigt sich, dass die Kapazität der Batterie durch die Bereitstellung von Primärregelleistung viel weniger beansprucht wird als bei Arbitragegeschäften am Spotmarkt.

Dies zeigt, dass die Bereitstellung nur wenig Kapazität benötigt und sehr gut geeignet ist, um weitere Anreizsysteme bzw. Geschäftsmodelle zu ergänzen. Die Arbitragegeschäfte am

Spotmarkt wiederum können von den Stromhändlern flexibel angepasst werden je nach zur Verfügung stehender Kapazität.

Darüber hinaus können auch Prognosefehler des Windparks durch die Batterie korrigiert werden (Bilanzkreisoptimierung; Vermeidung von Ausgleichsenergiekosten) und Strom des Windparks gespeichert werden, wenn die Preise am Spotmarkt negativ sind und der Windparkbetreiber für das Einspeisen des Stroms keine Marktpremie erhält.

Noch interessanter wird die Investition in einen Stromspeicher, wenn zusätzlich auch netzdienliche Anreizsysteme ergänzt werden können.

7.3.2 Ergänzung netzdienlicher Anreizsysteme

In Kapitel 7.1 wurden netzdienliche Anreizsysteme untersucht. Bei Netznutzern ist zu unterscheiden zwischen Stromverbrauchern und Stromerzeugern. Stromspeicher zeichnen sich gegenüber anderen Flexibilitäten dadurch aus, dass sie sowohl Strom aus dem Netz beziehen als auch in das Netz einspeisen können. Für leistungsgemessene Stromverbraucher kann das Anreizsystem „atypische Netznutzung“ interessant sein. Auch Stromerzeuger müssen für den Strom, den sie aus dem Netz beziehen Netzentgelte zahlen. Auch sie können von diesem Anreizsystem profitieren. Darüber hinaus gibt es für diese Netznutzer mit den „vermiedenen Netzentgelten“ aber noch ein weiteres netzdienliches Anreizsystem, das in die Betriebsführungsstrategie einbezogen werden könnte. Von diesem Anreizsystem können Stromverbraucher nicht profitieren.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat in einem neuen Bericht die Regelungen von Stromspeichern im deutschen Strommarkt untersucht. Auch hier wurde darauf hingewiesen, dass Stromspeicher aus technischer Sicht sehr gut für die Bereitstellung von Primärregelleistung geeignet sind, allerdings sei aufgrund des starken Wettbewerbs im Bereich Regelleistungserbringung eine Finanzierung der Speicher-Investition allein aus den Erlösen dieses Markts nicht möglich. Die BNetzA weist in dem Bericht explizit darauf hin, dass neben Speicherförderprogrammen und die Freistellung von diversen Abgaben und Umlagen die Ergänzung der genannten netzdienlichen Anreizsysteme helfen können, die erfolgreiche Investition in große Stromspeicher zu gewährleisten.

Die BNetzA nennt in dem Bericht Erlöspotenziale für diese beiden Anreizsysteme, die sich auf einen Batteriespeicher beziehen, der im Norden Deutschlands in einem Netz betrieben wird, dessen Netzentgelte und „vermiedenen Netzentgelte“ im deutschlandweiten Vergleich hoch sind (und weisen darauf hin, dass sich in anderen Netzen andere Zahlungen ergeben) [61].

Als Zahlung von „vermiedenen Netzentgelten“ des Netzbetreibers an den Speicherbetreiber können sich laut Bericht der BNetzA in Mittelspanungsnetzen pro MW installierter Leistung jährlich lebensdauerlang 40.000 €/MW zuzüglich 50 €/MWh erzeugter Strommenge ergeben. Bei einer Speicherleistung von 14 MW und einer Kapazität von 15 MWh, mit einer angenommenen Zykluszahl von 200 pro Jahr, können sich so zeitlich unbegrenzt jährliche Einnahmen des Speicherbetreibers von fast 700.000 € pro Jahr ergeben. Übertragen auf den Stromspeicher in Haren wäre mit jährlichen Einnahmen von ca. 200.000 € zu rechnen, wenn für das Verteilnetz der Westnetz GmbH die gleichen Bedingungen gelten wie in dem Beispiel der BNetzA.

Wenn der im BNetzA-Bericht genannte Speicher gemäß „atypischer Netznutzung“ optimiert betrieben wird, können in Verbindung mit § 19 Absatz 4 StromNEV fast 500.000 € Einsparung bei den Netzentgelten erreicht werden. Der § 19 (4) besagt, dass Stromspeicher, in denen der Strom nur zwischengespeichert und nicht vom Stromkunden verbraucht wird, nur für den Speicherverlust (ca. 10 %) einen Leistungspreis (größer 2.500 Benutzungsstunden) zahlen. Diese Leistungsentgeltkosten können durch die atypische Netznutzung gemäß § 19 Absatz 2 Satz 1 StromNEV nochmals um maximal 80 % gesenkt werden. Aber auch ohne den § 19 (4) könnten in diesem Beispiel die Netzentgelte um fast 300.000 € pro Jahr gesenkt werden. Übertragen auf Haren wären dies theoretisch ca. 85.000 € pro Jahr, allerdings wird der dortige Speicher aufgrund des § 19 (4) unabhängig von der atypischen Netznutzung voraussichtlich sowieso nur geringe Netzentgelt-Kosten zahlen.

Inwiefern die atypische Netznutzung und die vermiedenen Netzentgelte in die Betriebsführungsstrategie des Stromspeichers tatsächlich integriert werden können und welche Einsparpotenziale in der Praxis möglich sind, hängt von mehreren Parametern ab, die sich darüber hinaus in den Folgejahren erheblich verändern können. Beispielsweise sind die Netzentgelte teilweise erheblichen Schwankungen ausgesetzt und auch die Hochlastzeitfenster können sich über die Jahre massiv verschieben und verbreitern, was die Einhaltung der Kriterien erschwert oder sogar verhindert. Wenn 2 Jahre in Folge die Kriterien der atypischen Netznutzung nicht erfüllt wurden, fallen nicht nur die Gutschriften für die betreffenden Jahre weg, sondern es muss auch ein neuer Antrag auf „atypische Netznutzung“ gestellt werden.

Bei den vermiedenen Netzentgelten ist zu berücksichtigen, dass bezüglich der Leistungspreis-Komponente nur die Einspeisung in das Stromnetz zum betreffenden Zeitpunkt der „eigentlichen“ Netzspitzenlast bezahlt wird. Dies erfordert ein sehr gutes Prognosesystem, wann dieser Zeitpunkt ist oder der Stromspeicher müsste zu allen relevanten Zeiten Strom einspeisen, wenn mit einer Netzspitzenlast zu rechnen ist. Um dies einschätzen zu können, sollten die Residuallastgänge der betreffenden Netzlastgänge für die letzten Jahre geprüft werden.

Darüber hinaus ist auch der sonstige Stromverbrauch bzw. Stromkosten und bestehende Vergünstigungen bezüglich diverser staatlich induzierter Preisbestandteile der Liegenschaft zu prüfen, an dem der Stromspeicher verortet ist. Bei einem direkten Anschluss eines Windparks ist auch darauf zu achten, dass der in der Batterie zwischengespeicherte Windstrom nicht mit Netzstrom „vermischt“ wird, um weiterhin die Marktprämie zu erhalten. Außerdem ist bei der Bereitstellung von Regelenergie zu berücksichtigen, dass dieser Strom in der Regel dem Bilanzkreis des Dienstleisters zugerechnet werden muss, der die Kapazität des Stromspeichers am Regelenergiemarkt vermarktet. Um die Batterie zur Optimierung der Netzentgeltkosten nutzen zu können, muss die Batterie dem Bilanzkreis des Stromlieferanten zugerechnet werden.

Durch die aktuellen Fristigkeiten der Wechselprozesse wird dadurch allerdings die zeitliche Flexibilität massiv eingeschränkt, da eine Wechselfrist von einem Monat in dem jeweiligen Bilanzkreis gemäß den aktuell gültigen „Marktprozessen für erzeugende Marktolationen (Strom)“ vorgesehen ist. Selbst wenn das Speichersystem in demselben Bilanzkreis liegt, müsste das Mess- und Abrechnungskonzept dynamisch ausgelegt werden, um die netzentgeltrelevanten Mengen abzugrenzen, was nach aktuellen Erkenntnissen erhebliche Rechtsunsicherheiten birgt [55].

Die Umsetzung eines Multi-Use-Geschäftsmodells in der Praxis sollte vorab juristisch geprüft werden und erfordert voraussichtlich ein umfassendes Messkonzept, um alle angestrebten Einsparpotenziale zu erreichen.

7.3.3 Multi-Use-Geschäftsmodell für Haren

Die in Kapitel 7.3.1 für große Stromspeicher vorgeschlagenen Anreizsysteme bzw. Geschäftsmodelle gelten für das gesamte Bundesgebiet unabhängig vom Standort Haren, der sich im Netzgebiet des Verteilnetzbetreibers Westnetz GmbH befindet.

Die Primärregelleistung passt sehr gut zur Charakteristik von Batterien und war in den zurückliegenden Jahren ein interessantes Geschäftsfeld für große Stromspeicher. Die Einnahmen sind dort allerdings aufgrund des gestiegenen Wettbewerbs sukzessive gesunken (siehe Abbildung 61).

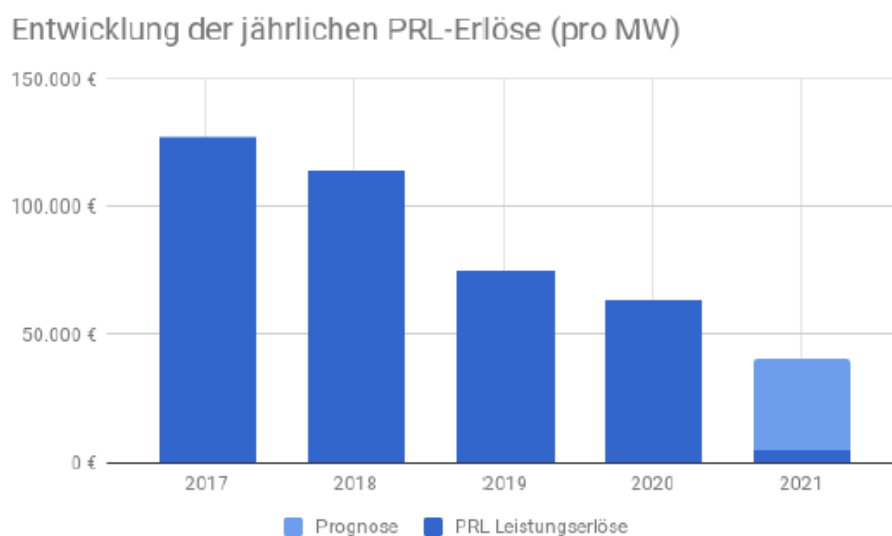


Abbildung 61: Preisentwicklung Primärregelleistung [60].

Anfang 2020 waren Batterien schon der größte Lieferant von Primärregelleistung in Deutschland bei nur 5 % der insgesamt angebotenen Leistung, aber über 50 % Marktanteil. Dadurch gibt es heute mehr PRL-Marktteilnehmer ohne hohe Opportunitätskosten, so dass es seltener zu Preisspitzen und Knappheitspreisen kommt [60]. An den Dayahead- und

Intraday-Märkten ist dagegen mit einem entgegengesetzten Trend zu rechnen (siehe Abbildung 62).

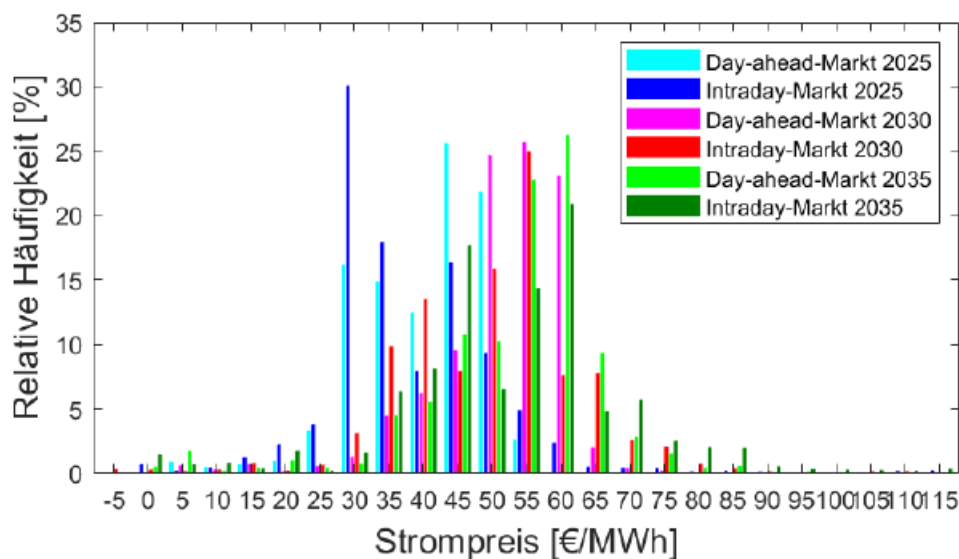


Abbildung 62: Modellierter Entwicklung der Spotmarktpreise [60].

Aufgrund von Knappheitssituationen werden sich die zukünftigen mittleren Intraday-Preise voraussichtlich etwas höher als Dayahead-Preise entwickeln. Insgesamt werden die Spotmarkt-Preise insbesondere zwischen 2025 und 2030 steigen, wobei für den Intraday-Markt leicht stärker als am Dayahead-Markt. Außerdem wird die Umstellung von konventionellen Kraftwerken hin zu fluktuierend einspeisenden EE dazu führen, dass die untertägigen Preisschwankungen, insbesondere am Intraday-Markt zunehmen werden.

Die Kurzfristmärkte können je nach verfügbarer Kapazität flexibel genutzt werden. Spannender hinsichtlich der Kombinierbarkeit von Geschäftsmodellen ist die Untersuchung der netzdienlichen Anreizsysteme für das Netzgebiet in Haren. Der primär zu untersuchende 4 MW Stromspeicher ist direkt angebunden an einen Windpark, der sich derzeit noch im Bau befindet. Deshalb wurde zur Prüfung des Anreizsystems „Atypische Netznutzung“ der Stromverbrauchslastgang eines benachbarten Windparks verwendet.

Dieser Windpark hat im Jahr 2020 insgesamt 22.356 kWh Strom mit einer Jahresspitzenlast von 114 kW bezogen. Die Hochlastzeitfenster 2021 für das Hochspannungsnetz des Verteilnetzbetreibers Westnetz sind in Abbildung 63 dargestellt.

inHS	Frühling		Sommer		Herbst		Winter	
	von	bis	von	bis	von	bis	von	bis
					08:30	09:00	09:00	13:45
					10:15	14:15	14:30	19:45
					15:00	15:15		
					16:30	19:15		

Abbildung 63: Hochlastzeitfenster Hochspannungsnetz 2021 der Westnetz GmbH [49].

Da mindestens 100 kW in Zeiten der Hochlastzeitfenster eingespart werden müssen und die Jahresspitzenlast nur 114 kW beträgt, muss quasi der gesamte Stromverbrauch (bzw.

der Strombezug aus dem Netz) in den Hochlastzeitfenstern über den Stromspeicher abgedeckt werden. Die für das Hochspannungsnetz außerdem geforderten 10 % Reduzierung der höchsten Last in den Hochlastzeitfenstern im Vergleich zur Jahresspitzenlast sind in diesem Fall dann automatisch auch erfüllt. Um zu prüfen, ob die Batterie diese Anforderung erfüllen kann, wurde der tägliche Strombedarf in den o.g. Hochlastzeiten ermittelt (siehe Abbildung 64).

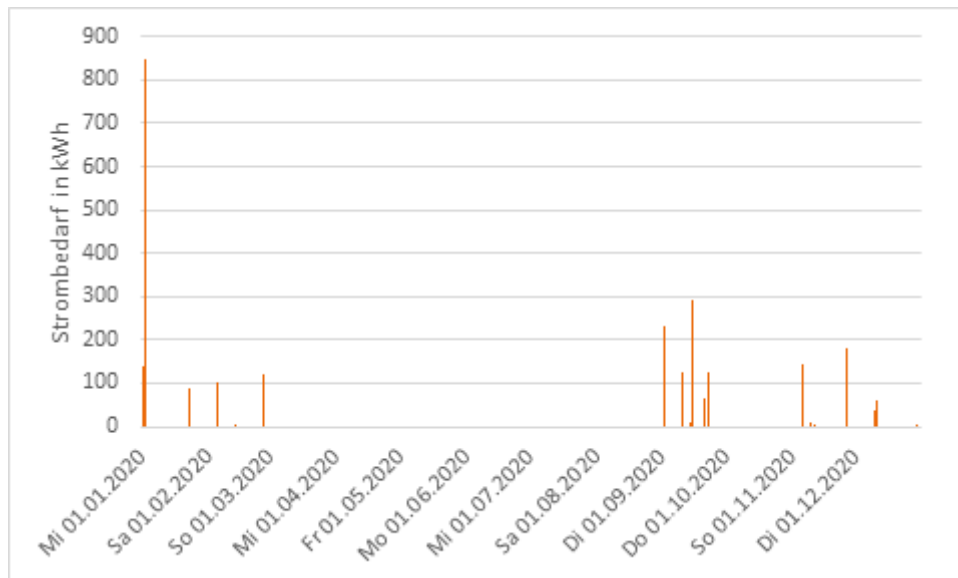


Abbildung 64: Täglicher Strombedarf des Windparks in Hochlastzeiten.

Als kritischster Tag wurde der 2. Januar identifiziert, an dem über 800 kWh in den Hochlastzeiten aus dem Stromnetz bezogen wurden. In Abbildung 65 ist der betreffende Tageslastgang (blaue Linie) und die entsprechenden Hochlastzeiten (orangene Linie) dargestellt.

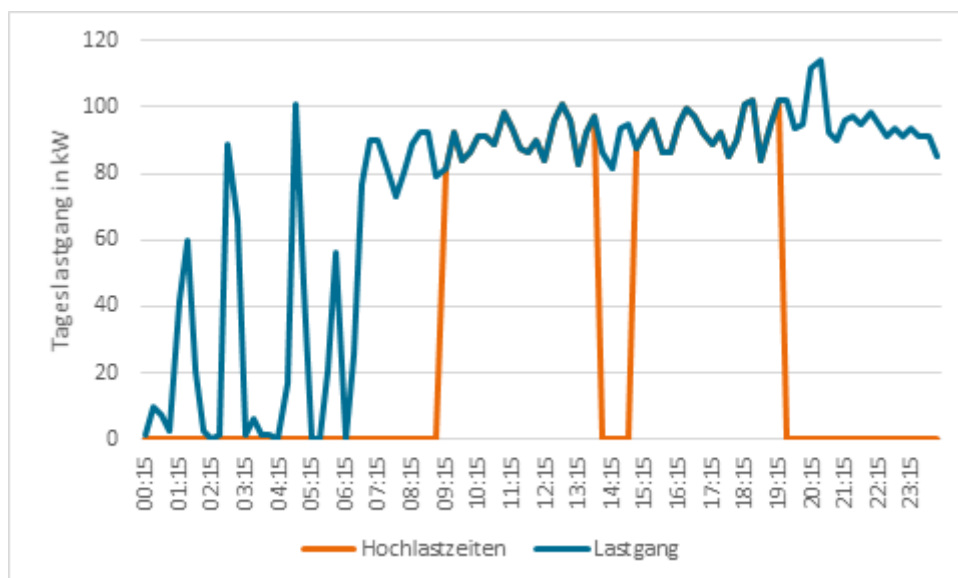


Abbildung 65: Tageslastgang 2. Januar und die entsprechenden Hochlastzeiten.

Da die Batterie über 4 MW Leistung und 7 MWh Kapazität verfügt, sind in diesem Falle die Anforderungen zur Beantragung der atypischen Netznutzung sehr leicht erfüllbar. Bei dem

derzeitigen Leistungspreis für das Hochspannungsnetz (bei weniger 2.500 Benutzungsstunden) von ca. 10 € (siehe Abbildung 40), liegt das Einsparpotenzial allerdings auch nur bei etwas über 1.000 € pro Jahr. Wenn der Stromverbrauch vergleichmäßig wäre (also das Verhältnis aus Jahresstromverbrauch und Jahresspitzenleistung über 2.500 Benutzungsstunden betragen würde), läge das jährliche Einsparpotenzial schon bei über 9.000 € bezogen auf die Leistungspreiskosten. Noch spannender wäre es, wenn die Batterie an einen industriellen Verbraucher angeschlossen wäre, der viel mehr Leistungspreiskosten zu zahlen hätte.

Ein weiteres netzdienliches Anreizsystem ist die Leistungspreiskomponente der „Vermiedenen Netzentgelte“. Inwiefern dies möglich ist im Falle des Netzgebiets der Westnetz GmbH konnte nicht detailliert überprüft werden, weil die dafür benötigten Residual-Netzlastergänge bzw. der Bezug aus der vorgelagerten Netzebene auf der Website der Westnetz GmbH nicht gefunden werden konnten. Ein Indiz für die Machbarkeit wurde aber bereits in Kapitel 7.1.3 dargelegt. Dort sind in Abbildung 46 die Zeiten der Jahreshöchstlast der Entnahme aus der jeweils vorgezogenen Netzebene dargestellt. Für alle Netzebenen gilt, dass im Jahr 2020 die jeweilige Jahreshöchstlast im Dezember tageszeitlich von 17:30 – 18:15 Uhr aufgetreten ist.

Ob neben dem in Kapitel 7.1.3 aufgezeigten marktorientierten Multi-Use-Ansatz eine Ergänzung der beiden netzdienlichen Anreizsysteme für den untersuchten Fall sinnvoll ist, sollte detaillierter untersucht werden. Bei der „Atypische Netznutzung“ sollte vorab geprüft werden, ob ein Messkonzept möglich ist, bei dem kein Bilanzkreis-Wechsel in den Monaten September bis Februar mit entsprechenden Mindereinnahmen bei der Regelenergiebereitstellung nötig ist. Bei einem Einsparpotenzial von nur ca. 1.000 € wäre dies nicht wirtschaftlich darstellbar.

7.3.4 Prüfung der Übertragbarkeit auf Power-to-Gas

Neben dem Stromspeicher soll in Haren auch eine Power-to-Gas-Anlage installiert werden, um „grünen“ Wasserstoff herzustellen. In Abbildung 66 ist das Gesamtkonzept aus Stromspeicher, Power-to-Gas-Anlage und Energiemanagement sowie die Anbindung an den Windpark Fehndorf / Lindloh und der Netzanschluss der Gesamtanlage an das Hochspannungsnetz der Westnetz GmbH schematisch dargestellt.

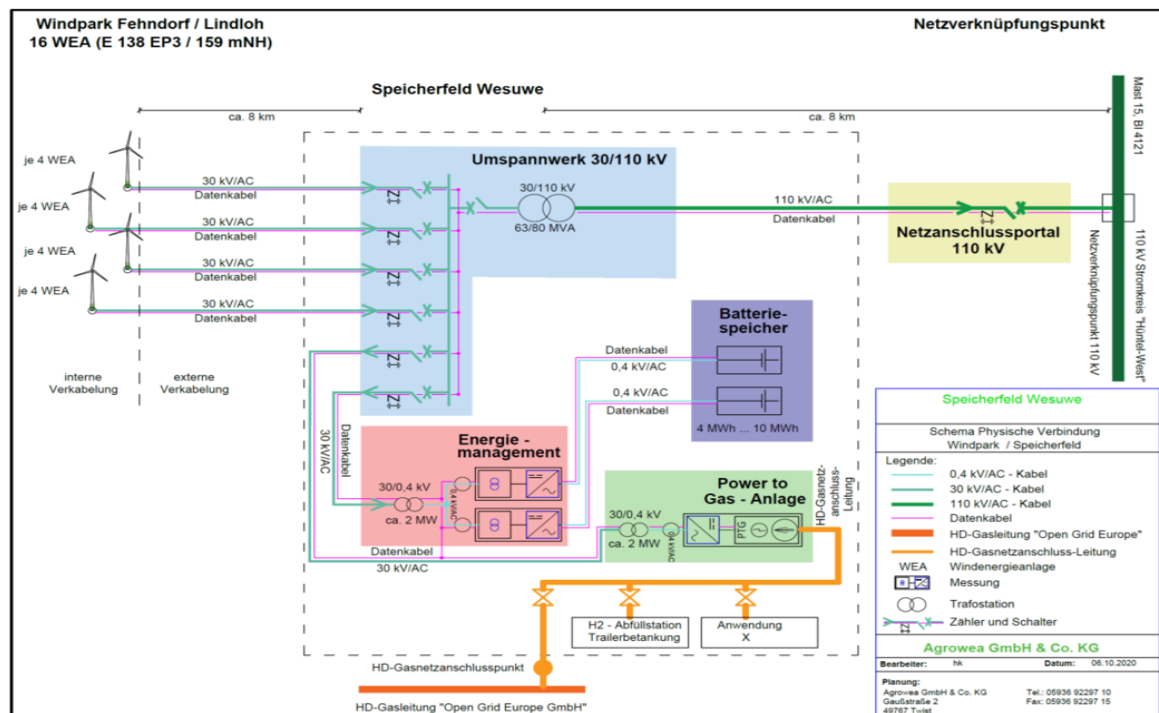


Abbildung 66: Schema physiche Verbindung Agrowea Windpark / Speicherfeld.

In den vorherigen Kapiteln wurde immer nur punktuell auf die Wasserstoffherstellung als Energiespeicher und deren Spezifika eingegangen. Der wichtigste Unterschied zu den bisher fokussiert untersuchten Stromspeichern liegt darin, dass Power-to-Gas-Anlagen im Sinne eines netzdienlichen Betriebs nur als stromverbrauchender Netznutzer, aber nicht als Stromerzeuger auftreten können. Abschließend wird deshalb die Übertragbarkeit des für den Stromspeicher in Haren vorgeschlagenen Multi-Use-Geschäftsmodells auf die Power-to-Gas-Anlage geprüft.

Ein Vorteil von Batteriespeichern ist, dass sie über eine kurze Reaktionszeit verfügen und so auch für die Bereitstellung von Primärregelleistung geeignet sind. Aber auch Power-to-Gas-Anlagen bzw. Elektrolyseure verfügen über kurze Reaktionszeiten. Das Leistungsdiagramm des Herstellers H-Tec (siehe 67) zeigt das Anlaufverhalten des Elektrolyseurs ME 450, der in doppelter Ausführung in Haren verbaut wird.

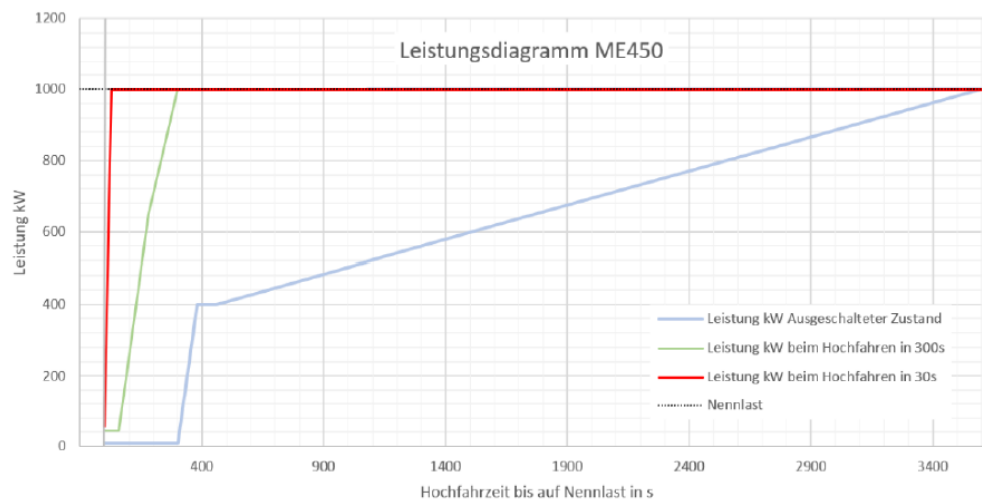


Abbildung 67: Leistungsdiagramm Elektrolyseur ME 450 des Herstellers H-TEC [62].

Die Nennlast des Geräts beträgt 1.000 kW bzw. 1MW (gepunktete Linie auf der linken Seite des Diagramms). Im ausgeschalteten Zustand benötigt der Elektrolyseur ca. 3600 Sekunden bzw. 60 Minuten, bis die Nennlast erreicht wird (blaue Linie). Um die Nennleistung schneller zu erreichen und für die Bereitstellung von Regelenergie nutzen zu können, muss die Anlage im Standby-Zustand betrieben werden. Dazu muss der Prozess-Wasserkreis laut Herstellerinformationen auf mindestens 50 °C temperiert bleiben und die H₂-führenden Leitungen unter Druck gehalten werden. Um die Vorgaben der Sekundärregelleistung zu erfüllen (Anfahren innerhalb von 300 Sekunden) wird dafür ca. eine Standby-Leistung von 45 kW benötigt (grüne Linie). Um auch die Vorgaben für die Primärregelleistung zu erfüllen (Anfahren innerhalb von 30 Sekunden), wird nur eine geringfügig höhere Standby-Leistung von ca. 50 kW benötigt (rote Linie). Wie flexibel die Anlage heruntergefahren werden kann und ob die Vorgaben für die Bereitstellung von Primärregelleistung komplett erfüllt werden, geht aus den bereitgestellten Herstellerinformationen nicht hervor. Dies muss noch im Detail mit dem Hersteller geprüft werden. Prinzipiell kann der Elektrolyseur aber zumindest für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung genutzt werden, bei denen positive und negative Regelenergie getrennt angeboten werden können.

Auch die Ausnutzung von Preisunterschieden an den Spotmärkten ist prinzipiell möglich, allerdings gilt dies nicht für Arbitragegeschäfte, weil die Power-to-Gas-Anlage keinen Strom produziert. Die Anlage kann also nur Stromkosten einsparen, wenn sie in den Zeiten betrieben wird, wenn der Strompreis am Strommarkt günstig ist. Diesbezüglich gibt es auch einen kleinen Anreiz innerhalb der EEG-Umlagenbefreiung für sog. „Grünen Wasserstoff“, der zu einem systemdienlichen Betrieb der Anlage anreizen soll. Der § 12 i Abs. 1 EEG besagt zu dessen Anforderungen: „Grüner Wasserstoff im Sinn der gesetzlichen Befreiung von der Zahlung der EEG-Umlage nach § 69b des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist nur Wasserstoff, der innerhalb der ersten 5.000 Vollbenutzungsstunden eines Kalenderjahres in der Einrichtung zur Herstellung von Grünem Wasserstoff elektrochemisch durch den ausschließlichen Verbrauch von Strom hergestellt worden ist.“ Die Begrenzung auf 5.000 Benutzungsstunden bedeutet, dass für den Rest des Jahres die Anlage nicht mehr von der EEG-Umlage befreit ist und sich der Betrieb nur dann für den Rest des Jahres lohnt, wenn die Preise an der Strombörse sehr günstig sind. Die Preise wiederum sind dann sehr niedrig oder sogar negativ, wenn mehr Strom erzeugt wird als verbraucht wird und eventuell sogar EE-Anlagen abgeschaltet werden müssen. Wenn Power-to-Gas-Anlagen diesen sog.

„Überschussstrom“ nutzen, wird die Abschaltung von EE-Anlagen vermieden und entsprechende CO₂-Emissionen zu anderen Zeiten reduziert. Die Einführung einer variablen EEG-Umlage (wie in Kapitel 7.2.2 vorgeschlagen, orientiert an den Spotmarktpreisen) würde den Anreiz für den marktorientierten Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen erhöhen und deren Stromkosten entsprechend noch mehr reduzieren.

Bezüglich der netzdienlichen Anreizsysteme könnten Power-to-Gas-Anlagen eigentlich die gleichen Netzdienstleistungen erbringen wie Stromspeicher. In Zeiten, in denen verbrauchsbedingte Netzspitzenlasten auftreten, können Stromspeicher als Servicedienstleistung Strom einspeisen und in Betrieb befindliche Power-to-Gas-Anlagen könnten heruntergefahren werden. Leider ist aber das Anreizsystem „Vermiedene Netzentgelte“ (siehe Kapitel 7.2.2) so konzipiert, dass nur Anlagen profitieren, die in das Verteilnetz Strom einspeisen. Das bedeutet, dass Elektrolyseure nicht von dem Anreizsystem „Vermiedene Netzentgelte“ in der derzeitigen Ausgestaltung profitieren können.

Bei der „Atypischen Netznutzung“ gibt es ein anderes Problem. Theoretisch könnten sich Power-to-Gas-Anlagen sehr gut nach den Hochlastzeitfenstern der Verteilnetzbetreiber richten und in diesen Zeiten die Wasserstofferzeugung einstellen. Sie können von der atypischen Netznutzung allerdings deshalb voraussichtlich doch nicht profitieren, weil sie gemäß § 118, Absatz 6, EnWG gar keine Netzentgelte zahlen. Dort heißt es: „Nach dem 31. Dezember 2008 neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die ab 4. August 2011, innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, sind für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt.“ Das gilt auch für „Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist.“ Es können also nur solche Anlagen von der atypischen Netznutzung profitieren, die messtechnisch in die Abnahmestelle (inklusive regulär zu zahlender Netzentgelte) eingebunden sind und nicht separat abgerechnet werden.

Dieses Beispiel zeigt, dass auch Förderungen für spezifische Technologien so gestaltet sein können, dass sie einen netz- und systemdienlichen Betrieb von Flexibilitäten verhindern. Das soll nicht heißen, dass solche Förderungen abgeschafft gehören. Sie sollten so abgeändert werden, dass ein systemdienlicher Betrieb nicht „bestraft“ wird. Auch die Einführung von „Variablen Netzentgelten“ (siehe Kapitel 7.1.4) würde für von den Netzentgelten befreiten Anlagen keinen Anreiz für einen netzdienlichen Betrieb liefern.

Unabhängig vom Standort Haren gestaltet sich die Entwicklung eines Multi-Use-Geschäftsmodells für Power-to-Gas-Anlagen relativ schwierig gegenüber Stromspeichern. Die Bereitstellung von Regelenergie ist prinzipiell möglich. Negative Regelenergie durch das Hochfahren von im Standby-Zustand befindlicher Anlagen kann einfacher bereitgestellt werden. Das Bereitstellen von positiver Regelenergie durch das Herunterfahren in Betrieb befindlicher Anlagen gestaltet sich organisatorisch schwieriger, sollte aber auch möglich sein. Es ist für Betreiber von Energiespeichern sowieso zu empfehlen, bei der Regelenergiebereitstellung einen Dienstleister einzubeziehen, der einen ganzen „Pool“ von Anlagen betreibt. Der kann im Falle einer zu dem betreffenden Zeitpunkt doch nicht im Betrieb befindlichen Anlage auf alternative Anlagen zurückgreifen. Das Ausnutzen von günstigen Strompreisen am Spotmarkt und die Vermeidung von Preisspitzen ist auch in jedem Falle möglich, wenn ein entsprechender Stromliefervertrag mit dem Energielieferanten vorliegt und die Anlage

über die entsprechende Betriebsflexibilität verfügt. Arbitragegeschäfte wie bei dem Stromspeicher sind aber nicht möglich, weil die Anlagen keinen Strom produzieren. Bei den netzdienlichen Anreizsystemen sollte juristisch geprüft werden, inwiefern überhaupt Netzentgelte gezahlt werden müssen und ob hier überhaupt Einsparungen noch möglich sind.

7.4 Fazit

Es gibt diverse Anreizsysteme für einen netzdienlichen und marktorientierten (bzw. im Sinne des Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch systemdienlichen) Betrieb von Energiespeichern, die bei der Entwicklung von Multi-Use-Geschäftsmodellen berücksichtigt werden sollten.

Bei den netzdienlichen Anreizsystemen ist zu unterscheiden, ob der Adressat Stromverbraucher oder Stromerzeuger ist. Die Stromerzeuger können bei den sog. „Vermiedenen Netzentgelten“ (neben einer Vergütung für die eingespeisten Strommengen) finanziell profitieren, wenn sie in verbrauchsbedingten Netzspitzenlastzeiten Strom einspeisen. Bei den Stromverbrauchern gibt es das Anreizsystem „Leistungspreis“, das Lastspitzen bezogen auf die jeweilige Abnahmestelle verhindern und zu einem möglichst gleichmäßigen Verbrauchsverhalten motivieren soll. „Variable Netzentgelte“ wären dem gegenüber eine interessante Alternative, da sich die stündlich variierenden Netzentgelt-Arbeitspreise an der Auslastung der jeweiligen Netzebene orientieren und so zum netzdienlichen Betrieb der Energiespeicher motivieren. Außerdem können Stromverbraucher Netzentgeltkosten einsparen, wenn sie sich atypisch verhalten (Anreizsystem „Atypischen Netznutzung“) und das Stromnetz in den sog. „Hochlastzeitfenstern“ weniger belasten.

Bei den marktorientierten Anreizsystemen können Energiespeicher am Kurzfristhandel bzw. Spotmarkt der Strombörse finanziell profitieren oder durch die Bereitstellung von Regelenergie.

Der Spotmarkt besteht aus zwei Auktionen, die Dayahead-Auktion mit Stundenpreisen für den nächsten Tag und die Intraday-Auktion mit Viertelstundenpreisen (trotz des irreführenden Namens) ebenfalls für den nächsten Tag. Außerdem gibt es noch den kontinuierlichen Intraday-Handel am Tag der Lieferung ebenfalls mit Viertelstundenpreisen. Hier können Energiespeicher günstig Strom einkaufen bzw. ihren Stromverbrauch in günstige Zeiten entsprechend verlagern. Stromspeicher können darüber hinaus durch sog. „Arbitragegeschäfte“ Strom auch teuer verkaufen. Der Handel mit Viertelstundenpreisen ist finanziell attraktiver, weil die untertägigen Preisschwankungen höher ausfallen.

Das aktuelle Marktdesign führt allerdings dazu, dass der Börsenstrompreis immer weiter sinkt. Das geschieht dadurch, dass PV- und WEA zu sehr niedrigen variablen Kosten Strom anbieten und führt dazu, dass die EE selbst kaum Geld verdienen können und weiterhin zu geringe Erträge über die Marktprämie kompensieren müssen. Das erschwert auch Arbitragegeschäfte für Stromspeicher. Denn auch die untertägigen Preisschwankungen sinken und die Spotmarktpreise verlieren ihre Marktlenkungsfunktion. Die sog. „Variable EEG-Umlage“ wäre eine Möglichkeit, diesen Effekt zu „reparieren“ und Energiespeicher zu motivieren, die Preissignale an der Strombörse zu beachten und so auch mehr Stromkosten einzusparen.

Der Regelenergiemarkt besteht aus drei Regelenergiearten (Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung) und ist aufgeteilt in einen Regelleistungsmarkt und den nachgelagerten Regelarbeitsmarkt. Teilnehmer, die am Regelleistungsmarkt

erfolgreich waren, müssen dann auch am Regelarbeitsmarkt ein Gebot abgeben. Andererseits ist es nicht nötig am Regelleistungsmarkt teilzunehmen, wenn man am Regelleistungsmarkt ein Gebot abgeben will. Ausnahme ist die Primärregelleistung, weil hier nur ein Leistungspreis vereinbart wird und permanent die vereinbarte Leistung abgerufen werden kann. Stromspeicher sind von ihrer Charakteristik sehr gut geeignet für Primärregelleistung. Power-to-Gas-Anlagen können sehr gut negative Regelenergie anbieten, die aber nur separat bei den anderen beiden Regelenergiearten angeboten werden können.

Vorhandene Flexibilität sollte möglichst ganzheitlich im Sinne aller zur Verfügung stehenden Anreizsysteme genutzt werden. Die Anreizsysteme sind in der Regel auch gut kombinierbar. Netzspitzenlasten treten üblicherweise nur relativ selten im Jahr auf, oft im Winter in den Abendstunden. Dies gilt übrigens auch für das Verteilnetz der Westnetz GmbH. Die Hochlastzeitfenster treten dagegen für den untersuchten Fall häufiger auf als bei anderen Netzbetreibern. Die Bereitstellung von Regelenergie kann flexibel gestaltet werden. An jedem Tag gibt es sechs Vierstundenblöcke, für die geboten werden kann. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass dieser Strom in der Regel dem Bilanzkreis des Dienstleisters zugerechnet werden muss, der die Kapazität des Stromspeichers am Regelenergiemarkt vermarktet. Um die Batterie zur Optimierung der Netzentgeltkosten nutzen zu können, muss die Batterie dem Bilanzkreis des Stromlieferanten zugerechnet werden. Durch die aktuellen Fristigkeiten der Wechselprozesse von einem Monat wird die Flexibilität massiv eingeschränkt. Der Spotmarkthandel kann sich an den Bedürfnissen der anderen Anreizsysteme orientieren.

Letztendlich wird ein Energiemanagementsystem benötigt, das entscheidet, wie die Flexibilität des Energiespeichers optimal genutzt werden kann bzw. welche Anreizsysteme prioritär genutzt werden sollten.

Bei den Energiespeichern gibt es Unterschiede zwischen Stromspeichern und Power-to-Gas-Anlagen, die zu berücksichtigen sind. Stromspeicher sind für Multi-Use-Geschäftsmodelle besser geeignet, weil sie sowohl als Stromverbraucher als auch als Stromerzeuger genutzt werden können.

Wie das Multi-Use-Geschäftsmodell in Haren konkret konzipiert werden sollte und welche Anreizsysteme dafür wie zu kombinieren sind, sollte in einer quantitativen Analyse vorab simuliert werden. Es sollte auch vorab juristisch untersucht werden, ob das angedachte Geschäftsmodell unter den derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen umsetzbar ist. Außerdem ist darauf hinzuweisen, dass sich die Marktpreise, Hochlastzeitfenster, etc. zukünftig ändern könnten und deshalb entsprechend Risikomargen eingeplant werden sollten. Das Multi-Use-Geschäftsmodell wird sich über die Laufzeit der Anlage voraussichtlich mehrfach ändern und muss den Gegebenheiten (Marktpreise, Regulatorik, etc.) dynamisch angepasst werden.

Abschließend ist darauf hinzuweisen, dass es auch noch weitere Anreizsysteme gibt, die berücksichtigt werden müssen und die teilweise dem netz- und systemdienlichen Betrieb von Energiespeichern entgegenstehen. Das gilt z. B. für die Netzentgeltbefreiung von Power-to-Gas-Anlagen, die dazu führt, dass diese Anlagen nicht finanziell profitieren können, wenn sie netzdienlich betrieben werden. Hier besteht politischer Handlungsbedarf, Anreizsysteme so zu gestalten, dass die Erreichung betriebswirtschaftlicher und gesamtwirtschaftlicher Optimierungsziele synchronisiert werden [56].

Literaturverzeichnis

- [1] ENTSO-E, 2019. *ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2019* [online]. Brüssel: ENTSO-E [Zugriff am 16.09.2020]. Verfügbar unter: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/mc-documents/190626_MC_TOP_7.2_TTO_Synthesis2019.pdf
- [2] Amprion GmbH, 2020. *EEG-Anlagenstammdaten. EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2019* [online]. Dortmund: Amprion GmbH, 31.07.2020 [Zugriff am 15.10.2020]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>
- [3] TenneT TSO GmbH, 2020. *EEG-Anlagenstammdaten. EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2019* [online]. Bayreuth: TenneT TSO GmbH, 31.07.2020 [Zugriff am 15.10.2020]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>
- [4] ENEXIS Netbeheer B.V., 2020. *Interview durch Autoren*. Emmen, 28.02.2020
- [5] Ministerium für Infrastruktur und Umwelt, 2020. *Klimaatmonitor* [online]. Database. Utrecht: Ministerium für Infrastruktur und Umwelt [Zugriff am: 15.10.2020]. Verfügbar unter: <https://klimaatmonitor.databank.nl/Jive>
- [6] Westnetz GmbH, 2018. *Installierte Leistung Einspeiser*.
- [7] Westenergie AG, 2020. *e-kommune* [online]. *EEG-Daten 2018*. Essen: Westenergie AG [Zugriff am 09.11.2018]. Verfügbar unter: <https://www.e-kommune.de/index.php?id=10531>
- [8] TNO, 2019. *TNO-rapport* [online]. *Toekomstige energiesystemen Emmen (CONCEPT)*. Amsterdam: TNO.
- [9] ENEXIS Netbeheer B.V. zitiert nach Stadt Haren (Ems).
- [10] Agrowea GmbH & Co. KG, 2019. *Viertelstündliche Stromerzeugung aus Solar und Biomasse*.
- [11] Agrowea GmbH & Co. KG, 2019. *Viertelstündlicher Stromverbrauch für Haren (Ems) für das Jahr 2017: Berechnung basierend auf dem Residuallastgang der Westnetz GmbH*.
- [12] Agrowea GmbH & Co. KG, 2019. *Viertelstündliche Stromerzeugung aus Windenergie in Haren (Ems)*.
- [13] Landesamt für Statistik Niedersachsen, 2020. Hannover: Landesamt für Statistik Niedersachsen [Zugriff am 28.10.2020]. Verfügbar unter: https://www.statistik.niedersachsen.de/startseite/datenangebote/lisn_online_datenbank/
- [14] CBS ,2020. *StatLine* [online]. *Bevolking op 1 januari; leeftijd, geboorteland en regio*. Den Haag: CBS, 08.10.2019 [Zugriff am 28.10.2020]. Verfügbar unter: <https://open-data.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/70648ned/table?ts=1603896612435>
- [15] AlleCijfers , 2020. *Informatie gemeente Emmen* [online]. *Bekijk informatie over meer dan 100 onderwerpen voor de Gemeente Emmen! Met grafieken, links naar meer informatie & een overzicht van alle cijfers in 1 tabel*. AlleCijfers, 17.10.2020 [Zugriff am 28.10.2020]. Verfügbar unter: <https://allecijfers.nl/gemeente/emmen/>

- [16] STIEß, Immanuel; KRESSE, S.; FISCHER, C. Power efficiency classes for households—Monitoring long-term effects of a power saving intervention. *ECEEE Summer Study; ECEEE: Hyères Cedex, France*, 2017, S. 2139-2148.
- [17] BW Bürgerwindpark Fehndorf/Lindloh GmbH & Co. KG, 2020. *WP Fehndorf – Lindloh* [online]. *Energieerzeugung Windpark: grundlegende Anmerkungen*. Haren: BW Bürgerwindpark Fehndorf/Lindloh GmbH & Co. KG [Zugriff am 28.10.2020]. Verfügbar unter: <http://dev.von-der-see.de/cec-haren.de/wp-fehndorf-lindloh/>
- [18] Hau, E. [2014]: *Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*, 5. Auflage, ISBN: 978-3-642-28877-7, Springer Vieweg
- [19] Gasch, R. u. Twele, J. [2011]: *Windkraftanlagen: Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb*, 7. Auflage, ISBN: 978-3-8348-1460-9, Springer Vieweg
- [20] Hägerbäumer, S., Firma ENERCON GmbH [2015]: *ENERCON Site Assessment Bericht – Vorläufige Ertragsprognose - Windpark: Fehndorf (DE) vom 26.11.2015*
- [21] EMD International A/S [2010]: *WindPRO 2.7, German User Manual*, Kapitel 3 – Energie
- [22] Agrowea GmbH & Co. KG, 2019. *Viertelstündliche Erzeugungsprognose für den Windpark Fehndorf/Lindloh*.
- [23] Agrowea GmbH & Co. KG, 2020. *Viertelstündliche Erzeugungsprognose für den Windpark Zwartenbergweg*.
- [24] Fricke, J., Firma IEL GmbH [2020]: *Bericht Nr. 4350-20-W1 Fehndorf-Lindloh Forschung & Entwicklung vom 01.12.2020*
- [25] Keiler, J. und Häuser, H. (Hrsg.): *BDB-Index, Version 2017, Betreiber-Datenbasis; Vertrieb durch enveco GmbH, Münster, Deutschland*
- [26] Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt
- [27] C-573/12 Ålands Vindkraft AB v Energimyndigheten. Marek Szydło, 'How to Reconcile National Support for Renewable Energy with Internal Market Obligations? The Task for the EU Legislature after Ålands Vindkraft and Essent', (2015) 52(2) *Common Market Law Review* 489-510.
- [28] Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU
- [29] GRÄPER, Florian und Christof SCHOSER, 2016. *EU Energy Law*. In: Christopher JONES, Hrsg. *The Internal Energy Market*. 4. Auflage. Deventer: Claeys & Casteels Law Publishers, S. 85. ISBN 978 9077 644 003
- [30] Gemeinde Emmen, 2020. *Windenergie* [online]. Emmen: Gemeinde Emmen [Zugriff am: 25.05.2020]. Verfügbar unter: <https://gemeente.emmen.nl/bouwen-en-wonen/milieu/windenergie>
- [31] ENEXIS Netbeheer B.V., 2020. *Re: SEREH project – Emmen Enexis Data* [E-Mail]. 23.07.2020, 09:36

-
- [32] FISCHBACH, Andreas, 2017. *Vorstellung Bereich Batteriespeicher* [PowerPoint-Präsentation]. *Speicherfeld Haren (Ems)*. Fehndorf: Stadt Haren (Ems), 17.08.2017
- [33] PIEPER, Christoph, 2017. *Energiewende now – Haren goes Sektorenkopplung* [PowerPoint-Präsentation]. *Forschungs- und Entwicklungsprojekt zur Verstetigung von Windenergie*. Fehndorf: Stadt Haren (Ems), 23.08.2017
- [34] Autoriteit Consument & Markt, 2020. *Tarievenbesluit TenneT 2020* [online]. Den Haag: Autoriteit Consument & Markt [Zugriff am 25.05.2020]. Verfügbar unter: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/tarievenbesluit-tennet-2020>
- [35] TenneT Holding B.V., 2019. *Annual Market Update 2018* [online]. Arnhem: TenneT Holding B.V. [Zugriff am 25.05.2020]. Verfügbar unter: <https://www.tennet.eu/nl/bedrijf/publicaties/technische-publicaties/>
- [36] Agrowea GmbH & Co. KG, 2019. *Viertelstündlicher Stromverbrauch für Haren (Ems) für das Jahr 2015*: Berechnung basierend auf dem Residuallastgang der Westnetz GmbH.
- [37] TenneT TSO GmbH, 2020. *Preisblätter für die Netznutzung* [online]. Bayreuth: TenneT TSO GmbH [Zugriff am 25.05.2020]. Verfügbar unter: <https://www.tennet.eu/de/strommarkt/strommarkt-in-deutschland/netzentgelte/preisblaetter-fuer-die-netznutzung/>
- [38] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2019. *Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen* [online]. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen [Zugriff am 25.05.2020]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2019/Quartalsbericht_Q4_2018.html
- [39] FÜRSCH, Michaela, et al. The role of grid extensions in a cost-efficient transformation of the European electricity system until 2050. *Applied Energy*, 2013, 104. Jg., S. 642-652.
- [40] UECKERDT, Falko, et al. System LCOE: What are the costs of variable renewables?. *Energy*, 2013, 63. Jg., S. 61-75.
- [41] Greenpeace Energy eG, 2020. *Blauer Wasserstoff: Lösung oder Problem der Energiewende?* Hamburg: Greenpeace Energy eG
- [42] Bundesnetzagentur | SMARD.de, 2019. *Großhandelspreise 2019* [online]. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen [Zugriff am 14.07.2020]. Verfügbar unter: [https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten#!?downloadAttributes={"selectedCategory":false,"selectedSubCategory":false,"selectedRegion":false,"from":1606086000000,"to":1607036399999,"selectedFileType":false}tZA](https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten#!?downloadAttributes={)
- [43] Westnetz: „Netzentgelte“ abrufbar auf Unternehmenswebsite: <https://iam.westnetz.de/ueber-westnetz/unser-netz/netzentgelte-strom>
- [44] Fraunhofer IEE, Patrick Selzam, Innovationsforum Hybrid-Heating Aachen 12.04.2019 Flexibilitäten in der Industrie intelligent nutzen – Potenziale heute und im Strommarkt der Zukunft!
-

- [45] Bundesnetzagentur: Individuelle Netzentgelte Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK04/BK4_71_NetzE/BK4_71_Ind_NetzE_Strom/BK4_Ind_NetzEntg_Strom.html;jsessionid=BBDBE9049CD309F0BC88E790A809B879
- [46] Westnetz: Hochlast-Zeitfenster (HLZF) für atypische Netznutzung 2021 (gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV)
- [47] VDN: „Kalkulationsleitfaden § 18 StromNEV“, Berlin, 2007
- [48] Westnetz: Referenzpreisblatt zur Ermittlung vermiedener Netzentgeltenach § 18 Abs. 2 StromNEV
- [49] Westnetz: „Zeiten der Jahreshöchstlast Entnahme für 2020 der Westnetz GmbH“ abrufbar auf Unternehmenswebsite: <https://iam.westnetz.de/ueber-westnetz/unser-netz/netzentgelte-strom>
- [50] Agora, Consentec, RAP: „Zukünftige Anforderungen an eine energiewendegerechte Netzkostenallokation“ Berlin, 2021, abrufbar unter: https://static.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_07_IND_FlexNetz/A-EW_224_Netzkosten-allokation_WEB.pdf
- [51] E-Bridge, et. al.: „Masterplan Flexibilität in Brandenburgs Verteilnetzen“, Bonn, 2021, abrufbar unter: <https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2021/06/Masterplan-Flexibilit%C3%A4t-in-Brandenburgs-Verteilnetzen-Bericht.pdf>
- [52] P. Selzam, et. al.: „Modellstadt Mannheim – AS 5.7 Auswirkungen auf das politische Instrumentarium“, Mannheim, 2012, abrufbar unter: http://publica.fraunhofer.de/e-prints/urn_nbn_de_0011-n-3936538.pdf
- [53] BDEW: „BDEW-Strompreisanalyse Januar 2021 - Haushalte und Industrie“ Berlin, 2021
- [54] Forschungsstelle für Energiewirtschaften. V.: „Merit Order des Kraftwerksparks“, München, 2010, abrufbar unter: https://www.ffe.de/attachments/article/307/20100607_Merit_Order.pdf
- [55] Windnode-Koordination: Synthesebericht Flexibilität, Markt und Regulierung; Berlin, 2020, abrufbar unter: https://www.windnode.de/fileadmin/Daten/Downloads/FMR_ES.pdf
- [56] Fraunhofer IEE, Patrick Selzam, Studie Multi-Use-Geschäftsmodelle für Energiespeicher in Haren 2021
- [57] BET, Frontier: „Kosten und Nutzen einer Dynamisierung von Strompreiskomponenten als Mittel zur Flexibilisierung der Nachfrage“, Aachen, 2021; abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/kosten-nutzen-dynamisierung-strompreiskomponenten.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [58] P. Stratmann: „Die neuen Aufgaben der Bundesnetzagentur nach dem EEG 2014“, Vortrag 18. Fachgespräch der Clearingstelle EEG, Berlin, 2014, abrufbar unter: https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/node/2585/02_Stratmann.pdf

-
- [59] Consentec: „Einflussfaktoren und deren Wirkungszusammenhänge auf Gebotsstrategien am Regelarbeitsmarkt“, Karlsruhe, 2021, abrufbar unter: https://www.consentec.de/wp-content/uploads/2021/07/Consentec_EnBW_Gutachten_RAM_20210709.pdf
- [60] Fraunhofer IEE K. Knorr, et. al.: „Optimaler Einsatz einer Großbatterie als Teil eines erneuerbaren Verbundkraftwerks“, Kassel, 2021, abrufbar unter: https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Projekte/WindNODE_Batterieeinsatz_Verbundkraftwerk.pdf
- [61] Bundesnetzagentur: „Bericht Regelungen zu Stromspeichern im deutschen Strommarkt“, Bonn, 2021, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Speicherpapier.pdf?blob=publicationFile&v=2
- [62] Angebot H-Tec an Agrowea Projekt CEC, Leistungsdiagramm Elektrolyseur ME 450 des Herstellers H-TEC