

# NEW 4.0

Norddeutsche EnergieWende



## ANNEX

Anhang zur Ergebnissynthese  
von NEW 4.0

# EDITORIAL

---

Liebe Leser\*innen,

dies ist der Annex – der Anhang zur Ergebnissynthese von NEW 4.0.

Die Ergebnissynthese fasst die Kernergebnisse und -erkenntnisse des Großprojektes NEW 4.0 kompakt zusammen. Der Annex beinhaltet ergänzende Informationen.

Die in dieser Veröffentlichung enthaltenen Ergebnisdarstellungen der Partner können die umfangreichen Aktivitäten aus der gesamten Projektlaufzeit und auch die Komplexität dieser Vorhaben nicht vollständig wiedergeben. Sie sind auf die Ergebnissynthese zugeschnitten und individuell in Länge und Inhalt. Dabei halten die nummerierten Steckbriefe weiterführende Inhalte zu den Verweisen in der Ergebnissynthese bereit. Die nicht nummerierten und alphabetisch sortierten Steckbriefe beinhalten – der Vollständigkeit halber – die zentralen Ergebnisse weiterer Förderpartner, die in der Ergebnissynthese nicht dargestellt werden konnten.

Die Inhalte aller Steckbriefe sollen Ihnen somit, liebe Leser\*innen, einen vertieften Eindruck über die vielfältigen Projekte und Erkenntnisse des NEW 4.0-Konsortiums verschaffen, ein fundiertes Hintergrundwissen zur Ergebnissynthese liefern sowie zum weiteren Lesen der Abschlussberichte einzelner Partner und/oder des Gesamtabschlussberichts von NEW 4.0 animieren. Wir freuen uns, wenn das gelingt.

Sie erhalten über den QR-Code bzw. über die untenstehende Webadresse Zugriff auf den Gesamtabschlussbericht von NEW 4.0, weitere Abschlussberichte der einzelnen Förderpartner und auf die Ergebnissynthese selbst.



[new4-0.de/ergebnisse](https://new4-0.de/ergebnisse)

# INHALTSVERZEICHNIS

---

<b>I</b>	<b>TRIMET</b>   Power-to-Aluminium – Lastverschiebung bei einer Aluminiumelektrolysezelle	<b>5</b>
<b>II</b>	<b>TU Hamburg</b>   Ökologische Auswirkungen der Integration von erneuerbaren Energien	<b>8</b>
<b>III</b>	<b>ArcelorMittal</b>   Timeshift am Elektrolichtbogenofen	<b>11</b>
<b>IV</b>	<b>Stadtwerke Norderstedt</b>   Lastverschiebung im Haushaltsbereich	<b>23</b>
<b>V</b>	<b>Siemens Gamesa Renewable Energy</b>   Anbindung eines Hochtemperatur-Speichers „Elektro-Thermischer Energiespeicher (ETES)“	<b>34</b>
<b>VI</b>	<b>Aurubis</b>   Power-to-Steam	<b>41</b>
<b>VII</b>	<b>ArcelorMittal</b>   Power2Steel – Konzeptentwicklung & Bewertung einer induktiven Knüppelerwärmung	<b>43</b>
<b>VIII</b>	<b>Stadtwerke Flensburg</b>   Begegnung von EinsMan mit PtH-Konzepten	<b>48</b>
<b>IX</b>	<b>ARGE Netz</b>   Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Kraftwerks (EEKW)	<b>53</b>
<b>X</b>	<b>HanseWerk Natur</b>   Flexibilisierung der Strom- & Wärmeversorgung mit PtH- & BHKW-Projekten	<b>57</b>
<b>XI</b>	<b>Wärme Hamburg</b>   Power-to-Heat – „Karoline“ und Strömungserhitzer Burgwedel Schnelsen	<b>61</b>
<b>XII</b>	<b>HAMBURG ENERGIE</b>   Erbringung von DSM mit Stromspeicherheizung	<b>65</b>
<b>XIII</b>	<b>KMW Wind to Gas Energy</b>   Fahrplanstrukturierung von Windstrom & Sektorenkopplung (mit PtG) & Energiespeicher zur SDL-Erbringung	<b>68</b>
<b>XIV</b>	<b>Energie des Nordens</b>   Stromveredelung – Grüner Wasserstoff aus Überschussstrom	<b>70</b>
<b>XV</b>	<b>PONTON</b>   Entwicklung eines Smart Market	<b>75</b>
<b>XVI</b>	<b>HAW Hamburg (CC4E)</b>   Speicherregelkraftwerk Curslack	<b>77</b>
<b>XVII</b>	<b>Vattenfall Innovation</b>   Begleitung: Speicherregelkraftwerk Curslack	<b>83</b>
<b>XVIII</b>	<b>Nordex</b>   Verschiedene Vorhaben im Bereich Speicherregelkraftwerk und Windpark Curslack	<b>85</b>
<b>XIX</b>	<b>EnspireME</b>   Batteriespeicher zur Blindleistungsbereitstellung und Primärregelleistungserbringung	<b>88</b>
<b>XX</b>	<b>HAW Hamburg (CC4E)</b>   Ertrags- und Lebensdaueroptimierung von Windparks (FATWAKE)	<b>99</b>
<b>XXI</b>	<b>TenneT TSO</b>   Prognoseoptimierung für Märkte und Systemführung	<b>107</b>
<b>XXII</b>	<b>Fraunhofer IEE</b>   Verschiedene Vorhaben im Bereich Netze, IKT und Gesamtsystemsimulation	<b>108</b>
<b>XXIII</b>	<b>Universität Hamburg</b>   IT-Sicherheit und Sicherheitskonzepte sowie Fortbildungskurse	<b>111</b>

<b>UC I</b>	<b>Use Case 1</b>   Schneller lokaler Intraday-Handel mit der EnergiePlattform	<b>119</b>
<b>UC II</b>	<b>Use Case 2</b>   Netzampel – Netzengpassmanagement mit der ENKO-Plattform	<b>125</b>
<b>UC III</b>	<b>Use Case 3</b>   Smart Balancing	<b>135</b>
<b>UC IV</b>	<b>Use Case 4</b>   Regelenergieerbringung mit dezentralen Erzeugern/Speichern und Demand Side Management (DSM)	<b>138</b>
<b>UC V</b>	<b>Use Case 5</b>   Momentanreserve	<b>142</b>
<b>UC VI</b>	<b>Use Case 6</b>   Dezentrale Erbringung von Blindleistung	<b>144</b>
	<b>e.kundenservice Netz</b>   Smart Meter Gateway Administrator	<b>147</b>
	<b>Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur</b>   B2B Verwertungstransfer	<b>149</b>
	<b>Fraunhofer ISIT</b>   Verschiedene Vorhaben im Bereich SDL, Modellbildung und Simulation zur Systemgestaltung	<b>151</b>
	<b>HAW Hamburg (CC4E)</b>   Energiebunker Altona	<b>153</b>
	<b>Handwerkskammer Hamburg/ELBCAMPUS</b>   Berufliche Qualifikation und Qualifizierungsstudie	<b>155</b>
	<b>Helmut-Schmidt-Universität</b>   EE-Netzimpedanzmessungen im Verteilnetz	<b>157</b>
	<b>Hochschule Flensburg</b>   Berufliche Qualifikation und Qualifizierungsstudie	<b>159</b>
	<b>M.O.E.</b>   Netzmodelle zur Verbesserung der Systemsicherheit durch SDL & dynamische Simulationsmodelle	<b>161</b>
	<b>Sasol</b>   Flexibilisierung von KWK-Gasturbinen & werkweite Potenzialanalyse „Power-to-Anything“	<b>163</b>
	<b>Stiftung Umweltenergierecht</b>   Rechtliche Aspekte der Transformation des Energiesystems	<b>165</b>
	<b>Stromnetz Hamburg</b>   Aufgaben als Netzbetreiber – u. a. Bereitstellung von Echtzeit- und Zustandsdaten	<b>169</b>
	<b>Technische Hochschule Lübeck</b>   Berufliche Qualifikation und Qualifizierungsstudie	<b>171</b>
	Impressum	<b>175</b>



**trimet**

## TRIMET

Power-to-Aluminium – Lastverschiebung  
bei einer Aluminiumelektrolysezelle

### MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Die TRIMET Aluminium SE betreibt drei Aluminium-Elektrolysen in Deutschland sowie eine in Frankreich und verfügt über langjährige Erfahrung in der Optimierung bestehender Anlagen. Heutige Aluminiumelektrolysen sind für eine nahezu konstante Leistung konstruiert und werden auch so betrieben. Größere Schwankungen der Energiezufuhr schaden der Prozesseffizienz und führen zu großen Störungen bis hin zu einer irreparablen Schädigung der Produktionsanlagen. Im Zuge des Projektes soll gezeigt werden, dass der Elektrolyseprozess auch unter flexibler Energiezufuhr effizient und stabil betrieben werden kann.

Die Elektrolysezellen müssen modifiziert werden, um trotz variabler Energiezufuhr ohne Gefährdung der Produktionsanlage und mit weiterhin maximaler Energieeffizienz betrieben werden zu können. Mittels steuerbarer Wärmetauscher soll die Energiebilanz im Ofen bei unterschiedlichen, aus einer Veränderung der zugeführten elektrischen Energie resultierenden Belastungssituation, aufrechterhalten werden. Um mehr Aluminium produzieren zu können, muss die Stromstärke erhöht werden. Der hierdurch höhere Energieeintrag wird über die Wärmetauscher abgeführt. Im Fall der Flexibilisierung haben die Wärmetauscher die Funktion, bei erhöhtem Energieeintrag, Wärme abzuführen und bei verringertem Energieeintrag den Ofen zu isolieren. Wärme wird abgeführt, indem mit Hilfe von Ventilatoren Umgebungsluft an der Ofenwand vorbeigeführt und der Ofen somit gekühlt wird. Der Wärmetauscher dient dabei zur Führung des Kühlmediums. Der Ofen kann isoliert werden, indem die Luft im Wärmetauscher gestaut wird. Eine Flexibilisierung ohne steuerbare Wärmetauscher schadet der Prozesseffizienz und kann zu irreparablen Schädigungen der Elektrolysezellen führen.

Das Magnetfeld in der Elektrolyse ist abhängig von der Stromstärke und führt zu einer Metallaufwölbung des im Elektrolyseofen befindlichen Metalls. Durch Änderung der Stromstärke ändert sich auch das Magnetfeld und damit die Metallaufwölbung im Ofen. Durch eine angepasste Stromschienenführung können die negativen Einflüsse des Magnetfeldes auf die Effizienz des Produktionsprozesses minimiert werden. Für die Flexibilisierung muss neben der Installation von steuerbaren Wärmetauschern, Rohrleitungen, Ventilatoren und von Stromschienen, die den Zusatzgleichrichter (Booster) und die Öfen verbinden, auch der Einfluss des Magnetfeldes auf den Produktionsprozess berücksichtigt werden.



Die notwendigen Prozessanpassungen sollen ausgearbeitet, geplant und anschließend in einer Pilotsektion von 10 Elektrolysezellen umgesetzt werden. Das TRIMET-Werk in Hamburg wird damit in der Lage sein, gezielt, Demand Side Response zu erbringen und leistet so einen merklichen Beitrag zur Sicherung der Energieversorgung der Metropolregion und den Zielen der Energiewende.

## ERGEBNISSE

Der flexible Betrieb der Hamburger Elektrolysezelle wurde zunächst simuliert. Es zeigte sich, dass ca. 150 kW/Ofen im Falle eines positiven Hubs zusätzlich in die Elektrolyse eingespeist werden und im Falle eines negativen Hubs ca. 70 kW/Ofen reduziert werden kann. Bei einer Ofenspannung von 4,45 V entspricht das einer Stromstärke von ca. + 30 kA und - 15 kA. Bei 270 Betriebsöfen wäre im Falle eines Rollouts ein zeitweiser Betrieb mit einer Leistung von +40 MW für 48 h und -20 MW für 96 h möglich. Die Simulationen bestätigen, dass die Aluminiumelektrolyse der TRIMET in Hamburg flexibel betrieben werden kann und in der Lage wäre, gezielt Demand Side Response zu erbringen. In der Praxis wurde nach Montage der Wärmetauscher eine schrittweise Stromstärkeerhöhung um insgesamt 10 kA, bis hin zu 194 kA vorgenommen und bei dieser Stromstärke gehalten. Die Öfen in der Testsektion zeigten bei erhöhter Stromstärke und laufender Absauganlage eine stabile Wärmebilanz und konnten ohne Probleme betrieben werden, wie die nachfolgende Abbildung 1 zeigt. Dargestellt ist der Zeitraum 01.02.20 bis 26.02.20. In diesem Zeitraum wurde der Strom über einen Zusatzgleichrichter (Booster) wochenweise um 2 kA erhöht. Im Schnitt bleibt bei kontinuierlich ansteigendem Boosterstrom bis maximal 10 kA die Ofentemperatur (blauer Verlauf) über den betrachteten Zeitraum, näherungsweise konstant.

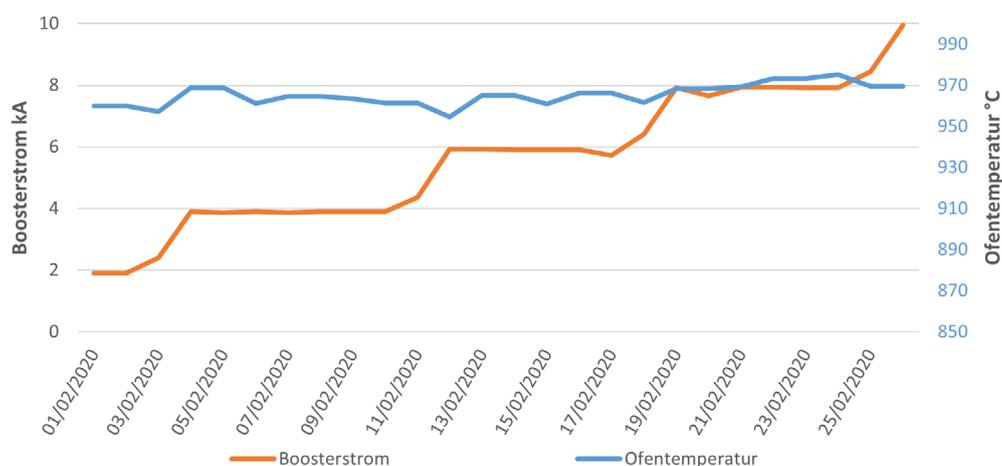


Abbildung 1: Boosterstromstärke und Ofentemperatur im Zeitverlauf

Im Rahmen eines gemeinsamen Feldtests der NEW 4.0-Projektpartner wurden zwei Testfahrten per Gebot auf der „EnergiePlattform“ und automatischer Fernsteuerung erfolgreich durchgeführt. In der ersten Testfahrt wurde das Szenario „geringe Energiemengen, spontane Aktivierung“ zusammen mit den Stadtwerken Flensburg realisiert. Dabei ist die TRIMET über die EnergiePlattform jederzeit bereit, auf geeignete kurzfristige Angebote zu reagieren und Energie einzukaufen. Die Stadtwerke Flensburg betreiben zur Versorgung eines Fern-Wärmenetzes ein Blockheizkraftwerk (BHKW), durch das Wärme und Strom produziert werden kann. Für den 20.11.19 hat das BHKW die benötigte Wärme ermittelt, woraus sich die entsprechende Stromproduktion ergab. Jedoch kam es zu einem Mehrbedarf an Wärme, sodass die Leistung des BHKW's für 30 Minuten erhöht werden musste. Hierdurch kam es zu einer erhöhten Stromerzeugung.



Die zusätzliche Strommenge war jedoch zu gering, um sie kurzfristig und zu akzeptablen Transaktionskosten auf herkömmlichen Märkten zu vermarkten. Über die Energie-Plattform kam es zum Vertragsabschluss des Angebotes der Stadtwerke Flensburg und der Nachfrage der TRIMET. So wurde am 20.11.19 mittels Fernwirk-Adapters von 13:45 bis 14:15 Uhr die Leistung in der Pilotsektion um 0,2 MW erhöht.

In der zweiten Testfahrt wurde das Szenario „Handel in der Erbringungs Viertelstunde, individuelle Produktlaufzeiten“ mit ArcelorMittal als Partner realisiert. Prozessbedingt ist die Fahrplanmeldung in Abhängigkeit des Abstichs für ArcelorMittal für den Folgetag nur ungenau möglich, sodass es häufig zu Abweichungen und damit einhergehend zu Kosten für die Bereitstellung von Ausgleichsenergie kommt. Wenige Minuten vor dem Abstich kann sehr genau abgeschätzt werden, ob es zu einer Fahrplanabweichung kommt. Über die EnergiePlattform kann die nicht mehr benötigte Energie durch ArcelorMittal angeboten werden und innerhalb von wenigen Minuten durch den automatisierten Handel ein Vertragsabschluss erzielt werden. Am 18.11.19 von 15:07 Uhr bis 15:30 Uhr wurde die Leistung des Boosters der TRIMET Hamburg dementsprechend um 0,5 MW erhöht.

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

In weiteren Versuchen sollte gezeigt werden, dass eine Flexibilisierung von +/- 10 kA in der Testsektion für einige Stunden möglich ist und die TRIMET somit eine positive und negative Lastverschiebung erbringen kann. Diese Versuche waren für Ende Q1 2020 vorgesehen, konnten aber aufgrund der COVID-19-Pandemie nicht durchgeführt werden. Diese Fragestellung gilt es in weiteren Vorhaben zu klären.

Insgesamt haben die Versuche gezeigt, dass die TRIMET Demand Side Response erbringen und somit einen merklichen Beitrag zur Sicherung der Energieversorgung der Metropolregion und den Zielen der Energiewende leisten kann. Es konnte gezeigt werden, dass eine Lastverschiebung fernsteuerbar erfolgen kann.

In Summe vereinigt die flexible Aluminiumelektrolyse die Möglichkeit zur Verschiebung hoher Lasten (im MW-Bereich) mit hohem Lastveränderungsgradienten (im Sekunden- bis Minutenbereich) und großer Speicherkapazität auf eine einzige Industrieanlage. Bei einer vollständigen Umsetzung kann im Ergebnis eine Modulation der regulären Last von ca. 240 MW um + 40 MW für bis zu 48 h und – 20 MW für bis zu 96 h erreicht werden. Die geplante max. Kapazität zur Lastverschiebung der Elektrolyse liegt bei 3.840 MWh. Diesem Potenzial der „virtuellen Batterie“ stehen die rechtlichen regulatorischen Gegebenheiten gegenüber. Im Fall von Leistungsspitzen entstehen beispielsweise Netzmehrkosten, da die in § 19 Satz 2 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) definierten Benutzungsstunden nicht erreicht werden können.



# TU Hamburg

## Ökologische Auswirkungen der Integration von erneuerbaren Energien

### MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Im Zuge des Verbundprojekts hat die Technische Universität Hamburg Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) zu ausgewählten Demonstratoren der Projektpartner ermittelt. Es wurden dazu detaillierte Betrachtungen für großindustrielles Demand-Side-Management bzw. großindustrielles Power-to-Heat im Hinblick auf eine Bewertung von THG-Emissionen durchgeführt. Im Projektverlauf wurde für die Demonstratoren „großtechnische Power-to-Heat“, „Demand-Side-Management in der Stahlproduktion“ sowie „Demand-Side-Management in der Aluminiumproduktion“ ein einheitliches Verfahren zur Ermittlung von potenziellen THG-Minderungen entwickelt und angewendet. Hierbei wird retrospektiv für die vergangenen Jahre ermittelt, welche THG-Minderungspotenziale aus technischer Sicht vorlagen und in Kombination mit den Zwischenergebnissen der Co-Simulation potenziell für die betrachteten zukünftigen Stützjahre möglich wären.

Es wurde dafür eine gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung (GGLP) aufgestellt, welche jeweils nach der Zielfunktionen Kosten (d. h. Minimierung der Strombezugs-kosten und somit betriebswirtschaftliche Fahrweise) oder nach der Zielfunktion Treibhausgasemissionen (d. h. Minimierung der THG-Emissionen und somit klimafreundliche Fahrweise) optimiert werden kann. Die jeweiligen prozessbedingten Parameter werden dabei in die Randbedingungen der GGLP integriert. Dabei werden für die Ermittlung der Kosten (in diesem Fall in erster Linie für den Strombezug) die jeweiligen (schwankenden) Börsenstrompreise (ein Bezug von Strom an der Strombörse wird unterstellt) sowie die entsprechenden weiteren Strombezugskosten berücksichtigt.

### ERGEBNISSE

---

Zunächst wurde ein Tool zur Ermittlung von instationären THG-Emissionen erarbeitet. Durch die in jeder Viertelstunde des Jahres unterschiedliche Zusammensetzung der Stromerzeugungstechnologien, ist entsprechend zu jedem Zeitpunkt auch ein unterschiedlich hoher Emissionsfaktor ( $\text{CO}_2/\text{kWh}_{\text{strom}}$ ) im Elektrizitätsnetz vorhanden. Dies kann für den Stand heute aber auch (mit den Ergebnissen der Co-Simulation) für die betrachteten Stützjahre 2025, 2030 und 2035 erfolgen.

Ausgehend von diesen zeitscharfen Emissionsfaktoren können die o. g. Demonstratortechnologien näher betrachtet werden. Zur Ermittlung der jeweiligen potenziellen THG-Minderungen wird der jeweilige Prozess bzw. der Strombezug für den jeweiligen Prozess modelltechnisch abgebildet. Es findet dabei zunächst eine Potenzialermittlung



statt, welche das technisch maximale Potenzial ermittelt (d. h. retrospektive Betrachtung mit vollständigem Wissen von Strompreisen und Emissionsfaktoren) und anschließend in einem zweiten Schritt das realistisch hebbare Potenzial (d. h. eine realitätsnähere Betrachtung unter Einbezug von realistischen Entscheidungsfindungen zur Betriebsweise) quantifiziert. Im Folgenden werden kurz die Ergebnisse des maximalen Potenzials dargestellt. Es handelt sich dabei um berechnete Ergebnisse.

Es kann bei der Ermittlung des maximalen THG-Minderungspotenzials zwischen einer betriebswirtschaftlichen Fahrweise (d. h. Minimierung der Strombezugskosten durch Verlagerung des Strombezugs in Zeiten mit niedrigen Börsenstrompreisen) oder einer klimafreundlichen Fahrweise (d. h. Minimierung der THG-Emissionen durch Verlagerung des Strombezugs in Zeiten mit niedrigen Emissionsfaktoren) unterschieden werden. Dabei zeigen sich für das Beispiel Aluminiumproduktion bei einer betriebswirtschaftlichen Fahrweise eine Kostenreduktion (durch eine Verschiebung der Strombezugszeitpunkte) von rund 3,5 % (bezogen auf den reinen Börsenstrombezug) und eine einhergehende THG-Minderung von 0,9 %. Wird hingegen eine klimafreundliche Fahrweise gewählt, ergeben sich THG-Minderungen von 1,5 % und eine Kostenersparnis von rund 1,6 %. Es zeigt sich, dass in beiden Fällen sowohl Kosten als auch Emissionen reduziert werden. Dies ist mit einer grundlegenden Korrelation von Börsenstrompreisen und Treibhausgasemissionen begründbar: Bei einer hohen Einspeisung von volatilen Stromerzeugern auf Basis erneuerbarer Energien (u. a. Photovoltaik und Windkraft) ist ein erhöhter Anteil von treibhausgasarmer Stromerzeugung vorhanden. Parallel dazu liegt ein hohes Stromangebot vor, sodass sich tendenziell geringere Strompreise an der Börse ergeben.

Beim Demonstrator Power2Steel lagen andere Randbedingungen vor, sodass bspw. eine wesentlich kleinere Energiemenge im Vergleich zum Demonstrator der Aluminiumherstellung zeitlich verschoben werden konnte. Dementsprechend konnte bei einer betriebswirtschaftlichen Fahrweise eine Kostenreduktion von rund 0,4 % erreicht werden. Die Reduktion der THG-Minderung ist dabei marginal. Bei der klimafreundlichen Fahrweise hingegen konnten die CO<sub>2</sub>-Emissionen um rund 0,2 % gesenkt werden. Die Strombezugskosten waren hierbei nahezu unverändert.

Beim Demonstrator großtechnische Power-to-Heat stellt sich ein anderes Bild dar. Hier wurden in Abhängigkeit der potenziellen jährlichen Betriebsstunden die Wärmegestehungskosten sowie die Treibhausgasemissionen der bereitgestellten Wärme betrachtet. Bei einer betriebswirtschaftlichen Fahrweise ergeben sich verhältnismäßig hohe Wärmegestehungskosten von 0,14 – 0,18 €/kWh<sub>Wärme</sub> bei mind. 2000 jährlichen Betriebsstunden. Bei weniger Betriebsstunden – was für eine derartige Anlage zu erwarten ist – liegen die Wärmegestehungskosten nochmals höher. Die durchschnittlichen THG-Emissionen liegen ab 2000 jährlichen Betriebsstunden bei ca. 0,35 bis 0,45 kg/kWh<sub>Wärme</sub>. Bei weniger als 2000 Betriebsstunden pro Jahr – aber auch bei einer klimafreundlichen Fahrweise können die durchschnittlichen Emissionen auf teilweise unter 0,2 kg/kWh<sub>Wärme</sub> reduziert werden.

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

Es konnte im Projektverlauf durch die Berechnungen gezeigt werden, dass unter aktuellen Rand- und Rahmenbedingungen eine Einsparung von CO<sub>2</sub> durch die betrachteten Demonstratorstechnologien durch Strombezug aus erneuerbaren Energien zu unterschiedlichen Zeiten möglich ist. Grundsätzlich hemmend sind jedoch einerseits die aktuellen Rand- und Rahmenbedingungen insbesondere beim Strombezug für groß-



technische PtH-Anlagen. Für eine sinnvolle und klimaschonende Fahrweise muss die aktuelle Umlagen- und Abgabenstruktur grundlegend geändert werden, sodass auch geringe jährliche Betriebszeiten einer wirtschaftlichen Fahrweise nicht entgegenstehen. Darüber hinaus muss andererseits eine Reduzierung der Strombezugskosten in Engpass-situationen durch einen Abbau von Umlagen/Abgaben erreicht werden, sodass ein klimafreundlicher Betrieb in derartigen Situationen für entsprechende Anlagen möglich wird.



# ArcelorMittal

## Timeshift am Elektrolichtbogenofen

### MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Bereits vor Projektbeginn hat die ArcelorMittal Hamburg GmbH (AMHH) durch verschiedene Maßnahmen zur Stabilisierung des elektrischen Energiesystems beigetragen:

- Vermarktung der Schmelzleistung am Elektrolichtbogenofen als positive Minutenreserve (im Rahmen des gemeinsamen Bilanzkreises mit ArcelorMittal Eisenhüttenstadt)
- Erreichen des Kriteriums von 7.000 Volllaststunden pro Jahr an der Grundlastein- speisung über Installation einer Lastkontrollanlage (§19 StromNEV Abs. 2 Satz 2)
- Atypischer Netznutzer durch gezieltes Abschalten des Elektrolichtbogenofens im Höchstlastzeitfenster der Stromnetz Hamburg GmbH (§19 StromNEV Abs. 2 Satz 1)

Im Rahmen von NEW 4.0 wurden zudem die Maßnahmen „Timeshift“ und „Power2Steel“ erarbeitet.

#### Timeshift

Im Drehstrom-Elektrolichtbogenofen (ELO) der AMHH werden pro Stunde etwa 150 t Schrott und Eisenschwamm mit einer mittleren, elektrischen Schmelzleistung von rund 100 MW eingeschmolzen. Dieses Einschmelzen ist ein komplexer Prozess, der von einer Vielzahl von Parametern abhängt. Die elektrische Leistung lässt sich im Wesentlichen durch Änderung der Spannung und des Stroms des Lichtbogens variieren.

Beim Ofentransformator der AMHH ist eine maximale Spannung von 1263 V und ein theoretischer Strom von 93,6 kA möglich. Die Leistung des ELO ist proportional zu dem Produkt aus Stromstärke und Spannung. Eine unbegrenzte Erhöhung der Stromspannung ist nicht möglich, da sich damit die Lichtbogenlänge erhöht. Dies führt dazu, dass der Ofen unruhiger wird und durch das Überschlagen des Lichtbogens auf das Ofengefäß der Verschleiß zunimmt. Die Lichtbogenlänge reduziert sich mit zunehmender Stromstärke. Die verwendbare Stromstärke wird durch die Haltbarkeit der Elektroden und der Zuleitungen begrenzt. Daraus ergibt sich, dass für eine Optimierung der Fahrweise beide Parameter variiert werden müssen. So werden die Transformatorstufe und die Stromstärke in einem Arbeitspunkt (AP) zusammengefasst, der die Anforderungen an Lichtbogenlänge und Leistungseintrag zusammenfasst.



Ziel dieser Aktivität war es, den Arbeitspunkt des Elektrolichtbogenofens so zu variieren, dass mit einer elektrischen Leistung von  $\pm 10$  MW („slow melting“ mit ca. 90 MW und „fast melting“ mit ca. 110 MW, ausgehend vom jetzigen Standard-Arbeitspunkt von rund 100 MW) bei geringstmöglichen Änderungen der Effizienz geschmolzen werden kann.

## ERGEBNISSE

### Entwicklung neuer Arbeitspunkte

Der aktuell standardmäßig verwendete Arbeitspunkt 2 (AP2) besteht aus der Kombination Transformatorstufe 11 (TS11) und einer Stromstärke von 75 kA. Davon ausgehend wurde der AP3 (vgl. Tabelle 1) zum „Fast Melting“ entwickelt und erprobt, der durch einen erhöhten Energieeintrag zu einer kürzeren Power-On-Zeit führt. Die Entwicklung weiterer Arbeitspunkte erfolgte über eine physikalische Berechnung der Leistung und der theoretischen Lichtbogenlänge. AP3 ist durch die Kombination von TS 13 bei einer Stromstärke von 80 kA gekennzeichnet. Einer Weiterentwicklung von AP3 entspricht AP3a (TS 14 bei 85 kA). AP3a weist eine identische Schmelzleistung ggü. AP3 auf mit dem Vorteil eines um ca. 20-30 mm verkürzten Lichtbogens, sodass potenziell geringere thermische Verluste prognostiziert werden können. Die Lichtbogenlänge ist dabei vergleichbar zu der von AP2. Um in den Phasen mit einem hohen Strompreis die Produktion respektive den Stromverbrauch zu reduzieren wurde der AP1 („Slow Melting“) entwickelt. Die Kombination aus schnellem und langsamem Aufschmelzen birgt das Potenzial für Flexibilität im Sinne einer bedarfsweisen Lastverschiebung. In Tabelle 1 sind die verschiedenen Ofenparameter und Ergebnisse der theoretischen Betrachtung für die neuen Arbeitspunkte aufgelistet. Zum Vergleich wurde der aktuelle AP2 hinzugefügt.

Parameter	Slow Melting AP1	Standard AP2	Fast Melting AP3	Fast Melting AP3a	Very Fast Melting AP4
Transformatorstufe	10	11	13	12	14
Stromstärke in kA	75	75	80	82	85
Theo. Lichtbogenlänge in mm	568	590	613	586	616
Leistung in MW	102	106	120	120	132
Power-On-Zeit in min	47,0	45,0	41,4	41,3	38,6
Schmelzleistung in t/min	3,5	3,6	4,0	4,0	4,3

Tabelle 1: Berechnete Betriebsparameter in der Flachbadphase des aktuellen AP2 und der neuen Arbeitspunkte AP1, AP3, AP3a und AP4 (Schmelzleistung bezogen auf eine 165t-Charge)

In Abbildung 1 sind die fünf Arbeitspunkte gemäß Tabelle 1 anhand ihrer Leistung und Lichtbogenlänge in einer Arbeitspunktmatrix für die Flachbadphase aufgetragen.

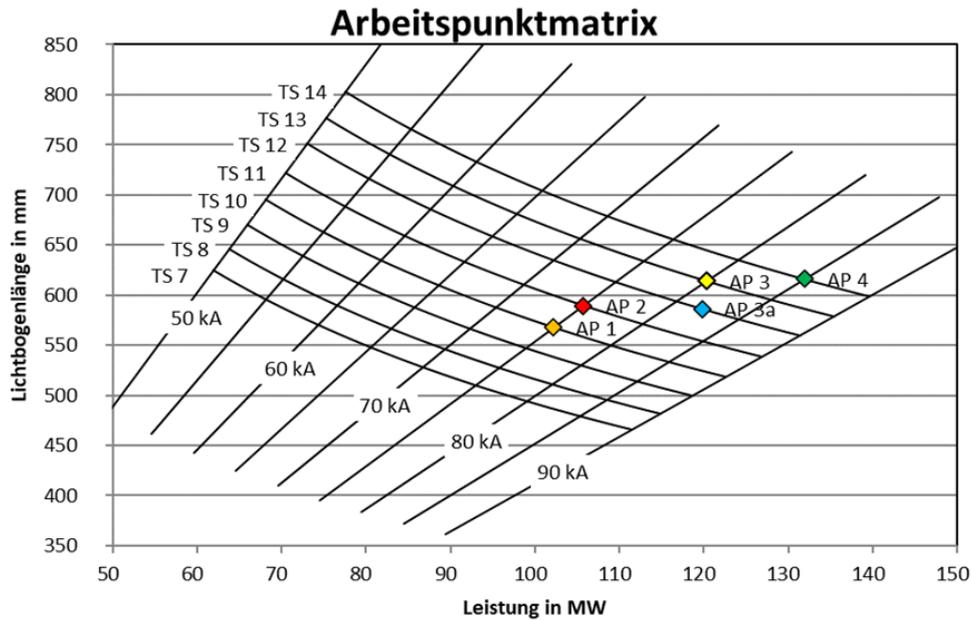


Abbildung 1: Arbeitspunktmatrix mit neu entwickelten Arbeitspunkten

### Versuchskampagnen – Erprobung neuer Arbeitspunkte

Um die tatsächliche Leistung des Arbeitspunktes AP3 zu ermitteln, wurde eine Versuchskampagne durchgeführt. Dafür wurden die theoretisch betrachteten Parameter von AP3 in die ELO-Steuerung überführt und für über 300 Chargen getestet. In Abbildung 3 ist eine Auswertung von Chargen mit vergleichbarem Schrotteinsatz und Stahlausbringung dargestellt, welche bei AP2 und AP3 geschmolzen wurden. Dargestellt sind Mittelwerte der Versuchskampagnen von Schmelzleistung und Power-On-Zeit.

### Schmelzleistung und Power-On-Zeit

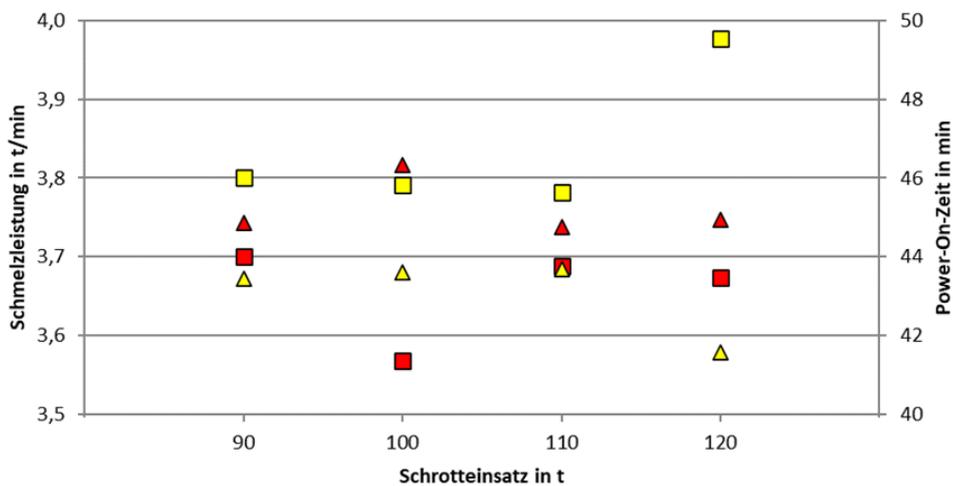


Abbildung 2: Vergleich der Arbeitspunkte AP2 (rot) und AP3 (gelb) bezüglich Schmelzleistung (Quadrat) und Power-On-Zeit (Dreieck)

Die Versuche zeigen, dass durch eine Erhöhung des Stroms und der Spannung die Schmelzleistung erhöht und damit die Power-On-Zeit reduziert werden kann. Bei einem Schrotteinsatz von 120 t erhöht sich die Schmelzleistung durchschnittlich um 8,4 %, wodurch sich die Power-On-Zeit um 9,2 % verkürzt. Allerdings konnte die prognostizierte Schmelzleistung nicht erreicht werden. Dies liegt daran, dass infolge erhöhter Wärmeverluste durch die Ofenwand und den -deckel die Transformatorstufe zum



Schutze des Ofengefäßes automatisch nach unten geregelt und somit der Leistungseintrag verringert wird.

In Tabelle 2 sind die Differenzen der Behandlungszeit und der pro Tonne Stahl eingebrachten elektrischen Energie zwischen den neuen Arbeitspunkten AP1 + AP2 und dem aktuell verwendeten AP3 aufgelistet.

Arbeitspunkt	Differenz Power-On-Zeit in min	Differenz spez. elektr. Energie in kWh/t
Slow Melting AP1	+4,4	-6,1
Fast Melting AP3	-2,0	+6,2

Tabelle 2: Differenz der Power-On-Zeit und der eingebrachten elektr. Energie zwischen AP2 und den Arbeitspunkten AP1+AP3

Diese Betrachtung zeigt, dass bei einer kombinierten Fahrweise der Eintrag an elektrischer Energie größer ist als beim aktuellen Betrieb. So können mit dem AP2 drei Schmelzen in der gleichen Zeit produziert werden wie bei der Kombination aus zwei Chargen „Fast Melting“ (AP3) und einer Charge „Slow Melting“ (AP1). Jedoch wird bei dem zweiten Produktionsprogramm für 3 Chargen bestehend aus AP1 und AP3 in Summe ca. +6 kWh/t mehr Strom verbraucht.

Um diese Differenz bzw. den Effizienznachteil weiter zu reduzieren, wurden Versuche mit AP3a durchgeführt, um hier den Vorteil eines kurzen Lichtbogens, der vergleichbar zur aktuellen Fahrweise unter AP2 ist, mit der erhöhten Schmelzleistung von AP3 zu kombinieren.

Durch eine Erweiterung der elektrischen Zuleitung wurde ergänzend auch AP4 getestet, um die Schmelzleistung zu maximieren bzw. die Power-On-Zeit weiter zu senken. Aufgrund eines Ofendurchbruchs und weiterer technischer Störungen an der Gießanlage konnte AP4 jedoch nur sehr eingeschränkt getestet werden. Bei den durchgeführten Versuchen zeigt sich, dass die kühlwasserseitigen Wand- und Deckeltemperaturen respektive die dortigen Wärmeverluste beim Schmelzen mit AP4 um etwa 10 % ansteigen. In Abbildung 3 ist der Temperaturverlauf für drei exemplarische Chargen dargestellt.

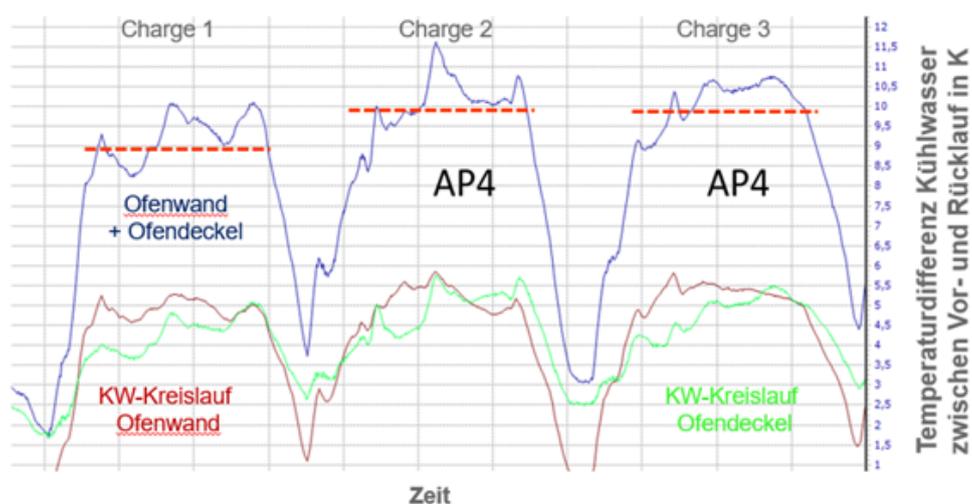


Abbildung 3: Kühlwasserverluste Ofen 3 (rot: Deckel, grün: Wand, blau: gesamter Kühlwasserverlust)

Die letzten beiden Chargen wurden mit AP4 geschmolzen. Betrachtet wird die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf der Kühlkreisläufe für Ofenwand und -deckel, wobei je Kreislauf von einem konstanten Kühlwassermassenstrom ausgegangen werden kann. Beim Schmelzen mit AP4 erhöht sich die Temperaturdifferenz für den „gesamten Kühlwasserverlust“ von durchschnittlich 9,5 °C auf 10,5 °C mit Spitzen von bis zu 11,5 °C. Diese Werte gehen in die Steuerung der Stromstärke und Spannung ein. Bei der Überschreitung eines vorgegebenen Grenzwertes regelt das Leitsystem die Spannung herunter, um die Belastung zum Schutze des Ofengefäßes zu reduzieren. Dadurch wird die berechnete Wirkleistung des Ofens jedoch nicht mehr erreicht.

### Auswirkungen auf Feuerfestverschleiß / Beschädigungen des Ofengefäßes

Im März 2018 kam es infolge eines Ofendurchbruchs zu einem Produktionsstillstand von rund zwei Wochen. Der Durchbruch erfolgte in der Nähe einer der drei Graphitelektroden (Phase 2), über welche die el. Energie in das aufzuschmelzende Gut eingebracht wird. Die Feuerfestausmauerung wurde dabei in diesem Bereich bedingt durch mehrere Gründe stärker von den Lichtbögen belastet. In Abbildung 4 ist die Lage der drei Phasen und der Wirkungsbereich des Lichtbogens (gelber Bereich) von Phase 2 dargestellt. Als Gründe für eine erhöhte Belastung können u. a. aufgeführt werden, dass sich die Elektrode an dieser Stelle näher an der Ausmauerung befindet und die Phase 2 durch ihre räumliche Lage zur Stromversorgung (Trafo) eine kürzere Stromleitung aufweist, wobei der geringere Widerstand der Leitung stärkere Lichtbögen zur Folge hat.

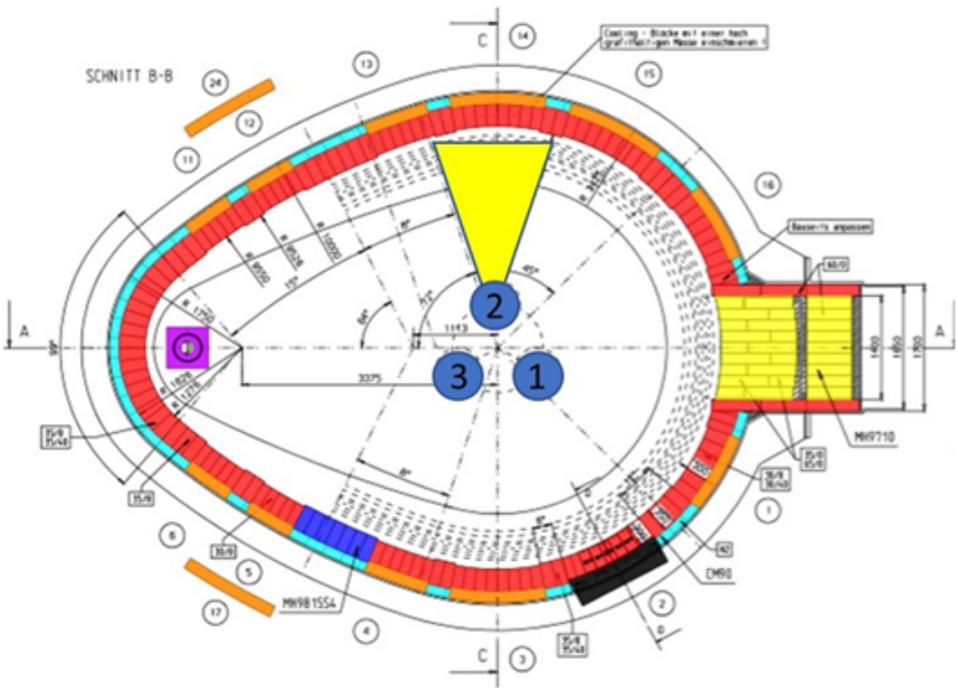


Abbildung 4: Querschnitt des EAF mit den drei Elektroden und dem Wirkungsbereich von Phase 2

Grundsätzlich führen unterschiedliche Leitungslängen und somit auch verschiedene Widerstände bei der Stromversorgung zu einem ungleichmäßigen Eintrag der Energie in das Ofengefäß. Dabei ist für Arbeitspunkte mit erhöhten Schmelzleistungen mit einem zunehmenden Ungleichgewicht beim Energieeintrag zu rechnen.



Diesem Umstand muss bei der Entwicklung leistungsstärkerer Arbeitspunkte über eine entsprechende Optimierung dieser begegnet werden. Wie bereits beschrieben erfolgt – konstruktiv bedingt durch die kürzere Zuleitung – über Phase 2 ein höherer Energieeintrag im Vergleich zu den beiden anderen Phasen. Im Rahmen weiterer Versuche wurden die Ströme an den einzelnen Phasen überprüft. Um Ungleichgewichte zu kompensieren, können die Ströme für jede Phase im Prozessleitsystem getrennt eingestellt/vertrimmt werden. Somit kann durch das Erhöhen der Stromstärke an einer Phase gezielt die Belastung der Feuerfestausmauerung reduziert werden, da mit einem höheren Strom der Lichtbogen kürzer wird. Durch einen Tauchversuch, bei dem die Elektroden in das Stahlbad getaucht werden, wurden die Kurzschlussströme der Phasen bestimmt. Das Verhältnis der Ströme zueinander kann für die Einstellung der Wirkströme verwendet werden. Da der erhöhte Feuerfestverschleiß bzw. der Ofendurchbruch auch auf den erhöhten Energieeintrag im Rahmen der Versuchsdurchführungen mit AP4 zurückgeführt wurde, wurden die Versuche zeitweise eingestellt und die Einstellungen der Arbeitspunkte überarbeitet. Durch das Absenken der Transformatorstufe wurde die Spannung reduziert, um die Belastung der Ausmauerung zu mindern. Für AP4 wird mit den neuen Parametern eine Wirkleistung von ca. 125 MW erwartet. Vor dem Durchbruch wurde für AP4 eine Leistung von über 130 MW berechnet. Ebenfalls wurde der Arbeitspunkt AP3 durch AP3a ersetzt, da dieser einen kürzeren berechneten Lichtbogen bei annähernd gleichem Energieeintrag aufweist. In Tabelle 3 sind die optimierten Schmelzparameter zusammengefasst.

Parameter	Slow Melting AP1	Standard AP2	Fast Melting AP3	Very Fast Melting AP4
Transformatorstufe	9	12	12	12
Stromstärke in kA	75	75	80	85
Theo. Lichtbogenlänge in mm	547	590	594	576
Leistung in MW	99	106	117	124
Power-On-Zeit in min	48,1	43,4	40,7	38,3
Schmelzleistung in t/min	3,4	3,8	4,1	4,3

Tabelle 3: Optimierte Arbeitspunkte

### Versuche zur Optimierung der Schrotteinschmelzphase beim Slow Melting (AP1)

Neben geringfügigen Anpassungen an den bestehenden Arbeitspunkten bzw. den in der Flachbadphase zum Einsatz kommenden Betriebsparametern, erfolgten im Zeitraum Januar bis Juni 2019 im Wesentlichen Versuche, um den Arbeitspunkt zum „Slow Melting“ (AP1) während der Schrottschmelzphase weiter zu optimieren.

Umfassendere Versuche zum Optimieren des „Fast Melting“ konnten hingegen in diesem Zeitraum nicht umgesetzt werden, da die Auftragslage seit Jahresbeginn 2019 deutlich schlechter geworden war und der Betrieb des Elektrolichtbogenofens fast ausschließlich unter Verwendung der Arbeitspunkte AP1 und AP2 erfolgte. Diese sind ggü. dem Arbeitspunkt AP3 hinsichtlich des spez. elektrischen Energiebedarfs im Vorteil, sodass der Nachteil in der Power-On-Zeit in Zeiten ohne Vollausslastung der Produktion weniger ins Gewicht fällt.



Entgegen dem grundsätzlichen Vorteil in der Flachbadphase mit einem möglichst kurzen Lichtbogen zu schmelzen, kann beim Schrotteinschmelzen der Vorteil genutzt werden, dass der Schrott den Lichtbogen bestmöglich einhüllt und die Energie nicht in dem Maße wie in der Flachbadphase an die wassergekühlten Bereiche des Ofengefäßes (Ofendeckel und Ofenwand im Bereich des Oberofens) übertragen wird. Der längere Lichtbogen, der über das Einstellen eines geringeren Stroms sowie einer höheren Spannung (TS / Trafostufe) hervorgerufen wird, kann beim Schrotteinschmelzen zu zwei wesentlichen Vorteilen führen. Zum einen besteht das Potenzial für einen geringeren Elektrodenverbrauch infolge einer geringeren Stromdichte, zum anderen erreicht der längere Lichtbogen eine größere Schrottfläche, sodass eine effizientere Schrotterwärmung vorliegt.

In Abbildung 5 ist die Arbeitspunktematrix für die Flachbadphase um die Details zu den Parametern beim Schrotteinschmelzen ergänzt. Die „normalen“ Parameter ( $AP_{Schrott}$ : TS9, 61 kA), die standardmäßig beim Schrotteinschmelzen verwendet werden, führen zu einer ggü. der Flachbadphase nur leicht erhöhten Lichtbogenlänge von etwa 600 mm. Im Rahmen der Versuche wurden zwei alternative Parameterkombinationen beim Schrottschmelzen bei einer erhöhten Lichtbogenlänge von 671 mm und 681 mm erprobt. Eine Übersicht zu den Einstellungen ist in Tabelle 4 zusammengefasst.

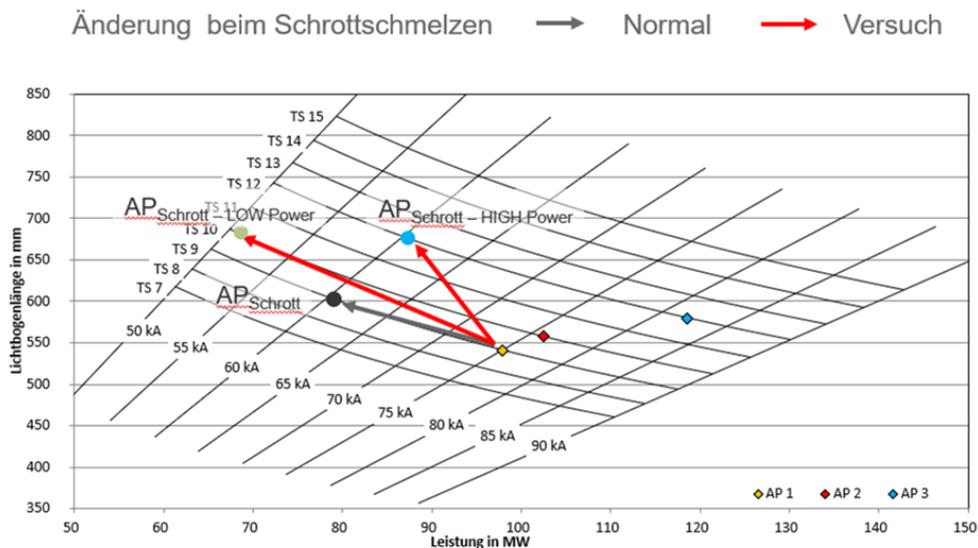


Abbildung 5: Arbeitspunktematrix für die Flachbadphase sowie Anpassung in Schrottschmelzphase beispielhaft für AP1

Variante	Anzahl Versuchschargen	TS	Strom in kA	Leistung in MW	Wechsel Schrott-FB	LB Länge
$AP_{Schrott-LOW\ Power}$	51	10	51 (-25)	69	170 kWh/t	681 mm
$AP_{Schrott-HIGH\ Power}$	9	12	61 (-15)	88	170 kWh/t	671 mm
$AP_{Schrott}$	11	9	61 (-15)	80	190 kWh/t	600 mm

Tabelle 4: Parameterübersicht Optimierung Schrottschmelzen

Ausgehend von  $AP_{Schrott}$  zeigt sich für die alternativen Parameterkombinationen auch in der Phase des Schrottschmelzens ein Flexibilitätpotenzial von etwa  $\pm 10\text{ MW}_{el}$  (vgl. Tabelle 4). In Tabelle 5 sind die Differenzen der Behandlungszeit und der pro Tonne Stahl eingebrachten elektrischen Energie zwischen  $AP_{Schrott}$  als Basis und den Alternativen mit längerem Lichtbogen aufgeführt.



Variante	Differenz Power On in min.	Differenz spez. el. Energie in kWh/t <sub>FLSt</sub>
AP <sub>Schrott – LOW Power</sub>	-0,6	-27
AP <sub>Schrott – HIGH Power</sub>	-0,5	-33

Tabelle 5: Differenz der Power-On-Zeit und der eingebrachten elektrischen Energie beim Schrottschmelzen für die Parameterkombinationen mit längerem Lichtbogen

Im Vergleich zum aktuellen Betriebspunkt sind beide Varianten mit längerem Lichtbogen sowohl hinsichtlich der Power-On-Zeit als auch mit Blick auf den spez. el. Energieeinsatz im Vorteil. Insofern werden für den zukünftigen Betrieb des Elektrolichtbogenofens für die Arbeitspunkte AP1 und AP2 die Parameter beim Schrottschmelzen angepasst.

Zum jetzigen Zeitpunkt werden keine gravierenden Nachteile beim Elektrodenverbrauch sowie beim Verschleiß des Feuerfestmaterials gesehen, wobei es stets eines längeren Zeitraums bedarf, um statistisch belastbare Aussagen treffen zu können bzw. den Einfluss sich überlagernder Einflussfaktoren (u. a. Schrottzusammensetzung, zu erzeugende Stahlqualität, Elektrodenqualität, Einsatz anderer „Energien“ und Zuschlagstoffe – Erdgas, Schäumkohle, O<sub>2</sub>, Kalk, ...) ausschließen zu können. Für den Verschleiß des Feuerfestmaterials ist insbesondere der Übergangszeitpunkt von der Schrottschmelz- zur Flachbadphase entscheidend, da der längere Lichtbogen unter den geänderten Betriebsparametern bei fehlender Abschirmung durch Schrott negative Auswirkungen auf das Feuerfestmaterial hat. Entsprechende Optimierungen für den Umschaltzeitpunkt der el. Parameter zwischen der Schrottschmelz- und der Flachbadphase (z. B. AP<sub>Schrott – LOW Power</sub> -> AP1) mussten umgesetzt werden.

### Vermarktungsmöglichkeiten

Die Leistungszufuhr für das Schmelzen im Elektrolichtbogenofen wird für den Abstich und bei der Zugabe von Schrott unterbrochen. Es handelt sich also um einen diskontinuierlichen Prozess mit stochastischem Lastgang, sodass der Zeitpunkt für den Abstich nur sehr kurzfristig (im Bereich von Minuten – je kürzer, desto präziser die Vorhersage für den Abstich) planbar ist.

Zwar kommt es bereits heute zu einer Vermarktung dieses Prozesses im Rahmen der positiven Minutenreserve, ein weiterführender Einsatz als z. B. negative Regelenergie ist aufgrund des stochastischen Lastgangs bzw. mangels hinreichender Zeitverfügbarkeit nach den heutigen Regularien jedoch nicht möglich. Die Zeitverfügbarkeit im Schmelzbetrieb kann mit etwa 75 % abgeschätzt werden, sodass diese deutlich unter geforderten Verfügbarkeiten für SDL von >98 % liegt. Grundsätzlich ist die Weiterentwicklung bestehender und/oder die Entwicklung neuer Produkte zum Erschließen dieser Flexibilität mit ihren prozessbedingten Restriktionen erforderlich.

Im Weiteren wird das Einsparpotenzial über kurzfristige Handelsgeschäfte, welches über eine flexiblere Fahrweise des Elektrolichtbogenofens bestünde, näher betrachtet. Um das theoretische Einsparpotenzial für den Kurzfristhandel genauer quantifizieren zu können, wurden beispielhafte Produktionswochen in der Vergangenheit anhand von Simulationsrechnungen analysiert. Über die Kenntnis des zeitlichen Verlaufs des Strompreises, den Umfang des Wochenstillstands sowie von der Anzahl der produzierten Chargen mit dem gewählten Arbeitspunkt bzw. dem jeweiligen Lastgang/Charge kann durch eine zeitliche Umverteilung der Chargen ein Kostenoptimum als theoretisches Potenzial gefunden werden. Chargen, die mit Arbeitspunkt AP3 oder AP4 erzeugt wurden („Fast Melting“), werden in Zeiten niedriger Strompreise verlagert, hingegen



Chargen unter Verwendung von AP1 („Slow Melting“) in Zeiten hoher Strompreise. Der Wartungsstillstand wird in Zeiten maximaler Strompreise verlagert.

Zur Simulation eines max. möglichen Erlöspotenzials wurden zwei Szenarien angenommen, die abweichend von der realen Beschaffungssituation bei der AMHH, ausschließlich auf einer Beschaffung des Energiebedarfs über den Intradayhandel annehmen. Dafür wurde der tatsächliche Lastgang einer Woche im August 2016 einem idealen, optimierten Lastgang mittels Timeshift in Tabelle 6 gegenübergestellt. Betrachtet wird dabei das Erlöspotenzial aus dem Intraday-Geschäft durch eine Lastgangoptimierung. Dafür werden drei Fälle betrachtet: Erstens ein 100%iges Intraday-Geschäft zur Energiebeschaffung und optimaler Lastgangprognose für die Optimierung, zweitens die Annahme, dass 20 % des Energiebedarfs über den Intraday-Handel beschafft werden und drittens, dass zusätzlich der optimierte Lastgang aus produktionstechnischer Sicht nur zu 60 % angefahren werden kann. Der Preis für den Day-Ahead- oder Terminmarkt wird mit dem Preis des tatsächlichen Lastgangs angenommen, um weitere Verzerrungen zu vermeiden. Weitere Einschränkungen, wie Fehler in der Prognose und dadurch ggf. eine Mehrbelastung, bleiben unberücksichtigt.

Szenario	Mittlerer Strompreis in €/MWh		
	100% Intraday-Handel	20% Intraday-Handel	20% Intraday-Handel; 60% Erfüllungsquote
<b>Tatsächlicher Lastgang</b>	24,03	24,03	24,03
<b>Optimierter Lastgang</b>	21,60	23,54	23,74
<b>Differenz</b>	-2,43	-0,49	-0,29

Tabelle 6: Erlöspotenzial eines optimierten Lastgangs auf Basis des Energiebedarfs einer Woche im Q3 2016

Aus Tabelle 6 kann entnommen werden, dass in der simulierten Woche im idealen Fall ein Erlöspotenzial von 2,43 € pro MWh bei einer Beschaffung am Intraday-Markt (Index) besteht, was einer Einsparung von rund 10 % der Stromkosten bedeuten würde. Dieser Vorteil stellt dabei eine lediglich theoretische Betrachtung dar, da eine perfekte Prognose des Strompreises vorausgesetzt wird und es stets zu kleineren oder größeren, ungeplanten Störungen im Prozess kommen kann, die ein permanentes Überprüfen einer so erstellten Produktionsplanung erforderlich machen würde. Des Weiteren obliegt dieses Vorgehen einer weiteren Unschärfe, da der Ausgleichsenergiepreis je Viertelstunden erst nachträglich (rd. 8 Wochen) veröffentlicht wird. Auch hier müsste von einer perfekten Prognose ausgegangen werden, um den Kostenvorteil von maximal 12 % realisieren zu können. Im dritten, realitätsnäheren Falls besteht noch ein Potenzial von etwa 0,29 €/MWh (1,2 %). Für die AMHH ergäbe sich damit ein Erlöspotenzial von etwa 150.000 €. Dem gegenüber stehen jedoch erhebliche unternehmerische Risiken in Bezug auf die Schwankungen im Intraday-Handel und die Risiken von Störungen und die Reduzierung der Effizienz, wie weiter oben in diesem Abschnitt dargestellt. Zudem wird ein geeignetes und zuverlässiges Prognosemodell benötigt, sowie erhöhte Anforderungen an die Produktions- und Energiebeschaffungsplanung gestellt, die mit Personalkosten einhergeht. Das ist nach derzeitigem Stand nicht sinnvoll darstellbar.

Die Index-Strompreise vom kontinuierlichen Intraday-Handel basieren auf Mittelwerten aller gezahlten Preise zu einer Viertelstunde. Der Preis schwankt jedoch zwischen einem Low und einem High Price (vgl. Abbildung 6), sodass der Intraday-Handel neben der Chance für geringere auch das Risiko für höhere Strombezugskosten bergen kann.

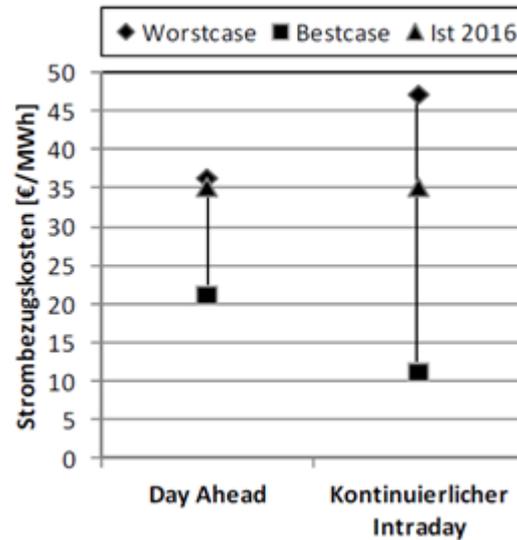


Abbildung 6: Strombezugskosten für verschiedene Beschaffungsoptionen

Aktuell erfolgt die Beschaffung von Strom bei der AMHH neben Termingeschäften im Wesentlichen über den Day-Ahead-Markt. Etwaige Vorteile bei der Beschaffung über den Intraday-Handel im Vergleich zum Day-Ahead-Markt bleiben von vorherigen Betrachtungen unberücksichtigt. Eine strompreisgeführte Fahrweise des Elektrolichtbogenofens ist unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Wirkungsgrade je Arbeitspunkt weiterhin aber erst ab einem Spread am Strommarkt in der Größenordnung von > 50 €/MWh sinnvoll.

Betrachtet man die Aktivität Timeshift als die Kapazität des Stahlspeichers, der je nach Energieangebot aufgeladen und entladen wird, hängt dessen Kapazität von verschiedenen Faktoren ab. So ist während des Aufladevorgangs die Kapazität zum einen durch die verfügbaren Pfannen, die Stahltransportbehälter, und zum anderen durch Qualitätsrestriktionen begrenzt. Beim Entladen wird der Speicher durch minimal erforderliche Stahlmengen für ein prozesssicheres Handling und die Vorgaben für die Behandlungszeit bestimmt. Sowohl während des Auf- als auch während des Entladezyklus wird kontinuierlich Stahl auf der Stranggießanlage vergossen. Die Geschwindigkeit ist dabei unter anderem abhängig von der Stahlqualität.

In Abbildung 7 ist dies an einem Beispiel mit hoher Ladekapazität und niedrigen qualitativen Anforderungen dargestellt. Es sind vier Kurven dargestellt, die sich aus der Kombination des Arbeitspunktes (slow = AP1 slow melting; fast = AP3a fast melting) und der minimalen (Min) und maximalen (Max) Gießleistung ergeben. Durch den diskontinuierlichen Betrieb des Elektrolichtbogenofens ergibt sich bei einer angenommenen Nutzungsnebenzeit von 13 Min. das dargestellte Sägezahnmuster. Die Kapazität des Stahlspeichers ist durch den grün schraffierten Bereich gekennzeichnet und durch die rot schraffierten Bereiche begrenzt. In diesem Beispiel ist bei einer optimalen Kombination von maximaler Schmelz- und Gießleistung eine Ladekapazität von über 12 h bei einer Mehrleistung von 11 MW während der Schmelzphase verfügbar. Im Falle einer ungünstigen Kombination wird diese Kapazität auf etwa 2 h begrenzt und kann sich im Falle anspruchsvoller Qualität noch stärker eingrenzen. Für eine praktische Nutzung eines solchen Speichers ist jedoch davon auszugehen, dass sich Lade- und Entladezyklen regelmäßig ablösen, wodurch das Erreichen der Kapazitätsgrenzen unwahrscheinlicher wird. In Verbindung mit einer geeigneten Prognose des Lastverlaufs ist eine gezielte Ladung oder Entladung durch eine angepasste Produktionsplanung und Steuerung der Nutzungsnebenzeiten am Elektrolichtbogenofen und der Stranggießanlage denkbar.

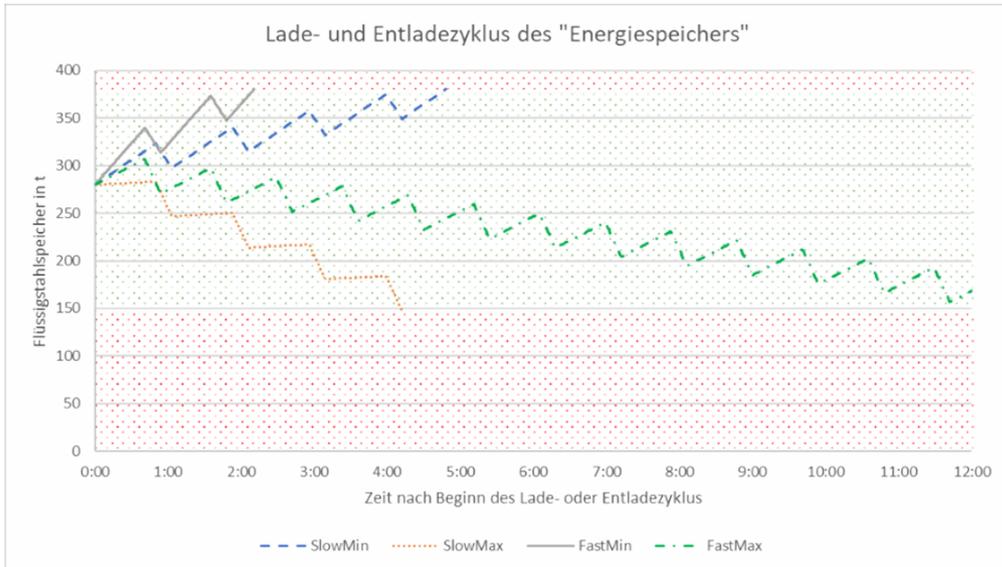


Abbildung 7: Beispielhafte Lade- und Entladezyklen des Stahlspeichers in Abhängigkeit von der Schmelz- und Gießleistung (Slow/Fast: Schmelzleistung; Min/Max: Gießleistung); Kapazität: grün schraffiert

### Implementierung in den Betrieb des Elektrolichtbogenofens

Im Rahmen des ENKO Feldtests im November 2020 wurde ein System zur Implementierung geprüft. Dafür wurden auf Basis der Produktionsplanung für den darauffolgenden Tag Zeitfenster und Leistungskapazitäten anhand folgender Faktoren ermittelt:

- Kapazität des Stahlspeichers in Abhängigkeit von der Qualität
- Stochastische Varianz im täglichen Lastgang unter Berücksichtigung von zum Beispiel atypischer Netznutzung
- Pfannenverfügbarkeit und Sequenzlänge

In Abbildung 8 ist die stochastische Kennwertauswahl an Montagen ermittelt und in einem 90 Tage-Zeitraum dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass im Mittel etwa der Standardkennwert AP2 verwendet wird. Bedingt durch Schichtwechsel, die gezielte Verlagerung anspruchsvoller Stahlqualität in die Tagschicht sowie die atypische Netznutzung ergibt sich das entsprechende Wochentagsprofil. In Abbildung 9 ist beispielhaft für zwei der über 300 im Stahlwerk in Hamburg produzierten Qualitäten das Kennwertprofil dargestellt.

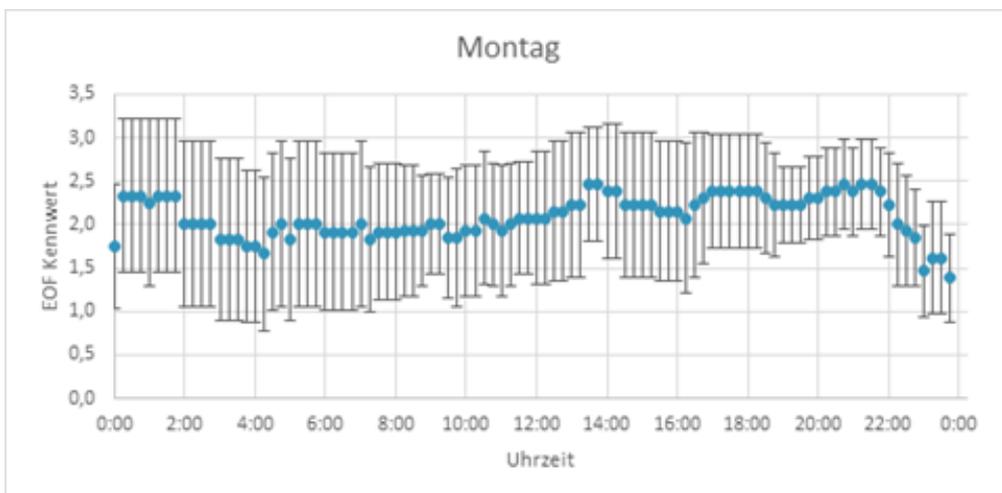


Abbildung 8: Stochastische Kennwertauswahl im Viertelstundentakt an einem Montag (90 Tage)

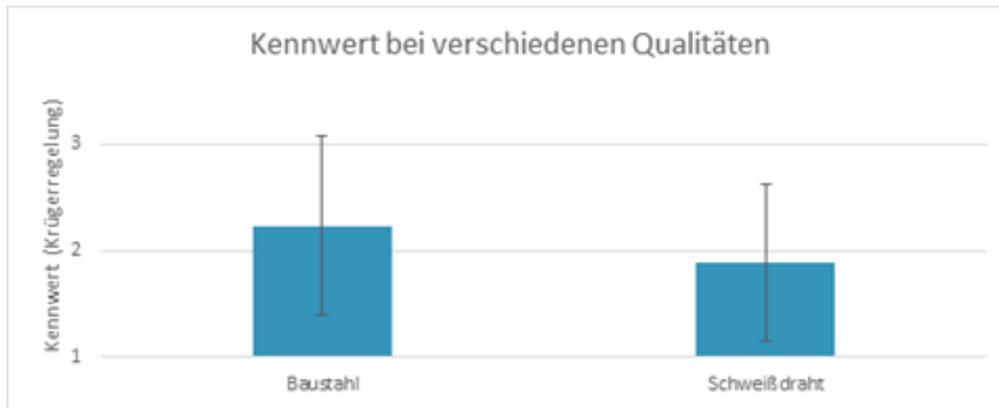


Abbildung 9: Mittlerer Leistungs-Kennwert bei verschiedenen Stahlqualitäten

Unter Berücksichtigung der Produktionsplanung wurde dann das Potenzial für eine Gebotsabgabe im Rahmen des Feldtests ermittelt. Dieses ergibt sich aus den o. g. Faktoren und deren oberen Standardabweichung. Nach einer Bezuschlagung wurde dies im Feldtest automatisch an das Produktionspersonal weitergeleitet, die im Rahmen der Restriktionen zusätzliche Leistung abgerufen haben.

Als Schwierigkeit hat sich im Feldtest dargestellt, dass wie bereits oben erwähnt die Energie im Stahlwerk in Hamburg nicht im Intraday-Handel erworben wird. Da der Einkauf der Energie im Day-Ahead-Geschäft vor der Bezuschlagung für den Folgetag erfolgt, führt dies unweigerlich zu Fehlplanung in der Beschaffung.

## MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Für die Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energie im Rahmen erzeugungsabhängiger Über- und Minderangebote soll durch Steuerung im Verbraucherverhalten von Hauskhaltern ein Ausgleich geschaffen werden. Im Zusammenspiel mit Erzeugern, Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreibern soll diese Steueraufgabe mit marktwirtschaftlichen Instrumenten, wie einem dynamischen Stromtarif, erreicht werden.

## ERGEBNISSE

---

### Klassifikation schaltbare Lasten

Im Rahmen der Potenzialermittlung wurde erforscht, welche Lasten im häuslichen Umfeld bedarfsabhängig geschaltet werden können und wie diese klassifiziert und hinsichtlich von Schalthandlungen ggf. priorisiert werden können.

Im Rahmen von gemeinsam mit Kunden durchgeführten Workshops wurden best practices erarbeitet, die einen Katalog an akzeptierten und sinnvoll schaltbaren Lasten ergaben. Dabei wurde ein besonderes Potenzial im Bereich der sogenannten „weißen Ware“ (also Spülmaschine, Waschmaschine, Trockner, Kühlschrank), bei sämtlichen (Kleinst-) Speicheranwendungen (Mobiltelefone, Tablets, Laptops, Powerbanks sowie andere Ladegeräte und Akkus) ermittelt. Diese Geräte zeichneten sich – anhand von begleitenden sozialwissenschaftlichen Befragungen in sämtlichen 981 Testkunden-Haushalten – durch eine hohe Nutzungsrate in Verbindung mit den tarifabhängig schaltbaren Steckdosen (ca. 57 %) aus. Daneben herrscht insbesondere an den Geräten der weißen Ware eine relativ hohe haushaltsübliche Last. Die Lasten aus beiden wesentlichen Kategorien zeichnen sich darüber hinaus durch relativ hohe Anwendungsintervalle sowie eine gewisse Lastverlagerungsflexibilität auf Kundenseite aus. Abbildung 2 visualisiert die prozentuale Verteilung der identifizierten elektrischen Lasten, welche an den Steckdosen (in dieser Betrachtung aus einer Umfrage in Dezember 2018: 303 Kunden mit 1.366 Steckdosen) angeschlossen waren.

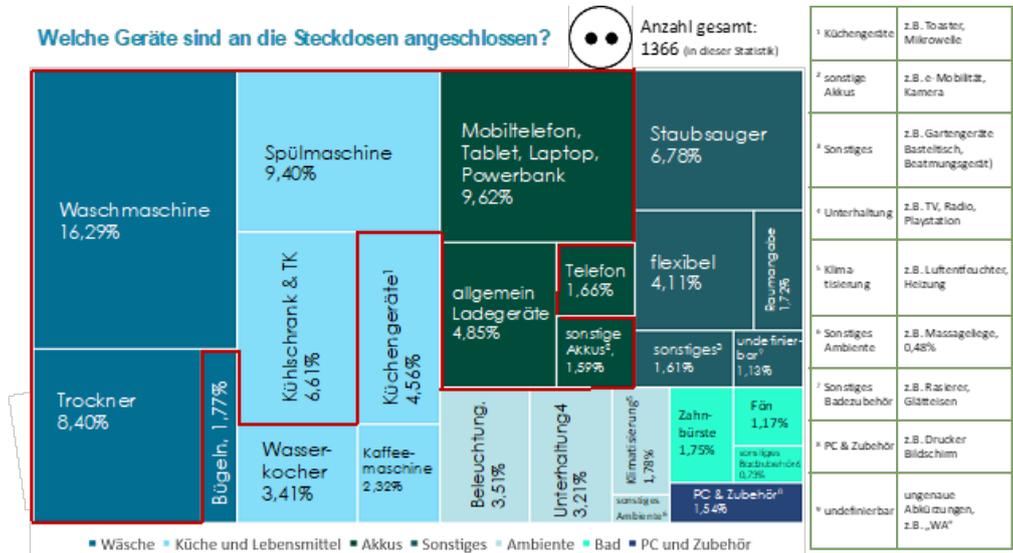


Abbildung 1: Angeschlossene elektrische Lasten an schaltbaren Steckdosen

### Monitoring von Gebrauchsgewohnheiten

Weiterhin wurden Gebrauchsgewohnheiten sowie Auswirkungen des eingeführten dynamischen Stromtarifs auf diese Gewohnheiten ermittelt. Durch begleitendes Monitoring sind zum einen viertelstündliche Lastgangzeitreihen über den gesamten Stromverbrauch des einzelnen Haushalts aufgenommen worden, zum anderen liegen auch die Stromverbrauchswerte der einzelnen Schalt-Steckdosen in dieser Granularität vor. Damit konnte seit Anbindung des ersten Testkunden der Stromverbrauch an einzelnen Geräten gemessen und daraus die Lastverlagerung abgeleitet werden. Diese betrug bis zum Stichtag am 31.10.2020 durchschnittlich 21,2 kWh je Monat und Testhaushalt (12 kWh nach Abzug von Grundlast), wobei auch hier – analog zu allgemeinen Lastgangkennlinien – saisonale Effekte mit höherem Verbrauch im Winter und geringerem Verbrauch im Sommer zu beobachten waren.

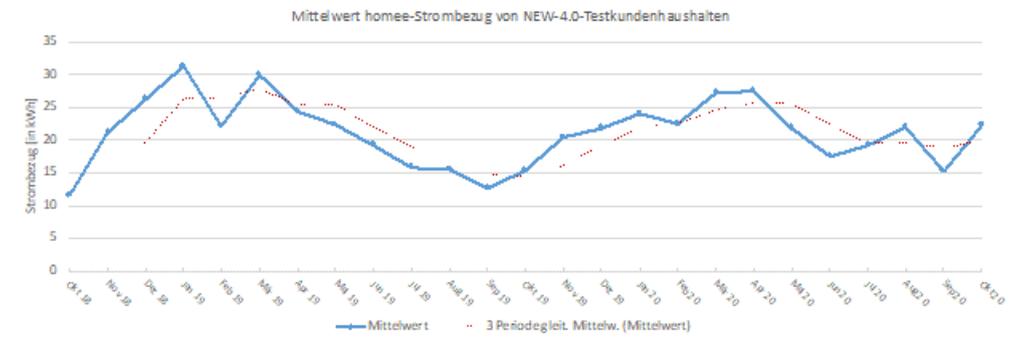


Abbildung 2: Mittelwert des homee-spezifischen Strombezugs von NEW 4.0-Testkunden

Im Rahmen der Auswertung (Abbildung 3) wurde davon ausgegangen, dass sämtlicher rabattierter Stromverbrauch an den Schalt-Steckdosen aufgrund des Tarifsignals ausgeübt wurde. Dabei wird vernachlässigt, dass bestimmte Geräte auch im Normalbetrieb zu diesen Zeiten gelaufen wären und auch Stromverbrauch außerhalb der rabattierten Schaltzeiten an diesen Steckdosen stattfindet (Grundlast). Die tatsächliche Lastverlagerung ist somit zu einem relevanten Anteil nach unten zu korrigieren (s. Abbildung 4).

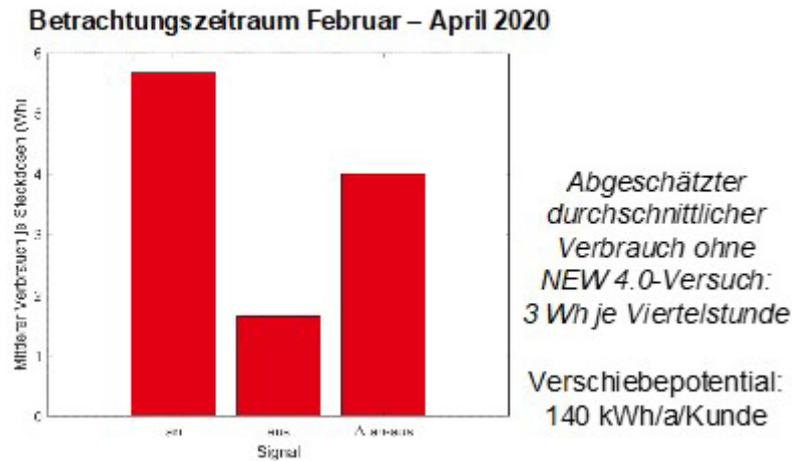


Abbildung 3: gemittelter Stromverbrauch in Abhängigkeit des Schaltsignals

Für diese Auswertung wurde durch die B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH aus Aachen über einen Betrachtungszeitraum von drei Monaten (02 – 04/2020) der gemittelte Verbrauch über alle Steckdosen in Abhängigkeit der Signalschaltung ausgewertet. Festgestellt wurde, dass bei Schaltungen mit „Aus“-Signal der mittlere Verbrauch um 71 % reduziert ist.

Ein alternativer Vergleich mit einer Referenzlastkurve der Vorjahre wäre ebenfalls mit gewissen Unschärfen behaftet.

### Analyse und Auswirkungen der Tarife

Bei dem als erstes eingeführten dynamischen Bonus-Eventtarif mit einer Schaltdauer von mindestens einer Stunde und einem rabattierten Arbeitspreis von 5 ct/kWh (brutto) meldeten einige Kunden Probleme durch die Schaltunterbrechung bei dem Betrieb von Spül-/Waschmaschinen oder Trocknern. Diese Geräte zeichnen sich durch festgelegte Programme aus. Einige Geräte verfügen zudem häufig über keine sogenannte „Memory-Funktion“ bei der sich das Gerät den Fortschritt im Programm merkt. So kam es vor, dass Spül-/Waschprogramme bei diesen Geräten nicht automatisch weiterliefen, sobald der rabattierte Schaltimpuls beendet wurde. Zwar konnten die Steckdosen durch die Kunden auch manuell oder durch einen Automatismus im homee (sogenannte *homeegramme* – Wortspiel aus homee und Programm) ohne einen durch die Stadtwerke Norderstedt gegebenen Schaltimpuls weiter betrieben werden. Dennoch wurde dem Kundenwunsch nach längeren Schaltdauern und garantierten Intervallen (z. B. 3 Stunden garantiert) durch die Stadtwerke entsprochen: Im Laufe des Projekts wurde daher ein zweiter Tarif dauerhaft angeboten, der eine garantierte Schaltdauer von drei Stunden und einen rabattierten Arbeitspreis von 15 ct/kWh (brutto) beinhaltet. Somit konnten die Haushalte für jede schaltbare Steckdose individuell entscheiden, welchen Tarif und dementsprechend welche rabattierte Schaltdauer und -intervalle sie dort nutzen wollten.

### Visualisierung der Verbräuche Online, Mobile, Offline

Bei dynamischen Stromtarifen ist es unabdingbar, den Kunden in das Tarifierungs-geschehen einzubinden und Einstelloptionen zu ermöglichen. Dies erhöht die Transparenz, aber auch die Verbundenheit mit dem Produkt und die Möglichkeit tatsächlich Last zu verlagern. Das Vorgehen erfolgte in zwei Stufen. In der ersten Stufe wurde den Kunden ein Onlineportal zu Verfügung gestellt, um Ihre Stromverbräuche kurzzyklisch (15 Min.) einzusehen und entsprechende Rückschlüsse zu ziehen. Stufe 2 ist eine Smart Meter Cockpit-App, welche für die Betriebssysteme IOS und Android zu Verfügung steht und

dem Kunden detaillierte Einblicke in den aktuell gültigen Tarifzustand auf Stunden Taktung (60 Min.) gewährt, als auch retrospektiv einen Überblick über getätigte Tarifierungen und Verbräuche in Summe aber auch je Steckdose gibt. Auch das Ändern von Tarifoptionen pro Steckdose wurde den Kunden über die App zu Verfügung gestellt. Abbildung 5 zeigt Screenshots des User Interfaces der App für Haushaltskunden der Stadtwerke Norderstedt:

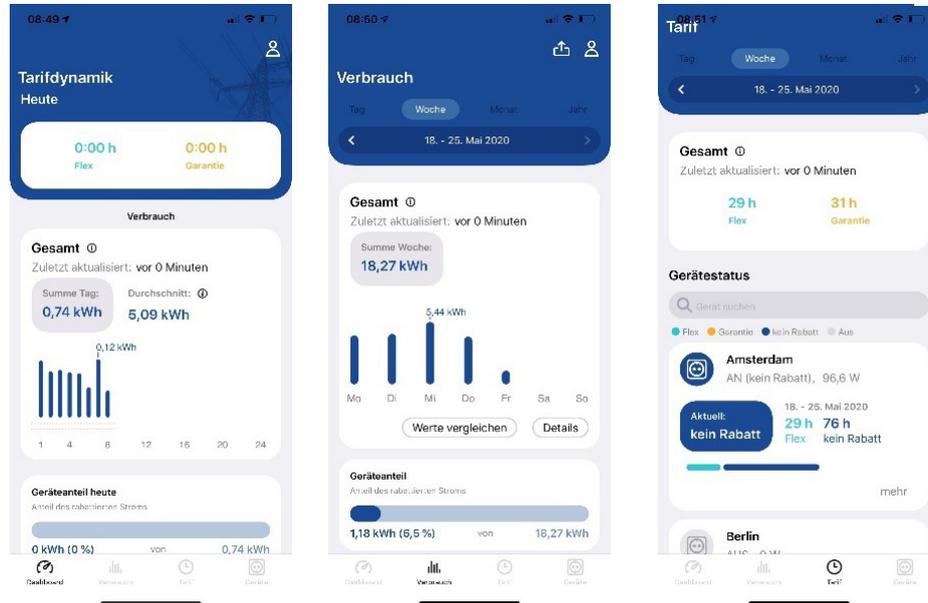


Abbildung 4: User Interface der Smart Meter Cockpit-App

## Monitoring und Analyse von Gebrauchsgewohnheiten

Im Projektverlauf wurden Verbrauchsgewohnheiten von Stromkunden gemonitort und analysiert, um daraus Rückschlüsse für die Erstellung von Tarifen, Netzstabilität und Schalthandlungen zu erlangen.

Festgestellt wurde zum einen, dass zahlreiche Testkunden für spezifische Verbrauchsgeräte eine garantierte Schaltdauer pro Tag bevorzugen würden. Ferner wurde gewünscht, dass Kunden einen genauen Zeitpunkt wissen möchten, zu dem eine Schalt-Steckdose geschaltet wird. Eine zeitweise Netzüberlastung aufgrund der kollektiven, zeitgleichen Inanspruchnahme der rabattierten Stromverfügbarkeit wurde nicht beobachtet. Dies ist insbesondere auf die zumeist geringen Leistungen der angeschlossenen Verbraucher zurückzuführen. Bei einem Tarif für ein Elektromobil würde dieser Aspekt jedoch durch ein zwischengeschaltetes Energiemanagementsystem berücksichtigt.

Hinsichtlich der Wirksamkeit des Tarifs bzgl. der Laststeuerung zeigen sich erwartbare, saisonale Effekte, jedoch keine "Müdigkeitserscheinungen", die aus der mittelfristigen Nutzung der Schaltsteckdosen resultieren würden. Dies lässt sich auf die überwiegend automatisierte Nutzung und Schaltung von Verbrauchsgeräten zurückführen.

Die Auswertungen zeigen dabei keinen Anstieg des Verbrauches in den Haushalten. Jedoch wurde die Auswertung verfälscht durch z. B. Kauf eines E-Autos, Luft- und Erdwärmepumpen. Eine Unschärfe hinsichtlich der Unkenntnis über zwischenzeitliche Veränderung stromführender Geräte bei den Testhaushalten müssen dabei berücksichtig

sichtigt werden. Zudem wurde im Zeitraum der Covid 19-Pandemie und während des Betrachtungszeitraums in 2020 deutlich mehr Last in die Woche verlegt. Aber auch das hatte keine negative, sondern eine eher positive Veränderung.

**Test zweier weiterer Tarife:**

**Tarif „Texas“ oder „Wochenendtarif“**

In diesem Tarif wurde im gesamten August 2020 keine Schaltung innerhalb der Woche vorgenommen. Nur lediglich am Wochenende, dafür aber 48 Stunden durchgehend, ohne Unterbrechung. Dies wurde den Kunden zwei Wochen vorab per Mail und Pushnachrichten über den homee mehrfach kommuniziert. Das Ergebnis der Auswirkungen auf das Verhalten war, dass einige Kunden die Zeitspanne des Nichtschaltens zu lange empfanden und in Folge dessen ihre häuslichen und energieintensiven Geräte wie Geschirrspüler, Trockner und Waschmaschinen außerhalb der Wochenendschaltzeiten nutzten. Ein erhöhter und/oder einziger Gebrauch dieser elektrischen Verbraucher am Wochenende entfiel somit.

**Tarif „PlanWatt“**

Der PlanWatt Tarif wurde im gesamten Oktober 2020 zu Testzwecken geschaltet und hatte auch im Vorweg fest kommunizierte Schaltzeiten. Allerdings immer nur 3 Stunden am Tag und zu unterschiedlich wechselnden Schaltfenstern – Montag bis Freitag. Nachfolgende Abbildung 6 verdeutlicht diesen Sachverhalt.

Datum	Uhrzeit		Schaltzeiten																									
	von	bis	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Donnerstag, den 01.10.20	6:00	10:00																										
Freitag, den 02.10.20	10:00	14:00																										
Samstag, den 03.10.20	14:00	18:00																										
Sonntag, den 04.10.20	18:00	22:00																										

Abbildung 5: Ausschnitt des Schaltplans Tarif „PlanWatt“

Auch hier war das Ergebnis der Auswirkungen auf das Verbrauchsverhalten der Haushaltskunden nicht ansteigend. Die Kunden berichteten, dass sie weder mehr waschen würden noch häufiger. Daher ist es logisch, dass das Haushaltsverhalten sich lediglich in den unteren 2-stelligen prozentualen Anteilen verschieben lässt, wie Abbildung 2 eingangs aufgezeigt hat. Dieser Sachverhalt ist mit Blick auf Luft- und Erdwärmepumpen sowie E-Autos oder Plug-Hybriden anders zu bewerten, wie im späteren Verlauf aufgezeigt.

**Auswertungskonzept für Tarif- und Messdaten und gewonnene Lastverläufe**

Die Auswertung umfasste hauptsächlich folgende Kernfragen:

- Wird das Modell der externen Schaltung vom Kunden angenommen?
- Werden durch die vermiedene Abregelung Kosten reduziert?

Zur Beantwortung der ersten Frage ist eine Methodik zur Erkennung von Verhaltensänderungen der Kunden entwickelt worden. Dabei ist zu unterscheiden, ob ein Gerät zu-/ abgeschaltet wurde, weil es an der entsprechend schaltbaren Steckdose betrieben wird oder ob der Kunde sich ohnehin genauso verhalten hätte. In letzterem Fall ist also keine Veränderung durch die externe Steuerung zu erreichen und dementsprechend auch keine Kostenreduktion festzustellen. Hierfür wurde ein Modell erarbeitet, welches das Verhalten eines Kunden aufgrund dessen historischer Verbrauchsmuster prognostiziert

und darauf basierend Abweichungen feststellt, welche dann durch Abgleich mit den aufgezeichneten Schaltbefehlen der externen Steuerung zugeordnet werden können.

Die erwähnte Kostenreduktion wiederum ergibt sich aus der vermiedenen Abregelung, welche aufgrund von Lasterhöhung durch Zuschaltung in Zeiten mit hoher erneuerbarer Einspeisung möglich wird. Die dabei eingesparten Kosten werden den entgangenen Einnahmen durch den niedrigeren Strompreis gegenübergestellt und so bewertet, ob das Modell insgesamt profitabel betrieben werden kann. Werden im Verlauf der Testphasen verschiedene Strompreise angewandt, kann hier auch der Effekt des Strompreiseniveaus einerseits auf die Akzeptanz und andererseits auf die Profitabilität analysiert werden.

Die Stadtwerke Norderstedt haben den „flexiblen“ Strom für 5 ct/kWh angeboten – damit konnten teilnehmende Kunden im Schnitt ca. 3 €/Monat sparen. Bei 10 ct/kWh wären es bei gleicher Anstrengung 1,50 €/Monat, bei 20 ct/kWh dann nur noch 0,75 €/Monat. Trotz aller Anstrengungen von Energieversorgern kann der Strom für Kunden in diesem Modell und außerhalb von NEW 4.0 nicht kostendeckend vermarktet werden. Die Fixkosten sind für Strom mit 25 ct/kWh anzugeben, ohne, dass Energieversorger Strom eingekauft haben und einen Gewinn erzielen konnten. Abbildung 7 stellt die Zusammensetzung des durchschnittlichen Strompreises für Haushaltskunden in Deutschland in 2019 dar. Das Bezugsjahr 2020 wurde aufgrund der Mehrwertsteuer-senkung durch die Covid 19-Pandemie auf 16 % an dieser Stelle nicht zugrunde gelegt.

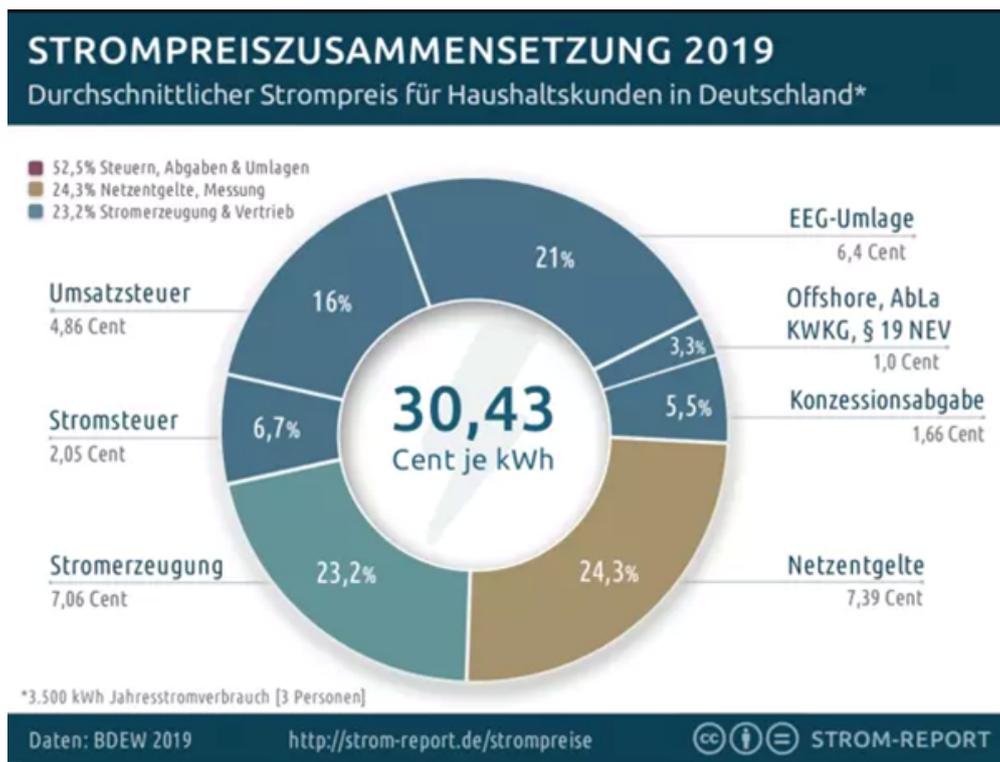


Abbildung 6: Zusammensetzung Stromkosten (Quelle: BDEW)

Die Abgaben an den Staat liegen derzeit bei mehr als 50 %, die EEG-Umlage nimmt rund 21 % des Strompreises ein. Es empfiehlt sich daher sowohl die Abgaben- und Steuerpolitik der Strompreiszusammensetzung zu reformieren und für Energieversorger sowie Kunden Anreizsysteme zu schaffen. Das Projekt in NEW 4.0 hat gezeigt, dass Kunden bereit sind, sich durch ihr Verbrauchsverhalten anzupassen – allerdings nicht ohne Anreiz.

Zur Entwicklung der notwendigen Berechnungs- und Auswertungsmodelle wurde nach etwa 2 – 3 Monaten Laufzeit der Testphase von den Stadtwerken Norderstedt ein Testdatensatz im finalen Format an den Auftragnehmer übergeben. Die Auswertung umfasste diese Ergebnisse, darüber hinaus eventuelle zusätzliche Erkenntnisse der Stadtwerke Norderstedt aus der Testphase. Zur Darstellung der Akzeptanz wird zusätzlich von dem Auftragnehmer ein Fragebogen entwickelt, der von den Stadtwerken Norderstedt unter den teilnehmenden Kunden verteilt wird. Außerdem wird eine Einordnung des Tarifkonzepts in den zum Zeitpunkt der Leitfadenerstellung gültigen rechtlich-regulatorischen Rahmen vorgenommen.

Von den Stadtwerken Norderstedt sollte ein Tarif als Anreiz zur externen Steuerung entwickelt und im Rahmen des Projekts in mehreren Testphasen erprobt und ausgewertet werden. Dies ermöglichte es, sowohl die theoretisch ermittelten Abschaltpotenziale zu verifizieren, als auch die Akzeptanz der Kunden zu analysieren. Während dieser Testphasen wurden von den Stadtwerken Norderstedt kontinuierlich Messdaten erhoben, welche einerseits die durchgeführten Schalthandlungen abbildeten, andererseits auch den zeitaufgelösten Verbrauch der teilnehmenden Haushalte.

---

## e-fect

### Zusammenfassung Abschlussbefragung NEW 4.0

Die Begleitforschung durch Firma e-fect aus Berlin im Projekt NEW 4.0 hatte zum Ziel, Akzeptanz und Nutzungsbereitschaft von flexibler Laststeuerung und der einzelnen getesteten Tarife zu untersuchen. Dies wurde zum einen mit qualitativen Befragungselementen (mit einer adaptierten Fokusgruppen-Methodik in Kundenworkshops), zum anderen mit Online-Befragungen mit quantitativen und qualitativen Befragungsanteilen umgesetzt. Im Folgenden werden Durchführung und Ergebnisse der Abschlussbefragung zusammengefasst.

#### Durchführung

Die Befragung wurde als Online-Befragung für alle Kund\*innen des Modellprojekts NEW 4.0 der Stadtwerke Norderstedt als Grundgesamtheit konzipiert (insgesamt ca. 1000 TN). Befragungszeitraum war der 10.11.-10.12.2020. Die Einladung zur Befragung ging per Brief und Mail an alle Teilnehmenden des Projektes NEW 4.0 (zusammen mit einem Link und einem QR-Code). Insgesamt belief sich der Rücklauf mit mehr als 600 verwertbaren Datensätzen (d. h. Befragung bis zum Ende ausgefüllt) auf über 60 % und ist damit als hoch zu bewerten. Die Daten wurden deskriptiv ausgewertet.

#### Ergebnisse

Die Teilnehmenden der Gesamtteilnehmerzahl waren überwiegend männlich (72 %), älter (25 % der Befragten 56-65 Jahre, 35 % älter als 65 Jahre) und hatten einen höheren sozioökonomischen Status (ca. 40 % Hochschulabschluss, über 30 % Haushaltsnettoeinkommen über 4000 EURO). Ein Großteil der Befragten bewertete diverse Energiewende-Maßnahmen (z. B. Umstellung auf erneuerbare Energien, Solartechnik auf dem Hausdach) als sinnvoll.

#### Bewertung des Projektes insgesamt

60-70 % der Befragten bewerteten das Projekt generell positiv (Top Two). Insgesamt ist eine hohe Kundenbindung vorzufinden (Nutzungsabsicht, Weiterempfehlungsabsicht bei über 70 % der Befragten). Über 80 % der Befragten würden die Steckdosen auch



nach dem Modellversuch weiter nutzen. 80-90 % (Top Two) der Befragten zeigten Interesse an Tarifen und bewerteten das Projekt als sinnvoll und attraktiv.

Der Einsatz der genutzten Steckdosen wurde von ca. 75 % der Befragten als gut umsetzbar bewertet.

Technik, Service und Tarife wurden ebenfalls sehr positiv bewertet (Dimension Attraktivität). Hierbei ist der 3 Stunden-Tarif und der Texas-Tarif (auf hohem Niveau) am unbeliebtesten, der Tarif PlanWatt am beliebtesten. Bei den Bewertungen der Tarife ist zu beachten, dass die meisten Befragten längere Zeiten, in denen Steckdosen Strom führen, befürworten.

Angeschlossene Geräte waren v. a. große (z. B. Waschmaschine, Geschirrspüler, Trockner), aber auch Akku-Geräte (wie Laptop, Powerbank) und Ladegeräte. Hierbei wurden die Steckdosen von den Kund\*innen häufig gewechselt (bei der Interpretation ist zu beachten, dass einerseits in der Regel nur 4 Steckdosen zur Verfügung standen und andererseits der experimentelle Charakter des Projektes allen Beteiligten bekannt war und folglich bei diesen auch eine hohe Bereitschaft zum Ausprobieren bestand.

Die genutzte Technik wurde generell als gut empfunden, der homee führt jedoch häufiger zu Problemen – v. a. von wenig technikaffinen Teilnehmenden wurde die Möglichkeit, den Homee zu programmieren, als schwierig empfunden und selten genutzt.

Die App wurde insgesamt positiv bewertet (55 % Top Two), dennoch sehen die Befragten hier Ausbaupotenzial (Einfachheit der Nutzung, Innovationsgrad und Vollständigkeit der Informationen).

### **Kommunikation**

Über 75% der Befragten bewerten die Kommunikation mit den Stadtwerken im Projekt als gut, ebenso den technischen Support im Projekt. Auch die Vorinformationen wurden als motivierend und verständlich bewertet (Hintergrund: die Verständlichkeit der Vorinformationen wurde mit Hilfe der wissenschaftlichen Begleitung von Kund\*innen bewertet und in einem CoCreation-Design an die Anforderungen der Kund\*innen angepasst). Das Forum zur Kundenkommunikation im Projekt war vergleichsweise wenig bekannt und wurde demnach wenig genutzt.

### **Zukunft Flexibler Tarife und Bereitschaft zur Mitwirkung an weiteren Modellprojekten**

Insgesamt ist von einer hohen Akzeptanz flexibler Tarife auszugehen. Die Tarife wurden von den meisten Befragten als gut verständlich, die Abrechnungen als nachvollziehbar bewertet. Auch bei konkreter Nachfrage zu einer zukünftigen Nutzungsbereitschaft ist ein hohes Potenzial festzustellen:

- Etwas mehr als 60 % der Befragten würden den PlanWatt- oder den 3-Stunden-Tarif wahrscheinlich bis sehr wahrscheinlich nutzen.
- Etwas mehr als 50 % würden einen Tarif mit Kosten von 10 ct/kWh oder mit 5 ct/kWh wahrscheinlich bis sehr wahrscheinlich nutzen.

Hierbei wären kWh-Preise zwischen 5 ct. (am besten bewertet), 10 ct. und Preisen wie im Modellversuch akzeptabel, eine Höhe von 20-30 ct/kWh wurde als deutlich weniger attraktiv bewertet.

Viele Befragte (über 75 % Top Two) würden die flexiblen Steckdosen auch nach Projektende weiter nutzen, über 45 % würden ein Angebot nutzen, in dem Strom zu bestimmten Zeiten rabattiert wäre.

### Erweiterungsoption Elektromobilität

Zur flexiblen Laststeuerung in Haushalten kann die Elektromobilität einen wichtigen Baustein darstellen, da hier größere Lastmengen flexible in die Akkus der Fahrzeuge eingespeist werden können.

- Ca. ein Drittel der Befragten zeigte sich offen gegenüber E-Mobilität
- ca. 22 % (Top Two) würden sich als nächstes Auto ein E-Auto kaufen
- Charakteristika der Interessierten sind v. a.: männlich, mind. 46 Jahre alt, Angestellte, voll berufstätig oder Rentner, abgeschlossene Berufsausbildung, Verdienst > 4000 € pro Monat, wohnen im Einfamilien- oder Reihenhaus, vorhandener Garten

---

### Ergänzend zu den Abschätzungen der CO<sub>2</sub>-Emissionen

Beim Vorhaben der Stadtwerke Norderstedt wurde vereinfachend mit dem mittleren Emissionsfaktor Deutschlands für das Jahr 2019 in Höhe von 401 g CO<sub>2</sub>/kWh Strom gerechnet und vereinfachend unterstellt, dass die Last in ein Zeitfenster mit 100 % erneuerbarem Strom verschoben wurde, für den vereinfachend 0 g CO<sub>2</sub>/kWh angesetzt wurden. Dies ist insofern vereinfachend zulässig, als dass die Logik und der Schaltalgorithmus der Tarifmaschine der Stadtwerke Norderstedt die Anzahl der von Einspeisemanagement betroffenen Erneuerbare-Energien-Anlagen der vorgelagerten Netzebene (SH-Netz) berücksichtigt. Auf dieser Mittelspannungsebene handelt es sich nahezu ausschließlich um Windenergieanlagen. In Schleswig-Holstein sind aufgrund hoher Dichte von Windenergieanlagen häufig Einsenkmaßnahmen notwendig, die der Systemsicherheit des Stromnetzes dienen und von Seiten der Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreiber ausgelöst werden dürfen. Dabei wird die Stromeinspeisung regenerativer Energieerzeugungsanlagen auf rechtlicher Basis des Energiewirtschaftsgesetzes herunter- oder vollständig abgeregelt, sobald durch den erzeugten Strom technische Netzengpässe entstehen. Ziel des Teilvorhabens der Stadtwerke Norderstedt war es, insbesondere diese sonst regenerativ erzeugten Strommengen durch eine Flexibilisierung der Nachfrageseite nutzen zu können, anstatt diese abzuregeln. Vor diesem Hintergrund scheint es legitim, vereinfachend anzunehmen, dass Strom mit 0 g CO<sub>2</sub>/kWh bei geschalteten Steckdosen zum Einsatz kam, der andernfalls abgeregelt worden wäre.

Aufgrund der vielfältigen Vereinfachungen überschätzen die Berechnungen das tatsächlich erreichbare Potenzial wahrscheinlich. Die berechneten Werte sind daher als grobe Orientierung zu verstehen und sollen einen Eindruck vermitteln über die ungefähren Größenordnungen an Einsparmöglichkeiten.

Weiterhin ist bei der Hochskalierung auf die Modellregion folgendes zu beachten: im Vorhaben der Stadtwerke Norderstedt wird eine Lastverschiebung durch einen finanziellen Anreiz erreicht. Je mehr Personen diesem Anreiz folgen, umso mehr Strombedarf wird in die Zeiten des hohen Angebotes an erneuerbaren Strom bzw. niedriger Strompreise verlagert, sodass zu diesen Zeiten der Bedarf und damit auch der Preis steigt. Es ist daher anzunehmen, dass sich dieser Mechanismus zu einem gewissen Grad selbst limitiert. Weiterhin müsste hinreichend regionaler Strom aus erneuerbaren Quellen verfügbar sein und es müssten entsprechende Netzengpässe vorliegen, um unterstellen zu können, dass bei jedem Schaltvorgang tatsächlich 100 % erneuerbarer Strom zum Einsatz kommt, der andernfalls abgeregelt würde. Beide Aspekte wurden allerdings

im Rahmen von NEW 4.0 nicht untersucht. Das tatsächlich realisierbare Potenzial zur Lastverschiebung in der Region sollte in Folgeprojekten untersucht werden. Die hier berechneten Zahlen stellen vereinfachte, theoretische Höchstwerte dar und unterliegen folgenden Annahmen:

- CO<sub>2</sub>-Ersparnis von rund 142.050 t CO<sub>2</sub>/a in der Modellregion (bei 2,46 Mio. Haushalten mit je 12 kWh/Monat Lastflexibilität und einem Emissionsfaktor von 401 g CO<sub>2</sub>/kWh Strom)
- Deutschlandweit wären es bei 41,3 Mio. Haushalten und einer statischen Betrachtung sogar theoretisch mehr als 5,9 TWh flexibilisierten Stromverbrauchs und dadurch rund 2,4 Mio. t CO<sub>2</sub> Emissionsreduktion pro Jahr

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

Die Stadtwerke Norderstedt arbeiten zukünftig an einer Erweiterung des Tarifsteuersignals in Abhängigkeit von beispielsweise Wetterprognosedaten, Verbrauchsprognosedaten, Börsenstrompreisen und Netzflussdaten, um zusätzliche preisanreizbasierte oder netzseitige Vorteile generieren zu können.

Bisher wurde ein umfangreiches Excel-Tool als Potenzial- und Bedarfsanalysetool für Energieversorger entwickelt, welches bei der erstmaligen Einführung eines dynamischen Stromtarifs unterstützen soll. Dieses wird bis zum Ende der Projektlaufzeit iterativ überarbeitet und soll der Energiewirtschaft anschließend zur Verfügung gestellt werden. Für einen umfassenden Eindruck sei an dieser Stelle auf den Abschlussbericht zu NEW 4.0 der Stadtwerke Norderstedt verwiesen.

Des Weiteren wird an der Einführung eines dynamischen Strompreistarifs für Elektro-PKWs gearbeitet. Aufgrund der höheren Ladeleistung sollen hierfür fernsteuerbare Wallboxen eingesetzt werden. Bis dato kann festgehalten werden, dass Kunden immer einen zweiten Zähler benötigen, um die Leistung von der Wallbox vom Hauptzähler zu subtrahieren. Erst dann kann der Energieversorger den zweiten Zähler bzw. Stromtarif bepreisen. Auch hier gilt, dass die in Deutschland festgesetzte Steuer- und Abgabenpolitik mit 25 ct/kWh Fixkosten ausweisen, die es derzeit quasi unmöglich macht attraktive Preise für Kunden wie auch für Energieversorger zu entwickeln. Zur Veranschaulichung: Der Stromzähler schlägt mit der Preisobergrenze (POG) mit 50-100 € zu Buche. Allerdings kann der Energieversorger verminderte Netzentgelte geltend machen, die ca. 3-4 ct/kWh betragen. Dies lohnt sich jedoch nur bei einem reinen Elektromobil (100 % elektrisch), da dieses ca. 3.000 kWh im Jahr abnehmen würde. Sprich bei ca. 50 € im Jahr für den zweiten Stromzähler sind es bei 3.000 kWh/Jahr ca. 1,6 ct/kWh, bei 100 € im Jahr sogar 3,3 ct/kWh. Dieser Betrag muss mindestens gegen gerechnet werden, um ein Geschäftsmodell rentabel darstellen zu können.

Eine Hürde besteht zudem beim Schalten über die Steckdosen. In diesem Zusammenhang gibt es u. a. noch versicherungstechnische Herausforderungen, sodass sich im Bereich des Versicherungsschutzes noch Anpassungen in Zukunft ergeben müssten, um diese Technik durch die Stadtwerke einsetzen zu können. So ist in der VDS Richtlinie „2839 – Fernwirktechnik in der Elektroinstallation“ im Absatz 5.2 gegen das „Schalten per Steckdosen ohne Überwachung“ folgendes nachzulesen:

## Auszug aus der VDS Richtlinie 2839:

IV

**5.2.1** Auf die Installation fernschaltbarer Steckdosen innerhalb von Gebäuden, mit den mobile elektrische Verbraucher betrieben werden sollen, soll aus Sicherheitsgründen verzichtet werden, z. B. unbeabsichtigtes Einschalten eines Elektrogerätes. Anderenfalls sind die Maßnahmen Abschnitt 5.2.2 erforderlich.

**5.2.2** Ist innerhalb von Gebäuden die Installation von Steckdosen, die durch Fernwirktechnik eingeschaltet werden können, nicht vermeidbar, so sind Überwachungseinrichtungen für diese Räume vorzusehen. Die Überwachungseinrichtungen müssen Rauch erkennen können, eine Meldung und die Trennung der Steckdosen vom Netz ermöglichen. Sie sind so zu platzieren, dass sie im Fehlerfall ansprechen, bevor eine Brandausweitung erfolgt. Alternativ sind nur elektrische Verbraucher anzuschließen, die durch Überwachungseinrichtungen im Gerät möglicher Gefahrenzustände selbständig erfasst melden und das Gerät vom Netz trennen.

Im Rahmen von Testanwendungen wurde zudem auch die Lastverlagerung von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen untersucht. Hierbei stellte sich das behelfsmäßig eingesetzte Schalt-Steckdosenkonzept als nicht möglich dar, da für das Anwendungsgebiet „Wärmepumpen“ Stromanschlüsse mit höherer Leistung benötigt werden und auf Drehstrom gesetzt wird.

Anders sah es beim Laden mit E-Autos aus. Da die Steckdosen in der Regel unterschiedlichen Witterungen ausgesetzt sind, wurde auf eine Steckdose für den Außenbereich gesetzt, die ebenfalls vom gleichen Hersteller problemlos eingerichtet werden konnte. Ferner war hier die Hürde, dass bei herkömmlichen Steckdosen und Laden über den Schutzkontaktstecker (SCHUKO) beim Ausschalten die Autos in einen „deep standby“ gehen und beim Einschalten nicht wieder „zum Leben“ erweckt werden konnten. Das ist laut Autohersteller eine Schutzvorrichtung. Bei einer Wallbox gibt es bei Consumer-Geräten Unterschiede: die einen Geräte lassen einen „Kriechstrom fließen“, um das Auto quasi 'wach' zu halten. Bei anderen, meist hochpreisigen Wallboxen wird die Fahrzeugbatterie per Datenschnittstelle von diesem Zustand bewahrt. Dies ermöglicht zukünftig nicht nur das digitale/binäre „AN=1“ und „AUS=0“, sondern Einstellen des gewünschten Ladestroms als regelbares Element.

## Siemens Gamesa Renewable Energy

### Anbindung eines Hochtemperatur-Speichers „Elektro-Thermischer Energiespeicher (ETES)“

## MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Im Rahmen des Projektes Future Energy Storage (FES; vom BMWi unter dem 6. Energieforschungsprogramm gefördertes Projektes: FES, 03ET6072A, Projektstart 1.1.2016) ist es das Ziel, einen kostengünstigen 5 MW-Elektro-Thermischen-Energiespeicher (ETES) zu entwickeln, zu bauen und in den Energiemarkt zu integrieren.

Ziel der Aktivität im Rahmen von NEW 4.0 war die An- und Einbindung des FES-Speichers in das Forschungs-Verbundprojekt sowie die Nutzung und Anwendung der Technologie im Projektverbund. Darüber hinaus sollte bewertet werden, welches Potenzial für FES-Anlagen im NEW 4.0-Gebiet besteht, wobei ein besonderes Augenmerk auf der Nutzung bestehender Infrastruktur, d. h. dem Retrofit eines ETES-Speichers in bestehende Kraftwerke lag. Technisch wurde dieser Ansatz am Beispiel des BMHKW Brunsbüttel untersucht.

Bei ETES handelt es sich um die Kombination eines thermischen Schüttgutspeichers mit einer elektrischen Widerstandsheizung sowie einem für die Rückverstromung mit dem Speicher verknüpften Wasser-Dampf-Prozess. Die Rückverstromung mittels eines Wasser-Dampf-Prozesses ist einerseits eine erprobte Technologie und bietet andererseits die Möglichkeit, existierende Infrastruktur in bestehenden Energieerzeugungsanlagen zu nutzen. Im Vergleich zu konventionellen Wasser-Dampf-Prozessen wird eine höhere Effizienz durch eine innovative Verschaltung von Dampferzeuger und Speicher erreicht, indem Abwärme in den Speicher zurückgeführt wird. Die in konventionellen Wärmekraftwerken üblichen sog. Rauchgasverluste in der Größenordnung von 5 bis 10 % der eingebrachten (Brennstoff-)Wärme entfallen somit. Dadurch kann mit vergleichbarem technischem wie finanziellem Aufwand der Nettowirkungsgrad der Rückverstromung erhöht bzw. ähnliche Nettowirkungsgrade bei geringerer Komplexität und Kosten gegenüber konventionellen Wärmekraftwerken erreicht werden.

Das Konzept sieht vor, dass eine Widerstandsheizung Luft bei Umgebungsdruck elektrisch auf eine Temperatur im Bereich von 500 bis 800 °C erwärmt. Dieser Ansatz erlaubt eine nahezu verlustfreie, zugleich jedoch zuverlässige und kostengünstige Umwandlung der elektrischen Energie in Wärme. Die erwärmte Luft wird dann in den Wärmespeicher eingeleitet. Dieser besteht aus einer Schüttung kostengünstigen, natürlich vorkommenden Gesteins mit guten Wärmeübergangs- und Speichereigenschaften. Die nachfolgende Abbildung zeigt auf Grundlage einer CFD-Simulation, wie sich beim Beladen des Speichers die Temperaturfront durch Erwärmung des Speichermaterials von der Einlass- zur Auslassseite ausbreitet. Dabei bewirkt die Durchströmung mit heißer Luft eine

Verschiebung dieser Temperaturfront, bis das poröse Medium vollständig durchgewärmt und damit mit sensibler Wärme beladen ist.



Abbildung 1: Drei Schritte der Beladung (rot=heiß, blau=kalt) des ETES-Wärmespeichers

Bei der Entladung wird der Speicher in umgekehrter Richtung durchströmt und die an der heißen Schüttung erwärmte Luft in den Dampferzeuger geführt. Nachdem die Luft im Kessel ihre Wärme an den Dampf abgegeben hat, wird sie auf einem mittleren Temperaturniveau in das rückseitige Ende des Speichers zurückgeführt, sodass die noch in der Luft enthaltene Wärme im Prozess nicht verloren geht.

Zu Zeiten geringer Einspeisung aus volatilen erneuerbaren Energien können so Spitzenlasten aus den gespeicherten Reserven gedeckt bzw. zu Zeiten hoher Einspeisung und geringem Bedarf, Ausfallarbeit verringert und gespeichert werden. Der Ausstieg aus der Atomkraft sowie der Kohleausstieg verdeutlichen den Bedarf solcher neuer Flexibilitätsoptionen.

## ERGEBNISSE

### Bewertung des Umrüstungspotenzials in der Modellregion

Als wohl wichtigste Erkenntnis dieser Arbeit scheint der Fakt, dass die Strompreisbestandteile den wirtschaftlichen Betrieb eines ETES maßgeblich beeinflussen. Ohne eine Änderung der entsprechenden energiewirtschaftlichen Gesetze sind die Zahlungen auf fremdbezogenen Strom sowie Eigenstromnutzung aus der KWK für die Einspeicherung in den Energiespeicher zu hoch, um Gewinne zu erwirtschaften. Abhängig von der KWK-Vergütung wäre eine Eigenversorgung möglich, jedoch ökonomisch nur zu wenigen Zeiten und zu sehr hohen Strompreisen sinnvoll. Je nach Kraftwerk, dessen Klassifizierung, ob eigene Energie oder Fremdstrom bezogen wurde sowie ob dem Betreiber eine Vergütung zusteht, variieren die anfallenden Kosten. Diese bestimmen jedoch die Höhe des Mindestverkaufspreises zur Deckung der variablen Kosten. Die Spanne reicht von den reinen Betriebskosten für thermische Ein- und Ausspeicherung ohne Elektrifizierung bis zu 200 €/MWh<sub>el</sub> zuzüglich der Betriebskosten für elektrische Ein- und Ausspeicherung mit Elektrifizierung und Fremdstrombezug. Unter Einbeziehung des Wirkungsgrades von 0,3 fallen allein für die Deckung der Strompreisbestandteile 666,67 €/MWh<sub>el</sub> an und somit entsteht ein Wert, zu dem niemals auf dem Spotmarkt gehandelt wurde und sich folglich kein Abnehmer finden lassen würde.

Aber auch bei einer Eigenversorgung mit elektrischer Energie kann eine reduzierte oder volle EEG-Umlage sowie die Stromsteuer anfallen. So ergeben sich auch für diese Variante Kosten von 20 bis 88 €/MWh<sub>el</sub>. Zuzüglich Betriebskosten und auf Basis des Wirkungsgrades ist auch diese Variante unter der aktuellen Gesetzeslage nicht wirtschaftlich. Eine Ausnahme stellen jedoch hocheffiziente Bestandsanlagen dar, die bereits vor 2014 einen Betrieb mit Eigenversorgung aufnahmen. Für diese fällt weder Stromsteuer noch EEG-Umlage an. Eine Einzelfallentscheidung für jedes Kraftwerk bleibt dementsprechend auch hier notwendig. Dennoch scheinen die Strompreisbestandteile, die bei jeder Form der Einspeicherung von elektrischer Energie anfallen, zu hoch, um den Betrieb wirtschaftlich rentabel zu gestalten.



Abbildung 2 stellt die Anwendung der Strompreisbestandteile als Übersicht dar. Rot steht für eine Zahlungspflicht, ebenso wie orange. Die orange markierten Felder können jedoch für netzgekoppelte Stromspeicher entfallen. Da der ETES nicht in die aktuell vom Gesetzesgeber gestaltete Definition passt, besteht derzeit die Pflicht zur Zahlung. Grün bedeutet, dass keine Zahlungspflicht besteht und gelb steht für die Möglichkeit, den entsprechenden Bestandteil nicht oder nur teilweise zu leisten.

Strompreisbestandteil	Elektrische Energie (Netzbezug)	Elektrische Energie (Eigenversorgung)	Thermische Energie (Eigenversorgung)
Netzentgelt	Orange	Grün	Grün
EEG-Umlage	Orange	Gelb	Grün
Stromsteuer	Orange	Gelb	Grün
KWK-Umlage	Orange	Grün	Grün
Offshore-Umlage	Orange	Grün	Grün
§19 StromNEV	Rot	Grün	Grün
AbLaV	Rot	Grün	Grün
Umsatzsteuer	Orange	Grün	Grün

Tabelle 1: Herkunft der eingespeisten Energie

Somit bleibt als favorisierte Möglichkeit die Nutzung der thermischen Energie zur Einspeicherung. Ein stromgeführter, wärmeentkoppelter Betrieb der KWK-Anlage ermöglicht es auf Preissignale des Strommarkts zu reagieren und so die Wettbewerbssituation zu verbessern. Dadurch werden ähnliche Marktchancen wie bei konventionellen Kraftwerken erreicht. Durch höhere Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate und eine stärkere Subvention von hocheffizienten Anlagen oder Biomassenanlagen würde sich deren wirtschaftliche Situation weiter verbessern.

Im Rahmen von NEW 4.0 war es nicht möglich, das Umrüstungspotenzial der Modellregion anhand genauer Gigawattzahlen oder Anzahlen von Kraftwerken zu bestimmen. Zum einen wäre eine Ausstattung mit dem ETES technisch für die ausgewählten KWK-Anlagen möglich. Zum anderen bedingt die Gesetzeslage eine hohe Besteuerung auf die eingespeicherte elektrische Energie. Würde in jedem Falle eine Einspeisung von Elektrizität avisiert, beliefe sich das Potenzial der installierbaren Speicherkapazität demnach auf 0 GWh<sub>th</sub>.

Ausgehend davon, dass sich die Gesetzeslage zukünftig vorteilhaft für Energiespeicher entwickelt, soll die getätigte Aussage auf Basis einer Wirtschaftlichkeitsanalyse differenziert werden. Es hat sich gezeigt, dass sich die Abschaltung der Kraftwerke am Wochenende mit der Möglichkeit den Wärmebedarf aus dem ETES zu decken, positiv auf den Gewinn auswirkt. Braunkohlebefeuerte KWK-Anlagen bilden hier die Ausnahme. Da es kein Braunkohle-KWK-Kraftwerk in der Modellregion gibt, verbleiben alle Kraftwerke mit einer Leistung über 20 MW<sub>el</sub> als potenzielle Kunden.

Weiterhin besteht die Option, die Kraftwerke, die bereits über einen Energiespeicher verfügen, auszuschließen. Besonders Warmwasserspeicher sind bereits vorzufinden, zum einen durch die ausgereifte Technologie und die klar gesetzlich geregelte finanzielle Unterstützung, zum anderen decken sie den Hauptbereich der KWK-Anwendung für das Temperaturniveau von bis zu 120 °C ab. Besonders für die Bedarfsdeckung in Fernwärmenetzen sind Wasserspeicher nützlich. In diesen Netzen wird kein Prozess-



dampf oder thermische Energie im Temperaturbereich über 500 °C benötigt. Vor Ende der Amortisation des Speichers würde vermutlich kein Anlagenbetreiber eine erneute Investition in eine andere Speichertechnologie wie den ETES durchführen.

Zwar ist besonders die Möglichkeit der ‚Rückverstromung‘ eine Besonderheit, jedoch findet sich hierfür kein rentabler Anwendungsfall für die KWK-Anlage. Scheiden alle KWK-Anlagen, die bereits über eine Form des Energiespeichers verfügen, als potenzielle Kunden aus, so verbleiben elf Kraftwerke an 9 Standorten mit einer summierten Leistung von 2.345,6 MW<sub>el</sub>. Werden diejenigen dazu addiert, die bereits Aufwand in die Planung eines Speichers gesteckt haben, verringert sich die Zahl auf 2.120,5 MW<sub>el</sub> aus acht Kraftwerken. Unter der Annahme der Wirkungsgrade ergibt sich eine thermische Leistung von 3710,88 MW<sub>th</sub>. Ist das Ziel, die Kraftwerke an allen Wochenenden im Jahr auszuschalten und den Wärmebedarf aus dem ETES zu decken, beläuft sich das technisch-wirtschaftliche Potenzial für die installierte Speicherkapazität auf 178,12 GWh<sub>th</sub>.

Unternehmen	Installierbare ETES-Speicherkapazität in GWh <sub>th</sub>
MVR Müllverwertung Rugenberger Damm	2,02
Müllverwertung Borsigstraße	1,68
ADM Hamburg	1,89
Vattenfall Hamburg Wärme	16,30
Vattenfall Heizkraftwerk Moorburg	67,20
Vattenfall Heizkraftwerk Moorburg	67,20
Vattenfall Wärme Berlin	11,51
Vattenfall Wärme Berlin	10,33

Tabelle 2: Höhe der potenziellen Speicherkapazität für die jeweiligen KWK-Anlagen

Für die aufgeführten Potenziale in Tabelle 3 wurde aus der jeweiligen installierten elektrischen Leistung die thermische Leistung abgeleitet und diese mit 48 Stunden multipliziert. Diese Rechnung steht unter der Annahme, dass der ETES den Wärmebedarf am Wochenende decken muss.

### Berechnung der möglichen CO<sub>2</sub>-EinsparPotenziale je Zyklus

#### Versuchsanlage

130 MWh (thermisch) x 22 % ≈ 29 MWh (elektrisch)

29 MWh (elektrisch) x 401 g CO<sub>2</sub>/kWh (elektrisch) ≈ 11,6 t CO<sub>2</sub>

#### Marktreife Anlage

1000 MWh (thermisch) x 45% ≈ 450 MWh (elektrisch)

450 MWh (elektrisch) x 401 g CO<sub>2</sub>/kWh (elektrisch) ≈ 180 t CO<sub>2</sub>

### Integrationsmöglichkeiten von ETES in das BMHKW Brunsbüttel

Um alle Möglichkeiten der Integration eines Hochtemperaturwärmespeichers in das BHKW Brunsbüttel darzustellen, wurden die Betriebsweisen „Beladen“ und „Entladen“ getrennt voneinander betrachtet. ETES kann sowohl mit Hilfe des Widerstandsheizers mit Strom beladen werden als auch direkt mit Wärme. Die Betrachtung verschiedener Betriebskonzepte sowie eine Bewertung um Aspekte der Wirtschaftlichkeit und des Verwertungspotenzials im Rahmen eines generischen Optimierungsmodells (OM) zur gemeinsamen Kraftwerks- und Speicher-Betrieboptimierung können dem Abschlussbericht entnommen werden.



## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

Die gewonnenen Erkenntnisse im Rahmen des Verbundprojektes NEW 4.0 werden durch die Daten aus dem Betrieb des Demonstrators aus dem FES-Projekt validiert und in der Fortfolge für den Bau zukünftiger ETES-Speicher verwendet. Die ETES-Technologie befindet sich an der Schwelle zur Kommerzialisierung und soll in Zukunft Baustein im Portfolio der Energieanlagen von Siemens Gamesa sein.

Vertriebliche Aktivitäten zum Bau einer Pilotanlage im kommerziellen Maßstab befinden sich im fortgeschrittenen Stadium. Zudem werden derzeit intern weitere Entwicklungsschritte gestartet, um die ETES-Technologie in der Breite kommerziell nutzbar zu machen. Grundlage hierfür sind u. a. die Ergebnisse aus dem Verbundprojekt NEW 4.0:

- Das aufgezeigte Potenzial der Technologie zur Nach- oder Umrüstung konventioneller Kraftwerke, welche bereits über einen Dampfkreislauf verfügen und eine Restlebensdauer deutlich über das Jahr 2038 hinaus besitzen, wurde basierend auf den gewonnenen Ergebnissen als hoch bewertet. Die gewonnenen Erkenntnisse werden in der Folge genutzt, um die bereits laufenden vertrieblichen Aktivitäten zur Entwicklung eines Geschäftsfeldes für die ETES-Speichertechnologie zu fokussieren.
- Die Analyse der möglichen Retrofit-Szenarien unter wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen hat klar gezeigt, dass das größte Potenzial der ETES-Technologie im Bereich der Umrüstung von Kraftwerken mit einem Dampfkreislauf besteht. Weiterhin wurde gezeigt, dass auf Grund der bestehenden Rahmenbedingungen in Deutschland nur eine Beladung des Speichers mit Wärme aus der Umwandlung von Strom nicht wirtschaftlich ist. Grund hierfür sind die hohen Abgabenlasten welche vornehmlich durch die rechtliche Definition eines Speichers als Letztverbraucher (Ladebetrieb) und Energieerzeugungsanlage (Entladebetrieb) ergeben sowie durch den Verlust der Eigenschaft der Energie aus erneuerbaren Quellen i. S. d. EEG bei einer Speicherung. In anderen Ländern innerhalb der EU sind die Rahmenbedingungen für eine Markteinführung der ETES-Technologie als Nachrüstlösung günstiger (siehe TV-Abschlussbericht).
- Ziel ist es, schnellstmöglich mittels einer Pilotanlage im kommerziellen Maßstab den Markteintritt zu realisieren und ETES als Umrüslösung am Markt zu etablieren. Die aktuell laufenden Entwicklungsaktivitäten werden unmittelbar auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse fokussiert.

Siemens Gamesa strebt daher eine kostenoptimierte, kommerzielle Lösung an. Basierend auf den oben aufgeführten Ergebnissen werden die Aktivitäten entsprechend fokussiert. Bei einem Wegfall regulatorischer Hürden ist es das Ziel von Siemens Gamesa ein Produkt für die großskalige Speicherung elektrischer Energie und die Verbindung des Strom- und Wärmesektors im Sinne der Sektorenkopplung in den entsprechenden Märkten anbieten zu können.

ETES ist eine vielseitige Speichertechnologie, die es ermöglicht, große Energiemengen aus verschiedenen Wärmequellen zu speichern. Neben der bereits dargestellten Erwärmung von Luft durch eine Widerstandsheizung sind weitere Ansätze zur Integration der Technologie in bestehende Anlagen möglich.

## Applikationskonzepte der ETES-Technologie



Dabei können drei Implementierungsansätze angewendet werden:

- ETES:Base – Speicherung von Residualenergie aus erneuerbaren Energiequellen zur Vermeidung von Abschaltungen und Netzengpässen
- ETES:Add – Nutzung oder Bereitstellung von Wärme für industrielle Anwendungen
- ETES:Switch – Umwandlung eines Kraftwerks in einen großskaligen Energiespeicher durch Ersetzen der aus fossilen Brennstoffen basierten Wärmequelle durch einen Speicher (2nd life retrofit)

Durch eine Integration von ETES in eine Anlage für die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien kann die Lücke zwischen Erzeugung und Verbrauch geschlossen werden. Der Strom kann somit produziert werden, wann immer möglich, während die Einspeisung erfolgt wann immer es nötig ist. ETES:Base stellt somit eine Möglichkeit der Zwischenspeicherung elektrischer Energie im großen Maßstab dar.

Eine Integration von ETES in industrielle Wärmeprozess als Zwischenspeicher ermöglicht es, ungenutzte Abwärme aus Produktionsprozessen aufzufangen und zu einem späteren Zeitpunkt an anderer Stelle wieder zu nutzen. ETES:Add bietet somit die Möglichkeit, Verlustwärme in den Prozess zurückzuführen.

Durch die Integration in bestehende konventionelle Kraftwerke bietet ETES:Switch eine Möglichkeit der Nachnutzung der Infrastruktur bestehender konventioneller Kraftwerke. Durch die Flexibilisierung bzw. Umwandlung dieser Anlagen können Abschreibungsverluste für die Eigentümer vermieden, Wärme- und Stromproduktion entkoppelt und insgesamt Betriebskosten sowie Abregelungsverluste reduziert werden.

Der bestehende Kraftwerkspark in Deutschland umfasst Kraftwerke vom 40 Jahre alten Kohlekraftwerk bis zum wenige Jahre im Betrieb befindlichen GuD-Kraftwerk. Dort, wo der konventionelle Betrieb nicht mehr wirtschaftlich ist oder wo ein permanentes Überangebot an erneuerbaren Energien herrscht, kann ein reiner Speicherbetrieb vorgesehen werden – ein Ansatz, der bisher so noch nicht verfolgt wurde. Andere, besonders moderne Kraftwerke oder Standorte mit Versorgungsengpässen können für einen kombinierten Kraftwerks-Speicherbetrieb ausgelegt werden. So kann das Kraftwerk bei entladem Speicher weiter Energie liefern und die Versorgungssicherheit garantieren.

### Vorschläge für zukünftige Gestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen

Es hat sich gezeigt, dass die aktuelle Ausgestaltung der Regulatorik und die daraus resultierende finanzielle Belastung der Energiespeicherung keinen Anwendungsfall für ETES in KWK-Anlagen in der Modellregion wirtschaftlich ermöglichen. Insbesondere dann nicht, wenn diese unter die strikte rechtliche Definition von Strom- oder Gasenergiespeichern fallen. Die anfallenden Aufschläge beim Laden und Entladen des Speichers führen zu Kostensteigerungen, welche wiederum zu einem eklatanten Wettbewerbsnachteil im Vergleich zu anderen Speichertechnologien führen.

- Speicher sollten eine eigene regulatorische Definition erhalten, mindestens müssen sich jedoch die Letztverbrauchereigenschaft sowie die gleichzeitige Einordnung als Energieerzeugungsanlage in einer Anrechenbarkeit der Aufschläge (z. B. analog des Vorsteuer-/Umsatzsteuermechanismus) widerspiegeln, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen!



- Zur Investitionssicherung sollte die Netzdienlichkeit von Speichern gesetzlich verankert werden, um – je nach den netztopologischen Erfordernissen – regulatorische Mechanismen zu etablieren, die eine Abwägung zwischen Netzausbau und Aufbau von Speicherkapazität ermöglichen. Dies stellt ein Beitrag zu einer Vermeidung von Überkapazitäten dar. Eine Transformation der heutigen Energieversorgungslandschaft zu einem dekarbonisierten Versorgungssystem, in dem alle Sektoren integriert und intelligent verknüpft sind, kann so zu möglichst geringen volkswirtschaftlichen Kosten realisiert werden!

Darüber hinaus sollte auch weiterhin in die Forschung und Entwicklung investiert werden, denn wenn Deutschland die Ziele aus dem Pariser Klimaabkommen erreichen will, ist ein weiterer Ausbau regenerativer Energiesysteme zwingend notwendig. Ein flexibler gestaltetes Energieversorgungssystem, zu dem auch Energiespeicher zählen, kann diese Transformation der Energiewirtschaft ermöglichen.

## MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Im Rahmen des Projektes NEW 4.0 hat Aurubis gezeigt, wie ein Teil der jetzigen Dampferzeugung aus Erdgas für den Kupferprozess des Werkes durch eine Power-to-Heat-Anlage ersetzt werden kann. Durch diese Anlage kann in Zeiten, in denen überschüssiger Strom aus erneuerbaren Energiequellen zur Verfügung steht, in einem Elektrodenheizkessel Dampf erzeugt werden. Die hierfür zur Verfügung stehende Technologie Power-to-Heat kommt in Deutschland bisher noch kaum zur Anwendung. Unser Nachbarland Dänemark zeigt hingegen, dass Power-to-Heat großflächig zum Einsatz kommen kann und dazu beiträgt, KWK-Anlagen und Fernwärmenetze für die Anforderungen eines von fluktuierenden erneuerbaren Energien dominierten Stromsystems zu flexibilisieren. Diese Anlage wird eine Verschiebung von Lasten von bis zu 10 MW ermöglichen, sofern ausreichend Dampfbedarf besteht. Im Regelbetrieb kann das Werk Hamburg seinen Dampfbedarf selbst aus Abhitze decken und sogar Überschüsse verstromen. Daher wird die Lastverschiebung bedarfsabhängig durch eine Schnittstelle über den Intraday-Markt bereitgestellt. Die Aktivitäten der Aurubis sind im Wesentlichen dem Use Case 4 zuzuordnen, der aufzeigt, wie Regelleistung aus EE-Anlagen und durch Lastmanagement bereitgestellt werden bzw. wie eine Wirkleistungsanpassung bei EE-Anlagen für Redispatch, Einspeisemanagement und Regelleistung umgesetzt werden kann.

## ERGEBNISSE

---

Durch die Installation und den Betrieb eines Elektrodenheizkessels in einem Werk der energieintensiven / NE-metallproduzierenden Industrie wurde der Nachweis erbracht, dass die Flexibilisierung in dieser Industrie möglich ist.

Eine Anpassung einer handelsüblichen Power-to-Heat-Anlage konnte an die besondere Umgebung eines Kupferwerkes (Umgebungstemperatur, Staubbelastung, Unzugänglichkeit für Wartungsarbeiten aufgrund der baulichen Gegebenheiten und anderes mehr) angepasst werden. Es folgte der Anschluss der Leitungen an das bestehende Werksleitungsnetz und eine Speicherung des erzeugten Dampfes im Leitungsnetz sowie die Installation eines innovativen Lastmanagementsystem. Dieses regelt die Dampferzeugung aus der Anlage in Einklang mit weiteren Dampferzeugern des Werkes automatisch bedarfsabhängig und abhängig von der verfügbaren Strommenge. Dieses System musste gänzlich neu programmiert werden. Hierzu gab es zwischen Aurubis, dem Stromhandelspartner und dem Hersteller der Kommunikationsbox regelmäßige Austausche, um sich hinsichtlich der Signale und Steuerungsalgorithmen abzustimmen.

Besonders herausfordernd war dabei die Einstellung der Steuerung hinsichtlich der physikalischen Parameter, da der Elektrodenheizkessel eine gewisse Anfahr- und Mindestlaufzeit hat, die es mit den Preissignalen und Dampfbedarf zu vereinen galt.

Das Lastverschiebepotenzial der bestehenden Anlagen wurde weiter untersucht und bezüglich der Wirtschaftlichkeit überprüft. Die in den Ergebnissen favorisierten Maßnahmen – wie eine Intraday-Vermarktung des Elektrodenheizkessels oder die SRL-Vermarktung der Elektrolyse – werden bereits umgesetzt. Aufgrund der mittlerweile stark gesunkenen SRL-Erlöse, wird die Vermarktung der Kupferelektrolyse über die AbLaV mit einer ausgedehnten Leistung von 15 MW umgesetzt. Aufgrund der nicht steuer- und planbaren Stromverbräuche des Schlackenreduktionsofen RWO und des E-Ofen RWN wird von einer Vermarktung abgesehen, da die Vorgaben zur Leistungsvorhaltung nicht darstellbar sind.

Prozess	theoretisches Potenzial in MW	vermarktungsfähiges Potenzial in MW	Verfügbarkeit	Use Case	Mögliche Erlöse
Kupfer-Elektrolyse (ELWO)	18	5	99,7 %	AbLaV	129.610 €/a
				positive SRL	209.370 €/a*
Schlackenreduktionsofen RWO (SRO)	4,6	1	89 %	AbLaV	23.140 €/a
				positive SRL	37.380 €/a*
E-Ofen RWN	12,8	1	90 %	AbLaV	23.400 €/a
				positive SRL	37.800 €/a*
Summe Hauptprozess	35,4	7			

#### Weitere Erlöspotenziale:

PtH-Anlage	-10	-6,4	100 %	zuschaltbare Last am kontinuierlichen Intraday	73.612 €/a
		-6,4	100 %	Smart-Balancing	65.689 €/a
		-7,3	48 %	negative SRL	47.654 €/a
Handel	-	-	-	Smart-Balancing reiner Handel	101.550 €/a
PtH-Anlage + Handel	-10	-6,4	100 %	Smart-Balancing	141.574 €/a

\*berechnet auf Basis der Erlöse aus dem Jahr 2016. Im laufenden Jahr 2017 werden die Erlöse aus den Leistungspreisen voraussichtlich um 40 % niedriger ausfallen.

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

Durch die Installation und den Betrieb eines Elektrodenheizkessels in einem Werk der energieintensiven / NE-metallproduzierenden Industrie wurde der Nachweis erbracht, dass die beiden netzstabilisierenden Funktionen Flexibilisierung und gleichmäßige Stromabnahme durch die Industrie erbracht werden können. Die resultierenden Ergebnisse werden nach der Laufzeit des Projektes auf die besonderen Umstände der anderen Standorte von Aurubis angepasst und deren Umsetzung geprüft. Des Weiteren werden die Ergebnisse anderen Akteuren der energieintensiven / NE-metallproduzierenden Industrie zur Verfügung gestellt, um auch dort die Flexibilisierung zu unterstützen. Damit wird ein wertvoller Beitrag zur Erreichung der Ziele der Energiewende geleistet.

## MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

Aufgrund der erforderlichen Dekarbonisierung aller Industrieprozesse steht auch die Stahlindustrie vor großen Herausforderungen. Aktuell liegt der Fokus auf einer Umstellung des Reduktionsmittels von Koks oder Erdgas auf Wasserstoff, da bei der Erzeugung hohe  $\text{CO}_2$ -Emissionen von rund  $1.500 \text{ kg CO}_2/\text{t}_{\text{Stahl}}$  auftreten. Ergänzend bietet der Walzprozess für den Knüppel (Halbzeug mit quadratischem Querschnitt) oder auch Brammen (Halbzeug mit rechteckigem Querschnitt), welche auf rund  $1.200 \text{ °C}$  aufgewärmt werden, ein Verbesserungspotenzial. In der Regel wird die Wiedererwärmung durch die Verbrennung von Erdgas, was bei typischen Verbräuchen von  $1,2 \text{ GJ}/\text{t}_{\text{Stahl}}$  bzw.  $0,33 \text{ MWh}/\text{t}_{\text{Stahl}}$  (Heizwert) rund  $67 \text{ kg CO}_2/\text{t}_{\text{Stahl}}$  entspricht, realisiert.

Eine Option zur  $\text{CO}_2$ -Reduzierung ist die induktive Vorwärmung der Knüppel bzw. Brammen durch elektrische Energie, wenn hierfür Strom aus erneuerbaren Energien verwendet wird. Die induktive Vorwärmung ist bereits Stand der Technik und wird zumeist bei direktem Heißeinsatz von Knüppeln eingesetzt. Die induktive Knüppelvorwärmung gewinnt ihren Innovationscharakter aus dem neuartigen Einsatz dieser Technologie. Aktuell werden die Knüppel vor dem Walzprozess mittels eines erdgasbefeuelten Wiedererwärmungssofens mit einer mittleren Feuerungswärmeleistung von rund  $35 \text{ MW}$  von Umgebungstemperatur auf etwa  $1.200 \text{ °C}$  aufgeheizt. Der Durchsatz liegt im Regelbetrieb bei  $110$  bis  $175 \text{ t/h}$ , je nach Endabmessung des Walzdrahts. Durch das Vorschalten einer zur Erdgasfeuerung ergänzenden induktiven Vorwärmung könnte alternativ ein Teil der Vorwärmung der Knüppel mittels elektrischer Energie durchgeführt werden. Auf diese Weise könnte zu einem gewissen Teil Erdgas durch Strom substituiert werden. Das Prinzip Power2Steel fungiert dadurch ähnlich wie Power-to-Gas als „virtueller Energiespeicher“, da dem Erdgasnetz weniger Erdgas entnommen wird. Das nicht entnommene Erdgas verbleibt als Speichermedium im Erdgassystem. Bei einer mittleren Leistungsaufnahme der Induktion von  $10 \text{ MW}_{\text{el}}$  und unter Vernachlässigung von Unterschieden im Energiebedarf je Energieträger (Erdgas vs. Strom) lassen sich für eine Betriebszeit von  $6000 \text{ h}$  pro Jahr rund  $60 \text{ GWh}$  Erdgas als theoretisches Einsparpotenzial errechnen. Sofern von einem Betrieb der induktiven Vorwärmung mit ausschließlich  $\text{CO}_2$ -freiem Strom aus EE-Quellen ausgegangen wird, entsprächen diese  $60 \text{ GWh}$  etwa einer jährlichen  $\text{CO}_2$ -Einsparung von etwa  $11.000$  Tonnen. Unter der Annahme einer vollständigen Erwärmung durch Induktion auf Basis erneuerbaren Stroms könnten bundesweit bei einer Jahresproduktion von etwa  $37 \text{ Mio. Tonnen}$  Walzstahl in Deutschland (2017) rund  $2,5 \text{ Mio. Tonnen}$   $\text{CO}_2$ -Emissionen vermieden werden.

## ERGEBNISSE

VII

### Potenzial grundlegender Konzeptionen einer induktiven Knüppelvorwärmung

Für Industrieunternehmen stellt sich neben dem Klimaschutz auch die Frage nach den wirtschaftlichen Auswirkungen. Somit soll zunächst bewertet werden, ob sich unter aktuellen Bedingungen ein Fuel Switch rechnet, also die Umstellung von einer erdgas-basierten Aufheizung auf eine induktive Vorwärmung.

### Vollständige Umstellung auf induktive Vorwärmung (Fuel Switch)

In der nachfolgenden Tabelle 1 sind die Annahmen für einen Vergleich der beiden Konzepte zusammengestellt. Es soll jeweils eine Aufheizung von 15 °C auf 1.200 °C erfolgen, was einer Enthalpieänderung von rund 810 kJ/kg<sub>Stahl</sub> bzw. 225 kWh/t<sub>Stahl</sub> entspricht.

	Strom	Erdgas
Wirkungsgrad	70 %	68 %
Energiebedarf in MWh/t <sub>Stahl</sub>	0,32	0,33
Börsenpreise in €/MWh	38,34	22,76
Einpreisung CO <sub>2</sub> in €/MWh	-	4,79
Netzentgelt* in €/MWh	4,00	0,47
Vorteil Verzunderung in €/t <sub>Stahl</sub>	-2,50	-
<b>Kosten in €/t<sub>Stahl</sub></b>	<b>11,05</b>	<b>9,25</b>
<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen in kg CO<sub>2</sub>/t<sub>Stahl</sub></b>	<b>152</b>	<b>67</b>

Tabelle 1: Vergleich der Vorwärmung mittels Induktion und Erdgas

\*Die Netzentgelte werden bei Großverbrauchern z. T. individuell ausgehandelt, sodass hier als grobe Abschätzung die Arbeitspreise von Amprion und Gasnetz Hamburg aus 2019 verwendet werden.

Für die induktive Vorwärmung soll (Grau-) Strom von der EEX bezogen werden. Die nachfolgenden Annahmen wurden unter Berücksichtigung von u. a. Daten der EPEX-SPOT (Day-ahead) sowie dem Umweltbundesamt getroffen und orientieren sich ferner für den Betrachtungszeitraum 2018/2019 an den erwartbaren Kosten eines industriellen Großverbrauchers. Im ersten Halbjahr 2019 lag der mittlere Strompreis bei 38,34 €/MWh (EPEX-Spot Day-ahead Preis) und die spez. CO<sub>2</sub>-Emissionen bei 468 kg CO<sub>2</sub>/MWh (Umweltbundesamt, offizieller CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor für den deutschen Strommix 2018). Für die induktive Vorwärmung kann ein mittlerer Wirkungsgrad von 70 % (eigene Auswertung aus Herstellerinformationen) angesetzt werden. Neben dem guten Wirkungsgrad bietet eine induktive Vorwärmung aufgrund der kurzen Aufheizzeiten den Vorteil einer deutlich geringeren Verzunderung. Hier kann von einem verbesserten Ausbringen von rund 0,5 % (eigene Annahme aus Herstellerinformationen) ausgegangen werden, was bei Stahlpreisen von 500 €/t<sub>Stahl</sub> (mittlere Annahme für Stahl-Verkaufspreise aus Erfahrung von AMHH) eine Einsparung von 2,5 €/t<sub>Stahl</sub> bedeutet.

Der mittlere Preis für Erdgas (Heizwert) lag im ersten Halbjahr 2019 bei 22,76 €/MWh (Wert aus internem Controlling). Die spez. CO<sub>2</sub>-Emissionen betragen 203 kg CO<sub>2</sub>/MWh (Emissionsfaktor für von AMHH bezogenes Erdgas). Vor dem Hintergrund der Diskussionen um die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer, sollen für das Erdgas die Kosten für die CO<sub>2</sub>-Zertifikate in Höhe von 23,58 €/t CO<sub>2</sub> (Wert aus internem Controlling für 2019) in voller Höhe berücksichtigt werden (aktuell erfolgt die Zuteilung teilweise kostenlos). Dies führt zu einer Erhöhung der Kosten bei der erdgasbasierten Vorwärmung um 4,79 €/MWh.

Anhand von Tabelle 1 ist zu erkennen, dass sich für einen Fuel Switch ein Kostennachteil von rund 1,80 €/t<sub>Stahl</sub> ergibt. Somit ist die vollständige Umstellung auf eine induktive

Vorwärmung unter aktuellen Bedingungen weder in Bezug auf Kosten noch auf CO<sub>2</sub>-Emissionen vorteilhaft.

Bei Umstellung der Stromversorgung für die induktive Vorwärmung auf ausschließlich regenerativ erzeugten Strom sanken die spez. CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Tonne Stahl um 67 kg gegenüber Erdgas ab. Allerdings wäre bei einer vollständigen Umstellung auf regenerativ erzeugten Strom aufgrund der Charakteristik eines Walzwerks optimalerweise eine Grundlastversorgung zu gewährleisten. Dies ließe sich zum aktuellen Zeitpunkt nur durch entsprechende „Grünstrom“-Zertifikate darstellen. Für diese Zertifikate fielen allerdings zusätzliche Kosten an, so dass sich die Wirtschaftlichkeit weiter verschlechtern würde. Mittels direktem Grünstrombezug lässt sich Grundlastbezug nur sehr schwierig darstellen, insbesondere nicht zu vertretbaren Strompreisen.

### Induktive Vorwärmung als Flexibilisierungsoption (Hybrid Heating)

Alternativ zu einem Fuel Switch kann eine induktive Vorwärmung auch mit einem konventionellen Wiedererwärmungs-ofen kombiniert werden (Hybrid Heating). Hierdurch kann eine zusätzliche Flexibilität bzgl. des Strombezugs geschaffen werden, die mit fortschreitender Energiewende an Bedeutung gewinnen wird. Beim hybriden System kann die induktive Vorwärmung in Zeiten hoher Erzeugung aus Wind und Sonne flexibel zugeschaltet werden und somit der Abschaltung von Windrädern entgegenwirken. Da es sich hierbei um Zeiträume mit niedrigen Strompreisen an der EEX und gleichzeitig geringen spez. CO<sub>2</sub>-Emissionen aufgrund des hohen EE-Anteils handelt, können sich hierbei auch wirtschaftliche Vorteile ergeben.

Für das hybride System aus erdgasbasierter und induktiver Vorwärmung bieten sich prinzipiell zwei Möglichkeiten der Verschaltung an. Die induktive Vorwärmung kann vor oder hinter dem konventionellen Ofen installiert werden, siehe Abbildung 1. Hierbei ist zu beachten, dass die zwei Optionen stark unterschiedliche Aufheizzeiten aufweisen: Die induktive Aufheizung findet typischerweise im Bereich von 5 bis 15 Minuten statt und die erdgasbasierte Aufheizung im Bereich von 60 bis 90 Minuten.

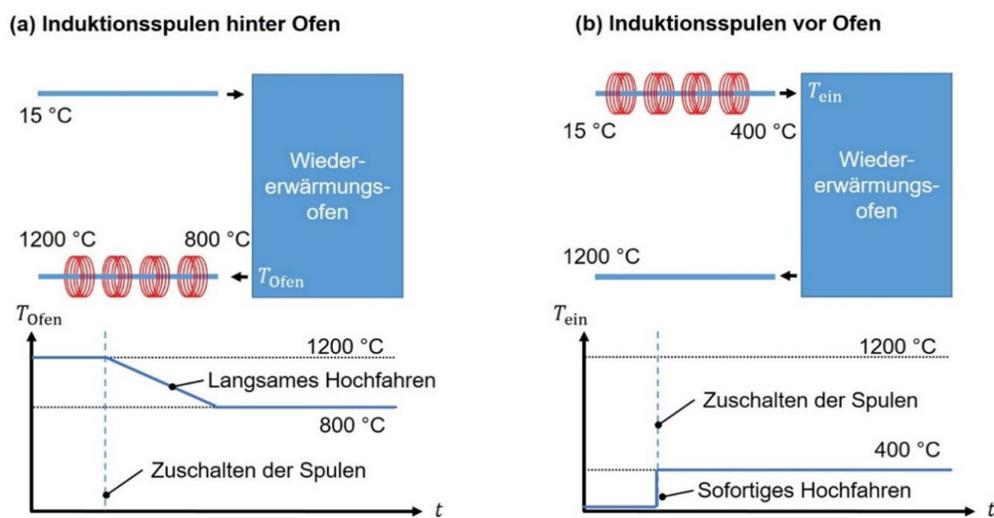


Abbildung 1: Hybrides System aus Wiedererwärmungs-ofen und Induktionsspulen; (a) Induktionsspulen hinter dem Ofen (Option 1) und Darstellung der Ausstoßtemperatur  $T_{\text{Ofen}}$  aus dem Ofen, (b) Induktionsspulen vor dem Ofen (Option 2) und Darstellung der Eintrittstemperatur  $T_{\text{ein}}$  in den Ofen

Für eine möglichst hohe Flexibilität, wie sie für die Erbringung von Regelenergie benötigt wird, ist eine schnelle Zu- und Abschaltung der induktiven Vorwärmung erforderlich. Für die Option 1 durchlaufen die Knüppel zuerst den Ofen und haben am Austritt eine Temperatur von 1.200 °C. Wird für diese Konfiguration das Erbringen von Regelleistung angefordert, so muss die Ausstoßtemperatur des Ofens gesenkt werden, um parallel die Induktion hochfahren zu können. Aufgrund der thermischen Trägheit des Ofens kann dieser Vorgang bis zu eine Stunde dauern, bevor die induktive Vorwärmung mit 100 % Leistung betrieben werden kann. Mit dieser Option kann also auch nicht adäquat auf die volatilen Erzeugungsprofile der erneuerbaren Energien reagiert werden.

Für die Option 2 kann die induktive Vorwärmung nahezu beliebig zugeschaltet werden, was eine hohe Flexibilität bedeutet. Die Knüppel werden innerhalb kurzer Zeit vorgewärmt und treten dann in den Ofen ein, was einem „künstlichen Heißeinsatz“ entsprechen würde. Der erdgasbefeuerte Ofen kann die gewünschte Austrittstemperatur von 1.200 °C aufgrund der langen Verweilzeit gut gewährleisten. Für diese Option bietet sich eine Eintrittstemperatur in den Ofen von rund 400 °C an, da dies unterhalb der normalen Abgastemperatur (vor Reku) liegt und sich somit der Wirkungsgrad des Ofens nur in einer Größenordnung von 5 %-Punkten verschlechtert. Eine weitere Erhöhung der Einstoßtemperatur in den erdgasbefeuerten Ofen würde den Wirkungsgradverlust überproportional steigen lassen. Ferner ist ein Temperaturniveau von 400 °C unkritisch hinsichtlich der Zunderbildung. Aufgrund der hohen Flexibilität und schnellen Zuschaltbarkeit wird die Option 2 weiterverfolgt. Mit der Option 2 könnten typische Erzeugungsprofile der erneuerbaren Energien gut nachgefahren werden. Dies würde zu einem verminderten Erdgaseinsatz und einer entsprechenden Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen, je nach Anteil der induktiven Vorwärmung, führen.

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

Aktuell wird vielfach darüber diskutiert, überschüssigen Windstrom in synthetisches Erdgas (auch SNG = Synthetic Natural Gas) umzuwandeln, was gemäß Werten aus der Literatur einen Wirkungsgrad von rund 64 % aufweist. Ausgehend von einer Energiemenge von 1 MWh an elektrischer Energie stehen nach der Methanisierung also noch 0,64 MWh in Form von Methan zur Verfügung, die in das Erdgasnetz eingespeist werden können.

Als Gedankenexperiment kann die induktive Knüppelvorwärmung als virtueller Energiespeicher („Power2Steel“) aufgefasst werden. Bilanziell entnimmt die induktive Knüppelvorwärmung dem Stromnetz überschüssigen Windstrom (z. B. 1 MWh) und es verbleibt die entsprechende Erdgasmenge (etwas mehr als 1 MWh, da der Wirkungsgrad der induktiven Knüppelvorwärmung höher ist als der der Erdgasvorwärmung) im Erdgasnetz. Somit hätte Power2Steel eine Effizienz, die mehr als 50 % höher gegenüber der Herstellung von synthetischem Erdgas wäre.

Über entsprechende finanzielle Anreize oder Klassifizierung des eingesparten Erdgases als SNG könnte sich möglicherweise eine Wirtschaftlichkeit für die induktive Vorwärmung ergeben.

Eine induktive Knüppelvorwärmung hat das Potenzial zur deutlichen Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Walzprozess, wie es von der Politik bis spätestens 2050 gefordert wird. Unter aktuellen Randbedingungen und ohne Investitionsanreize ergeben sich allerdings noch keine Vorteile bzgl. Wirtschaftlichkeit und Klimaschutz. In Anbetracht einer Amortisationszeit von 5-15 Jahren (stark abhängig von Annahmen zum Erdgas-, Strom-

sowie CO<sub>2</sub>-Preis sowie einem theoretischen Erlöspotenzial für SDL) sind Industrieunternehmen ohne einen Investitionskostenzuschuss nicht im Stande in diese Technologie zu investieren. Dabei ist die induktive Knüppelvorwärmung in dieser Form grundsätzlich auf weitere Warmwalzwerke und andere Branchen der Metallumformung übertragbar. Entsprechend stellt sie einen innovativen Ansatz mit hohem Potenzial für die gesamte Bundesrepublik dar.

Die standortspezifischen Möglichkeiten können sich jedoch mit Blick auf sowohl technische wie auch regulatorische Randbedingungen stark unterscheiden. Beispielsweise nutzt die AMHH die Möglichkeit der Inanspruchnahme eines individuellen Netzentgeltes gemäß §19 StromNEV Abs. 2 Satz 2, indem unter Berücksichtigung der Lastspitze im betrachteten Jahr mindestens 7000 Vollbenutzungsstunden erreicht werden. Die Installation eines weiteren elektrischen Verbrauchers mit einer Betriebszeit von maximal 5000-6000 h pro Jahr, der sich mindernd auf die erreichbare Benutzungsstundenzahl auswirken würde, kann den Verlust des individuellen Netzentgeltes zur Folge haben. Etwaige wirtschaftliche Erfolgsaussichten würden mit diesem gravierenden Nachteil verloren gehen. Unter der jetzigen Regulatorik wird ein netzdienliches Verhalten somit ggf. gehemmt, sodass die geltenden Sonderformen der Netznutzung einer Erweiterung bedürfen. Zeiten, in denen nachweislich netzdienlich gehandelt wurde und welche z. B. mit Blick auf §19 StromNEV Abs. 2 Satz 2 zu einer Erhöhung der Lastspitze geführt haben, sollten bei der Möglichkeit zur Inanspruchnahme eines individuellen Netzentgeltes exkludiert bzw. mit Ausnahmeregelungen versehen werden.

Eine Vermarktungsoption für die elektrische Leistung der induktiven Knüppelvorwärmung könnte zukünftig im Regelenergiemarkt liegen. Ähnlich zur Aktivität Timeshift ist dieser Einsatz jedoch mit Blick auf die derzeitige Regulatorik bzw. die Möglichkeiten zu einer Präqualifikation oder auch der Anerkennung als Energiespeicher gehemmt, sodass diese möglichen Optionen zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit derzeit noch nicht genutzt werden können.

Die wesentliche Anschlussfähigkeit an dieses Teilvorhaben liegt in der Realisierung von Power2Steel. Aufgrund der ungünstigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wird eine Realisierung nach Abschluss von NEW 4.0 jedoch nicht möglich sein. Ferner stehen mittlerweile alternative Ansätze in Konkurrenz, die eine Flexibilisierung und Dekarbonisierung der Wiedererwärmung von Knüppeln ermöglichen würden. Neben einer mit Grünstrom betriebenen Induktionsspule könnte somit auch der Einsatz von regenerativ erzeugtem Wasserstoff zukünftig eine Alternative sein, um die erwähnte Flexibilisierung und Dekarbonisierung dieses Prozessschrittes zu gewährleisten. Es bedarf somit einer techno-ökonomischen Bewertung dieser alternativen Ansätze unter Berücksichtigung des Wandels im gesamten Energiesystem (z. B. Investitionen in die Netzinfrastrukturen von Strom, Erdgas oder perspektivisch auch Wasserstoff), um eine Einschätzung zur Wettbewerbsfähigkeit der einzelnen Konzepte zu erhalten.

Weiterhin ist damit zu rechnen, dass das umfassende Wissen über die verschiedenen Vermarktungsoptionen für Flexibilität, das im Laufe der Vorhabendurchführung erlangt wurde, zukünftig auch bei der Beurteilung von Flexibilisierungsoptionen in anderen Werksteilen hilfreich sein wird, um ggf. weitere Potenziale zu identifizieren und möglichst zu erschließen.

### MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Bereits seit dem Jahr 2012 betreiben die Stadtwerke Flensburg in der Gemeinde Tarp ein Heizkraftwerk und versorgen die Tarper Einwohner mit Fernwärme aus ressourcenschonender Kraft-Wärme-Kopplung durch Blockheizkraftwerke (BHKW) und Holzhackschnittel. Für die Spitzenlast und zu Reservezwecke steht ein Heizölkessel bereit. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energieträger, vor allem der Windkraft in Schleswig-Holstein, traten seit dem Jahr 2013 immer häufiger Netzengpässe auf. In Zeiten dieser Netzengpässe durften Erneuerbare-Energien-Anlagen wie bpsw. die BHKW keine elektrische Energie mehr in das Stromnetz einspeisen. Dieser Vorgang wird als Einspeisemanagement (EinsMan) bezeichnet. Da die elektrische Stromerzeugung und die thermische Wärmeerzeugung bei einem BHKW unmittelbar gekoppelt sind, konnte somit keine Fernwärme mehr produziert werden und der Heizölkessel musste einspringen, um die Fernwärmeversorgung aufrecht zu erhalten. Vor dem Hintergrund des Einspeisemanagements mussten die Stadtwerke Flensburg eine Lösung schaffen, damit die Fernwärmeversorgung auch zukünftig möglichst klimaschonend sichergestellt werden kann. Im Jahr 2017 haben die Stadtwerke Flensburg deswegen im Rahmen des SINTEG-Projekts NEW 4.0 einen Elektroheizer in Tarp errichtet. Dieser Elektroheizer wandelt in den Einspeisemanagement-Zeiten, in denen die BHKW keinen Strom einspeisen dürfen, den produzierten Strom in Fernwärme um. Damit können die BHKW zumindest in Teillast weiterbetrieben werden, ohne dass das Stromnetz belastet wird und ohne dass der Heizölkessel einspringen muss. Durch die vermiedene Stromeinspeisung wird das Netz entlastet, während gleichzeitig Heizöl eingespart wird.

### ERGEBNISSE

---

Der Stromeinsatz des Elektroheizers hat in einem Zeitraum von drei Jahren – vom 30.11.2017 bis 30.11.2020 – in Summe 5.174.561 kWh betragen, was durchschnittlich einem Stromeinsatz von 1.724.854 kWh pro Jahr entspricht. In diesem Zeitraum kam der Elektroheizer aufgrund des Einspeisemanagements 1.192 Mal in 9.485 Betriebsstunden mit einer mittleren Leistung von 546 kW zum Einsatz. Über den gesamten Betrachtungszeitraum entspricht der Stromeinsatz rund 6.468 Volllaststunden bei maximaler theoretischer Leistung von 800 kW.

Es ist jedoch anzumerken, dass es sich bei der Stromaufnahme nur um ca. 70 % der ursprünglich geplanten elektrischen Energiemenge handelt. Die Ursache für die niedrigere Energiemenge ist, dass der Elektrokessel nicht mit voller Leistung betrieben und die elektrische Energie nicht aus dem Netz der öffentlichen Versorgung bezogen wird,

da in diesem Fall Netzentgelte gezahlt werden müssten. Stattdessen werden sowohl das BHKW3 (siehe Abbildung 1) als auch der Elektroheizer mit Teillast (400–600 kW) betrieben.

### Der Elektrokessel vermeidet CO<sub>2</sub>-Emissionen

Bei einem Einspeisemanagement in den Jahren 2017–2020 von im Mittel 3.162 Stunden und 397 Starts pro Jahr hat der Einsatz des Elektroheizers eine jährliche Heizölmenge von 207.065 Litern vermieden. Hieraus ergibt sich eine CO<sub>2</sub>-Einsparung aus dem Heizölkeesseinsatz in Höhe von 539.778 kg CO<sub>2</sub> pro Jahr. In Abzug zu bringen sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen des mit Erdgas in Teillast weiter betriebenen BHKW3 von 387.134 kg/a, so dass die Netto-Vermeidung von CO<sub>2</sub> im Mittel 152.644 kg/a beträgt.

Hierbei ist ein spezifischer Heizwert für leichtes Heizöl in Höhe von 9,8 kWh/l, ein spezifischer CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor in Höhe von 0,266 t/MWh sowie ein Kesselwirkungsgrad in Höhe von 85 % verwendet worden. Für das mit Erdgas betriebene BHKW3 werden spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen von 0,202 t/MWh und ein BHKW-Wirkungsgrad von 90 % berücksichtigt. Hierbei handelt es sich um reine CO<sub>2</sub>-Emissionen, weitere CO<sub>2</sub>-Emissionsäquivalente bleiben somit unberücksichtigt. Da keine externe Stromerzeugung durch den kombinierten Anlagenbetrieb von BHKW3 und Elektroheizer verdrängt wird, ist keine weitere CO<sub>2</sub>-Gutschrift einzurechnen.

In dem dreijährigen Betriebszeitraum wurden dadurch 621.196 Liter Heizöl entsprechend einer Emissionsmenge von 1.619.333 kg CO<sub>2</sub> vermieden. Durch den Weiterbetrieb des erdgasbetriebenen BHKW3 im EinsMan-Fall werden die CO<sub>2</sub>-Einsparungen aus der Vermeidung des Ölkesselbetriebs um 1.161.401 kg CO<sub>2</sub> reduziert. Die saldierte CO<sub>2</sub>-Vermeidung beträgt über die drei Jahre somit 457.932 kg CO<sub>2</sub>.

### Teilnahme an Feldtests, ENKO und der EnergiePlattform

Die meiste Zeit ist der Elektrokessel eingesetzt worden, um bei Einspeisemanagementsignalen das elektrische Netz zu entlasten, indem die elektrische Leistung des BHKW3 in Wärme umgewandelt wurde. Im Rahmen der Feldtests ist die Anlage nur kurze Zeiträume betrieben worden. Für ENKO ist die Anlage in den insgesamt drei Feldtests jeweils im kompletten Zeitraum werktags von 8:00 bis 17:00 Uhr angeboten und überwiegend auch nachgefragt worden.

Über die EnergiePlattform ist die grundsätzliche, technische Machbarkeit mit einem Trade über zehn Minuten demonstriert worden. Die erzielten Ergebnisse entsprechen im Wesentlichen den vorgegebenen Zielen zum Last- bzw. Einspeisemanagement (EinsMan). Dennoch ist ein wirtschaftlicher Betrieb des Elektroheizers im Mittel nicht darstellbar. Die nachfolgende Abbildung zeigt verschiedene Szenarien des Einspeisemanagements und deren Folgen:

- Das erste dargestellte Säulenpaar (in der Abbildung links) zeigt die ursprüngliche Strom- und Wärmeproduktion ohne Einspeisemanagement.
- Im zweiten Säulenpaar ist die elektrische Einspeisung (wie im EinsMan-Fall vom Netzbetreiber gefordert), reduziert worden, indem das BHKW3 außer Betrieb genommen worden ist. Damit die Fernwärmeversorgung aufrecht gehalten werden kann, muss der Heizölkeessel gestartet werden.

- Das dritte Säulenpaar zeigt den derzeitigen Standardbetrieb: Das BHKW3 wird in Teillast betrieben und der Elektrokessel nutzt die elektrische Energie zur Wärmeerzeugung. Hierbei wird keine elektrische Energie aus dem Netz der öffentlichen Versorgung bezogen, da hierauf Entgelte und Umlagen fällig werden.
- Das vierte Säulenpaar zeigt einen reinen Elektrokesselbetrieb ohne BHKW3. Aufgrund der immer noch vorliegenden Umlagezahlung stellt dieser Betriebsfall derzeit jedoch keine Option für den täglichen Betrieb dar. Hierbei stört vor allem der zunächst zu entrichtende Leistungspreis für die Netzentgelte in Höhe von rund 100.000 Euro, die über die SINTEG-V erst im Folgejahr zurückerstattet werden konnten. Deswegen stellt das dritte Säulenpaar die derzeitige Standardfahrweise dar. Zum Teil wird das BHKW3 sogar in Volllast weiterbetrieben, sodass mit einer zusätzlichen Elektrokesselleistung von 400–600 kW sogar eine erhöhte Wärmeproduktion auftritt. Diese funktioniert natürlich nur so lange, bis die Wärmespeicher vollgeladen sind. Dann schalten sich sowohl BHKW3 als auch der Elektrokessel aus, bis ein erneuter wärmebedingter Start beider Aggregate notwendig wird.

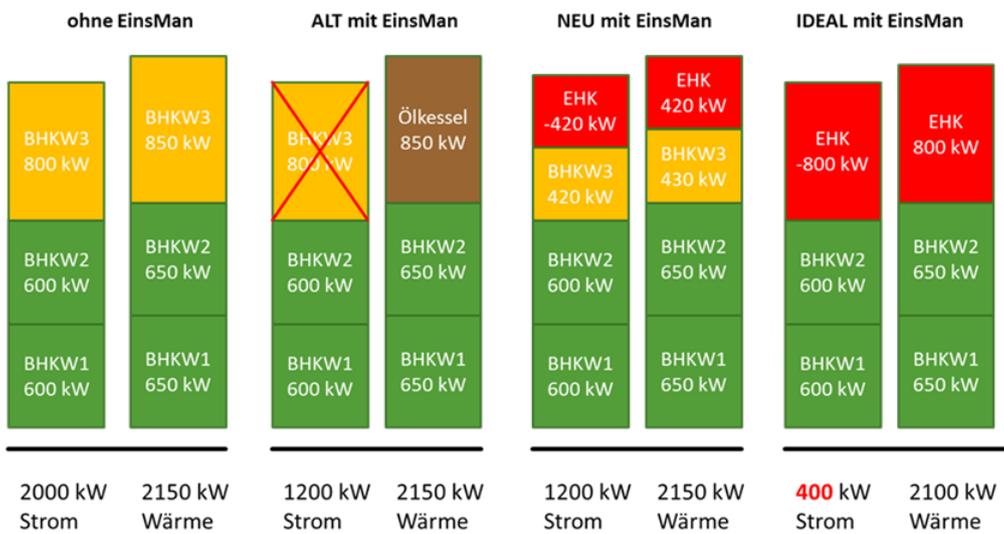


Abbildung 1: Szenarien des Einspeisemanagements und dessen Folgen

### Herausforderungen im Betrieb während der Feldtests identifiziert

Eine wesentliche Herausforderung im Rahmen des Projektes ist bei der Durchführung der Feldtests zum Vorschein gekommen: Bei der Teilnahme an der ENKO-Plattform wurde der Elektroheizer mehrfach planmäßig gestartet. Wurde der Elektrokessel beispielsweise planmäßig um 08:00 Uhr mit 600 kW gestartet und folgte das Einspeisemanagement-Signal beispielsweise erst um 08:30 Uhr, so wurde vom Anschlussnetzbetreiber keine Einspeisemanagement-Vergütung ausgezahlt. Der Grund hierfür ist, dass in der Vorviertelstunde zum Einspeisemanagementsignal (08:15–08:30 Uhr) der Elektrokessel bereits im Betrieb war und deswegen die eingespeiste Leistung des BHKW3 in der Abrechnung aufgrund bestehender regulatorischer Restriktionen nicht berücksichtigt wurde. Hierdurch sind wirtschaftliche Nachteile im niedrigen fünfstelligen Bereich entstanden.

## VIII

### Der ursprünglich geplante Ablauf konnte vollständig umgesetzt werden (Auszug):

- Das geplante Anlagenkonzept wurde umgesetzt und hat sich in der Praxis als sinnvoll erwiesen.
- Bei der zu Projektbeginn durchgeführten Prüfung der rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist noch von einer umfänglicheren Befreiung der Abgaben und Umlagen über eine noch zu schaffende SINTEG-V ausgegangen worden. Tatsächlich haben die verbleibenden 40 % EEG-Umlage, die Stromsteuer sowie die Vorauszahlung aller weiteren Abgaben sich jedoch als elementares Hemmnis während der Projektlaufzeit erwiesen.
- Trotz des Ausfalls des BHKW3 im ersten Feldtest (Februar/März 2019) und den damit einhergehenden Stillstandzeiten konnten pro Jahr rund 1.725 MWh an elektrischer Arbeit in Fernwärme umgewandelt werden.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass das Teilprojekt u. a. erfolgreich an zwei Use Cases im Rahmen von NEW 4.0 teilgenommen hat. Zum einen an ENKO, einer Plattform, die „ENERgien intelligent KOordiniert“. Dabei wurde das ENKO-Ziel unterstützt, lokale Erneuerbare Energien ins Stromnetz zu integrieren und dort besser nutzbar zu machen, indem das Verteilnetz in der Region Tarp entlastet wurde. Zum anderen nahm die Anlage an der EnergiePlattform von Hamburg Energie teil. Dabei wurde die Möglichkeit eines schnellen regionalen Intraday-Handels getestet.

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

Noch nachhaltiger könnte der Elektrokessel eingesetzt werden, wenn der Strom direkt aus dem elektrischen Netz gezogen werden könnte, sodass erst gar kein Biomethan bzw. Erdgas mehr eingesetzt werden müsste (vgl. Erläuterungen zum vierten Säulenpaar in Abbildung 1). Hier stellt es sich jedoch so dar, dass auch unter Berücksichtigung der SINTEG-V, die unter anderem die EEG-Umlage um 60 % reduziert und weitere Abgaben entfallen lässt, kein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb möglich ist. Denn auch unter diesen Rahmenbedingungen wäre der Heizölkessel im Vergleich zum Elektroheizer wirtschaftlich immer noch günstiger gewesen.

### Staatlich induzierter und regulierter Strompreisbestandteile (SIP) verhindern den Einsatz von Strom zur Wärmeerzeugung

Dieser Umstand kann an einem kurzen Zahlenbeispiel verdeutlicht werden:

Auf Basis eines aktuellen Heizölpreises von 46 ct/l im Jahr 2020 ergibt sich unter Berücksichtigung einer Energiedichte von 9,8 kWh/l sowie eines Kesselwirkungsgrades von 0,85 spezifische Wärmegestehungskosten von 55,2 €/MWh.

Für den Elektrokessel ergeben sich bereits durch die 20,5 €/MWh Stromsteuer sowie 27,02 €/MWh (40 % EEG-Umlage) bereits Wärmegestehungskosten von 47,5 €/MWh. Das bedeutet, dass für die elektrische Energie maximal 7,8 €/MWh gezahlt werden dürfen, was in der Vergangenheit in nur wenigen Stunden des Jahres möglich war.



Realistischerweise wird unterhalb dieses Preises auch nur der Heizkessel verdrängt, der planmäßig als Reserveanlage fungiert. Zur Verdrängung des Holzhackschnitzelkessels wären nach derzeitiger Lage sogar negative Strompreise notwendig.

In diesem Zusammenhang ist zu überlegen, ob die derzeit starren Strompreisbestandteile wie beispielsweise die EEG-Umlage in Höhe von 6,5 ct/kWh zukünftig sich nicht besser dynamisch mit dem Strompreis an der Börse verändern sollten. So entspräche bei einem Börsenstrompreis von 0 ct/kWh auch die Umlagenhöhe 0 ct/kWh. Für einen üblichen Börsenpreis von beispielsweise 4 ct/kWh könnten die anderen Umlagen prozentual berechnet werden, sodass sich für die EEG-Umlage exemplarisch 170 % ergeben würden. So würde die EEG-Umlage bei einem hohen Börsenpreis von beispielsweise 8 ct/kWh dann sogar 13,6 ct/kWh betragen, was dadurch eine deutlich bessere Preissignalarwirkung nach sich zöge. Durch diese flexible Umlagengestaltung würde ein vermehrter Elektrobesseleinsatz im HKW Tarp möglich werden.

## ARGE Netz

Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Kraftwerks (EEKW)

### MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Für ein zukünftiges, stabiles Energieversorgungssystem mit stets steigendem Anteil erneuerbarer Energien ist die Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch sowie die Übernahme systemrelevanter Dienstleistung durch die erneuerbaren Energien zwingend erforderlich.

Die Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Kraftwerks (EEKW) folgt diesem Ansatz, indem sie eine direkte Schnittstelle zum Netz, zum Markt und zu flexiblen Verbrauchern schafft. Schwerpunkt des Teilvorhabens ist der Aufbau einer intelligenten Kommunikationstechnik zwischen den Erzeugungsanlagen, dem Netz, dem Markt und flexiblen Lasten (z. B. Speicher, Power-to-Gas, Power-to-Heat, Industrie). Mit dem EEKW soll es dadurch möglich sein, unter Berücksichtigung zunehmend steigender Anforderungen an IKT sowie die Echtzeitverarbeitung von Daten im Energiesektor systemstabilisierend bzw. -optimierend (z. B. höhere Prognosegenauigkeit, Optimierung der Netzbetriebsführung) zu wirken, neue Märkte zu bedienen und so einen wichtigen Beitrag zu den Zielen des Gesamtvorhabens zu leisten.

### ERGEBNISSE

---

Im Rahmen des Use Case 4 lag der Fokus auf der technischen Umsetzung eines Regelleistungsabrufs durch Windenergieanlagen über das EEKW. Hierfür wurden im Rahmen der NEW 4.0 Feldtests Windenergieanlagen aus dem EEKW so geregelt, dass zum einen die im Rahmen der Präqualifikation von technischen Anlagen erforderliche Doppelhöckerkurve durchfahren werden konnte und zum anderen die Erbringung von negativer Regelleistung entsprechend den Anforderungen der ÜNB mit realen Anlagen simuliert bzw. demonstriert wurde.

Zusätzlich wurde im Feldtest ein Vorhaltebetrieb in zwei verschiedenen Windparks (3 MW und 27 MW) getestet (vgl. Abbildung 1) sowie der Abruf von positiver Regelleistung bis zu 2,5 MW simuliert und demonstriert (vgl. Abbildung 2).

In Abstimmung mit dem Übertragungsnetzbetreiber wurden die technischen Präqualifikationsanforderungen für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt diskutiert. Aus dem umfangreichen Anforderungskatalog wurden konkrete Handlungserfordernisse für die IT-seitige Erweiterung des EEKW identifiziert und entsprechende Angebote für die technische Umsetzung durch Dienstleister (insbesondere für die KritISV-konforme Verknüpfung des EEKWs mit der Leitwarte des ÜNB) eingeholt. Nach Abwägung von Kosten

und Nutzen wurde angesichts zu geringer Erlöserwartungen am Regelleistungsmarkt die IT-Verbindung nur in Teilen umgesetzt und so die Präqualifikationsanforderungen nicht vollständig erfüllt. Nachfolgende Abbildung stellt die Durchfahrt der Doppelhöckerkurve im Feldtest mit einer Windenergieanlage und einer Bereitstellung von 600 kW negativer Minutenserver dar. Die Abbildung 2 visualisiert den realen Abruf eines simulierten SRL-Einsatzes an einer Windenergieanlage mit 2,5 MW positiver und bis zu 5 MW negativer Regelleistung.

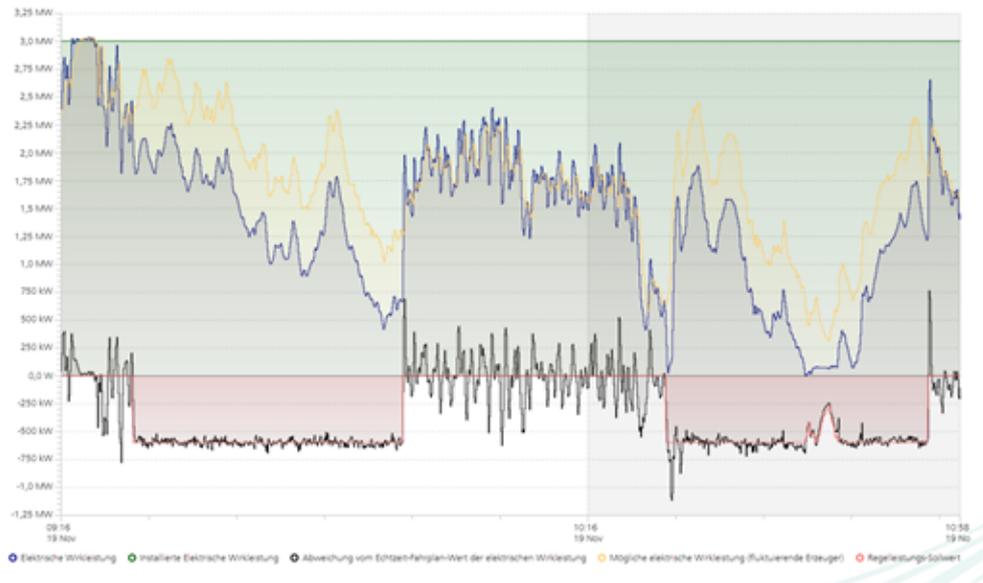


Abbildung 1: Durchfahren der „Doppelhöckerkurve“ im 1. Feldtest mit WEA und 600 kW negativer MRL

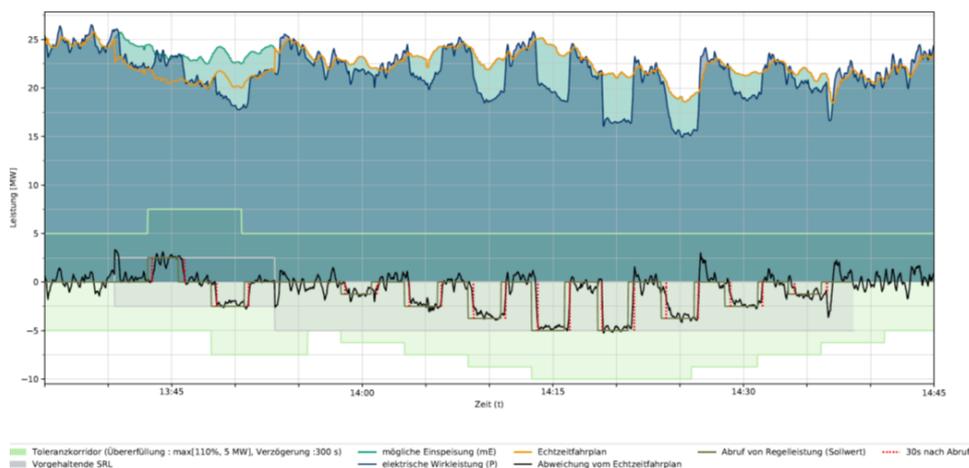


Abbildung 2: Realer Abruf eines simulierten SRL-Einsatzes an WEA mit 2,5 MW POS und bis zu 5 MW negativer Regelleistung

### Erweiterung des EEKWs um flexible Verbraucher (Power-to-Heat)

Gemeinsam mit einem assoziierten Partner von NEW 4.0 wurde eine Modellregion für Hybrid-Heizungsanlagen mit Power-To-Heat-Funktion unter Einbindung eines Bürgerwindparks aus dem ARGE Netz-Gesellschafterkreis und der Standortgemeinde initiiert. Im Rahmen dieser Modellregion wurden mit einem Warmwasserspeicher (500-1000 l) umgerüstete konventionelle Heizungsanlagen mit einer intelligenten Regelung ausgestattet, die es ermöglicht, die Power-To-Heat-Anlagen bei Bedarf aus dem EEKW anzusteuern.

Der Fokus bei diesem Projekt lag auf der Entwicklung der Regelung, sowohl hardware-technisch als auch bezüglich der IT-seitigen Anbindung an das EEKW. Hier wurden entsprechende Verknüpfungen zwischen den unterschiedlichen Anlagentypen (Windenergie/Power-To-Heat) hergestellt und ein Regelalgorithmus implementiert, der die Zuschaltung der Power-To-Heat-Anlagen in Abhängigkeit vom Betriebszustand des örtlichen Windparks umsetzt. Sobald der Windpark vor Ort ein Signal zum Abschalten vom Netzbetreiber erhalten hat, wurde dies im EEKW registriert und ein entsprechendes Aktivierungssignal an die Power-to-Heat-Anlagen gesendet. In Bezug auf die Wärmelast der Haushalte und dem Netzzustand durch Windenergieeinspeisung konnte zum Teil eine hohe Gleichzeitigkeit festgestellt werden.

Im Jahr 2020 konnte mit einer installierten Power-to-Heat-Leistung von 100 kW so rund 10 % des Wärmebedarfs in den Haushalten gedeckt werden. Bei einzelnen Objekten lag dieser Anteil sogar bei bis zu 20 %. Insgesamt konnten rund 44 MWh Heizöl und direkte Emissionen in Höhe von ca. 13 Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart werden. Während der Heizperiode-Monate Januar und Februar 2020 lag der Anteil der Power-To-Heat-Anlagen an der Wärmeversorgung in einigen Objekten sogar bei bis zu 44 %. Nachfolgende Abbildung stellt beispielhaft die Gegenüberstellung von Windpark-Regelung (oben) und der PtH-Aktivierung (unten) im Erprobungsmonat Februar 2020 dar.



Abbildung 3: Beispielhafte Gegenüberstellung von Windpark-Regelung (oben) und Power-To-Heat-Aktivierung (unten) im Februar 2020

Um die Flexibilität der PtH-Anlagen dem Markt bzw. Netzbetreiber zur Vermeidung von Abschaltungen EE-Anlagen aufgrund von Netzengpässen anbieten zu können, wurden PtH-Anlagen mit der ENKO Plattform (Use Case 2) verknüpft. Hierzu wurde eine EEKW-seitige Schnittstelle zur automatischen Gebotsabgabe, Zuschlagsannahme und Anlagenaktivierung entwickelt und erfolgreich getestet.

Im Zeitraum vom 01.01.2020 bis 22.05.2020 wurden für 3 der 13 Power-To-Heat Anlagen Gebote bei ENKO abgegeben und dabei ein Flexibilitätsbeitrag in einer Höhe von insgesamt 2.780 kWh geleistet.

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

Die Weiterentwicklung des EEKWs um neue Schnittstellen, Daten- und Anlagentypen, sowie Verknüpfungen zu anderen Akteuren (Netzbetreiber, ENKO u. a.) und die verstärkte Verknüpfung der Sektoren innerhalb des virtuellen Kraftwerks ermöglicht die Teilnahme an mittelfristig neu entstehenden Marktsegmenten. Darunter fallen vor allem Regelleistungs- und Regelarbeitsmärkte sowie Flexibilitätsplattformen (ENKO). Nicht nur deshalb, sondern auch durch die erfolgten Analysen von neuen technischen Anlagen wie Batterien, Elektrolyseure und Power-To-Heat ist zu erwarten, dass neue Wertschöpfungspotenziale für die Gesellschafter der ARGE Netz generiert werden können, da diese Anlagen einen wichtigen Beitrag zur Sektorenkopplung leisten können. Dies setzt jedoch voraus, dass der regulatorische Rahmen weiterentwickelt und ausgerichtet wird auf ein auf erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem, in dem Flexibilität und Sektorenkopplung zu den tragenden Säulen gehören.

Neben der Erschließung potenzieller neuer Märkte ermöglicht die Schaffung neuer Schnittstellen zum Netzbetrieb, neue absehbare Prozesse im Rahmen der Marktkommunikation bedienen zu können. Ein Anwendungsfall ist hier zum Beispiel der ab Oktober 2021 eingeführte Redispatch für erneuerbare Energien, der einen zunehmenden Datenaustausch von Betreibern und Bilanzkreisverantwortlichen mit den Netzbetreibern erfordert.



## HanseWerk Natur

Flexibilisierung der Strom- & Wärmeversorgung mit PtH- & BHKW-Projekten

### MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Die Aufgabenstellung der HanseWerk Natur im Projekt NEW 4.0 war es, die Flexibilisierung des Stromverbrauchs und der -erzeugung im Bereich der Wärmeversorgung zu demonstrieren. Hierzu zählten beispielsweise die Kopplung von Strom- und Wärmemarkt durch Power-to-Heat-Anlagen (PtH-Anlagen) sowie der Einsatz von Wärmespeichern zum Ausgleich von Schwankungen in der Erzeugung und im Verbrauch. Durch die Erweiterung der zentralen Leittechnik, der Erweiterung des bestehenden BHKW-Anlagenpools sowie der Einführung einer Softwarelösung zur Optimierung der Anlagenfahrweise wurde die Grundlage für eine bedarfsgerechtere, flexiblere und wirtschaftliche Energielieferung geschaffen. Weiterhin ermöglichten diese Aktivitäten die Teilnahme an den innovativen Use Cases: „Netzampel/ENKO“ (Use Case 2), „Smart Balancing“ (Use Case 3) sowie „Regelenergie aus dezentralen Erzeugern und Demand Side Management“ (Use Case 4). Somit leistete HanseWerk Natur einen Beitrag, Grünstrom besser in den Strommarkt bzw. in das Stromnetz zu integrieren und durch die Kopplung von Strom- und Wärmesektor Stromnetzengpässe und Abschaltungen von erneuerbaren Energien zu reduzieren.

### ERGEBNISSE

---

Die bisherige Regelungslogik der bestehenden BHKW/PtH-Kombinationen ist weitestgehend auf die Regelleistungserbringung abgestellt. Damit ist der Nutzen ihrer Flexibilität eingeschränkt. Üblicherweise erfolgt die An- und Abwahl kleiner dezentraler Wärmeerzeuger in den Heizzentralen automatisiert über eine Wärmeerzeugerfolgeschaltung im Heizkraftwerk. Dabei wird als Führungsgröße der Ladezustand des Pufferspeichers genutzt. Dies entspricht dem Stand der Technik auch bei Anlagen, die am Regelenergiemarkt beteiligt sind.

Anstelle der lokalen Wärmeerzeugerfolgeschaltung wurde in diesem Teilvorhaben ein übergeordneter Anlagenfahrplan zur Anlagensteuerung etabliert. Dieser Anlagenfahrplan beinhaltet einen für die jeweils ausgewählte Betriebsstrategie optimalen Einsatz der verschiedenen Wärmeerzeuger unter Berücksichtigung unterschiedlicher dafür notwendiger Prognosen (Wärmebedarfe, Preissignale, etc.). Hierdurch entsteht eine intelligente Vernetzung der Erzeuger, Speicher und Verbraucher einer Anlage, die zur Erbringung unterschiedlicher Systemdienstleistungen befähigt werden. Neben der Befähigung der Anlagen zur Regelenergieerbringung (Use Case 4) wurde die Anlagensteuerung zu einer automatisierten, marktdienlichen Fahrplanbewirtschaftung befähigt, die ebenfalls eine Bewirtschaftung von Netzengpässen ermöglicht (Use Case 2). Weiterhin wurden



die realen Ergebnisse der Anlagenbewirtschaftung der Simulation in Use Case 3 (Smart Balancing) zur Verfügung gestellt.

Im Projekt NEW 4.0 erfolgte nach umfassender Standortanalyse der jeweiligen Heizzentralen der Zubau eines Elektrokessel mit einer elektrischen Leistung von 216 kW. Neben diesem Neubau eines Elektrokessels brachte die HanseWerk Natur ihre vier bereits bestehenden Elektrokessel (ca. 1,8 MW) in das Projekt NEW 4.0 mit ein.

Zur Etablierung einer vorrausschauenden, fahrplanbasierten Anlagensteuerung wurde im Projekt eine Softwarelösung zur Optimierung der Anlagenfahrweise der BHKW- und PtH-Anlagen unter Berücksichtigung der Flexibilitäten durch Wärmespeicher durchgeführt. Die Optimierung der Anlagenfahrweise erfolgt hierbei auf Basis einer im Projekt etablierten Wärmebedarfsprognose. Für eine realistische Modellierung der Wärmenetze wurden hierfür je Fernwärmenetz alle angeschlossenen technischen Einheiten wie BHKWs, Kessel, Pufferspeicher, E-Kessel und Wärmepumpen mit ihren charakteristischen, technischen und kommerziellen Parametern abgebildet.

Abbildung 1 zeigt ein beispielhaftes Optimierungsergebnis für ein Fernwärmenetz. Der prognostizierte Wärmebedarf ist in der Abbildung in grau dargestellt. Im vorliegenden Fall wird der Wärmebedarf ausschließlich durch die zwei BHKWs gedeckt – die Kessel werden nicht eingesetzt. Um den Wärmebedarf zu erfüllen wird BHKW 1 (rot) durchgehend mit einer Leistung von 1 MW eingeplant. In den Zeiten hoher Strompreise (gelb), zwischen 6 Uhr und 12 Uhr sowie ab 16 Uhr, wird zusätzlich BHKW 2 (braun) eingeplant. Dieses lädt während der Einsatzzeit den Pufferspeicher (grün), sodass dieser in Zeiten niedriger Strompreise zwischen 12 und 16 Uhr zusätzlich zu BHKW 1 den restlichen Wärmebedarf abdecken kann.

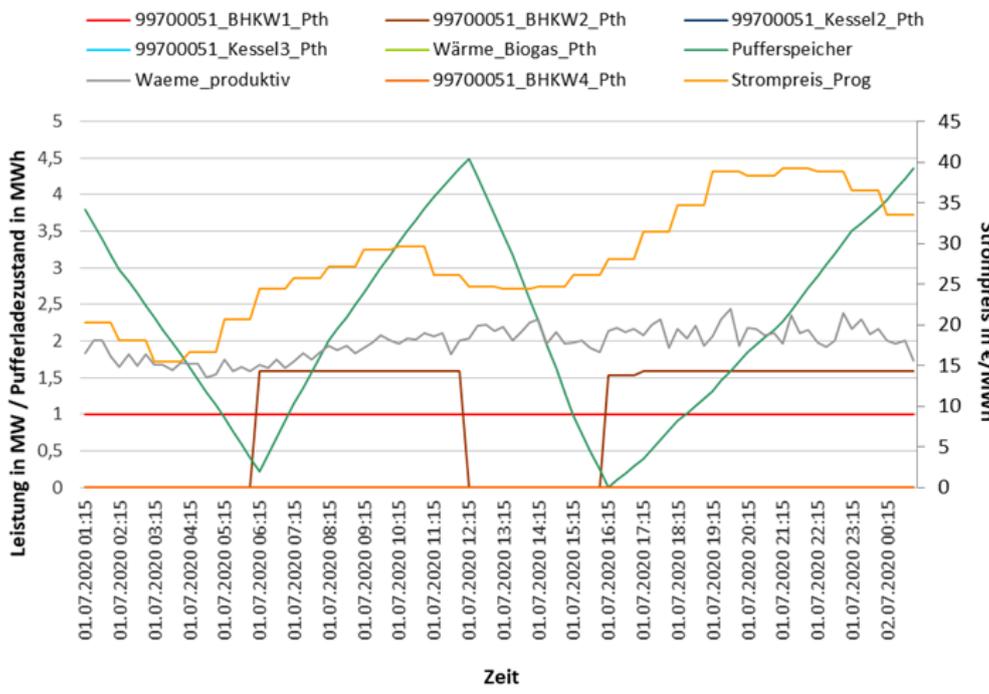


Abbildung 1: Beispielhaftes Optimierungsergebnis für ein Fernwärmenetz

Zudem wurden zusätzliche Flexibilisierungsmöglichkeiten zur Kopplung des Wärme- und Strommarkts und zur Vergrößerung der Erzeugungsflexibilität des BHKW-Anlagenpools der HanseWerk Natur getestet. Diese beinhalteten insbesondere Wärmespeicher, die sowohl hinsichtlich ihres technischen Potenzials, ihrer Wirtschaftlichkeit sowie den Teilnahmemöglichkeiten an den NEW 4.0-Use Cases bewertet wurden. Der Wärme-



speicher am Standort Hamburg Othmarschen Park wurde im November 2019 in Betrieb genommen.

Als zusammenfassendes Ergebnis wurde ein erheblicher Teil des BHKW- sowie PtH-Anlagenportfolios ertüchtigt, einen strommarktorientierten Betrieb zu realisieren. Zudem wurde eine automatisierte Schnittstelle aus den energiewirtschaftlichen Systemen bzw. der zentralen Leittechnik heraus an die ENKO-Plattform erstellt, die eine vollautomatisierte Bewirtschaftung der Plattform durch angebotene Flexibilitäten der HanseWerk Natur ermöglicht.

So hat beispielsweise die PtH-Anlage Wyk auf Föhr im Zeitraum 01.03.2019 bis 30.03.2019 als Flexibilitätsanbieter an der Koordinationsplattform ENKO teilgenommen. In diesem Zeitraum wurde die Anlage in 83 Viertelstunden aufgerufen, wodurch rund 24 MWh Wärme aus erneuerbaren Energien produziert werden konnten, was einer CO<sub>2</sub>-Einsparung von rund 5 t im Vergleich zur Wärmeerzeugung in Erdgaskesseln entspricht.

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

Mit Schaffung von flexiblen Anlagenkonfigurationen u. a. durch die Installation von PtH-Anlagen bzw. der Installation von Wärmespeichern, wird die Möglichkeit zur Flexibilisierung von Strom- und Wärmeerzeugung im Portfolio der HanseWerk Natur gebildet.

Bei einem Überangebot an Grünstrom und entsprechend niedrigen Strompreisen unterstützt die flexible BHKW/PtH-Kombination bei der marktlichen Integration von erneuerbaren Energien, indem die Leistung des BHKWs auf die Mindestlast reduziert und die PtH-Anlagen zur Deckung der Wärmenachfrage zugeschaltet wird. Voraussetzung für die Wirtschaftlichkeit dieses Geschäftsmodells (im operativen Betrieb) ist, dass das öffentliche Stromnetz zur Versorgung der PtH-Anlage nicht genutzt und die Bedingungen nach EEG 2017 §61e erfüllt sind. Darüber hinaus wäre eine Abschaltung des BHKWs und eine entsprechende vollständige Kompensation der Wärmeerzeugung über E-Kessel (Strombezug aus dem öffentlichen Netz) sinnvoll. Da PtH-Anlagen allerdings im aktuellen Regulierungsrahmen als Letztverbraucher zur vollständigen Zahlung von Netzentgelten, EEG-Umlage sowie sonstigen netzentgeltgebundenen Abgaben und Umlagen verpflichtet sind, ist dieses Geschäftsmodell aktuell nicht wirtschaftlich und kann erst bei einem sich stark ändernden Regulierungsrahmen umgesetzt werden. (vergleiche auch Vorhaben Stadtwerke Flensburg).

Durch die automatisierte Bewirtschaftung der BHKW/PtH-Kombinationen durch die im Teilvorhaben implementierte Prognosesoftware sowie Regelungstechnik wurde bei der HanseWerk Natur die Grundlage geschaffen, die bestehenden PtH-Anlagen sowohl im aktuellen Regulierungsrahmen in Kombination mit einem BHKW sowie auch als eigenständige Anlagen zur Unterstützung der Integration von erneuerbaren Energien einzusetzen. Während der Einsatz der BHKW/PtH-Kombination auch über das Projekt hinaus im Regelbetrieb umgesetzt wird (so auch für die im Projekt errichtete PtH-Anlage Schwarzenbek), ist der Einsatz von PtH-Anlagen mit Strom aus dem öffentlichen Netz aktuell nicht durchführbar. Voraussetzung hierfür ist, dass die Abgaben- und Umlagenlast für PtH-Anlagen erheblich reduziert wird, um ein wirtschaftliches Geschäftsmodell aufzubauen. Um konkurrenzfähig zur Wärmeerzeugung in Gaskesseln zu werden, müssten in weiten Teilen Netzentgelte sowie EEG-Umlage komplett entfallen. Bei gegebener Wirtschaftlichkeit, die insbesondere auch die Kompensation der erheblichen Investi-



tionskosten berücksichtigen muss, ist ebenfalls ein weiterer Ausbau des PtH-Portfolios der HanseWerk Natur denkbar. Die im Projekt durchgeführten software- und regelungstechnischen Arbeiten bilden hierfür die Grundlage.

Ebenfalls wurde im Projekt für ein größeres Portfolio an BHKW-Anlagen eine strommarktorientierte Fahrweise implementiert, die auch über das bestehende Projekt aufgrund gegebener Wirtschaftlichkeit fortgeführt wird. Zudem werden die PtH-Anlagen auch weiterhin im Rahmen der Minutenregelungserbringung eingesetzt.

Weiterhin wurde die Voraussetzung für eine vollautomatische Bewirtschaftung der ENKO-Plattform geschaffen. Für den Fall, dass die ENKO-Plattform auch über das Projekt hinaus eingesetzt wird, wäre die HanseWerk Natur in der Lage diese Plattform vollautomatisiert zu bedienen. Voraussetzung für den kontinuierlichen Einsatz der HanseWerk Natur-Anlagen an der ENKO-Plattform ist allerdings die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes der Flexibilitäten durch Wegfall von Abgaben und Umlagen (insbesondere keine Netzentgelte bei netzdienlichem Einsatz der Flexibilitäten, Wegfall der EEG-Umlage sowie der netzentgeltgebundenen Abgaben und Umlagen).

### MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Mittels der Errichtung und des Betriebs eines Elektrodenkessels (E-Kessel) sowie eines Strömungserhitzers soll ein Beitrag zur sicheren, kostengünstigen und umweltverträglichen Energieversorgung der Zukunft geleistet werden. Durch die Integration des Wärmesektors in den Stromsektor können die Ausfallarbeit von Windenergieanlagen reduziert und der Anteil erneuerbarer Energien (EE) am Stromverbrauch gesteigert werden. Weiterhin können dadurch die Übertragungsnetze entlastet und die Must-Run-Kapazitäten der konventionellen Kraftwerke reduziert sowie die sehr kurzfristige Residual-Laständerung synchronisiert werden.

Die im Rahmen des Projektes NEW 4.0 realisierten Power-to-Heat-Anlagen (PtH-Anlagen) – Elektrodenkessel Karoline und Strömungserhitzer Burgwedel-Schnelsen – stellen im Gesamtvorhaben flexible Lasten dar, deren Einsatz vorwiegend während der windstarken Zeit des Jahres, d. h. während der Übergangs- und Wintermonate, an denen ebenfalls eine hohe Wärmenachfrage vorherrscht, zu erwarten ist. Somit soll der flexible Einsatz der geplanten PtH-Anlagen zu einem Ausgleich der schwankenden, nicht-bedarfgerechten Erzeugung durch EE-Anlagen führen. Technologisch bedingt sind die geplanten PtH-Anlagen relativ kurzfristig verfügbar.

### ERGEBNISSE

---

#### **PtH-Anlage Standort Karolinenviertel**

Für die PtH-Anlage am Standort Karoline wurde eine Leistung von 45 MW geplant und im November 2018 in Betrieb genommen. Die maximale Vorlauftemperatur im Fernwärmenetz der Wärme Hamburg (WHH) beträgt 133 °C. Ein Anschluss an das Fernwärmenetz ist am Standort vorhanden, die weitere Infrastruktur (Stromanschluss, Leittechnik, Fernwirkanlage) ist errichtet worden. Überschussstrom fällt sowohl auf Übertragungsnetz- als auch auf Verteilnetzebene an, wobei das Übertragungsnetz für den Ausgleich von Netzengpässen und die Netzstabilität verantwortlich ist. Der Überschussstrom des Übertragungsnetzes wird am Standort Karoline auf Verteilnetzebene entnommen, in Fernwärme umgewandelt und in das örtlich verfügbare Fernwärmenetz eingespeist. Der Strom zum Eigenbedarf kommt aus dem Verteilnetz (110 kV-Leitung vorhanden). Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ist kein Wärmespeicher installiert worden. Dies stellt für den Anlagenbetrieb eine besonders große Herausforderung dar, da die erzeugte Wärme vor Ort direkt von dem Fernwärmenetz aufgenommen werden muss. In Folge bedeutet dies, dass gleichzeitig hydraulische Kapazitäten im Netz geschaffen werden und die Wärmeproduktion anderer Anlagen herunter geregelt werden muss.

Da der meiste Windüberschuss im Winter anfällt (Sturmfronten), lässt sich (überschüssige) Energie aus Windenergieanlagen ideal mit der Versorgung von Wärmenetzen via PtH-Anlagen realisieren. Der Einsatz der PtH-Anlage würde nicht nur die Aufnahme von Überschussstrom ermöglichen, sondern infolgedessen auch den Einsatz der konventionellen Kraftwerke reduzieren.

Zwar ist der E-Kessel Karoline technisch in der Lage für den stromnetzdienlichen Betrieb innerhalb von 30 Sekunden die vollständige, elektrische Kapazität aus dem Netz aufzunehmen, allerdings setzt dies den Betrieb der Fernwärmepumpen voraus. Sind die Pumpen in Betrieb genommen, dauert die Wärmeabgabe ins Wärmenetz in der Praxis 10 bis 15 Minuten.

### **PtH-Anlage Standort Burgwedel-Schnelsen**

Der Strömungserhitzer Burgwedel-Schnelsen verfügt über eine Leistung von 520 kW und ist Teil eines Inselnetzes. Die Vorlauftemperatur ist mit < 110 °C bemessen. Die erforderliche Infrastruktur wie Nahwärmenetz, Stromanschluss, Leittechnik, Wärmespeicher und Fernwirkanlage waren bereits vorhanden, wurden jedoch im Rahmen des Projekts angepasst. Aus dem vorhandenen 400-V-Drehstromnetz wird die nötige elektrische Energie entnommen, in Nahwärme umgewandelt und in das örtlich verfügbare Nahwärmenetz eingespeist. Der bereits vorhandene Wärmespeicher und die Auswahl der Leistungsgröße im BHKW Schnelsen macht die Gesamtanlage flexibler.

Die PtH-Anlage wurde im März 2019 in Betrieb genommen.

Die PtH-Anlage Standort Karolinentviertel hat ihre prinzipielle Einsatzbereitschaft und die technische Machbarkeit des Konzeptes im Feldtest von NEW 4.0 gezeigt.

## **ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK**

Die WHH sieht aktuell keine hinreichende regulatorische Grundlage für den wirtschaftlichen Einsatz von PtH-Anlagen über das Projektende bzw. den Bewilligungszeitraum des Zuwendungsbescheides hinaus, da die derzeit etablierte SINTEG-Verordnung dann nicht mehr anwendbar ist bzw. zum 30.11.2021 die Anlagen von der SINTEG-Förderung abgemeldet wurden. Die SINTEG-V regelt unter Einhaltung gewisser Voraussetzung u. a. die Erstattung derzeit unter EnWG (Energiewirtschaftsgesetz), EEG (Erneuerbar-Energien-Gesetz), KWKG, AbLaV (Verordnung zu abschaltbaren Lasten) und StromNEV (Stromnetzentgeltverordnung) anfallende wirtschaftliche Nachteile für Anlagen zur Umwandlung von elektrischer Energie in andere Energieträger der am Projekt teilnehmenden Partner vollumfänglich oder anteilig (EEG-Umlage zu 60 %). Tabelle 1 stellt die Kostenanteile, die bei Entnahme einer  $MWh_{el}$  aus dem Stromnetz entstehen ohne und mit SINTEG-V dar. Diesen stehen Arbeitserlöse durch Verdrängung erzeugter Wärme aus anderen WHH-Erzeugungsanlagen gegenüber, die sich aus der Verdrängung der teuersten in Betrieb befindlichen Wärmeerzeugungsanlagen der WHH ergeben, welche über das Jahr gesehen abhängig von Wetterlage und eingesetztem Brennstoff der verdrängten Anlage variieren.

Neben der in Tabelle 1 aufgezeigten Differenz von ca. 60 € je  $MWh_{el}$  (sonstige Nebenkosten wie Abschreibung, Wartung und Betrieb der Anlagen sind dabei außen vorge lassen), wird auch ein Leistungspreis seitens Verteilnetzbetreiber fällig. Dieser beläuft sich unter der Annahme, dass der E-Kessel mindestens einmal im Monat seine maximal zulässige Leistung (seitens Verteilnetzbetreiber) aus dem Stromnetz zieht, auf zusätzlich 436.000 € pro Monat. Auf Grund dieser Diskrepanz zwischen Stromkosten bei Bezug aus dem Hochspannungsnetz und potenziellen Wärmeerlösen der verdrängten Wärme-

erzeugung aus nicht PtH-Anlagen ist der reguläre Einsatz, insbesondere des E-Kessels Karoline, über das Projektende hinaus nicht (wirtschaftlich) realisierbar. Der E-Kessel wird daher bei unverändertem regulatorischem Rahmen (Wegfall der SINTEG-V) lediglich zur Spitzenlastabdeckung und Besicherung des Fernwärmenetzes hochgefahren werden.

Kostenanteil	Ohne SINTEG-V	Mit SINTEG-V
Strombezug	Strompreis Intraday	Strompreis Intraday
Stromsteuer	20,50 €/MWh <sub>el</sub>	20,50 €/MWh <sub>el</sub>
EEG-Umlage	67,56 €/MWh <sub>el</sub>	27,02 €/MWh <sub>el</sub>
Offshore-Umlage	4,16 €/MWh <sub>el</sub>	
KWKG-Umlage	2,26 €/MWh <sub>el</sub>	
§19 StromNEV-Umlage	3,58 €/MWh <sub>el</sub>	
Konzessionsabgabe	1,10 €/MWh <sub>el</sub>	
AbLaV-Umlage	0,07 €/MWh <sub>el</sub>	
Arbeitspreis (Stand 1.1.2020)	6,90 €/MWh <sub>el</sub>	
<b>GESAMT (ohne Strombezugspreis)</b>	<b>106,13 €/MWh<sub>el</sub></b>	<b>47,53 €/MWh<sub>el</sub></b>

Tabelle 1: Übersicht anfallender Kostenanteile bei Stromentnahme aus dem Hochspannungsnetz in Hamburg

Weiterhin ist festzuhalten, dass im Rahmen des Feldtests eine praktische Erprobung für die PtH-Anlage Standort Karolinenviertel stattgefunden hat. Es gibt als erste Erkenntnisse hinsichtlich u. a. IKT-Prozessen, funktionierenden Abläufen zur Vermarktung und Abrechnung der aus elektrischer Energie erzeugten Wärme zwischen den am Gesamtprozess der Flexibilisierung beteiligten Parteien, die positiv und anwendbar zu bewerten sind. Es sind aber bisher keine weiteren Dienstleistungen entwickelt worden oder abrufbar – auch weil die Erzeugung von Wärme aus elektrischer Energie in Konkurrenz mit anderen Energieträgern und Kraftwerken steht. Der Einsatz des E-Kessels Karoline wäre somit nur bei Netzengpässen im Fernwärmenetz vorgesehen, wenn im Kraftwerkspark der Wärme Hamburg keine andere Anlage verfügbar ist, die diesen Engpass beheben und somit die Versorgungssicherheit wahren kann. Daher sollte ein regulatorischer Rahmen geschaffen werden, auch im Sinne der umweltpolitischen Ziele der Stadt Hamburg, der den Einsatz von PtH-Anlagen wirtschaftlich attraktiv oder zumindest konkurrenzfähig zu anderen Erzeugungstechnologien gestaltet und somit dem ökologischen Ziel der CO<sub>2</sub>-Minderung zuträglich ist.

#### Zur Veranschaulichung:

Würde man unter Verwendung von erneuerbarem Überschussstrom beide Demonstratoren 10 h pro Monat mit ihren Maximalleistungen von 40 MW<sub>el</sub> (Karoline) und 520 kW<sub>el</sub> (Burgwedel-Schnelsen) einsetzen und dadurch eine auf Erdgas basierte Wärmeerzeugungsanlage der WHH verdrängen, führt dies zu CO<sub>2</sub> Einsparungen von ca. 469 t CO<sub>2</sub> (Berechnung beispielhaft basierend auf den WHH internen CO<sub>2</sub>-Emissionswerten für die Stromerzeugung des HW HafenCity (Erdgasbasis) aus dem Jahr 2019) monatlich für beide Demonstratoren zusammen. Extrapoliert man diesen Wert auf das Jahr, entspräche dies bereits ca. 5.624 t CO<sub>2</sub>. Dies entspräche 4,8 % der jährlichen im Klimaplan Hamburg vorgesehenen CO<sub>2</sub>-Minderungen im Stromsektor. Anzumerken ist, dass diese Berechnung stark vereinfacht ist und eine lineare CO<sub>2</sub>-Minderung über 14 Jahre (2017 bis 2030) der im Hamburger Klimaplan verankerten Minderung von 1.632.000 t CO<sub>2</sub> allein im Stromsektor sowie eine Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien am Bundestrommix unterstellt. (<https://www.hamburg.de/klimaplan/13255402/transformationpfad-wirtschaft/> (Stand:05.06.2020)).

Die im Rahmen des Gesamtprojektes unter Beteiligung der WHH erarbeiteten Regelungen der SINTEG-V setzen erste Impulse für einen Regelbetrieb von PtH-Anlagen, die unter Einbeziehung der projektinternen Ergebnisse ausgebaut werden sollten. Denkbar wäre z. B. eine Verlängerung der Erstattung von wirtschaftlichen Nachteilen sowie eine Erleichterung beim administrativen Aufwand zur Umsetzung der Regelungen, ggf. auch über die Grenzen des SINTEG-Förderprogramms hinaus.

Für einen sachgerechten Betrieb von PtH-Anlagen könnte weiterhin der eingesetzte Überschussstrom primärenergetisch neutral bewertet werden. Wärme aus PtH-Anlagen, welche zu Zeiten erhöhter Netzbelastung durch erneuerbare Einspeiser systemdienlich betrieben werden, sollte zukünftig primärenergetisch mit einem Wert von 0 bewertet werden. Hierzu bedarf es Korrekturen bei der Berechnung des Primärenergiefaktors der Fernwärme, insbesondere in folgenden derzeit gültigen regulatorischen und technischen Bedingungen: FW 309, EEWärmeG, EnEV, DIN V 18599-1 und DIN 4701-10/A1 bzw. die in diesen Normen genannten Berechnungsverfahren für den Primärenergiefaktor.

Neben den genannten Maßnahmen wäre auch die Einführung eines Bonussystems für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen für PtH-Anlagen denkbar, ähnlich wie es im Jahre 2009/2010 für Windenergieanlagen der Fall war. Solch ein Bonus sollte kostendeckend und regional spezifisch ermittelt werden, inklusive etwaiger Nebenkosten, die für die PtH-Anlage anfallen.

Darüber hinaus benachteiligt die derzeitige Abgaben- und Umlagensituation innerhalb des deutschen Energiemarktes einige Energieträger stärker als andere, sodass technologie-offene Lösungsansätze zur Realisierung von Sektorenkopplung behindert werden. Dies sollte in die Diskussionen zur Anpassung des gesamtdeutschen regulatorischen Rahmens einfließen.

### MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Im Teilprojekt „Erbringung von Demand Side Management mit Stromspeicherheizungen“ wird untersucht, inwieweit eine Lastverschiebung mit Stromspeicherheizungen erfolgen kann, die in Haushalten zur Raumwärmeerzeugung genutzt werden.

Stromspeicherheizungen wurden in den 1960er Jahren als Nachtspeicherheizungen vielfach installiert, um die Grundlast in der Nacht zu erhöhen. Der eingespeicherte Strom wird von den Nutzern zu einem günstigeren Tarif bezogen, in Wärme umgewandelt und zwischengespeichert. Anschließend wird diese Wärme über den Tag verteilt abgegeben. Im Rahmen von NEW 4.0 wird in verschiedenen Arbeitsschritten untersucht, wie die vorhandene Speicherkapazität, die bereits einmal erfolgreich genutzt wurde, in der heutigen Energieversorgung ebenfalls genutzt werden kann.

### ERGEBNISSE

---

Um Demand Side Management mit Stromspeicherheizungen erbringen zu können, müssen verschiedene Faktoren untersucht werden. Zu Beginn des Projektes wurden in den Arbeitsschritten „Definition technischer Anforderungen“ und „Konzept für ein prototypisches System“ die am Markt verfügbaren Technologien sowohl bei den Heizungen als auch für die Anbindung dieser Heizungen untersucht. Die Anbindung stellt dabei die Verbindung zwischen virtuellem Kraftwerk und Speicherheizung her und ermöglicht das Senden von Schaltbefehlen. Während bei den Speicherheizungen keine grundsätzliche Weiterentwicklung der Technologie erfolgte, bestanden mehrere Auswahlmöglichkeiten für die Anbindung und Ansteuerung der Geräte. Es erfolgte ein Vergleich von Fernwirkcontrollern, Smart-Home-Lösungen, Single Board Computer (z. B. Raspery Pi) und intelligenten Messsystemen. Bei der Betrachtung von intelligenten Messsystemen war dabei zu beachten, dass der von der Bundesregierung geplante Roll-Out sich stark verzögert hatte. Im späteren Projektverlauf waren jedoch Lösungen zur Durchführung von Schalthandlungen mittels intelligentem Messsystem vorhanden und die Nutzung dieser Technologie in einem Evaluationsbetrieb konnte realisiert werden.

Auf Basis des durchgeführten Vergleichs wurde im Winter 2019/2020 der Arbeitsschritt „Evaluationsbetrieb“ durchgeführt, um das ausgewählte Konzept zu testen. Drei moderne Speicherheizungen wurden erfolgreich mit Hilfe von intelligenten Messsystemen angesteuert und gezielt zu ausgewählten Zeitpunkten geladen. Zugleich wurde der Wärmebedarf und das Nutzerverhalten vor Ort berücksichtigt.

Der Testbetrieb hat gezeigt, dass die Ladezeiten der Heizungen über den Tag verschoben und an die jeweilige Spotpreisprognose angepasst werden können (s. Abbildung 1). In der verwendeten Software zur Ansteuerung der intelligenten Messsysteme (BTC AMM), konnte dabei nachvollzogen werden, ob Schalthandlungen erfolgreich durchgeführt wurden und welche Leistungen durch die Heizungen erbracht wurden. Die Leistungswerte wurden an das virtuelle Kraftwerk der HAMBURG ENERGIE weitergeleitet, um dort ebenfalls Zugriff auf Live-Daten der Anlagen zu erhalten.

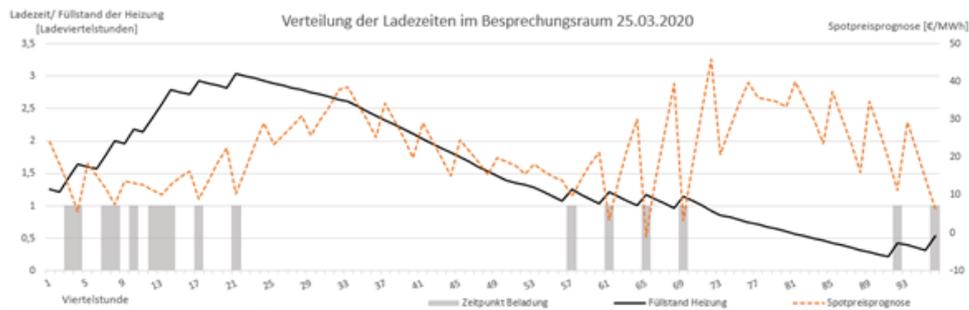


Abbildung 1: Prinzip der Verteilung der Ladezeiten über den Tag

Im Verlauf des Testbetriebs hat sich ebenfalls gezeigt, dass der Initialaufwand zur Implementierung der Ansteuerung nicht unterschätzt werden darf. Das Zusammenspiel zwischen der Optimierungslösung, dem virtuellen Kraftwerk sowie den intelligenten Messsystemen und ihrem Einbau an der Anlage musste zunächst erprobt werden. So setzte bspw. eine Heizung auf Grund nicht sachgemäß verbauter Kabel zunächst keine Schaltbefehle um. Auch wurde nicht immer die gewünschte Heizleistung über den Tag erreicht, da die Heizungen ihre theoretische Maximalleistung je nach Dauer des Ladezyklus nicht erreichten.

Eine solche Erbringung von Demand Side Management erfordert eine mathematische Optimierung der Ladezeiten. Hierfür wurde in den Arbeitsschritten „Erarbeitung Steuerungskonzept“, „Konzept zur Verknüpfung einer Wärmelastprognose“ sowie „Konzepterweiterung virtueller Verbraucher“ eine Optimierungslösung in der Software BoFiT der Firma ProCom erarbeitet. Die Ladezeiten der Heizungen werden dabei unter Berücksichtigung des Strompreises als Indikator für den Bedarf von Lastverschiebung und des zu deckenden Wärmebedarfs bestimmt. Die Heizungen werden in BoFiT modelliert und ihre Eigenschaften zur Be- und Entladung abgebildet. Es wurden verschiedene Szenarien in den durchgeführten Modellrechnungen betrachtet, bei denen die Speicherheizungen an verschiedenen Spotmärkten und über unterschiedliche Zeithorizonte simuliert wurden. Die Ergebnisse zeigen einen optimierten Nutzen des Speicherpotenzials gegenüber dem Standardlastprofil, das aktuell für Speicherheizungen gilt. So werden Ladezeiten bspw. über Tagesgrenzen verschoben, wenn Tage mit sehr hohen oder sehr niedrigen Spotpreisen auftreten. Eine Optimierung zunächst am Day-Ahead-Spotmarkt und in einem zweiten Schritt am fortlaufenden Intraday-Handel nutzt die Flexibilität der Heizungen deutlich stärker aus, als eine alleinige Optimierung am Vortag.

Zudem wurde sich mit der Fragestellung auseinandergesetzt, wie eine große Anzahl Heizungen gemeinsam optimiert werden kann, um Synergie- und Skalierungs-Effekte zu nutzen. Die Skalierung ist vor allem bezüglich der Größe (<10kW) der einzelnen Speicherheizungen von Bedeutung. Signifikante Lastverschiebung kann nur mit größeren Leistungen erreicht werden. Andererseits gilt es zu beachten, dass mit steigender Anzahl der gesteuerten Geräte die Anzahl der Informationen, die kommuniziert werden, zunehmen und das Optimierungsproblem an Komplexität und damit auch Rechen-

dauer und Fehleranfälligkeit gewinnt. Daher ist sinnvoll, die einzelnen Anlagen entweder zu bündeln oder zu clustern. Bei der Bündelung werden viele Kleingeräte als ein einziges Großgerät abgebildet, bei der Clusterung werden Kleingeräte nach bestimmten Kriterien zusammengefasst und mehrere Cluster gleichzeitig optimiert. Beide Verfahren beinhalten eine gröbere Sicht auf die einzelnen Geräte. Nicht mehr jede Heizung wird einzeln optimiert, sondern alle Heizungen erhalten Fahrpläne nach der Sortierung in eine Anlagengruppe.

Ergänzend zu den Betrachtungen zur Optimierung und der technischen Gestaltung der Anbindung wurde zudem untersucht, welche Rolle Stromspeicherheizungen zu Stabilisierung des Verteilnetzes beitragen können („Konzept zur Stabilisierung Verteilnetz“). Der Nachweis, dass Speicherheizungen zur Stabilisierung des Verteilnetzes beitragen können, wurde durch ihre Verwendung als Nachtspeicherheizungen im vergangenen Jahrhundert bereits erbracht. Sollen die Geräte aber auch im modernen Energienetz einen Beitrag zur Netzstabilität leisten, werden neue Konzepte zur Ansteuerung und Anreize zur Partizipation benötigt. Hier steht die Frage im Mittelpunkt, wie Informationen über Netzengpässe oder Schalthandlungen des Verteilnetzbetreibers in die Optimierung der Ladezeiten mit einbezogen werden können. Erhält allein der Verteilnetzbetreiber die Schalthoheit über die Anlagen, geht das Demand Side Management-Potenzial verloren. Es wird somit eine Lösung benötigt, die Schaltbefehle von verschiedenen Seiten priorisiert, z. B. eine zwischengeschaltete Plattform oder der Eingang von Netzdaten mit hoher Priorität in die Optimierung der Ladzeiten beim Energieversorger. Alternativ könnte Flexibilität auch an lokalen Flexibilitätsmärkten angeboten bzw. angefordert werden.

Inwieweit die Wirtschaftlichkeit der erarbeiteten Konzepte gegeben ist, wurde im Arbeitspaket Wirtschaftlichkeitsanalyse von Stromspeicherheizungen betrachtet. Der mögliche erzielbare Preisvorteil durch Demand Side Management wurde ermittelt und im Wettbewerb mit anderen Heiztechnologien verglichen. Während Speicherheizungen einen großen Vorteil bei der Komplexität der Installation im Vergleich zu Gas- oder Fernwärmeheizungen aufweisen, sind die Energiekosten beim Heizen mit Strom weiterhin nicht konkurrenzfähig.

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

Abschließend wurden im Projekt aus den gewonnenen Erkenntnissen Empfehlungen für regulatorische Rahmenbedingungen sowie zu Bilanzierungs- und Abrechnungsmodellen erarbeitet. Hier ist das Fortschreiten des Roll-Outs der intelligenten Messsysteme von großer Wichtigkeit, um die Anbindung und die Bilanzierung der einzelnen Heizungen zu ermöglichen. Im Wettbewerb mit anderen Energieträgern ist das Heizen mit Strom durch hohe Steuern und Abgaben benachteiligt. Um das Potenzial durch flexible Verbraucher im Haushalt nutzen zu können, werden Anreize für Verbraucher benötigt, ihre Flexibilität zur Verfügung zu stellen, z.B. durch eine Anpassung des §14a. Ebenfalls wurde untersucht, wie Stromspeicherheizungen mit den zuvor erarbeiteten Konzepten in den Smart Market integriert werden können. Mögliche Beiträge zur ENKO Plattform sowie der EnergiePlattform wurden identifiziert und können als Beispiel für die Teilnahme von kleinen Verbrauchern an den neuen regionalen Flexibilitätsmärkten dienen.

## KMW Wind to Gas Energy

Fahrplanstrukturierung von Windstrom & Sektorkopplung (mit PtG) & Energiespeicher zur SDL-Erbringung

### MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Der nachhaltige weitere Zubau von Windkraftleistung und die Integration ins Stromnetz erfordern – insbesondere heute schon in Schleswig-Holstein – auf Verteilnetzebene einen zunehmenden Beitrag von EE-Anlagen zur dezentralen Bereitstellung von Systemdienstleistungen, wie Frequenzhaltung, Spannungshaltung und Engpassmanagement. Die Umsetzung neuartiger Konzepte zur Erzielung einer besseren Planbarkeit der Windstrom-Einspeisung sowie einer alternativen Stromnutzung und –vermarktung spielen dabei eine zentrale Rolle. Da die grundsätzliche Volatilität des Windstrom-Angebots wetterbedingt und nicht beeinflussbar ist, müssen Lösungen gefunden werden, die im Bereich der dezentralen, flexiblen Stromnutzung/-umwandlung ansetzen. Hier ist insbesondere auch die Integration des Verkehrs- und Wärmesektors in das Ausbaukonzept für erneuerbare Energien eine Herausforderung.

Als Lösungsansatz hat die Wind to Gas Energy ein Hybridspeicher-Projekt bestehend aus Elektrolyseur und Batteriespeicher realisiert, welches Wege für beide Herausforderungen aufzeigt.

### ERGEBNISSE

---

Das Speicherkraftwerk konnte erfolgreich für die Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt qualifiziert werden. Weiterhin konnte qualifiziertes Personal mit nachhaltigen Erfahrungen in der Projektierung, Umsetzung sowie im Betrieb von Batteriespeicherkraftwerken und Power-to-Gas-Anlagen (PtG-Anlagen) ausgebildet werden.

Mit der neu errichteten PtG-Anlage, die zur Fahrplanstrukturierung von Windstrom sowie zur Optimierung der Bilanzkreisführung eingesetzt werden soll, werden durch die Sektorkopplung neue Flexibilitätspotenziale erschlossen. Es wurde erreicht die Anlage entsprechend des ausgearbeiteten Betriebskonzeptes zu betreiben. Die Anlage kann stündlich maximal 450 Kubikmeter – ca. 40 kg – ‚grünen‘ Wasserstoff hergestellt. Damit werden die örtliche Wasserstofftankstelle von H2 Mobility Deutschland sowie das Erdgasnetz beliefert. Über eine Kooperation mit Greenpeace Energy und den Stadtwerken Brunsbüttel wird der Wasserstoff zudem als Erdgasprodukt vermarktet. Weiterhin konnte sowohl an Feldtests des Use Case 2 als auch bei Feldtests von Use Case 4 teilgenommen werden und dabei u. a. durch den Hybridspeicher 2 MW Primärregelleistung über zwei Wochen bereitgestellt werden.

Ein weiteres wichtiges Ziel bestand darin die Kosten für die aufgelegten Produkte verifizieren zu können. Ein innovatives Stromprodukt könnte wider Erwarten nicht kreiert werden, da sich der Markt hierfür als nicht empfänglich zeigte und der Fokus stattdessen auf die Schaffung von Produkten rund um erneuerbare Gase gelegt wurde. Neben dem mit den Stadtwerken Brunsbüttel aufgelegten WindGas-Produkt, konnte das Projekt um eine Wasserstoff-Tankstelle ergänzt werden, sodass ein weiterer physischer wie marktlicher Absatzmarkt erschlossen werden konnte.

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

Die im Teilvorhaben gewonnenen Erkenntnisse und realisierten Konzepte sollen im Rahmen der weiteren Umsetzung der Energiewende in Norddeutschland und darüber hinaus zum Einsatz kommen. Entsprechend haben die erlangten Ergebnisse für die Wind to Gas Energy eine Schlüsselbedeutung eingenommen, da mit diesen eine treibende Rolle bei der Umsetzung einer sicheren, dezentralen Energieversorgung im Rahmen der sektorübergreifenden Energiewende im Raum Norddeutschland eingenommen werden kann. Der weitere Ausbau der Windstromerzeugung in (Nord-)Deutschland soll mit Hilfe der gewonnenen Erkenntnisse und realisierten Systeme forciert werden, um neue Geschäftsmodelle und damit ein innovatives, netzdienliches Systemmanagement von erneuerbaren Energien zu ermöglichen.

# Energie des Nordens

Stromveredelung – Grüner Wasserstoff aus Überschussstrom

## MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

Der weltweite Energieverbrauch wird unweigerlich einen erheblichen Anstieg erfahren. Diese Entwicklung ist unter anderem auf die prognostizierte, wirtschaftliche Gesamtentwicklung der kommenden Jahrzehnte und auf das Bevölkerungswachstum zurückzuführen. Dementsprechend gilt der Aufbau nachhaltiger, sauberer, effizienter und sektorengestützter Energiesysteme als eines der zentralen Herausforderungen, vor denen die Welt in diesem Jahrhundert steht. Nur eine nachhaltige und integrierte Energieversorgung kann diesen Herausforderungen zielführend begegnen. Das Projekt Windgas Haurup (siehe Foto) leistet hierzu durch die Sektorenkopplung von Strom und Gas gleich auf mehrfacher Weise seinen Beitrag.



Abbildung 1: Im Vordergrund: Container des Elektrolyseurs; im Hintergrund: Wasserstoffeinspeiseanlage

Stromseitig werden zum einen durch die PtG-Anlage dezentrale Systemdienstleistungen angeboten, wie die Reduzierung von Einspeisemanagement-Maßnahmen sowie die Bereitstellung von Primärregelleistung. Zum anderen werden erste Schritte erprobt, wie eine innovative Direktvermarktung von Windstrom eines in der Nähe gelegenen Windparks an Privatkunden gelingen kann. Durch die Integration der PtG-Anlage und des Alt-Windparks (Anlagen, die keine EEG-Vergütung mehr erhalten) in den Strombilanz-

kreis des Projektpartners Greenpeace Energy sowie durch eine intelligente Fahrplanstrukturierung der PtG-Anlage, soll der Weiterbetrieb der Windenergieanlagen ermöglicht werden. Zugleich wird in dem Projekt mittels Elektrolyse sogenannter ‚grüner‘ Wasserstoff produziert, der ebenfalls von Greenpeace Energy vermarktet wird. Durch die Elektrolyse produzierter Wasserstoff ist die umweltfreundlichste Art, Wasserstoff zu erzeugen. ‚Grüner‘ Wasserstoff entwickelt derzeit eine beispiellose politische und wirtschaftliche Dynamik und wird mittelfristig eine zentrale Rolle in der Energiespeicherung, dem Energietransport und der Sektorenkopplung übernehmen. Die Bedeutung von Wasserstoff wird unter anderen auch durch die „Nationale Wasserstoffstrategie“, die „Wasserstoffstrategie des Landes S-H“ und die „Norddeutsche Wasserstoffstrategie“ unterstrichen.

## ERGEBNISSE

Das Wasserstoffprojekt Windgas Haurup umfasst die Planung, Errichtung und den Betrieb eines Elektrolyseurs, einer Stromübergabestation, einer Trafostation, von Frisch- und Abwassertechnik, einer übergeordneten Steuerungseinheit und sicherheitsrelevante Anlagenkomponenten (z. B. Blitzfangstangen) sowie die Anbindung an eine Wasserstoff-Einspeiseanlage (WESA) des Gasnetzbetreibers. Der Elektrolyseur samt aller Komponenten (PtG-Anlage) ist auf einen dynamischen Betrieb ausgelegt, damit auf die fluktuierende Stromproduktion in Windenergieanlagen reagiert werden kann. Die nachfolgende Darstellung verdeutlicht dies schematisch:

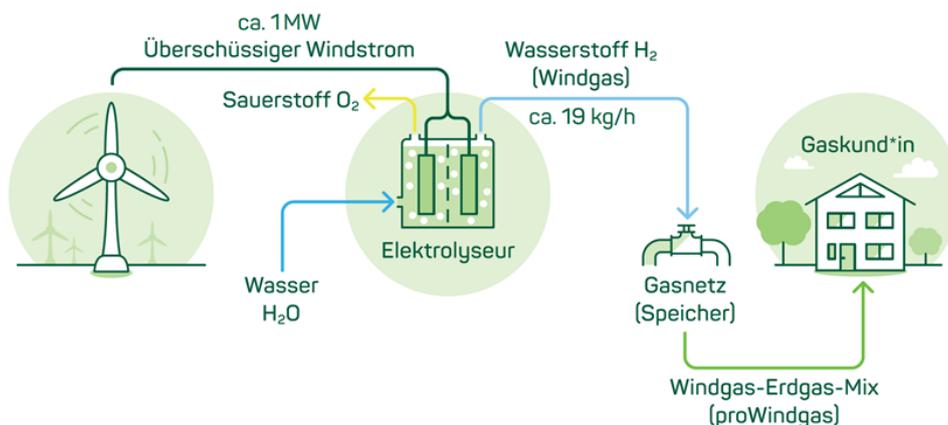


Abbildung 2: Schematischer Aufbau des Wasserstoffprojekts Windgas Haurup

Ursprünglich waren auch die Errichtung und der Betrieb einer stationären Wasserstoff-Tankstelle und einer Wasserstoffflaschenbündelabfüllung geplant. Die Tankstelle und die Flaschenbündelabfüllung mussten aus Gründen des prognostizierten geringen Absatzes und damit geringen Wirtschaftlichkeit aus diesem Projekt ausgegliedert werden. Der Elektrolyseur im Megawattmaßstab wird allein mit Windstrom betrieben. Die PtG-Anlage ist direkt im Stromnetz integriert. Der Betrieb des Elektrolyseurs verfolgt das Ziel, die Abregelung der umliegenden Windenergieanlagen durch eine nachfrageorientierte Erhöhung der Elektrolyseleistung zu verhindern. Dadurch unterstützt die Anlage gezielt die Integration von Windenergieanlagen in das Stromsystem. Darüber hinaus kann die PtG-Anlage Systemdienstleistungen (Primärregelleistung) zur Stabilisierung der Stromnetzfrequenz bereitstellen. Durch den Betrieb der PtG-Anlage wird ‚grüner‘ Wasserstoff erzeugt, der in das Gasnetz einspeist (Beimischung) wird und damit unmittelbar zur Dekarbonisierung im Sektor der Gasverwendung beiträgt. Für die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Einsparung wird mit einem Reduktionspotenzial von 11,511 kg CO<sub>2</sub>/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> gerechnet. Hinsichtlich der geplanten Produktionsmenge Wasserstoff werden somit ca. 800 t CO<sub>2</sub>

im Jahr vermieden. Seit November 2020 befindet sie die Anlage im Probebetrieb. Ab Mitte April 2021 soll die Anlage in den Regelbetrieb überführt werden. Im Folgenden sind die erzielten Ergebnisse zusammengefasst dargestellt.

**Teilnahme am NEW 4.0-Feldtest**

Im April 2020 sollte der projektübergreifende und abschließende NEW 4.0-Feldtest durchgeführt werden. Aufgrund von geringem Windaufkommen sowie aufgrund der COVID 19-Pandemie wurde dieser in den November 2020 verschoben.

Obwohl die vollautomatische Elektrolyseursteuerung von H-TEC Systems (H-TEC) noch nicht fertiggestellt war, wurde in Absprache mit H-TEC in der 48. KW 2020 erst manuell, in der 49. KW dann auch über die Next Box automatisiert am ENKO-Feldtest teilgenommen. In der ersten Woche wurde die gesamte gebotene Leistung von 800 kW über sechs Stunden abgerufen. Die Abbildung 3 zeigt den Leistungsabruf am 19.November. Abbildung 4 zeigt, in welchen Regionen es am 19. November zu Abschaltungen aufgrund von EinsMan-Signalen kam.

In der zweiten Testwoche kam es aufgrund geringer Windeinspeisung zu keinem Abruf des Elektrolyseurs. Da aber nicht die volle Nennleistung des Elektrolyseurs angeboten wurde, konnte die nicht angebotene Leistung genutzt werden, um die Verfolgung von Frequenzabweichungen (Erbringung Primärregelleistung) zu testen. Dieses Vorgehen war mit der SH-Netz abgesprochen. Ein großes Problem für die Implementierung von Flexibilitätsplattformen, wie der ENKO-Plattform, ist das strategische Bieten und in dem Zusammenhang das Anbieten von Scheinflexibilitäten. Um Scheinflexibilitäten zu vermindern und zu entdecken, muss vom Netzbetreiber überprüft werden, inwieweit die Flexibilitätsoptionen wirklich zur Verfügung stehen und auch bei einem nicht erteilten Zuschlag, ihren vorherigen Fahrplan einhalten.

Eine solche Überprüfung der Fahrpläne konnte im Rahmen von NEW 4.0 getestet werden. Die Teilnahme am ENKO-Feldtest war erfolgreich.

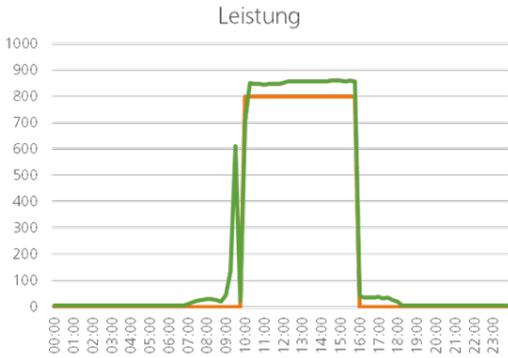


Abbildung 3: Teilnahme ENKO-Feldtest KW 48

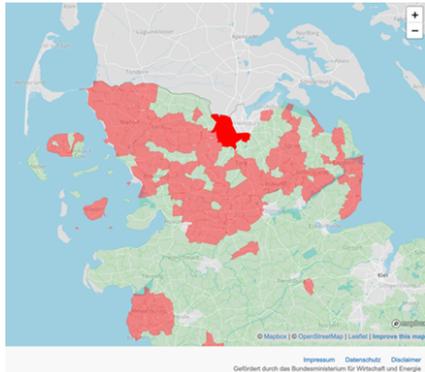


Abbildung 4: Netzampel für die Region Haurup

Aktuell steht EdN mit der SH-Netz im Austausch, um auch über den Forschungszeitraum von NEW 4.0 hinaus die Signale der ENKO-Plattform abgreifen zu können, damit der Elektrolyseur auch zukünftig energiewendendienlich betrieben werden kann. Sollte dies gelingen, kann der Elektrolyseur auch langfristig dazu beitragen, dass überschüssiger Windstrom im Norden von Schleswig-Holstein genutzt und nicht abgeregelt wird.

### Wasserstoffeinspeisung in die Gasleitung

Die Inbetriebnahme der Wasserstoff-Einspeiseanlage der Gasunie erfolgte in der 51. Kalenderwoche. Der Elektrolyseur und die Einspeiseanlage konnten regelungstechnisch erfolgreich aufeinander eingestellt werden. In der 51. KW wurde erstmals Wasserstoff in das Gasnetz eingespeist.

### Entwicklung und Implementierung der übergeordneten Steuerung

Das reibungslose Zusammenspiel der diversen Komponenten der PtG-Anlage in Haurup übernimmt eine eigens für dieses Projekt konzipierte übergeordnete Steuerung „EP-GRID H2“ (siehe Abbildung). Sie regelt und dokumentiert die komplexe Kommunikation zwischen dem Elektrolyseur, der Wasserstoff-Einspeiseanlage und weiterer notwendiger Anlagenperipherie (z. B. der Abwassertechnik) sowie dem Leitsystem eines Dienstleiters zur Einbindung in einen Regelleistungspool, welches die verschiedenen Betriebsweisen und Signale zusammenführt und den daraus resultierenden Fahrplan an den Elektrolyseur übermittelt.

### Optimierte Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Fahrplanstrukturierung

GPE ist der Ökostromanbieter mit dem höchsten Prozentsatz an Windenergie im Strommix. Zukünftig soll mit Hilfe des Elektrolyseurs die Windstromeinspeisung aus dem Altwindpark Ellhöft strukturiert werden, um den Strom besser in das Portfolio von GPE zu integrieren. Dazu wurde eine neue Betriebsweise für den Elektrolyseur konzipiert: Um den fluktuierenden Windstrom besser in das Portfolio zu integrieren, wird der Elektrolyseur im Rahmen seines maximalen Leistungsbandes entsprechend des Strukturierungsbedarf des Windparks hoch- und runtergefahren. Wenn z. B. eine Überdeckung (Windpark produziert mehr Strom als im GPE-Portfolio aufgenommen/abgesetzt werden kann) vorliegt, wird der Elektrolyseur hochgefahren. Die Fahrweise führt dazu, dass der Elektrolyseur in Zeiten mit einem hohen Anteil an EE als Flexibilitätsoption eingeschaltet und in Zeiten geringer EE-Einspeisung, als Last vom Netz genommen werden kann. Das Betriebskonzept beruht zugleich auf einem ökologischen Kalkül, welches die Strompreise an der Börse in die Strukturierung mit einbezieht. Dies bewirkt eine Preisstabilität und damit stabilere Erlöse für den Windpark. Darüber hinaus soll diese Fahrweise perspektivisch mit dem Anbieten von Regelenergie kombiniert werden. Sowohl Primärregelenergie als auch negative Sekundärregelenergie werden in Abhängigkeit von der Aufnahmekapazität des Erdgasnetzes angeboten.

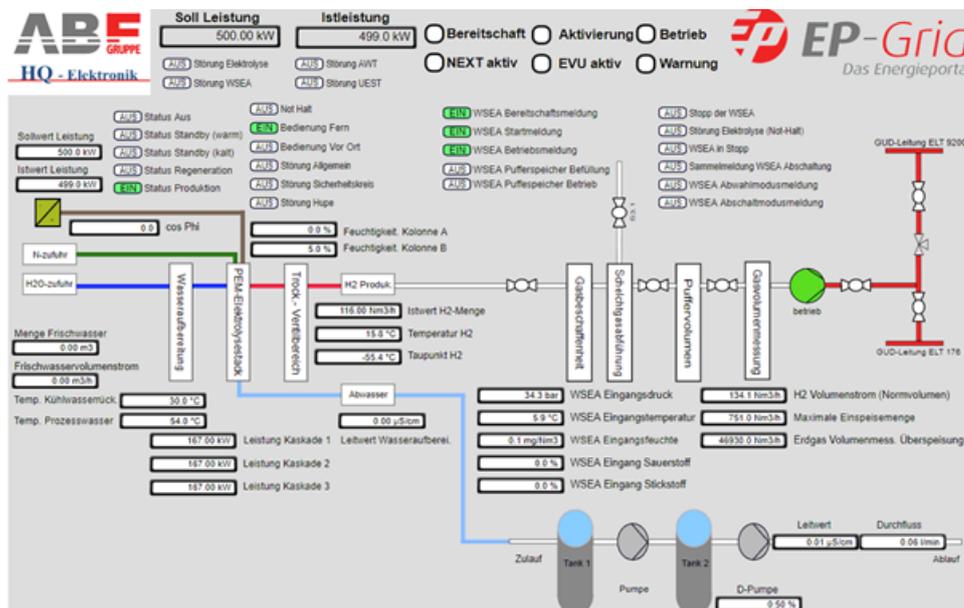


Abbildung 5: Steuerung „EPGRID H2“

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

Das übergeordnete Ziel von NEW 4.0 ist es, die Regionen Hamburg und Schleswig-Holstein umweltverträglich, sicher, kostengünstig und gesellschaftlich akzeptiert bis 2035 mit ausschließlich aus erneuerbaren Energien erzeugtem Strom zu versorgen. Dazu sollen innovative Konzepte zur intelligenten Verknüpfung von Erzeugung, Verteilung, Speicherung und Verbrauch von sektorgekoppelter Energie praktisch umgesetzt werden. Regenerativ erzeugter Strom soll für die Wärmeversorgung, den Verkehrssektor sowie für industrielle Prozesse, die bislang mit fossilen Energien wie Erdgas betrieben wurden, verwendet werden: Aus der „Stromwende“ soll in Schleswig-Holstein und Hamburg eine systemische und integrierte Energiewende werden. Das Projekt Windgas Haurup demonstriert in beispielhafter Weise, wie überschüssiger, regenerativ erzeugter Windstrom in Wasserstoff umgewandelt und anderen Sektoren zur Verfügung gestellt wird. Durch die Nutzung abgeregelter Windenergie und die Einspeisung in das vorhandene Gasleitungsnetz wird in dem Projekt eine Kopplung der Sektoren Strom, Gas und mittelbar Wärme praktisch umgesetzt. Offiziell endete das Förderprogramm NEW 4.0 im Dezember 2020. Dem Projekt Windgas Haurup wurde eine pandemiebedingte Projektlaufzeitverlängerung bis Ende März 2021 stattgegeben. Obschon eine Weiterführung bzw. weitere Verlängerung von NEW 4.0 nicht vorgesehen ist und auch eine Förderung über die SINTEG-Verordnung nicht mehr erfolgt, wird im Projekt Windgas Haurup an einer energiewendedenklichen Betriebsweise der PtG-Anlage festgehalten. Um Wasserstoff für die Sektorenkopplung am Markt flächendeckend zu etablieren, müssen die Rahmenbedingungen sowohl für die Produktion als auch für den Verbrauch verbessert werden.

Ein erster Schritt dazu erfolgte durch die EEG-Novelle im Dezember 2020. Dennoch ist eine Weiterführung des Projektes derzeit nur möglich, weil die Genossenschaft Greenpeace Energy derartige Projekte durch einen Fördercent, der Teil ihres Gastarifs - ein Gemisch aus Erdgas, Biogas und Wasserstoff – ist, unterstützt. Somit garantiert Greenpeace Energy durch den Kauf des Wasserstoffs die wirtschaftliche Machbarkeit des Projektes auch nach dem Förderzeitraum. Abzuwarten bleibt, wie die Nationale Wasserstoffstrategie die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen beeinflusst, sodass Wasserstoffprojekte wie Windgas Haurup wirtschaftlich tragfähiger werden.

## MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

PONTON hat die Fragestellung untersucht, ob ein auf der innovativen Blockchain-Technologie basierender, dezentraler Smart Market (hier die EnergiePlattform) es Teilnehmern ermöglicht innovative Stromprodukte zu handeln sowie Flexibilitäten zu vermarkten und dabei die Kommunikation der Marktplatzteilnehmer untereinander diskriminierungsfrei, konsistent, sicher sowie datenschutzkonform ist.

Ferner war die sofortige Zahlung beim Kurzfristhandel bzw. beim Handel lokaler Produkte oder von Flexibilität zu erproben, um Handelstransaktionen nicht nur physisch, sondern auch finanziell abwickeln zu können. Die Einbindung einer kostengünstigen finanziellen Abwicklung soll es Teilnehmern ermöglichen Zahlungsrisiken zu reduzieren und Transaktionen mit sehr geringem Wert durchzuführen. Dies soll es kleinen, dezentralen Betreibern ermöglichen, Stromvermarktungen kostengünstig zu realisieren.

## ERGEBNISSE

---

Bei der Umsetzung der EnergiePlattform mit weiteren Förderpartnern aus dem Konsortium von NEW 4.0 im Rahmen des Use Case 1 (schneller lokaler Intraday-Handel) ging es primär um das Aufzeigen der technischen Machbarkeit von Lösungen. Folgende wesentliche Erkenntnisse wurden in diesem Zusammenhang erzielt:

Der Smart Market (EnergiePlattform) bietet auf Basis des erstellten software-technischen Frameworks (WHRML) sowie standardisierten Sicherheitstechnologien eine sichere Datenkommunikation zwischen den Marktteilnehmern. Kommunikationswege zwischen allen Komponenten wird mittels Verschlüsselung, Authentifizierung und Autorisierung abgesichert. Dies wurde durch ein Sicherheits-Audit erfolgreich geprüft, wobei wichtige Empfehlungen des Audits umgesetzt wurden. Ebenso kann eine DSGVO-konforme Anonymisierung zwischen Geschäftspartnern sichergestellt werden. Insgesamt hat sich die eingesetzte Technologie und Infrastruktur als zuverlässig, flexibel und kostengünstig erwiesen.

Mit der Koppelung des Handelsprozesses mit der Fernsteuerung von Anlagen sowie der integrierten Zahlungsabwicklung wurde eine Komplettlösung geschaffen, die den gesamten Handelszyklus (Trade, Lieferung, Zahlung) abdeckt. Zudem ermöglicht die Anbindung von Clients über eine offene API den automatisierten Handel auch in kleinen Mengen.

Die erstellte software-technische Basis mit Hilfe von PONTON's aktueller Blockchain-Technologie (WRMHL) ist grundsätzlich geeignet für den schnellen Intraday-Handel, sofern nicht mehr als 100–200 Geschäftstransaktionen pro Sekunde stattfinden. Der Mehrwert der Blockchain-Technologie ist für einen reinen Marktplatz jedoch nur dann gegeben, wenn dieser dezentral betrieben wird. Eine instantane Zahlungsabwicklung, die mit dem Handelsgeschäft gekoppelt ist, hat sich als grundsätzlich machbar erwiesen, jedoch ist eine dezentrale und anonymisierte Lösung nur schwer umsetzbar.

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

Während der NEW 4.0-Projektlaufzeit kam es zu ersten kommerziellen Verwertungen in anderen prototypartigen Projekten. Weitere kommerzielle Verwertungen sind unsicher, da der Nutzen der Blockchain-Technologie und darauf aufbauenden Use Cases vom Markt mittlerweile skeptisch gesehen wird. Wettbewerb von anderen Blockchain-Framework-Anbietern und bestehenden Marktplätzen könnte zudem die Kommerzialisierung erschweren.

## MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Zukünftig müssen Erneuerbare-Energien-Anlagen Systemdienstleistungen (SDL) übernehmen, die derzeit größtenteils von konventionellen Kraftwerken erbracht werden. Das Speicherregelkraftwerk (SRKW) in Hamburg-Bergedorf/Curslack wurde als Demonstrator für zukünftige Netzstrukturelemente mit dem Fokus auf die Erprobung von SDL errichtet. Im Teilprojekt wurde ein Li-Ionen-Batteriespeicher mit einer Kapazität von etwa 792 kWh und 720 kW elektrischer Leistung in das Arealnetz eines Windparks mit fünf Windenergieanlagen (WEA) installiert, was in dieser Anlagenkonfiguration in Deutschland einzigartig ist.

Ziel war die Gewinnung von Messdaten zur Analyse und Wirkung eines Batteriespeichereinsatzes auf die Netzqualität sowie die Erforschung und Entwicklung von neuartigen Regelverfahren zur Erbringung hochdynamischer SDL zur Spannungshaltung und Momentanreserve mit Batteriespeichern an Windparks. Im Vordergrund stand die Entwicklung und Anwendung eines Regelverfahrens für den Windpark Curslack integrierten Batteriespeicher für beispielsweise die Einspeisung von Wirk- und Regelleistung. Zudem wurde untersucht wie sich der hochdynamische Betrieb auf den State of Health des Speichers auswirkt, um Abschätzungen treffen zu können, ob sich dieser atypische Betrieb negativ auf die Lebensdauer auswirkt.

Da es aktuell in Deutschland noch keine Erlösmöglichkeiten für die meisten Systemdienstleistungen wie Momentanreserve oder Blindleistung gibt, die die Investitionskosten in einen Batteriespeicher rechtfertigen, war es zudem Ziel des Projektes „Speicherregelkraftwerk Curslack“ die synergetische Nutzung des Speichers für verschiedene SDL und weitere Anwendungen zu erproben und zu bewerten. Das Ziel war es dabei, basierend auf den technischen Konzepten, Optionen für zukünftige Geschäftsmodelle aufzuzeigen bzw. auf zukünftige Marktentwicklungen auszurichten.

Daher wurde des Weiteren auch die Eigenverbrauchsoptimierung für den Windpark untersucht. Ein Windpark benötigt Strom bspw. für das Pitchen der Blätter, den Azimuttrieb der Gondeln, für die Anlagensteuerung, die Kühlung von Transformatoren und die Klimatisierung. Während Windflauten wird dieser Strom aus dem Netz bezogen was Kosten für die Anlagenbetreiber verursacht, die deutlich über den Kosten für den Verbrauch selbst produzierten Stroms liegen. Zudem hat der Eigenverbrauch Auswirkungen auf das Netz, da der Strombedarf in windarmen Phasen noch erhöht wird. Untersucht wurde daher, wie der Netzbezug des Windparks reduziert werden kann, indem die Versorgung soweit wie möglich mit Eigenstrom aus dem Energiespeicher erfolgt. Durch die

Eigenverbrauchsoptimierung werden Stromkosten für den Windparkbetreiber reduziert. Diese Untersuchung stellen einen Baustein dar, um Batteriesysteme in Windparks durch die parallele Nutzung für verschiedene Zwecke auch wirtschaftlich attraktiver zu machen.

Ein weiterer Aspekt für die zukünftige Energiewende ist die Sektorenkopplung. Dabei wird der produzierte Windstrom beispielsweise für den Verkehrssektor zugänglich gemacht. Aus diesem Grund wurde ein Konzept zur Anbindung vom Windpark Curslack an den Busbetriebshof des Verkehrsverbunds Hamburg-Holstein (VHH) Bergedorf erarbeitet und geprüft, ob zukünftig ein gekoppeltes Speichermanagement und die synergetische Nutzung der beiden Batteriespeicher (VHH & Speicherregelkraftwerk) möglich ist, um parallel Systemdienstleistungen und ‚grünes‘ Lademanagement der E-Busflotte in Hamburg-Bergedorf zu erreichen.

## ERGEBNISSE

---

Zur Schaffung der technischen Infrastruktur als Grundlage der Projektarbeit war ein Hauptteil der Arbeit in der Anfangsphase des Projektes die Detailplanung und Umsetzung des Speichers. Da in diesem Projekt zum ersten Mal eine Batterie in dieser Größenordnung direkt in einen Windpark eingebunden werden sollte, wurden gemeinsam mit den Projektpartnern Vattenfall Innovation und Nordex Energy verschiedene Standorte/Anschlussmöglichkeiten untersucht. Für den Windparkbetreiber musste sichergestellt werden, dass weiterhin eine EEG-Vergütung eingenommen werden kann, was zu gewissen Restriktionen bei der technischen Umsetzung des Speichers geführt hat. Auf der anderen Seite ist es für die Verteilnetzbetreiber wichtig, dass der Stromnetzbetrieb nicht gestört wird. Des Weiteren wird die erzeugte Windenergie über einen Direktvermarkter gehandelt und auch hier durften keine unplanbaren Schwankungen durch die Forschung im Windpark erzeugt werden. Es wurden pro Container mehr Wechselrichter genutzt, um die Ansteuerung für die gewünschten Anwendungsfälle (hochdynamische SDL) beschleunigen zu können. Die Integration in das Windparknetz bietet den Vorteil, dass die zu speichernde Energie direkt den WEA entnommen und wieder in das Stromnetz eingespeist werden kann, ohne dass dem Windparkbetreiber (Ertrags-)Verluste entstehen. Ein Nachteil ist allerdings, dass zum Laden der Batterien keine Energie aus dem öffentlichen Netz entnommen werden darf um nicht die EEG-Privilegierung zu verlieren. Um keinen Graustrom zu beziehen, wurde eine sogenannte „Graustromverriegelung“ implementiert. Der Windparkregler entscheidet anhand der vorliegenden Erzeugungsdaten der WEA und der Messwerte am Umspannwerk, ob der Batteriespeicher eine Ladefreigabe erhält.

Im Anschluss der baulichen Umsetzung erfolgte die Inbetriebnahme des Speicherregelkraftwerks mit allen Komponenten sowie die Versuchsphase. Es wurden verschiedene Versuchsreihen und Themenbereiche erforscht. Dazu gehören die Systemdienstleistungen (SDL) wie Momentanreserve und Regelleistung, die Eigenverbrauchsoptimierung und die Möglichkeiten zur optimierten Grünstromnutzung für Elektrobusse des VHH. Dafür wurden während der Projektlaufzeit Feldtests an festgelegten Zeiträumen, zum Teil in Kooperation mit anderen Projektteilnehmer, durchgeführt. Ziel war die technische Umsetzbarkeit am Speicherregelkraftwerk zu untersuchen und im Anlagenverbund mit den anderen NEW 4.0-Demonstratoren zu zeigen. Im Fokus stand die Nutzung des Batteriespeichers und das Abfahren von Fahrplänen für Systemdienstleistungen. Im ersten gemeinsamen Feldtest der NEW 4.0 Partner (04. März 2020) wurden auf dem Batteriespeicher zusammen mit Vattenfall bis dahin erarbeitete Ansteuer- und Regelverfahren angewendet und getestet. Ziel war es, die grundsätzliche Funktionsweise der

wechselnden Ansteuerung durch verschiedene Partner zu testen und mehr über das Verhalten der Batterie zu lernen. Für die Erbringung von Primärregelleistung (PRL) ist im Batteriespeicher ein zusätzlicher Controller vorhanden. Dieser von Vattenfall betriebene Controller muss – um die regulatorischen Präqualifikationsbedingungen für PRL zu erfüllen – getrennt von den anderen Controllern die Batterie exklusiv ansteuern können. Hierbei ist eine Herausforderung, dass der Batteriespeicher aufgrund der Graustromverriegelung nur geladen werden kann und darf, wenn die Windenergieanlagen ausreichend Energie erzeugen. Ein Bezug aus dem öffentlichen Netz ist nicht zulässig. PRL kann aber nach den derzeitigen Regularien am Markt nur symmetrisch in beide Richtungen erbracht werden. Das bedeutet der Speicher müsste im Realbetrieb während der Erbringung von PRL jederzeit Energie laden und entladen. Für den Feldtest wurde auch das Erbringen von asymmetrischer PRL getestet, um die grundsätzliche Funktionsweise der einzelnen Steuerungskomponenten des Batteriespeichers zu überprüfen. Der Test zeigte, dass die einzelnen Komponenten einwandfrei zusammengearbeitet haben (Graustromverriegelung/PRL-Controller/...) und asymmetrische PRL erbracht werden kann.

Die Teilnahme an der ENKO-Plattform fand ebenfalls im Rahmen der Feldtests statt, um Netzengpässe im Forschungsgebiet auszugleichen. Über die ENKO-Plattform werden verfügbare Flexibilitäten mit benötigter Flexibilität koordiniert. Während der Feldtests hat die Batterie des Speicherregelkraftwerks an den Ausschreibungen der ENKO-Plattform teilgenommen und Kapazitäten bereitgestellt, um bei hoher Stromerzeugung durch die Aufnahme von Energie Netzengpässe zu vermeiden oder zu vermindern. Dafür wurde in den bezuschlagten Zeiträumen die Batterie geladen (Energie aus dem Stromnetz aufgenommen) und die Batterie später zu Zeiten mit einem hohen Strompreis an den Strombörsen wieder entladen. Für die Umsetzbarkeit gab es verschiedene Möglichkeiten, um die maximale Batteriekapazität während des Zeitraums zu nutzen. Zum einen wurde die gewünschte Menge an Leistung so lange abgenommen, bis der Speicher seine maximale Kapazität erreicht hat. Zum anderen wurde weniger Leistung abgenommen, dafür aber während des gesamten ausgeschriebenen Zeitraums. Bei den Versuchen zeigte sich insgesamt, dass die begrenzte Kapazität des Speichers sowie bestimmte technische und regulatorische Restriktionen (Graustromsperre) die Flexibilität im Betrieb einschränken. Dies war bisher bei den Abfragen über die ENKO Plattform nicht abgebildet. Daher sollen diese Erkenntnisse in den nächsten Ausbaustufen der ENKO-Plattform Berücksichtigung finden, damit auch Leistungsabnehmer mit einer begrenzten Kapazität besser integriert werden können.

Als weiterer Test wurde der Speicher mit einem Algorithmus zur Momentanreserverbringung angesteuert. Dieser Algorithmus (Swing Equation) wurde zusammen mit dem Fraunhofer ISIT entwickelt. Der Algorithmus Swing Equation wurde im Feldtest untersucht. Die Swing Equation Control (SEC) verfolgt den Ansatz der möglichst genauen Nachbildung des transienten Verhaltens einer Synchronmaschine mit dem Ziel den frequenzstabilisierenden Einfluss ihrer rotierenden Masse auf das Stromnetz zu ersetzen. Während des ersten NEW 4.0-Feldtests ging es darum, die grundsätzliche Funktionsweise der Ansteuerung über einen weiteren Controller im Zusammenspiel mit den anderen Controllern und der Echtzeitfrequenzmessung zu testen und zwischen den einzelnen Systemdienstleistungen umzuschalten. Deswegen wurden nur geringe Leistungswerte gesetzt. Der für den Livetest auf der Batterie umgesetzte Algorithmus zur Swing Equation beinhaltet ursprünglich noch eine Netzfrequenzabschätzung, die aus der von dem Dewetron Power Analyser 3-Phasig gemessenen Spannung erfolgt. Es hat sich jedoch gezeigt, dass die Übertragungsraten der SCPI-Schnittstelle nicht reichen und auch die Laufzeit zu hoch ist, um ausreichend schnell genug Abtastwerte zu über-

tragen. Da der Dewetron Power Analyser über eine sehr gute eigene Frequenzberechnung verfügt, wurde diese genutzt. Das Ergebnis zeigt, dass der Algorithmus der Swing Equation in den Simulationen gut funktionierte. Eine komplette Simulation des Verhaltens in der Batterie war vorher nicht möglich. Um weitere Erkenntnisse zu bekommen und die Parameter anpassen zu können, wurden erste praktische Tests auf der Batterie vorgenommen. Es zeigt sich, dass die generischen Einstellungen der Parameter der Swing Equation zu einer Überkompensation auftretender Frequenzabweichungen führt. Auf Grundlage dieser Erkenntnisse konnte durch eine Anpassung der Parameter ein produktives Einwirken der Swing Equation realisiert werden. Um schneller auf Frequenzänderungen reagieren und das Stromnetz noch besser stützen zu können, ist allerdings eine andere Messmethode nötig. Die Messmethode sollte die gemessenen Daten schneller übermitteln können. Während der Projektlaufzeit wurden hierzu keine weiteren Tests durchgeführt.

Das Modell der virtuellen Synchronmaschine (VISMA) stellt eine mögliche Ansteuerung des sich im Windpark befindlichen Batteriespeichers dar. Eine frequenzstabilisierende Betriebsweise des SRWK wurde im Teilprojekt überprüft. Die virtuelle Synchronmaschine ermöglicht die Bereitstellung der Dynamik einer mechanisch-elektrischen Synchronmaschine und die daraus resultierende Stabilisierung des Stromnetzes aus einer Gleichspannungsquelle. Sie weist also ohne den Besitz einer physischen drehenden Schwungmasse aus Sicht des Netzes eine entsprechende (virtuelle) Massenträgheit auf. Die Massenträgheit einer Synchronmaschine stützt die Stabilität des angeschlossenen Netzes. Der Algorithmus der VISMA stellt dieses dynamische Verhalten in Form einer Simulation nach. Die Untersuchungen ergaben, dass technisch mit der Ausstattung im Speicherregelkraftwerk die VISMA nicht umsetzbar ist. Ein Grund ist die fehlende Ansteuerung des Umrichters. Außerdem waren die Kommunikations- und Ansprechzeit des Speichersystems bisher nicht schnell genug für eine Anwendung der VISMA auf dem Speicher. Die entsprechenden Zeiten für einzelne IT-Komponenten müssen genau bestimmt werden. Sollte eine starke Verkürzung der Zeiten realisierbar sein, wäre eine technische Anwendung möglich. Auf der rechtlichen Seite steht unter Einhaltung der bisher angewendeten Absprachen und Ansteuerungsfreigaben zwischen den Projektpartnern einer Anwendung nichts entgegen. Eine Aussage über die Wirtschaftlichkeit zu treffen ist nicht möglich, da die Bereitstellung von Momentanreserve nicht vergütet wird. Trotzdem wird aber die in diesem Zuge ins Netz gespeiste Energie vergütet und die eingespeicherte Energie ist weiterhin nutzbar. Für die Anwendung auf andere Projekte, sollte dies vorher geprüft werden. Zudem lassen sich die Ansteuerbefehle der VISMA mit anderen Batteriebetriebsarten kombinieren und können in Summe mit diesen die Batterie ansteuern.

Die Tests zeigten, dass die verschiedenen Systemdienstleistungen derzeit (zum Teil) nur über verschiedene Controller laufen. Zwischen den Controllern kann bisher nur händisch vom Betreiber der Anlage über die Scada-Station umgeschaltet werden. Dieses Umschalten funktioniert einwandfrei und jedes Controllersystem hat sofort damit begonnen, „seine“ Systemdienstleistung zu erbringen und die entsprechenden Sollwerte an die Batterie zu übergeben. Die verschiedenen Controller sind notwendig, da z. B. Primärregelleistung (PRL) nur über qualifizierte Systeme erbracht werden darf. Ein System für die PRL darf nicht gemeinsam mit anderen Steuerungen auf die Batterie zugreifen, somit war die gleichzeitige Erbringung von PRL und anderen Systemdienstleistungen nicht möglich. Wenn es möglich wäre, alle Systemdienstleistungen über einen zentralen Controller zu steuern, ist davon auszugehen, dass eine Reihe der getesteten Systemdienstleistungen auch parallel gestapelt erbracht werden können.

Die untersuchte Eigenverbrauchsoptimierung soll eine Möglichkeit zur Nutzung eines Batteriespeichers für Windanlagenbetreiber aufzeigen, die eine zusätzliche Kosteneinsparung im Windpark ermöglichen kann. Der benötigte Strom für WEA im stationären wie laufenden Betrieb kann bei Windflauten oder Wartungsarbeiten nicht durch erzeugten Windstrom abgedeckt werden. Die Anlagenbetreiber sind somit auf Strombezug aus dem Netz angewiesen, was Kosten mit sich bringt. Mit Hilfe eines Batteriespeichers kann die Eigenversorgung durch den produzierten Windstrom deutlich erhöht werden. Während des Projektes wurden aufgezeichnete Energieproduktions- und -verbrauchsdaten der letzten Monate herangezogen und mögliche Ersparnisse gegenüber den entstehenden Stromkosten berechnet. Die Berechnungen der Simulation wurden über einen Zeitraum von einem Jahr durchgeführt und zeigen, dass jährlich rund ein Drittel an Stromkosten durch die Eigenversorgung eingespart werden kann.

Zur praktischen Validierung des Modells wurde ein Regelalgorithmus entwickelt, der das Konzept im Realbetrieb umsetzt. Der Algorithmus basiert auf dem Python Modell und wurde technisch in der FoCon umgesetzt. Die Funktionsweise des Skriptes wurde zuerst ohne freigeschaltete Sollwertübertragung an den Batteriespeicher getestet. Dieser Test diente der Überprüfung der Kommunikation und dem Verhalten des Skriptes im Live-Betrieb. Die Batterie hat dabei über einen entsprechend langen Zeitraum den Eigenverbrauch kompensiert, bis diese leer war oder bis die Windenergieanlagen wieder Strom generieren konnten. Sobald es eine Ladefreigabe gab, wurde die Batterie wieder geladen. Der Test hat gezeigt, dass der Algorithmus funktioniert. Es waren lediglich Anpassungsarbeiten durch die Batteriesteuerung gemeldeten erhöhten Messwerte nötig. Aufgrund einer leichten Zeitverzögerung der Messwerte am Umspannwerk und der von den WEA, lag die Differenz während starker Leistungsgradienten in einem hohen Bereich.

Das CC4E der HAW Hamburg arbeitete gemeinsam mit den Projektpartner Verkehrsverbund Hamburg-Holstein (VHH) an der Erarbeitung eines Konzepts zur Anbindung vom Windpark Curslack an den Betriebshof der VHH Bergedorf. Parallel zu den Arbeiten in NEW 4.0 prüfte der VHH gemeinsam mit der HAW Hamburg im Zuge des EU Projektes mySMARTLife (mySMART Life: Hamburg, <https://www.mysmartlife.eu/cities/hamburg/>) drei mögliche Geschäftsmodelle auf die rechtliche und technische Umsetzbarkeit (Leitungstrasse) dieses Konzeptes. Die Machbarkeitsstudien zeigen, dass sowohl technische als auch regulatorische Herausforderungen eine Umsetzbarkeit in unmittelbarer Zukunft erschweren. Es sind in beiden Bereichen Anpassungen notwendig. Außerdem befasste sich zur gleichen Zeit die Helmut-Schmidt-Universität mit einer Lastprofilanalyse für den Busbetriebshof Bergedorf (Amra Jahic, Mina Eskander. Helmut-Schmidt-Universität (HSU): Lastprofilanalyse für den Busbetriebshof Bergedorf). Das Konzept wurde theoretisch mit einer Energie- und Leistungsbilanz untersucht. Zu den Inputdaten gehört die erzeugte Windleistung. Für die Ladelast der Busse wird ein vereinfachtes Ladeprofil mit verschiedenen Varianten erstellt, da einige Annahmen getroffen werden müssen. Zurzeit befindet sich der VHH im Ausbau von weiteren Ladestationen, Anschaffungen von Elektrobussen und in der Planungsphase eines geeigneten Lademanagements. Die Varianten berücksichtigen diese Aspekte bis zu dem Erreichen der Ziele im Jahr 2030 zudem eine Anzahl von 128 Elektrobussen. Die Lastprofile werden auf Grundlage gemessener Ladevorgänge am Busdepot der VHH erstellt. Die E-Busse werden dabei zum größten Teil nachts geladen. Zum Vergleich werden weitere Lastprofile der HSU herangezogen. Diese wurde mit Hilfe eines Busdepot-Simulators in Python erstellt. Die Basis stellen aktuelle Umläufe der Dieselsebussen dar. Es wurde angenommen, dass die zukünftigen E-Busse die Umläufe von den heutigen Dieselsebussen fahren sollen. Auch hier wurden weitere Annahmen getroffen. Die Anzahl der E-Busse und das Ladever-

halten haben Einfluss auf den Anteil der genutzten Windenergie. Jede untersuchte Variante erreicht einen Windenergieanteil zwischen 62 % bis 82 %. Für die restliche Last ist eine Versorgung aus dem Stromnetz erforderlich. Eine 100%ige Versorgung durch erneuerbare Energien benötigt größere Speicher oder eine PV-Anlage. Die Wirtschaftlichkeit des Systems wurde ebenfalls untersucht. Basis der Kostenermittlung sind Modelle aus der juristischen Machbarkeitsstudie von mySMARTLife. Dabei gab es die Varianten Netzmodell, Direktbelieferung und Eigenversorgung. Nur im Eigenversorgungsmodell wurden günstigere Ladekosten und Ersparnisse mit den aktuellen Preisen im Vergleich zum Netzbezug berechnet.

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

Das Projekt Speicherregelkraftwerk konnte zeigen, dass es mit einem Batteriespeicher in einem Windpark möglich ist verschiedene Systemdienstleistungen zu erbringen und zusätzliche Nutzungsoptionen zu erschließen. Generell zeigt das Projekt, dass es sinnvoll und machbar ist verschiedene Nutzungsarten (wie z. B. SDL) zu kombinieren, um Synergien zu erschließen und die Anschaffungskosten eines Speichers zu rechtfertigen. Grundsätzlich ist es am einfachsten die Nutzungsformen zeitlich nacheinander abfolgen zu lassen, so lange der Ladezustand am Ende der einen Nutzungsform die Folgenutzung erlaubt. Zudem ist es möglich den Speicher virtuell zu partitionieren und dann jeweils die Partitionen verschiedenen Nutzungen zur Verfügung zu stellen. Auch Kombination eines vorher festgelegten Fahrplans mit einer dynamisch auftretenden SDL (bspw. einen einfachen Fahrplan kombiniert mit einer zusätzlichen Momentanreservererbringung) ist grundsätzlich möglich, sofern die SDL auch technisch/regulatorisch leistbar ist. Gewisse Einschränkungen ergeben bei der Stapelung, dass zumindest im vorliegenden Fall kein Netzstrom zum Laden verwendet werden kann und dass ggf. die Doppelnutzung dazu führt, dass konkurrierende Situationen entstehen (bspw. wird gleichzeitig Strom für die EVO und eine SDL benötigt). Dies ließe sich perspektivisch durch die Hinterlegung von Prognosedaten und wirtschaftlichen Vorgaben zumindest optimieren.

Um den Betrieb von Speichern in dem untersuchten Umfeld wirtschaftlich zu ermöglichen, ist zudem eine Kostendegression der Speicher und im Hinblick auf die SDL ein weiterer Marktanreiz notwendig, da bspw. die Erbringung von Momentanreserve aktuell in Deutschland nicht vergütet wird.

Ein wichtiger zukünftiger Entwicklungsschritt ist die Steigerung der Ansteuergeschwindigkeit des Speichers sowie die Verringerung von Latenzen in der Messwertübermittlung. Hierzu sind weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten im Bereich der Leistungselektronik sowie der Regelungstechnik notwendig. Zusätzlich sind weitere Untersuchungen zur Anpassung des Windparkbetriebs in Kombination mit einem Batteriespeicher sinnvoll, um weitere Ansätze zur Erbringung von SDL zu untersuchen.



## Vattenfall Innovation

Begleitung: Speicherregelkraftwerk  
Curslack

### MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Der Innovationscharakter des Teilvorhabens liegt in der Erprobung und Kombination von extrem schnellen Flexibilitäten eines Batteriespeichers für Anwendungsfälle, die Lösungsbeiträge für das zukünftige Energiesystem bieten, für welche heutzutage jedoch noch keine oder nur rudimentäre Märkte vorhanden sind. Im NEW 4.0-Teilprojekt Curslack wurde für einen Praxistest ein Li-Ionen Batteriespeicher mit einer Kapazität von 798 kWh und 720 kW elektrischer Leistung installiert und betrieben. Aus der Verbindung von dem HAW-eigenen Windpark (fünf WEA mit insgesamt 13 MW installierter Leistung) mit dem Batteriespeicher, entsteht so ein Regelkraftwerk, welches die Fahrplanfähigkeit von Windparks, den Leistungsbeitrag zur Systemstabilität und den Regelenergieeinsatz im Fokus hat. Zusammen mit den Partnern HAW Hamburg und Nordex sind dafür Geschäftsmodelle zu entwickeln.

### ERGEBNISSE

---

Aus Geschäftsmodellhypothesen wurden ein Anlagen- und Schnittstellenmodell für innovative Systemdienstleistungen erstellt und ermittelt. Es wurden Regelalgorithmen und Regelparameter z. B. für Regelleistung oder die Erbringung von Momentanreserve (virtuelles Trägheitsmoment) entwickelt und getestet. In Kombination mit dem vorhandenen Windpark wurden zudem Betriebsführungskonzepte zur Fahrplanfähigkeit von WEA-Parks in Kombination mit großen Energiespeichern erarbeitet und erprobt.

Aus den Hypothesen konnten im Laufe des Projektes Aussagen über die Wirtschaftlichkeit einzelner Anwendungen getroffen werden. Dadurch konnten Geschäftsmodelle, wie das Metering-Konzept, die Eigenbedarfsfrage, der Bezug von Graustrom aus dem Netz, aber auch Komplikationen mit den Besitzansprüchen geklärt, detailliert und die Erfordernisse zur zukünftigen Umsetzung identifiziert werden.

Vattenfall fokussierte sich zum einen auf die Auslegung, die Beschaffung und den Betrieb eines Batteriegroßspeichers. Zum anderen lag ein weiterer Fokus auf der energiewirtschaftlichen Begleitung des Versuchsprogramms der Partner HAW und Nordex.

### ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

Vattenfall zielte auf zwei Verwertungsoptionen: Die erhöhte Wertschöpfung des Betriebs von Windenergieanlagen durch die Kombination mit Batteriespeichern und die separate Vermarktung der Flexibilitäten von Batteriespeichern, welche durch die unter-

schiedlichen Geschäftsmodelle und deren verschiedensten Möglichkeiten der Zugänglichkeit der Märkte entstanden sind.

Trotz der technisch gewonnenen Ergebnisse, bezogen auf ein neu entwickeltes Metering-Konzept und auf weitere regulatorische Erfahrungen, ließen sich nicht alle Geschäftsmodelle umsetzen, da der existierende Markt noch nicht für diese speziellen Anwendungsfälle erschlossen ist. So konnte das Metering-Konzept zum sicheren Grünstrombezug aus dem Netz nicht angewandt werden, da der Netzbetreiber nicht damit einverstanden war. Dies und die Tatsache das durch nicht berücksichtigte Faktoren manche Geschäftsmodelle unwirtschaftlich wurden, resultierte darin, dass nicht alle in Betracht gezogen wurden. Darüber hinaus stellten sich verschiedenste Komplikationen heraus, die vorher nicht mit einbezogen wurden. So konnten Verwertungspfade nicht genutzt werden, weil die Besitzansprüche und die Betreiberidentität von Windpark und Batterie bei unterschiedlichen Partnern liegen. Daraus resultiert z. B. eine prohibitiv hohe Stromsteuer, die anfällt, welche dem Business-Case schadet und in einer Unwirtschaftlichkeit resultieren kann. Diese Punkte konnten auch nicht mithilfe der SINTEG-Verordnung gelöst werden, da so spezielle Fälle in dieser nicht berücksichtigt werden oder nicht auf die speziellen Fälle angewendet werden kann.

## Nordex

Verschiedene Vorhaben im Bereich Speicherregelkraftwerk und Windpark Curslack

### MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Das zentrale Ziel des Teilvorhabens ist die Entwicklung und Demonstration von Systemdienstleistungen (SDL) zur Steigerung der Stabilität der Energieversorgungsnetze durch dezentrale, erneuerbare Energieerzeuger unter Einbeziehung innovativer Technologien und sicherer Einbindung in ein intelligentes Energienetz mit Beteiligung an Smart Markets.

### ERGEBNISSE

---

#### **Ertrags- und Prognoseoptimierung WEA Parks FatWake**

Nordex hat sich in dieser Aktivität mit der Ertrags- und Lebensdaueroptimierung von Windparks sowie der Möglichkeit einer kurzzeitigen Bereitstellung von Reserveleistung beschäftigt. Zur Erreichung dieses Ziels wurden Langzeitmessungen von Turbulenz und Last durchgeführt sowie die Entwicklung verbesserter Modelle zur Turbulenzberechnung und neue Strategien für Sektormanagement vorangetrieben.

Zudem war Nordex als Hersteller der im Windpark Curslack errichteten Windenergieanlagen (WEA) für die Ausstattung der Anlagen mit den neuesten messtechnischen Systemen (Sensorik, Bussysteme, Datenübertragungssystemen) verantwortlich. Im Zuge dessen war Nordex vor allem in der Planung und Durchführung der Lastmesskampagnen involviert.

Nordex spielte des Weiteren eine wichtige Rolle, wenn es um die Umsetzung neuer Verfahren zur Reduzierung der Wake-Effekte geht, da dazu mögliche Eingriffe in die Anlagen- bzw. Parkregelung bzw. Steuerung bewertet werden mussten. Schließlich hat Nordex mit seiner langjährigen Erfahrung in allen für dieses Projekt relevanten Aspekten der Windindustrie als „Industrial Advisor“ die HAW bei der Auswertung und Interpretation der gesammelten Messdaten unterstützt und in eben dieser Rolle gemeinsam mit der HAW an der Formulierung und Validierung von Nachlaufmodellen und einem neuen Sektormanagement gearbeitet.

#### **OLTC WEA Trafo, lokale Spannungsregelung, SDL**

Nordex hat sich in dieser Aktivität mit der Integration eines unter Last schaltbaren Stufenstellers (OLTC) in den Transformator einer WEA beschäftigt, mit dem Ziel Systemdienstleistungen, Betriebsbereiche und Designanforderungen der WEA zu optimieren und zu erweitern. Außerdem wurden Konzepte zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch den gesamten Windpark entwickelt.



Ein OLTC integriert in eine WEA ist weltweit einmalig zum jetzigen Zeitpunkt. Die Integration ermöglicht in Mittelspannungsprojekten, die ohne einen übergeordneten Windparktransformator bei dem ein OLTC als Stand der Technik angesehen werden kann, eine weitgehende Entkopplung vom möglichen Spannungsband des Netzanschlusspunktes. Dies erlaubt die Optimierung besonders des Blindleistungshaushaltes und die elektrische Ausnutzung des Systems gegenüber den Netzanforderungen.

#### **Virtuelles Trägheitsmoment**

Nordex hat sich in dieser Aktivität mit der Nutzung von kurzzeitigen Leistungssteigerungen (ca. 1–10 %) durch die Umsetzung von Rotationsenergie beschäftigt, um netzstützendes Verhalten von WEA und Windparks zu optimieren. Es hat sich gezeigt, dass längerfristige Leistungssteigerungen (>10–15 s) eine Erweiterung der Leistungsstrategien auf Windparkebene notwendig machen werden.

#### **SCADA/Interface Speicher Vermarktung/IT Sicherheit**

Nordex hat sich in dieser Aktivität mit der Entwicklung eines Demonstrators für einen definierten und sicheren Zugang in den Windpark zur Nutzung von SDL-Funktionen beschäftigt.

Der Bereich IKT wird als Bindeglied aller NEW 4.0-Aktivitäten gesehen. Nordex sieht seinen Hauptanteil darin, bei der Definition von Schnittstellen und Aufgaben eines virtuellen Marktes beizutragen und beigetragen zu haben. Hierbei ist einerseits das Einbringen des Stands der Technik wichtig. Andererseits ist es ebenfalls erforderlich einen Ausblick auf anstehende Produktentwicklungen und Trends, die weltweit in diesem Bereich gesehen werden, zu integrieren.

Nordex hat hier die Entwicklung einer neuen IoT SCADA-Plattform erbracht, die es ermöglicht schnell auf neue Marktmodelle zu reagieren und leicht Windpark-interne Prozessgrößen in Marktprodukte einzubringen.

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

XVIII

Alle Verwertungsaktivitäten von Nordex verfolgen das Ziel die gewonnenen Erkenntnisse in die Nordex Produkte (WEA und Windpark) einfließen zu lassen. Hierbei gilt der Leitsatz, die Energiegestehungskosten (LCOE) zu senken und langfristig einen sicheren Beitrag zur Erhaltung der Systemstabilität zu leisten.

- Der WEA OLTC ist als Option in die Produktfamilie Delta 4000 (4.0-5.9MW) eingeführt worden. In etlichen deutschen Projekten in der Planungsphase mit Mittelspannungsanschluss mit der Delta 4000 N149 5.7 MW wird die Option als eine sinnvolle Kostenoptimierung gesehen, weil hierdurch kein Bedarf an externer Kompensation entsteht. Der Zertifizierungsprozess zur Erlangung eines Komponentenzertifikates für VDE 4110 wurde gestartet und ist Grundlage für weitere Marktakzeptanz.
- Virtual Inertia wird als Regleroption angeboten. Im deutschen Markt wird diese noch nicht angefragt. Die im Zuge des Projektes gemachten Optimierungen auf Windparkebene werden als Grundlage für längere Boostzeiträume – wie es z. B. auf ENTSO RfG-Ebene für den nordischen Raum vorgestellt wurde – gesehen und können bei Bedarf auf Deutschland übertragen werden.
- Die IoT SCADA-Plattform wird als Produkt von Nordex angeboten.

## EnspireME

### Batteriespeicher zur Blindleistungsbereitstellung und Primärregelleistungserbringung

## MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Zur statischen Blindleistungskompensation wird heute in allen Spannungsebenen auf Spulen und Kondensatoren zurückgegriffen. Anlagen zur Bereitstellung flexibler Blindleistung existierten bisher bis auf wenige Ausnahmen nur im Höchstspannungsnetz (konventionelle Kraftwerke, HGÜ-Großkonverter und rotierende Phasenschieber).

Die Bereitstellung von flexibler Blindleistung (z. B. in der Hoch- und Mittelspannungsebene) wird zukünftig jedoch aufgrund der fluktuierenden EE-Einspeisung elementar zur Aufrechterhaltung der notwendigen Spannung in den jeweiligen Netzebenen. In dem Projekt wurden daher die Anforderungen auf Basis einer prototypischen Anwendung weiterentwickelt, um Batteriesysteme zur flexiblen Blindleistungsbereitstellung auch z. B. in Hochspannungsnetzen einzusetzen. Diese wurden auch mit der entsprechenden Kommunikationsinfrastruktur ausgestattet, um die zu jedem Zeitpunkt notwendige Blindleistung bereitzustellen.

Gegenwärtig existiert weder ein Geschäftsmodell für die Erbringung von Blindleistung, noch gibt es technische Spezifikationen für Leistungen, die durch Speicher erbracht werden können. Die Flexibilität und die technischen Möglichkeiten eines Batteriespeichers – in Verbindung mit der entsprechenden neuartigen Leistungselektronik/Umrichtertechnologie zur Erbringung von Blindleistung – sind vergleichbar mit denen neuartiger Stromrichter, sogenannten STATCOM (Static Synchronous Compensator). In diesem Zusammenhang könnte ein Speicher, der mit der entsprechenden Leistungselektronik eine multiple Anwendung in Kombination von Primärregel- und Blindleistungslieferung bietet, eine effiziente Option neben den eher kostspieligen STATCOM sein.

## ERGEBNISSE

---

Zunächst wurden mit Hilfe von Netzsimulationen die heutigen Determinanten für Blindleistung im Umspannwerk Jardelund und des entsprechenden Bedarfs an Blindleistung ermittelt. Anschließend wurden Prognosen erstellt, wie die Determinanten sich in Zukunft entwickeln werden, um daraus in weiteren Simulationen den zukünftigen Blindleistungsbedarf zu bestimmen. Abschließend wurde ermittelt, welchen Beitrag der Batteriespeicher zur Deckung des heutigen und zukünftigen Blindleistungsbedarfs leisten kann und welche alternativen technischen Lösungen existieren.

### 29 MVar reaktive Blindleistung entsprechen etwa einer Spannungsänderung von 1 kV

Es wurden weitere Simulationen durchgeführt, um zu ermitteln welchen Einfluss eine gegebene Blindleistung auf die Spannung im Umspannwerk Jardelund hat. Es zeigt sich, dass 1 MVar reaktive Blindleistung, die in die 380 kV-Ebene des Umspannwerks Jardelund eingespeist wird, zu einer Spannungssenkung von etwa 34,5 V führt (d. h. 29 MVar entsprechen etwa 1 kV). Diese Zahl ist nahezu unabhängig vom gesamten Lastfluss im Netz und kann daher verwendet werden, um zu ermitteln, welche Menge Blindleistung eine gewünschte Spannungsänderung herbeiführen kann. Dieser Wert wurde auch mit Messungen validiert. Auf Basis der Simulationsergebnisse konnte die Spannung für einen gegebenen Zeitraum detailliert simuliert werden, um die Spannungserhöhungen im Zeitraum zu ermitteln und daraus den exakten Blindleistungsbedarf für diesen Zeitraum herzuleiten. Darauf aufbauend wurde für drei Szenarien eine Potenzialabschätzung des Angebots für Blindleistung in 2025/2030 vorgenommen.

Abbildung 1 zeigt eine Zusammenfassung der Ergebnisse der Simulationen, einschließlich eines Vergleichs mit der Situation in den Jahren 2019 und 2020. Die obere Hälfte des Diagramms zeigt den Bedarf an induktiver Blindleistung, während die untere Hälfte den Bedarf an kapazitiver Blindleistung darstellt. Die berechnete Gesamtblindleistung kann weiter unterteilt werden in den Teil, der von den vorhandenen Geräten im Netz abgedeckt wird (schraffierter Teil), und den verbleibenden Teil, der noch durch den Einsatz zusätzlicher Blindleistungskompensationsgeräte abgedeckt werden muss (vollfarbiger Teil).

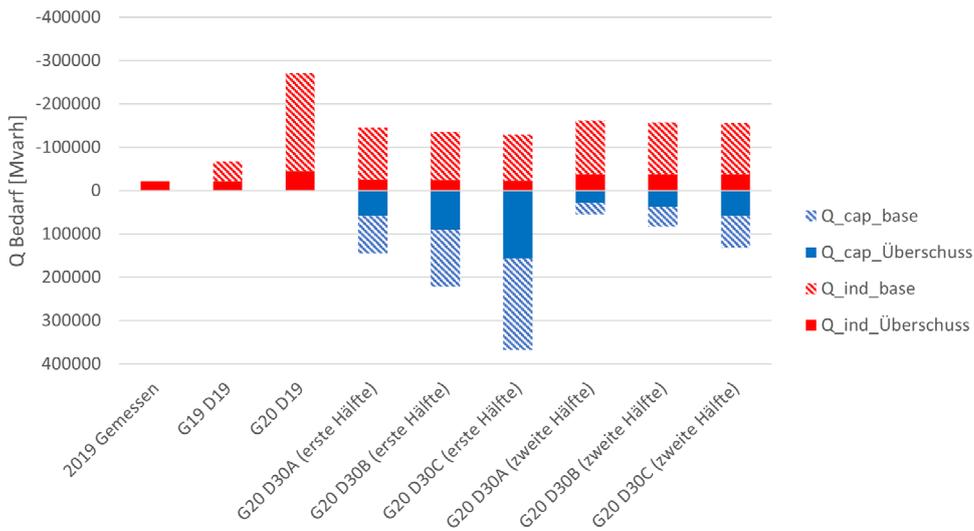


Abbildung 1: Blindleistungsbedarf – Zusammenfassung der Ergebnisse

Zusammenfassend zeigt das Projekt, dass der Bedarf an Blindleistung in der betrachteten Modellregion mit steigendem Anteil erneuerbarer Energie wachsen wird. Es konnte weiterhin in der Praxis gezeigt und durch Messungen belegt werden, dass Batteriespeicher nicht nur zuverlässig Primärregelleistung, sondern ebenso Blindleistung zur Spannungshaltung im Übertragungsnetz erbringen können. Dabei zeigte sich, dass die Bereitstellung von Blindleistung einen geringen Einfluss auf die Degeneration der Batterien hat.

Auf dem Markt gibt es eine Vielzahl von Geräten, die Blindleistungskompensationsdienste anbieten können. Diese Forschung hat sich auf die am Häufigsten verwendeten Technologien konzentriert:

- Kondensator
- Spule
- SVC (Static Var Compensator)
- STATCOM
- BESS
- Wind- / Solaranlagen

Kondensatoren und Spulen sind statische Geräte, die nur Blindleistung liefern bzw. verbrauchen können. Sie können ihre Leistung nicht dynamisch anpassen. Sie reagieren mit fester Leistung und führen häufig zu einer Über- oder Unterkompensation. Die übrigen oben genannten Technologien können aufgrund der Verwendung fortschrittlicher Leistungselektronik schnell reagieren und in allen drei Blindleistungsmodi arbeiten: Leistungsfaktorregelung, Blindleistungsregelung und Spannungsregelung. Diese Eigenschaften sind jedoch mit höheren Kosten verbunden.

Die wichtigsten Key Performance Indicators (KPIs), auf deren Grundlage die oben genannten Technologien bewertet wurden, sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst:

Technologie	Kapazitätsbewertung [MVar]	Blindleistungsmodus	Dynamik		Eigenschaften		CAPEX* [€/kVar]
			Betrieb	Reaktionszeit	Verluste [%]	Lebensdauer [Jahre]	
Kondensator	20-400	Q-Modus	Unidirektional, nicht kontinuierlich	Einige Sekunden	0,5-1	35	20
Spule	20-400	Q-Modus	Unidirektional, nicht kontinuierlich	Einige Sekunden	0,5-1	35	21
SVC	50-1000	Q-Modus, Cos Phi, Spannungsregelung	Bidirektional, kontinuierlich	10-40 ms	1-1,5	40	50
STATCOM	25-500	Q-Modus, Cos Phi, Spannungsregelung	Bidirektional, kontinuierlich	8-30 ms	1-1,5	30	130
BESS	<=150	Q-Modus, Cos Phi, Spannungsregelung	Bidirektional, kontinuierlich	ca. 20 ms	0,5-2,5	10-15	-
WEA/PV-Anlage	-	Q-Modus, Cos Phi, Spannungsregelung	Bidirektional, kontinuierlich	ca. 30 ms	1-1,5	20	50

Tabelle 1: KPI-Übersicht für die Blindleistungstechnologien

\*Hierbei ist zu beachten, dass die Investitionskosten (CAPEX) auf den im Netzentwicklungsplan getroffenen Annahmen beruhen und den prognostizierten zukünftigen Werten für das Jahr 2030 entsprechen.

Darüber hinaus werden für das BESS keine Installationskosten berücksichtigt, da es aus Sicht des ÜNB bereits installiert ist. Dies bedeutet, dass das System als bereits installiert gilt und der ÜNB seine Blindleistungskompensationsfunktionen nutzt. Diese Annahme wurde getroffen, um den Betriebsstatus des jeweiligen BESS in Jardelund, Deutschland, widerzuspiegeln.

Um die mit der Bereitstellung von Blindleistung verbundenen Kosten aus verschiedenen Technologien zu berechnen, mussten eine Reihe von Annahmen getroffen werden. Diese sind nachfolgend zusammengefasst:

- Betriebskosten je nach Technologie
- Verluste je nach Technologie
- Zinssatz (5 %)
- EPEX-Preis [60 €/MWh]

Bei der Berechnung der Kosten für die Bereitstellung von Blindleistung wurden drei verschiedene Ansätze untersucht. Der erste geht von einer festen Betriebszeit für jedes der untersuchten Anlagen aus – nämlich 2.000, 4.000 und 6.000 h/Jahr. Beim zweiten Ansatz wird davon ausgegangen, dass das Netz nur dann mit Blindleistung versorgt wird, wenn die Spannung bestimmte Schwellenwerte überschreitet. Schließlich basiert der dritte Ansatz auf der Betriebsbasis bestimmter Verteilkurven, die die Menge der bereitgestellten Blindleistung bestimmen. Die Kosten pro Szenario, Ansatz und Technologie sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

	Zufahrt	Konden- sator	Spule	SVC	STATCOM	BESS	WTG/PV	Konven- tionell
Kosten [€/Mvarh]	Full Load Hours (FLH)	0.34-0.88	0.58- 1.15	1.55-2.86	2.44-6.13	2.05-2.15	2.08-3.83	2.24-2.51
	obere / untere Spannungswerte	4.03-9.05	4.04- 22.55	6.13-13.1	15.39-35.05	1.98-2.00	8.24-17.60	3.20-4.00
	Verteilkurve	-	-	1.43-1.76	2.10-3.03	2.18-2.22	1.92-2.36	2.21-2.28

Tabelle 2: Blindleistungskosten für 40 MVar Lieferung

In der obigen Tabelle wurden die Kondensatoren und Induktivitäten beim dritten Ansatz der Verteilkurve nicht berücksichtigt, da solche Geräte keine Blindleistung in beide Richtungen und auf dynamische Weise liefern können, um auf die schnellen Netzspannungsschwankungen zu reagieren.

Aus der obigen Tabelle kann geschlossen werden, dass Kondensatoren und Induktivitäten in Bezug auf den ersten Ansatz aufgrund der deutlich geringeren Kosten, die mit der Installation solcher Geräte verbunden sind, sowie der erheblich geringeren Verluste, die mit der Bereitstellung von Blindleistung verbunden sind, die beste Leistung erbringen. Wie bereits erwähnt, weisen sie jedoch Nachteile in Bezug auf Flexibilität und Reaktionsfähigkeit auf. In Bezug auf die festen oberen / unteren Spannungsgrenzen übertrifft der BESS den Rest der Konkurrenz, da keine Installationskosten berücksichtigt werden. In Bezug auf den dritten Ansatz erweisen sich die BESS-Kosten für die Bereitstellung von Blindleistung als wettbewerbsfähig. Andererseits wird der Rest des Wettbewerbs erst nach Erreichen einer bestimmten Anzahl von Volllaststunden wirtschaftlich attraktiv, wodurch sie die damit verbundene hohe Anfangsinvestition zurückzahlen können.

### Arten der Blindleistungsbereitstellung

Als Ergebnis der Untersuchungen können drei Arten der Blindleistungsbereitstellung identifiziert werden, die zunächst als Grundlage zur Definition eines möglichen Produkts und anschließend zur Formulierung möglicher Beschaffungsoptionen dienen.

- **Blindleistungskapazität / Fähigkeit:** Anlagen besitzen die technische Fähigkeit Blindleistung erbringen zu können. Diese Fähigkeit muss vorhanden, jedoch nicht zu jedem Zeitpunkt verfügbar sein. Als mögliches Beispiel dient ein Batteriespeicher, welcher die technische Fähigkeit zur Blindleistungsbereitstellung besitzt, jedoch seine Kapazität auch auf anderen Märkten in Form von Wirkleistung vermarkten kann.

- **Blindleistungsvorhaltung / Verfügbarkeit:** Die zweite Art umfasst die tatsächliche Verfügbarkeit zur Blindleistungsbereitstellung, wonach Anlagen auf Abruf bereitstehen, Blindleistung zur Spannungshaltung zu erbringen.
- **Blindenergie / Abruf:** Der Bezug oder die Lieferung von Blindleistung ist die dritte Art der Blindleistungsbereitstellung. Der Abruf beinhaltet die tatsächlich erbrachte Bereitstellung von Blindleistung.

**Definition eines Produktes**

Aufbauend auf diesen Arten kann eine Architektur zur Definition eines Produktes erstellt werden. Die Blindleistungskapazität (A), Blindleistungsvorhaltung (B) und Blindenergie (C) sind die zentralen Elemente der Architektur. Aus den Elementen können drei Produkte abgeleitet werden. Das erste Produkt umfasst alle drei Elemente der Architektur. Als mögliches Beispiel kann eine Anlage aufgeführt werden, die als Produkt die Errichtung oder Erweiterung zur Bereitstellung zusätzlicher Blindleistungskapazität anbietet. Zusätzlich umfasst das Produkt die Vorhaltung der Anlage zur Blindleistungserbringung und den tatsächlichen Abruf der Blindenergie.

Weiterhin ist die Kombination aus Blindleistungsvorhaltung und Blindenergie ein mögliches Produkt. Hier bietet eine bestehende Anlage die Vorhaltung zur Blindleistungserbringung und die tatsächliche Bereitstellung an. Als mögliches Beispiel bieten sich Batteriespeicher an, die bestehende Blindleistungskapazität vorhalten, statt auf Wirkleistungsmärkten anzubieten. Das dritte Produkt ist die reine Erbringung der Blindenergie, die kurzfristig von den Netzbetreibern zur Spannungshaltung abgerufen wird.

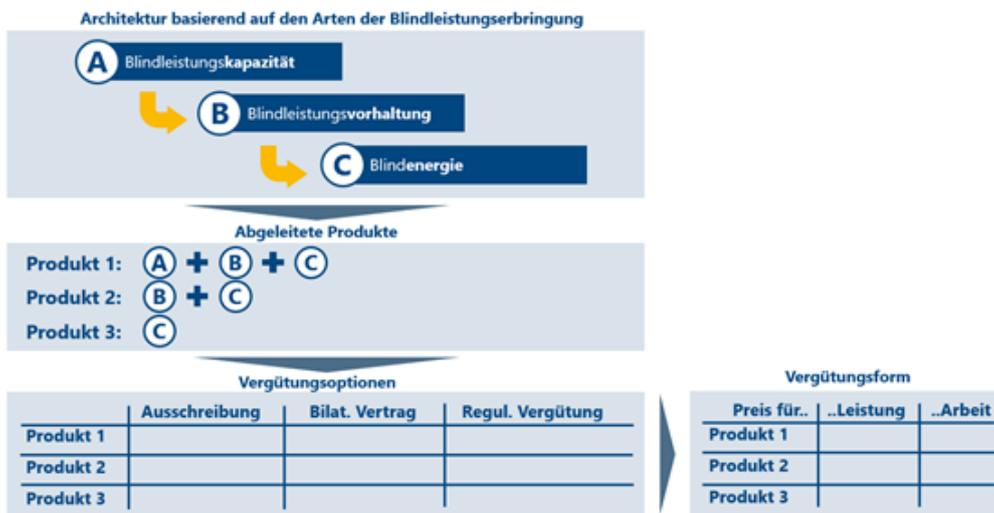


Abbildung 2: Arten der Blindleistungsbereitstellung und Definition eines Produktes

Die drei Produkte dienen als Grundlage zur späteren Bestimmung möglicher Vergütungsoptionen. Als potenzielle Instrumente bieten sich einerseits die Ausschreibung der Produkte an, bei der Marktteilnehmer die Vergütung frei bestimmen können. Zudem kann die Vergütung über einen bilateralen Vertrag zwischen dem Anbieter und Nachfrager in Verhandlungen ermittelt werden. Denkbar ist auch eine regulierte Vergütung der Produkte, die von offizieller Stelle festgelegt wird. Als Form der Vergütung bietet sich entweder die Ermittlung über die Leistung in MVar oder über die tatsächlich bereitgestellte Arbeit in MVar\*h an.

### Formulierung potenzieller Beschaffungsoptionen

Um potenzielle Vergütungsmodelle zu entwickeln, müssen zunächst verschiedene Produkte und deren Interaktion untersucht werden. Dazu erfolgte eine Analyse der technischen Vorgaben der Blindleistung. Anhand dieser konnten Produkte für die lang-, mittel- und kurzfristige Bereitstellung von Blindleistung bzw. Blindleistungskapazität definiert werden. Vorgaben aus der Regulatorik bzw. Technischen Anschlussbedingungen (TAB) der Netzbetreiber wurden ebenfalls berücksichtigt.

In der Vergütung ist eine verpflichtende sowie eine freiwillige Bereitstellung aller drei Arten denkbar. Während die verpflichtete Bereitstellung entweder unentgeltlich oder vergütet erfolgen kann, bedarf die freiwillige Bereitstellung einer Vergütung. Zu beachten ist, dass die verpflichtende Bereitstellung eng mit den TAB verbunden ist. Die TAB verpflichten Netznutzer über den Verschiebungsfaktor  $\cos \phi$  eine definierte Fähigkeit zur Blindleistungsbereitstellung vorzuweisen. Der Netzbetreiber stellt so sicher, dass eine Mindestverfügbarkeit innerhalb des Netzgebiets garantiert ist. Ein volkswirtschaftlich optimaler Verschiebungsfaktor wurde bereits in der BMWi-Studie der OTH Regensburg untersucht. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass Änderung des Verschiebungsfaktors von  $\cos \phi = 0,95$  auf  $\cos \phi = 0,90$  eine Kostensteigerung für die Blindleistungsbereitstellung von vormals unter 170 Mio. EUR/a auf schätzungsweise 620 Mio. EUR/a im Jahr 2050 bedeuten würde.



Abbildung 3: Verpflichtende vs. freiwillige Blindleistungsbereitstellung

Unstrittig ist, dass Netznutzer das Netz in dem Maße unterstützen, wie sie es selbst belasten. Die sogenannte ‚Kehrpflicht‘ zur lokalen Spannungshaltung ist unentgeltlich zu erbringen. Die Vergütung der Blindleistungsbereitstellung innerhalb der TAB über die Kehrpflicht hinaus ist in der Branche jedoch sehr umstritten. Grundlegende Voraussetzung für eine Vergütung ist die klare Differenzierung der Leistungen der Kehrpflicht und darüber hinaus. Als ein Ergebnis des Forschungsprojekts konnte festgestellt werden, dass eine solche Differenzierung schwer durchführbar und mit hohem Aufwand verbunden ist. Die nachfolgenden Vergütungsoptionen betrachten daher nur Vergütungsoptionen einer freiwilligen Bereitstellung von Blindleistung.

Für die Vergütung der Blindleistungsbereitstellung sind verschiedene Optionen denkbar, welche sich an den Arten der Blindleistungsbereitstellung sowie den definierten Produkten orientieren.

<b>Produkt 1</b> <i>Vergütung von Blindleistungskapazität, -vorhaltung und der Lieferung von Blindenergie</i>	<b>Option 0</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Netzbetreiber investiert und betreibt die Anlagen selbst.</li> </ul>	<b>Option 1</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ausschreibung der Fähigkeit</li> <li>▪ Langfristige Bindung zwischen Netzbetreiber und Anbieter</li> </ul>	
<b>Produkt 2</b> <i>Vergütung von Blindleistungsvorhaltung und der Lieferung von Blindenergie</i>	<b>Option 2</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ausschreibung der Vorhaltung</li> <li>▪ Anlagen im Versorgungsgebiet konkurrieren um Zuschlag</li> </ul>	<b>Option 3</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Bilateraler Vertrag mit Anbieter</li> <li>▪ Individuelle Ausgestaltung der Vergütung</li> </ul>	
<b>Produkt 3</b> <i>Vergütung der Lieferung von Blindenergie</i>	<b>Option 4</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ausschreibung der Lieferung</li> <li>▪ Analog zu kurzfristigen Strommärkten</li> </ul>	<b>Option 5</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kostenbasierte Vergütung, analog Redispatch</li> <li>▪ Differenziert nach vers. Technologien</li> </ul>	<b>Option 6</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Spannungsbedingter Redispatch</li> <li>▪ Teure Notfallmaßnahme</li> </ul>

Abbildung 4: Übersicht der Beschaffungsoptionen

### Fähigkeit zur Erbringung von Blindleistung (MVar) [Produkt 1]

#### 0. Netzbetreiber investiert in Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung und betreibt diese selbst (Status quo)

Identifiziert ein Netzbetreiber im Rahmen der Netzplanung langfristig einen kontinuierlichen Bedarf an zusätzlicher Kapazität zur Blindleistungsbereitstellung, entwickelt er ein Konzept zur Errichtung und Einbindung neuer Anlagen und investiert in diese. Die Anlagen befinden sich im Eigentum vom Netzbetreiber und werden von ihm betrieben. Der Netzbetreiber kann so seiner Verpflichtung der Sicherung eines leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs des Versorgungsnetzes nachkommen.

#### 1. Ausschreibung von Kapazität zur Blindleistungsbereitstellung

Bei der Identifikation des Blindleistungsbedarfs setzt der Netzbetreiber eine Ausschreibung auf, welche ausreichend zusätzliche Kapazität umfasst. Die Teilnehmer der Ausschreibung müssen die geforderte Fähigkeit über einen längeren Zeitraum (bspw. 10 Jahre) gewährleisten. Neben der Errichtung neuer Anlagen, können auch bestehende Anlagen an der Ausschreibung teilnehmen, sofern die geforderten Kriterien erfüllt werden können. Bestandteil der Ausschreibung ist ein langfristiger Vertrag beider Parteien, der die Blindleistungsbereitstellung über den vereinbarten Zeitraum regelt. Die Anlagen befinden sich in diesem Model nicht im Eigentum des Netzbetreibers. Der Aufforderung zur Erbringung von Blindleistungsbereitstellung erfolgt durch den Netzbetreiber. Als Vergütungsform ist ein Preis für Leistung zu bevorzugen, der ggf. mit einem Preis für Arbeit kombiniert werden kann.

	VERGÜTUNGSMODEL			VERGÜTUNGSFORM		FRISTIGKEIT		
	Ausschreibung	Bilateraler Vertrag	Regulierte Vergütung	Preis für Leistung	Preis für Arbeit	Langfristig (> 1 Jahr)	Mittelfristig (Monat-Woche)	Kurzfristig (< 1 Tag)
Produkt 1	X			X	(X)	X		

Abbildung 5: Fähigkeit zur Erbringung von Blindleistung (MVar) [Produkt 1]

### Verfügbarkeit der Blindleistung für einen bestimmten Zeitraum (MVar t) [Produkt 2]

#### 2. Ausschreibung und Verfügung der Vorhaltung von Blindleistungskapazität

Da die Netzsituation sich im Laufe der Zeit verändern kann, verändert sich damit auch der Bedarf an Blindleistungserbringung. Der Netzbetreiber schreibt in dieser Option nur den tatsächlich benötigten Bedarf an Blindleistungsfähigkeit für einen definierten Zeitraum aus. Sofern potenzielle Anlagen auch am Wirkleistungsmarkt anbieten könnten,

entstehen ihnen im Falle eines Zuschlags Opportunitätskosten, die im Gebot zu berücksichtigen sind. Denkbar ist die Ausschreibung zur Verfügbarkeit innerhalb eines Jahres oder kürzer. Damit setzt der Netzbetreiber vollständig auf ein marktbasierendes Beschaffungsverfahren, wie dies in der EU gefordert wird. Die technischen Anforderungen werden, mit dem Ziel ein diskriminierungsfreies Ausschreibungsverfahren zu ermöglichen, durch Netzbetreiber definiert.

	VERGÜTUNGSMODEL			VERGÜTUNGSFORM		FRISTIGKEIT		
	Ausschreibung	Bilateraler Vertrag	Regulierte Vergütung	Preis für Leistung	Preis für Arbeit	Langfristig (> 1 Jahr)	Mittelfristig (Monat-Woche)	Kurzfristig (< 1 Tag)
Produkt 2	X				X		X	

Abbildung 6: Mögliche Verfügbarkeit der Blindleistung für einen bestimmten Zeitraum (MVar t) [Option 2]

### 3. Bilateralen Vertrag zwischen Netzbetreiber und Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung

Um seinen Bedarf an Blindleistungskapazität zu decken, schließt der Netzbetreiber einen Vertrag mit Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung. Der frei verhandelte Vertrag kann an die jeweiligen Anforderungen und Umstände angepasst werden, sodass beispielsweise Netzsituationen individuell berücksichtigt werden können. Auch die Vergütungsregelung kann zwischen den Parteien individuell geregelt werden, ist jedoch entsprechend den regulatorischen Anforderungen transparent darzustellen. Im Vergleich zu einem Ausschreibungsverfahren sind bilaterale Verträge, wie diese heute auch üblich sind, weniger transparent. Die Option ist jedoch bei mangelndem Wettbewerb eine gängige Beschaffungsoption.

	VERGÜTUNGSMODEL			VERGÜTUNGSFORM		FRISTIGKEIT		
	Ausschreibung	Bilateraler Vertrag	Regulierte Vergütung	Preis für Leistung	Preis für Arbeit	Langfristig (> 1 Jahr)	Mittelfristig (Monat-Woche)	Kurzfristig (< 1 Tag)
Produkt 2		X	(X)		X		X	

Abbildung 7: Mögliche Verfügbarkeit der Blindleistung für einen bestimmten Zeitraum (MVar t) [Option 3]

### Tatsächlicher Abruf des Blindleistungsbezugs- bzw. Lieferung (MVarh) [Produkt 3]

#### 4. Ausschreibung und Vergütung der Blindenergie

Die Beschaffungsoption sieht eine Ausschreibung des kurzfristigen Bedarfs an Blindleistungserbringung vor. Die kurzfristige Ausschreibung orientiert sich an dem Intraday Handel des Strommarkts. Anlagenbetreiber können in der Option mögliche Opportunitäten genauer bestimmen und entsprechend einpreisen. Opportunitäten und entstehende Kosten sind in dem Gebot der Blindenergie zu integrieren. Dem Netz- und Anlagenbetreiber bietet diese Option die Flexibilität auf kurzfristige Ereignisse zu reagieren, geht jedoch mit einer gewissen Unsicherheit für beide Parteien einher.

	VERGÜTUNGSMODEL			VERGÜTUNGSFORM		FRISTIGKEIT		
	Ausschreibung	Bilateraler Vertrag	Regulierte Vergütung	Preis für Leistung	Preis für Arbeit	Langfristig (> 1 Jahr)	Mittelfristig (Monat-Woche)	Kurzfristig (< 1 Tag)
Produkt 3	X				X			X

Abbildung 8: Tatsächlicher Abruf des Blindleistungsbezugs- bzw. Lieferung (MVarh) [Option 4]

#### 5. Kostenbasierte Vergütung der erbrachten Blindenergie

Zur Deckung des kurzfristigen Blindleistungsbedarfs beansprucht der Netzbetreiber geeignete Anlagen mit verfügbarer Kapazität. Betreiber dieser Anlagen erhalten eine kostenbasierte Vergütung auf Basis von technologiespezifischen Anwendungsformeln,

sobald sie Blindenergie liefern. Das impliziert, dass die jeweiligen Kosten unterschiedlicher Technologien differenziert berücksichtigt werden. Die Option ist mit der aktuellen Vergütungsregelung des Redispatch der Wirkleistung vergleichbar.

Produkt 3	VERGÜTUNGSMODEL			VERGÜTUNGSFORM		FRISTIGKEIT		
	Ausschreibung	Bilateraler Vertrag	Regulierte Vergütung	Preis für Leistung	Preis für Arbeit	Langfristig (> 1 Jahr)	Mittelfristig (Monat-Woche)	Kurzfristig (< 1 Tag)
			X		X		X	

Abbildung 9: Tatsächlicher Abruf des Blindleistungsbezugs- bzw. Lieferung (MVarh) [Option 5]

### Notfallmaßnahme: Spannungsbedingter Redispatch der Wirkleistung

Identifiziert der Netzbetreiber einen kurzfristigen Bedarf an Blindleistungserbringung, kann der Bedarf über die Option des spannungsbedingten Redispatch der Wirkleistung gedeckt werden. Zur Spannungshaltung veranlasst der Netzbetreiber die Anpassung der Wirkleistung relevanter Anlagen, zu der gegenwärtig alle Anlagen mit einer Leistung >10 MW verpflichtet sind. Für die entstandenen Aufwendungen erhalten die Anlagen eine „angemessene“, kostenbasierte Entschädigung.

### Bewertung der Beschaffungsoptionen in Hinblick auf die Modellregion Jardelund

Der Transport von Blindleistung über große Distanzen, bspw. mehrere hundert Kilometer, ist technisch nicht umsetzbar. Deshalb sind für diese Systemdienstleistung nicht ein deutschlandweiter Markt, sondern viele kleinere regionale Märkte zu erwarten. Diese sind von regionalen Charakteristika des Angebots und der Nachfrage geprägt. Ein entscheidendes Kriterium für eine marktbasierete Beschaffung ist der erwartete Wettbewerb bzw. die Liquidität der Märkte. Im Rahmen des Forschungsprojektes NEW 4.0 wurde die Modellregion Jardelund ausgewählt und die dort herrschenden Rahmenbedingungen für marktbasierete Beschaffung analysiert. Dabei zeigt sich, dass die Region vorrangig von Windenergieanlagen geprägt ist, welche nicht notwendigerweise über Blindleistungskapazität oberhalb der TAB verfügen. Um weitergehende Blindleistungskapazität zu ermöglichen, bedarf es entweder zusätzlicher Investitionen oder einer Substitution von Wirk- durch Blindleistung bei bestehenden Anlagen. Beide Optionen sind jedoch mit hohen Kosten verbunden. Ein liquider und wettbewerbsintensiver Markt in der Region Jardelund ist nicht zu erwarten. Die Anwendung von mittel- und kurzfristigen Ausschreibungsmodellen, wie in den Optionen 2 und 4 beschrieben, ist deshalb kein



Abbildung 10: Bewertung der Optionen anhand des Wettbewerbs und Bedarfs

Garant für ein effizientes Marktergebnis in der Region Jardelund. Eine ausschreibungs-basierte Beschaffung erscheint in der Region nicht sinnvoll zu sein.

Stattdessen kann die Deckung des mittel- und kurzfristigen Blindleistungsbedarfs effizienter mit den Optionen 3 oder 5 realisiert werden. Während die Option 3 mit bilateralen Verträgen den Status quo reflektiert, greift die Option 5 deutlich regulierender in die Beschaffung ein. Eine kostenbasierte und technologiespezifische Vergütung ist jedoch deutlich transparenter und diskriminierungsfreier als bilaterale Verträge ohne einheitliche Richtlinien. Die Voraussetzung ist, dass für die Anlagenbetreiber eine freiwillige Erbringung der Dienstleistung über die TAB hinaus weiterhin attraktiv bleibt. Eine zu enge Kostenorientierung der Vergütung kann abschreckend und innovationshemmend wirken.

Unter der Prämisse, dass sich die Bedarfe für Blindleistung in der Region Jardelund langfristig verändern, werden mittel- und kurzfristige Beschaffungsoptionen nur einen geringen Anreiz für hohe Asset-Investitionen mit langfristiger Kapitalbindung setzen können. Einzig die langfristigen Bindungs- und Ausschreibungszyklen der Option 1 könnten Investitionen stimulieren. Die Option ist vor allem dann zu bevorzugen, wenn klassische Netzbetriebsmittel wie Spulen oder Kondensatoren aufgrund der technischen Limitationen den Bedarf nicht decken können. Die Ausschreibungen in Option 1 könnten so gezielt die Errichtung zusätzlicher Kapazität bewirken und bei der Errichtung erneuerbarer Erzeugungskapazität eine Kombination mit einem STATCOM oder einen geänderten Phasenwinkel anreizen. Die Errichtung von STATCOMs durch den Netzbetreiber stellt die natürliche Preisobergrenze dar. Inwieweit die Wahl des Standorts oder kommerzielle Risiken bei Kapazitätsausschreibungen eine Hürde sind, muss gesondert berücksichtigt werden.

Grundsätzlich zeigt die Analyse, dass die Wahl einer einzigen Beschaffungsoption in Deutschland nicht zielführend ist. Vielmehr sollte eine Auswahl aus verschiedenen Optionen ermöglicht werden, sodass die jeweiligen regionalen Charakteristika reflektiert werden.

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

### Blindleistungsbereitstellung aus Batteriespeichern

Die durchgeführten Simulationen weisen darauf hin, dass der Bedarf an Blindleistung in der betrachteten Modellregion mit steigendem Anteil erneuerbarer Energie wachsen wird. Es ist davon auszugehen, dass die Ergebnisse auf andere Regionen übertragbar sind.

### Ökonomischer Ausblick

Die Umsetzung der europäischen Vorgaben in das nationale Recht stellt einen wichtigen Meilenstein für zukünftige Beschaffungsoptionen von Blindleistung dar. Als Folge gilt es, eine zweckmäßige und sinnvolle Methodik für die Blindleistungsbeschaffung festzulegen. Die Ergebnisse dieser Untersuchung zeigen, dass eine singuläre Option als alleinige Lösung ungeeignet scheint. Vielmehr sollten verschiedene Optionen definiert werden, die für unterschiedliche Blindleistungsmärkte angewandt werden können. Zur Gewährleistung einer effizienten Umsetzung marktlicher Beschaffungsformen ist die Evaluierung der jeweiligen Liquidität entscheidend. Der Gesetzgeber gewährt begründete Ausnahmefälle, die regelmäßig zu prüfen sind. In diesem Fall könnten Beschaf-

fungsoptionen zum Einsatz kommen, welche auch für Märkte mit geringer Liquidität geeignet sind. Beispielsweise erscheint die kostenbasierte Vergütung (Option 5) sinnvoll, wobei in der Kalkulation der Vergütung investitionsfördernde Elemente zu berücksichtigen sind. Mit der Integration von Investitionsanreizen soll zukünftiger Wettbewerb gefördert und eine weiträumige Anwendung von marktbasierenden Optionen ermöglicht werden. Die Optionen könnten so bei der regelmäßigen Prüfung der Ausnahmen angepasst werden. Dadurch soll eine zielgerichtete und effiziente Umstellung hin zu marktbasierenden Beschaffungsoptionen möglich werden. Die in der Untersuchung definierten Optionen sollen als Input für die weitere Ausgestaltung der Methodik dienen.

## MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

### Nachlaufmodelle

Ein Schwerpunktthema von FATWAKE ist die Untersuchung und Verbesserung von Turbulenz- bzw. Nachlaufmodellen. Gerade bei kleinen Anlagenabständen, wie sie im Windpark Curslack auftreten, berechnen kommerzielle Turbulenzmodelle zu hohe Turbulenzintensitäten und sagen damit zu hohe Lasten der einzelnen Anlagen im Windpark vorher. Dieses Problem wird im Projekt FATWAKE adressiert und Nachlaufmodelle werden insbesondere für kleine Anlagenabstände verbessert, sodass Leistung und Lasten der einzelnen Windenergieanlagen im Windpark besser vorhergesagt werden können. So können angemessenere Sektormanagementstrategien im Windpark implementiert und ein geeignetes Parklayout entwickelt werden.

### Momentanreserve auf Windparkebene

Ein weiteres Ziel in FATWAKE ist es, die Fähigkeit eines Windparks zur Bereitstellung von Momentanreserve und verkürzter Primärregelleistung zu untersuchen und zu optimieren. Betrachtet wurde die Bereitstellung möglicher Systemdienstleistung im oberen Teillastbereich. Der Fokus richtet sich dabei auf die Verteilung der Windgeschwindigkeit im Windpark und die damit verknüpfte Windparkleistung unter Anwendung eines dem Vorhaben angemessenen Nachlaufmodells und knüpft damit direkt an die oben genannte Untersuchung der Nachlaufmodelle an. Als Modellannahme wird die Anlage durch eine rotierende Masse und ein aerodynamisches Kennfeld dargestellt. Unter Berücksichtigung von Windrichtung und -geschwindigkeit wird der Einfluss der Lieferung von Momentanreserve bzw. verkürzter Primärregelleistung (projektintern angesetzt auf 60 Sekunden), auf die Gesamtleistung des Windparks untersucht. Man nähert sich damit dem Problem aus mechanischer Sicht. Die Wechselwirkung zwischen der Leistungsabgabe der WEA und der Netzfrequenz wird zunächst nicht berücksichtigt. Es wird nur eine kurzzeitige erhöhte Leistungsbereitstellung betrachtet, welche nachfolgend als Powerboost bezeichnet wird.

Im zweiten Schritt wird ein Optimierungsansatz unter Berücksichtigung einer dynamischen Abschattungssituation entwickelt, mit dem Ziel, die Leistungsabsenkung und die damit einhergehenden Energieverluste zu minimieren. Bewertet werden die Ergebnisse über den Zeitraum zwischen Einsetzen des Powerboosts und der abgeschlossenen Rückführung in den stationären Zustand.



Bei einer einzelnen Windenergieanlage ist die zur Verfügung stehende kinetische Energie durch die geringere Masse der rotierenden Teile im Vergleich zu einem Großkraftwerk zwar verschwindend gering, kann aber durch einen Verbund von mehreren Anlagen oder mehreren Parks bei der zur Verfügung stehenden kinetischen Energie entscheidend ins Gewicht fallen. Allerdings sind Windenergieanlagen im Regelfall über einen Umrichter an das elektrische Netz angeschlossen, wodurch die direkte Wechselwirkung zwischen Netz- und Generatorfrequenz ausfällt.

In bestehende Forschungsvorhaben bezüglich der Bereitstellung von Momentanreserve durch Windenergieanlagen liegt daher der Fokus auf der Umrichter-Regelungstechnik. So kann, sobald eine Netzschwankung vom System registriert wird, durch eine intelligente Regelung des Umrichters das am Generator wirkende Moment dahingehend beeinflusst werden, dass die Windenergieanlage für einen kurzen Zeitraum mehr Leistung an das Netz übergibt. Simuliert werden soll hierbei das träge Verhalten eines direkt ans Netz angeschlossenen Synchrongenerators, weshalb auch von virtueller Trägheit (engl.: Virtual Inertia) die Rede ist. Um das Potenzial der Systemdienstleistung auf den gesamten Park zu übertragen, wurde das Nachlaufmodell nach Jensen verwendet. Von Relevanz ist hierbei zunächst

- a) die stationäre Windgeschwindigkeitsverteilung im gesamten Windpark, um die Abschattungseffekte berücksichtigen zu können,
- b) die sich im Zuge der „boostenden“ Anlage verändernde Nachlaufwindgeschwindigkeit, um das dynamische Verhalten des Nachlaufs im Zuge des „Powerboosts“ ermitteln zu können.

### **Sektormanagementoptimierung**

Ein weiteres Ziel von FATWAKE ist es, verschiedene Windpark-Steuerungsstrategien zu betrachten und ihre Auswirkungen auf die Windparkleistung und die Belastung der Windturbinen zu untersuchen. Bei engen Abständen zwischen den Turbinen könnten die Nachlaufeffekte von vorgeschalteten Turbinen die Stromproduktion des Windparks reduzieren und die Lasten erhöhen. Mit verschiedenen einfachen Nachlaufmodellen (Frandsen, Larsen und Jensen) sollen die Auswirkungen untersucht werden. Es wird gezeigt, dass die gierige Regelungsstrategie von Windturbinen einen negativen Einfluss auf den Windpark hat, während eine intelligente soziale Windpark-Regelungsstrategie die Leistung des Windparks erhöhen und auch die Lasten auf die Turbinen verringern kann.

## **ERGEBNISSE**

---

### **Nachlaufmodelle**

Der wissenschaftliche und technische Stand von Nachlaufmodellen wurde zu Beginn des Projektes bewertet. Die erste Untersuchung verwendet zur Bewertung der Modelle SCADA (Supervisory control and data acquisition)-Daten von verschiedenen Windparks und untersucht nur Modelle, die bereits in der Industrie verbreitet und in kommerzieller Software zu finden sind. Die zweite Untersuchung validiert diese Modelle mithilfe von Messmastdaten. Der Messmast erfüllt in Ausstattung, Standortwahl und Abstand zu WEA 1 die Anforderungen der IEC 61400-12-1, 2017. In der Untersuchung wurde das 2019 in die IEC-Richtlinie (IEC 61400-1 Ed. 4, 2019) aufgenommene „Dynamic Wake Meandering (DWM) Model“ hinzugenommen und besonders beleuchtet.



Beide hier vorgestellten Analysen unter Verwendung der SCADA und Messmast-Daten sowie der Leistung und die Belastung der Turbinen haben gezeigt, dass das Frandsen-Modell konservative Ergebnisse liefert und dass das Larsen-Modell besser mit den Ergebnissen übereinstimmt. Des Weiteren bietet das DWM-Modell eine gute Alternative um das Leistungsdefizit sowie die Lasten an der sich im Nachlauf befindenden Anlage vorherzusagen. Es besteht aber auch hier Optimierungspotenzial. Einen besonders großen Einfluss hat hier die Berechnung der Wirbelviskosität und bietet damit einen guten Anhaltspunkt zur Optimierung des Nachlaufmodells.

Das DWM-Modell wurde basierend auf LIDAR-Messergebnissen neu kalibriert. Die Lidar-daten wurden genutzt, um das Mäandern des Nachlaufs sowie die Form des Windgeschwindigkeitsdefizits im mäandrierenden Bezugssystem (Meandering Frame of Reference (MFR)) und den Abbau des Windgeschwindigkeitsdefizits stromabwärts zu validieren. Zusätzlich wurde das Modell hin zu einem statischen Modell erweitert.

Es kann zusammengefasst werden, dass mit der neuen Weiterentwicklung des DWM-Modells eine Alternative zum Frandsen-Modell entwickelt worden ist, die gerade bei kleinen Anlagenabständen, wie sie im Windpark Curslack auftauchen, zu einer deutlichen Verbesserung der simulierten Lasten führt. Die neue Methode besitzt, ebenso wie das Frandsen Modell, einen geringen Rechenaufwand und kann in Sektormanagement- sowie Layoutoptimierungs-Prozessen verwendet werden. Außerdem kann durch die Berechnung einer schädigungsäquivalenten rotorgemittelten Turbulenz eine Verwendung in Lastapproximationsmethodenrealisiert werden.

### Windparksteuerung

In einer gierigen Steuerung (engl. greedy wind farm control) versucht die Turbine immer so viel Energie zu ernten, wie es ihre elektrischen und mechanischen Komponenten erlauben. Das gilt insbesondere im Steuerungsbereich, in dem die Turbine versucht, die optimale Schnelllaufzahl beizubehalten. Nach dem Frandsen-Nachlaufmodell nimmt mit zunehmendem Schubkoeffizienten auch die Turbulenzintensität im Nachlauf zu. Nach dem Jensen-Nachlaufmodell führt ein höherer Schubkoeffizient der vorgeschalteten Turbine zu einer niedrigeren mittleren Nachlaufwindgeschwindigkeit für die nachgeschaltete Turbine. Eine Turbine, die individuell für maximale Leistung optimiert wird, ohne ihre Auswirkungen auf die anderen zu berücksichtigen, führt für sich selbst mehr Ermüdungslasten herbei, fügt dem Nachlauf mehr Turbulenz hinzu und verringert die mittlere Geschwindigkeit stromabwärts. Die abgeschattete Turbine wird durch den turbulenten Wind der stromaufwärtsstehenden Turbine beeinträchtigt und erleidet somit ebenfalls höhere Ermüdungslasten (im Vergleich zur nicht abgeschatteten Situation). Des Weiteren wird aufgrund einer Abnahme der mittleren Windgeschwindigkeit deren Stromerzeugung ebenfalls verringert. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass in einem Windpark, in dem alle Turbinen zusammenarbeiten müssen, eine Turbine mit einer gierigen Steuerung viele negative Auswirkungen auf sich selbst und ihre benachbarten Turbinen hat.

Um eine sozialere Umgebung zwischen Windenergieanlagen zu gewährleisten, können die vorgelagerten Turbinen auf intelligente Weise herunterreguliert werden. Dies kann erreicht werden, indem die Turbinen miteinander verbunden werden, um Informationen über eine zentrale Park-Supersteuerung auszutauschen, die von jeder Turbine im Windpark eine neue Einstellung erfordert, abhängig von den Informationen, die sie von jeder einzelnen Turbine erhält. Es ist wichtig zu beachten, dass nicht alle möglichen Herunterregulierungsstrategien bei allen Windverhältnissen rentabel sind und sich auch von Standort zu Standort ändern können. Die Umsetzung verschiedener Strategien ist

zunächst anhand standortspezifischer Bedingungen zu untersuchen und anschließend entsprechend anzuwenden.

Basierend auf Simulationen wurden neue Betriebsführungskonzepte für den Windpark Curslack untersucht. Es konnte gezeigt werden, dass in einem Zustand, in dem das Ziel die Leistungsmaximierung ist, eine enorme Kapazität zur Verbesserung der Leistungsausbeute des Windparks und zur Verringerung der Ermüdungslasten vorhanden ist. Wie im Fall des Windparks Curslack erhöht die Anwendung des Parkmanagements, das nur eine Turbine umfasste, die jährliche Energieerzeugungsgleichung um 1,4 % und verringert zusätzlich die Ermüdungslasten.

### Momentanreserve

Um das Potenzial des Windparks zu ermitteln wurde ein Modell entwickelt, in dem berechnet wird, wie viel zusätzliche Leistung für einen vorgegebenen Zeitraum von einer Windenergieanlage bereitgestellt werden kann. Die Höhe der Leistung ist demnach von der zur Verfügung stehenden kinetischen Energie abhängig, welche in den rotierenden Massen gespeichert ist, sowie vom Drehzahlbereich, über den die Anlage im Zuge des Powerboosts „ausgebremst“ werden kann. Da sich durch eine geringer werdende Drehzahl auch die Aerodynamik des Rotors verändert, wird ebenfalls die sich während des Powerboosts verändernde Kraft berücksichtigt, welche vom Wind auf den Rotor wirkt. Für jede Anlage ergibt sich je nach Abschattungssituation ein unterschiedliches Potenzial für den Powerboost. So berechnet sich für eine abgeschattete Anlage je nach Entfernung zur stromaufwärts stehenden Anlage ein unterschiedlicher Powerboost. Des Weiteren weisen die unterschiedlichen Typen N117 Gamma und N117 Delta ebenfalls unterschiedliche aerodynamische Eigenschaften und damit ein unterschiedliches Nachlaufverhalten auf.

Damit eine Anlage nach Beendigung des Powerboosts wieder in ihren Ausgangszustand mit ursprünglicher Leistung und Drehzahl zurückkehren kann, muss das Gegendrehmoment generatorseitig dahingehend verringert werden, dass eine Beschleunigung des Rotors möglich ist. Ideal vereinfacht kann der Vorgang des Wiederhochfahrens genau entgegengesetzt zum Powerboost betrieben werden.

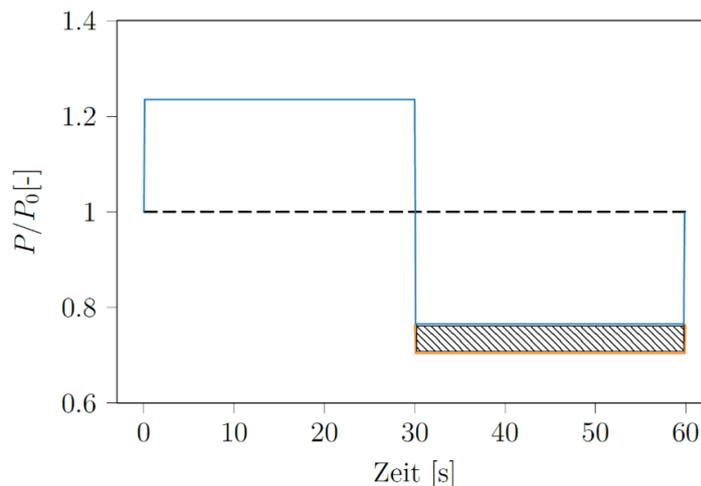


Abbildung 1: Leistungseinbußen durch Effizienzverlust (Heutelbeck, 2019)

Abbildung 1 zeigt die Leistungserhöhung während des Powerboosts und die erforderliche Reduzierung der Leistung, um die Anlage wieder in den Normalbetrieb zurückführen zu können. Hierbei zeigt die blaue Kennlinie ab 30 s eine Spiegelung des Powerboosts, welcher einer Art Idealisierung darstellt. Idealisiert heißt an dieser Stelle,

dass die gemittelte Leistung über den abgebildeten Zeitraum der Leistung des Normalbetriebs entspricht und somit keine Leistung, welche aus dem Wind umgesetzt werden könnte, ungenutzt bleibt. Diese Fahrweise kann allerdings unter Berücksichtigung des Verlaufs des Schubbeiwerts nicht realisiert werden, denn es zeigte sich, dass ein großer Teil des Powerboosts, unter deutlichem Einbruch des Leistungsbeiwerts passiert. Dies führt zu einem Wirkungsgradverlust während des Powerboosts und folglich auch zu einem Wirkungsgradverlust während des Hochfahrens, weshalb ein zusätzliches Herunterregeln der Leistung erforderlich ist. Dadurch kann trotz des geringeren Leistungsbeiwerts bei der verringerten Drehzahl der Rotor so beschleunigt werden, dass die Ausgangsdrehzahl erreicht werden kann. Aufgrund des Wirkungsgradverlusts bleibt ein gewisses Maß an Leistung im Wind ungenutzt, welches im Normalbetrieb unter höherem Schubbeiwert genutzt werden könnte. Die über den Zeitraum resultierende, ungenutzte Energie wird durch die schraffierte Fläche abgebildet.

**Efficiency – Transfer**

Aus den obigen Ausführungen wurde deutlich, dass ein Powerboost aus dem Teillastbereich mit einem Effizienzverlust einhergeht. Des Weiteren wird ersichtlich, dass im Zuge des Powerboosts, sich neben dem Leistungsbeiwert ebenfalls der Schubbeiwert verringert, welcher die Höhe des Nachlaufdefizits bestimmt. Durch den abfallenden Schubbeiwert nimmt die Windgeschwindigkeit zu, die die stromabwärts stehende Anlage erfährt. Durch eine gezielte Regelung der stromabwärts stehenden Anlage besteht so die Möglichkeit, die Leistung für den Zeitraum zu steigern in dem sie die erhöhte Windgeschwindigkeit erfährt. So könnte der Effizienzverlust der stromaufwärts stehenden Anlage, durch die stromabwärts stehende Anlage ausgeglichen werden.

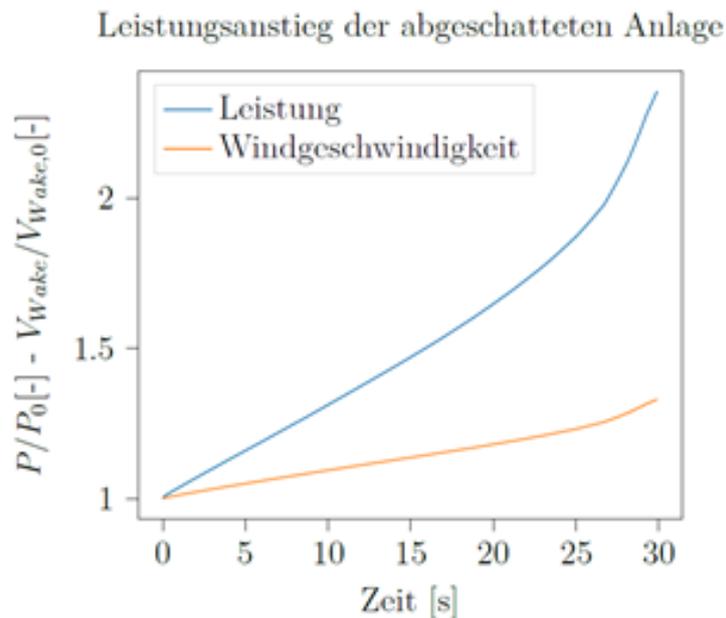


Abbildung 2: Leistungszunahme in Abhängigkeit der Zeit durch eine ansteigende mittlere Windgeschwindigkeit verursacht durch die Effizienzverluste der stromaufwärtsstehenden WEA (Heutelbeck, 2019)

Abbildung 2 zeigt die Möglichkeit der stromabwärts stehenden Anlage, mehr Leistung aufgrund der ansteigenden Windgeschwindigkeit bereitzustellen. Der im Verhältnis zum Anstieg der Windgeschwindigkeit deutlich höher ausfallende Anstieg der Leistung, erklärt sich durch den kubischen Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Leistung. Für die effizientere Einbindung der stromabwärts stehenden Anlage im Zuge des Powerboosts der stromaufwärts stehenden Anlage, wird ein vergleichbarer Effekt genutzt, welcher ebenfalls im Fokus des Forschungsvorhabens „Wind Plant



Level Control“ steht (Aho et al., 2012). In diesem Zusammenhang wird auch von dem Begriff „Social Wind Farm - Control “ gesprochen. Grundlegend wird diesbezüglich der Effekt genutzt, dass durch eine Drosselung der stromaufwärts stehenden Anlage der im Nachlauf stehenden Anlage eine höhere Windgeschwindigkeit zur Verfügung gestellt wird, sodass trotz Reduzierung der Leistung der stromaufwärts stehenden Anlagen, die Gesamtleistung des Parks verbessert wird.

Zusammenfassend zeigt das Vorhaben, dass Systemdienstleistungen wie verkürzte Primärregelleistung und Momentanreserve durch Windparkbetreiber potenziell angeboten werden kann. Windenergieanlagen können nach heutigem Stand einen sogenannten Powerboost bieten, bei dem kurzzeitig höhere Leistung produziert wird, in dem man das Generatormoment erhöht und die Trägheit des Rotors und Antriebsstrangs ausnutzt. Da die Anlage im Zuge dieses Szenarios ihre optimale Fahrweise verlässt und den abgebremsten Rotor wieder beschleunigen muss, findet sich in der Gesamtbilanz der Leistungserzeugung ein negatives Delta. Durch intelligente Regelung mehrerer Anlagen in bestimmten Nachlaufsituationen ist es möglich, dieses Leistungsdelta zu reduzieren oder gar zu eliminieren. Dies wurde durch Simulationen festgestellt und wird durch Messungen im Windpark überprüft.

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

### Nutzen für Maschinen- und Anlagenbau

Turbulenzmodelle finden ihren Einsatz bei der Planung und Auslegung von Windparks. Dort ist es wichtig, möglichst genau abschätzen zu können, welche Turbulenzintensität durch eine Anlage im Betrieb induziert wird, um die Lasten der nachfolgenden Anlagen zu berechnen. Gängige Modelle, wie beispielsweise das in der IEC vorgeschlagene Frandsen-Modell, basieren auf empirischen Untersuchungen und überschätzen die Turbulenzintensität in geringen Anlagenabständen oft deutlich. Dies führt dazu, dass zu geringe Anlagenabstände auf Grund der damit einhergehenden, ermittelten Ermüdungsbelastung der Anlagen häufig nicht genehmigt werden können oder der Windpark mit einem Sektormanagement belegt wird, welches die Gesamtleistung des Parks reduziert und ihn wirtschaftlich weniger attraktiv macht. Genauere Analysen der Nachlaufeffekte lassen sich durch CFD-Simulationen erreichen, diese sind jedoch sehr rechen- und zeitintensiv und bislang meist nur für Forschungszwecke geeignet. Das DWM-Modell hingegen lässt sich zwischen den beiden beschriebenen Varianten einordnen. Es basiert nicht nur auf empirischen Untersuchungen, sondern verwendet linearisierte Navier-Stokes-Gleichungen und ergänzt diese mit Kalibrierungsfaktoren. Es ist deutlich schneller als CFD-Simulationen und damit relevanter für die Industrie. In der neuesten Edition der IEC-Richtlinie (IEC 61400-1 Ed. 4, 2019), wird es daher als Alternative zum Frandsen-Modell im Anhang aufgeführt. Im Rahmen des Projekts wurden zwei wichtige Fortschritte für dieses Modell erarbeitet. Zum einen wurde es anhand der Messdaten des Windparks rekaliert und zum anderen wurde eine statische Variante des Modells entwickelt, das es für die Industrie noch interessanter macht, da sich mit dieser Variante ein Einzelwert für die Turbulenzintensität bestimmen lässt, der als Eingangsparameter notwendig ist, um Lasten mit gängigen Lastapproximationsmethoden (Response Surfaces) im Site Assessment zu bestimmen. Es ist schließlich möglich, die Nachlaufeffekte genauer zu berechnen und präzisere Aussagen für die Lasten der Anlagen zu gewährleisten, auch bei geringen Anlagenabständen. Ein Anlagenhersteller, der diese Methode nutzt, kann im Vergleich zur Konkurrenz also größere Sicherheiten bei der Berechnung vorweisen, Anlagen enger platzieren und sich somit einen Marktvorteil verschaffen.



Die gängige Methode ein Windpark-Layout zu ermitteln, ist ein iterativer Prozess, bei dem Anlagentypen und -abstände variiert werden. Für jede Konfiguration wird eine Lastapproximation aller Anlagen durchgeführt. Sind die ermittelten Lasten unter Berücksichtigung von Sicherheitsfaktoren unterhalb der Referenzlasten für den Anlagentyp, kann die Anlage in dieser Konfiguration verwendet werden, ist dies nicht der Fall, muss ein anderer Anlagentyp gewählt oder das Layout geändert werden. Da bei diesem iterativen Prozess sehr viele Berechnungen durchgeführt werden müssen, finden Lastapproximationsmethoden Anwendung. Mit ihnen ist es möglich, schnell Lasten zu ermitteln und das Vorgehen unmittelbar in die Iterationsschleife zu integrieren. Ein in Wissenschaft und Industrie aktuelles Thema ist die Fortpflanzung von Unsicherheiten bei der Ermittlung dieser Lasten, die beispielsweise aus der Messung, der Dauer der Messung, der Komplexität des Terrains oder auch der Genauigkeit des Turbulenzmodells herrühren. Führt man Unsicherheiten ein, kann man genauere Aussagen über die Verlässlichkeit einer Berechnung treffen. Im Zweifelsfall kann dadurch eine Anlage, die nach der klassischen Berechnungsmethode nicht für den Standort geeignet gewesen wäre unter Verwendung der Unsicherheitsanalyse doch am Standort platziert werden. Gleichermaßen kann sich herausstellen, dass eine Anlage, die nach der klassischen Variante in einem Windpark gebaut werden könnte, mit einer Unsicherheitsanalyse doch nicht dort erbaut werden kann, da die Verlässlichkeit dieser Berechnung zu gering ist (De Las Heras et al., 2013). Für den Hersteller ergibt sich aus dieser Form der Standortbewertung also eine größere Sicherheit für die Auswahl geeigneter Turbinen. Grundvoraussetzung für die Methode ist eine gute Datenlage der windklimatischen und geographischen Standortbedingungen.

Ein lastreduzierendes Sektormanagement kommt zum Einsatz, wenn sich bei der Standortbewertung herausstellt, dass unter bestimmten Abschattungssituationen Lasten für eine Anlage entstehen, die auf die Lebensdauer der Anlage hochgerechnet zu einer zu hohen Schädigung führen. In solch einem Fall kann durch ein Sektormanagement eine Drosselung bestimmter Anlagen für bestimmte Windrichtungen und -geschwindigkeiten eingestellt werden. Dies schützt die Anlage vor zu hohen Lasten, reduziert jedoch den Gesamtwirkungsgrad des Windparks. Durch ein kluges Sektormanagement kann dieser Effekt reduziert werden. Es ist daher für einen Hersteller erstrebenswert ein solches anbieten zu können, um weiterhin attraktiv für Projektierer und Betreiber zu sein. Unter Berücksichtigung von Forschungserkenntnissen aus dem Bereich der Windparkregelung lässt sich das Sektormanagement sogar soweit optimieren, dass in bestimmten Situationen der negative Effekt sogar in einen positiven Effekt umgewandelt werden kann. Dies lässt sich beispielsweise durch eine sogenannte „soziale“ Windparkregelung erreichen, bei der die stromaufwärtsstehende Anlage reduziert betrieben wird und somit geringere Turbulenzen für die stromabwärtsstehende Anlage erzeugt. Gleichzeitig lässt sie mehr Energie des Windes ungenutzt, die daraufhin von der stromabwärtsstehenden Anlage umgesetzt werden kann (solange die ankommende Windgeschwindigkeit der stromabwärtsstehenden Anlage unterhalb der Nennwindgeschwindigkeit ist).

Da mit Wegfall der konventionellen Kraftwerke auch deren netzstabilisierende Wirkung ausbleibt, müssen erneuerbare Energien Wege finden, aktive Netzstabilisierung zu betreiben. Eine Möglichkeit mit Windenergieanlagen solche Systemdienstleistungen in Form von Momentanreserve zu erbringen, ist der sogenannte Powerboost, eine Fahrweise der Anlage, bei der kurzzeitig durch Erhöhung des Generatormoments eine Leistungserhöhung erreicht werden kann. Dazu nutzt man, ähnlich zu konventionellen Kraftwerken, die Trägheit des Antriebsstrangs und des Rotors. Der Rotor wird dabei verlangsamt und die Anlage verlässt rasch ihren optimalen Betriebspunkt. Im Anschluss

an den kurzen Boost fällt die Anlagenleistung stark ab. Hier ist es für einen Hersteller wichtig, ein gutes Konzept zur Reduzierung des Leistungsverlustes bereitzustellen. Eine Strategie dafür wurde im Rahmen des Projekts entwickelt und nutzt, ähnlich dem zuvor beschriebenen Sektormanagement, die im Nachlauf stehende Anlage, um den Leistungsverlust durch die erhöhte durchgelassene Windenergie im Augenblick des Leistungsabfalls zu reduzieren. Diese Variante steht nur in Abschattungssituationen zur Verfügung, weshalb es wichtig ist, den Nachlauf möglichst genau und schnell berechnen zu können, beispielsweise durch das statische DWM-Modell. Ein Hersteller, der diese Methode anbieten kann, ermöglicht dem Betreiber die Teilnahme am Regenergiemarkt als Systemdienstleister und verschafft sich somit einen Marktvorteil gegenüber Konkurrenten.

### **Volkswirtschaftlicher Nutzen**

Durch präzisere Vorhersagen des Nachlaufs und durch genauere Lastapproximation lassen sich Anlagen in Windparks gegebenenfalls enger platzieren und höhere Anlagenklassen wählen. Besonders in dicht besiedelten Ländern wie Deutschland, in denen die Eignungsflächen rar sind, der Energiebedarf jedoch umso größer, ist es wichtig, die maximale Leistung aus der zur Verfügung stehenden Fläche herauszuholen. Die Erkenntnisse dieses Projektes tragen genau dazu bei. Mit Strategien für Sektormanagement und Momentanreserve stehen zudem Möglichkeiten bereit, den Windparkwirkungsgrad zu erhöhen und Systemdienstleistungen anzubieten. Letztere sind unumgänglich, wenn die Energiewende erfolgreich umgesetzt werden soll, da mit dem Wegfall der konventionellen Kraftwerke auch deren netzstabilisierende Wirkung entfällt.



## TenneT TSO

Prognoseoptimierung für Märkte  
und Systemführung

### MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Die hier dargestellte Aktivität betrifft eine weiter verbesserte Prognose und Hochrechnung mit Fokus auf die Windenergieerzeugung. Ziel war es, eine erleichterte technische Systemführung sowie eine optimierte und damit kostengünstigere EEG-Vermarktung zu gewährleisten. Somit kann in einem sich weiter verändernden Energiesystem ausreichende Systemtransparenz geschaffen werden.

### ERGEBNISSE

---

Ziel war es, eine bottom-up erstellte, räumlich hochaufgelöste Windenergieerzeugungsprognose für eine optimierte Engpassbestimmung im Übertragungsnetz zu entwickeln. Um der Schwierigkeit der Zuordnung der im Verteilnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen zur Netztopologie zu begegnen, wurde im ersten Schritt eine Prognose der 'tatsächlichen' vertikalen Lastflüsse an den HÖS/HS-Transformatoren in Schleswig-Holstein entwickelt, die sämtliche Abregelungseffekte (netzbedingt, marktbedingt, aufgrund von Nichtverfügbarkeiten oder regulatorischen Abregelungen) berücksichtigt. Im zweiten Schritt wurde die Prognose der tatsächlichen vertikalen Lastflüsse um eine dedizierte Windstromerzeugungsprognose (technisch möglich/tatsächlich) pro Netzknoten ergänzt und zusätzlich eine Prognose der möglichen Einspeisung der vertikalen Lastflüsse dazu integriert.

Die Prognosen wurden in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer IEE entwickelt, welche hierfür das Maschinelle Lernverfahren „Extreme-Learning Machine“ mit ca. 20 Eingangsvariablen verwendeten. Überdies stellte ARGE Netz Messwerte von Winderzeugungsanlagen zur genaueren Prognose und Hochrechnung der möglichen und tatsächlichen Winderzeugung in Schleswig-Holstein zur Verfügung.

## MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Das Ziel der Aktivitäten des Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) ist die bessere Integration von erneuerbaren Energien durch die Nutzbarmachung von Flexibilität sowohl auf Erzeuger- als auch Verbraucherseite. Das Teilvorhaben trug hierzu durch die Erarbeitung dafür notwendiger Strukturen und Mechanismen bei Netzbetreibern, Energieerzeugern sowie Konzepten zur Kommunikation zwischen Erzeugung, Netzbetrieb, Märkten und Verbrauch bei. Die in diesem Zuge durchgeführten Aktivitäten reichen von Fragestellungen zu vernetzten Systemen, über den Netzbetrieb bis hin zur Gesamtsystemdarstellung. Die einzelnen Arbeitsziele sollen dabei mit übertragbaren Konzepten und Funktionsmustern das Energiesystem exemplarisch in Richtung Flexibilisierung optimieren und somit die Energiewende vorausdenken und konkretisieren. Die dazugehörigen Use Cases zur Flexibilisierung des Energiesystems orientieren sich dabei an den klassischen Systemdienstleistungen (z. B. Regelleistung, Spannungshaltung) als auch an neuen innovativen Ansätzen wie Marktplattform für die „gelbe Netzampel“ und Demand Side Management zur Behebung von Netzengpässen.

## ERGEBNISSE

---

### **Aktivität: Analyse, Entwicklung und Umsetzung der Netzampel, Phase: Gelb – Integration der EE in flexible Netze**

Ziel dieses Arbeitspaketes war es, sowohl durch weitere Flexibilisierungsmöglichkeiten von Verbrauchern wie auch von Erzeugungsanlagen die Maßnahmen zur Beseitigung von Netzengpässen auf ein Minimum von Einsätzen, Netzausbau und Kosten unter den derzeit möglichen gesetzlichen Rahmenbedingungen zu optimieren. Im Kontext der Netzbetriebsführung wurde dazu der Anwendungsfall „Netzampel“ analysiert. Dieser Fall beschreibt eine Day-Ahead-Betriebsführung, welche mithilfe einer intelligenten und flexiblen Anpassung der Einspeiseleistung, in Kombination mit der Nutzung lokaler Flexibilitäten wie z. B. Speichern, Engpässe im Netz vorhersehen und beheben kann. In Anlehnung an die BDEW-Netzampel wird dieses Vorgehen als die „gelbe Ampelphase“ bezeichnet. Die Phase ist dadurch gekennzeichnet, dass ein Netzengpass droht, aber noch nicht eingetreten ist. Der Untersuchungsschwerpunkt lag auf einem Netzgebiet der Schleswig-Holstein Netz AG sowie zwei generischen Netzmodellen. Dabei wurden Module für die Prognose von Netzengpässen entwickelt, die es durch Optimierung von Flexibilitätsmaßnahmen ermöglicht, diese zu vermeiden. Darüber hinaus können so Abschätzungen von Auswirkungen auf den Netzausbau sowie die Analyse der Wirkungsmächtigkeit von Flex-Potenzialen anderer Sektoren durchgeführt werden.

Im Rahmen dieser Aktivität wurden mehrere Ansätze zur Implementierung solch einer gelben Ampelphase untersucht und an radialen und vermaschten Netzstrukturen getestet. Das Modul wurde für probabilistische und deterministische Einspeiseprognosen, welche als Grundlage für die Engpassbestimmungen dienen, entwickelt. Die bestehenden Einspeisemanagement-Simulationen – abgebildet in der open-source Software pandapower – wurden um die stufenweise und sensitivitätsbasierte Abregelung ergänzt. In der gelben Ampelphase kann mit diesen Algorithmen eine schrittweise Aggregation von flexiblen Lasten erfolgen, ohne dass hierfür eine Lastflussrechnung nötig ist.

### **Aktivität: Entwicklung von Sub-Aggregatoren**

Ziel der Aktivität war die Erweiterung des Erneuerbare-Energien-Kraftwerks (EEKW) als Sub-Aggregator zur Umsetzung der im Projektverlauf definierten Anwendungsfälle. Das EEKW wurde im Rahmen von Vorgängerprojekten seitens IEE in Kooperation mit der ARGE Netz entwickelt und ist inzwischen bei dem Direktvermarkter und Stromhändler ANE, einem Tochterunternehmen der ARGE Netz, im produktiven Einsatz und bündelt ca. 3,8 GW erneuerbare Leistung (Stand: März 2021).

Durch die Beteiligung an zwei Anwendungsfällen (Use Cases) konnten im Rahmen von NEW 4.0 mehrere SINTEG-Kernthemen angesprochen werden. Im ersten Anwendungsfall (Use Case 2) konnten – durch die Anbindung von Power-to-Heat-Anlagen an einen Aggregator mit hauptsächlich Windenergieanlagen im Portfolio – die Sektoren Wärme und Strom erfolgreich gekoppelt werden (Stichwort: Sektorenkopplung). Demonstriert werden konnte zudem durch die Anbindung an die Flexibilitätsplattform ENKO der netzdienliche Einsatz von flexiblen Verbrauchern zur Reduzierung von Netzengpässen. Der für die Wärmeerzeugung genutzte Strom wurde klimaneutral aus Windenergie bereitgestellt und trägt somit zur CO<sub>2</sub>-Minderung und den Klimazielen bei. Weiterhin konnte im Anwendungsfall (Use Case 4) durch die Beteiligung von Windenergieanlagen an der Regelreserve zusätzliches Flexibilitätspotenzial für systemdienliches Verhalten unter Beweis gestellt werden (Stichwort: Versorgungssicherheit). Zentraler Enabler für die Umsetzung der Use Cases sind virtuelle Kraftwerke als Aggregator für viele dezentrale Energieanlagen, um darauf aufbauend sinnvolle Mehrwertdienste anbieten zu können. Darunter zählt unter anderem die Anbindung von weiteren Plattformen (wie z. B. ENKO) im Sinne einer entstehenden Plattform-Ökonomie, als auch weitere digitale und datengetriebene Geschäftsmodelle.

### **Aktivität: Algorithmen und Standardisierung**

Ziel der Aktivität war die Entwicklung von Algorithmen, die speziell für den Einsatz bei Aggregatoren und Sub-Aggregatoren spezialisiert sind. Im Rahmen des Anwendungsfalles "Aufbau Netzampel / Marktplattform (ENKO)" (Use Case 2) wurden für das IEE-Energiemanagement Framework „EnergyPilot“-Modelle entwickelt, um basierend auf Wärmebedarfsprognosen, dem Ist-Zustand einer Power-to-Heat-Anlage und weiteren Parametern optimierte Fahrpläne für einen Heizstab zu ermitteln. Berücksichtigt wurden dabei die durch den Pufferspeicher entstehenden Flexibilitätspotenziale. Diese optimierten Fahrpläne konnten dann in Form von Flexibilitäts-Geboten an die ENKO-Plattform übertragen werden. Der Aggregator erhält im Fall von vorherrschenden Netzengpässen einen Zuschlag von der ENKO-Plattform und aktiviert daraufhin die Power-to-Heat-Anlagen. Im Fall eines Abrufs setzt der Aggregator den übermittelten Fahrplan in Sollwert-Signale für den Heizstab um. Als Grundlage ist hier die Berechnung der Wärmebedarfsprognose als Service implementiert. Der Abruf erfolgt über eine REST-Schnittstelle.

### **Aktivität: Informations- und Datenlogistik, Komponenten und Netzknotenprognosen für den Smart Market**

Heute stellen die erneuerbaren Energien den Großteil der elektrischen Erzeugung in Norddeutschland. Diese sind jedoch primär in den unteren Spannungsebenen von der Hoch- bis Niederspannung angeschlossen. Für den Betrieb der Netzinfrastrukturen sind vorrausschauende Netzberechnungen immens wichtig, beispielsweise um Netzengpässe und andere netzgefährdende Ereignisse frühestmöglich erkennen zu können. Für das Netzengpassmanagement sind hier besonders die Zeitbereiche Day-Ahead sowie Intraday von hoher Relevanz. Die Prognose der zu erwartenden Wind- und Solarstrom-einspeisung sowie die daraus resultierenden Leistungsflüsse in den verschiedenen Spannungsebenen stellen hierbei aufgrund der Wetterabhängigkeit die größte Herausforderung dar. Für die vorrausschauende Netzberechnung wurden einerseits Einzelprognosen für die direkt an das betrachtete Netz angeschlossenen Erzeuger und Lasten erzeugt. Andererseits werden Prognosen der Leistungsflüsse an den einzelnen Transformatoren benötigt, welche das Stromnetz mit unter- und übergelagerten Netzen oder Nachbar-netzen verbinden. Diese Prognosen decken einen Prognosebereich von bis zu 10 Tage in die Zukunft mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten ab.

### **Aktivität: Simulation Märkte und SDL in SH/HH und im EU-Verbund**

Diese Aktivität hatte zum Ziel, die mögliche Umsetzung der Anwendungsfälle und deren Nutzen weitestgehend realitätsnah zu simulieren. Es wurde ermittelt, inwieweit die Belastungssituation als Grundlage für neue Anwendungsfälle in der Zukunft zu- oder abnimmt. Dabei wurde der Ausbau der erneuerbaren Energien in SH/HH, aber auch in Deutschland und EU in Betracht gezogen. Der Strommarkt und die Preise als maßgebliche Leitgröße für den Einsatz von Anlagen, insbesondere mit flexiblen Kapazitäten, wurde als Referenz zu allen weiteren Lösungsansätzen betrachtet. Dabei wurde auch die heute bereits diskutierten Änderungen im Strommarkt analysiert, da sie große be- bzw. entlastende Auswirkungen auf die Netzsituation in SH/HH haben werden, z. B. bei der Marktdurchdringung flexibler Kapazitäten auf Erzeugungs- und Lastseite und deren Verhalten im Strommarkt und somit im Stromnetz.

## **ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK**

---

Die Aktivitäten des Fraunhofer IEE im Rahmen des Projekts waren an einem hohen Grad von Realisierbarkeit ausgerichtet. Sowohl die Netzbetrachtungen, als auch die Umsetzung der IT-Strukturen im Kontext des EEKW haben zum Ziel, Flexibilitäten bereitstellen zu können. Insgesamt zahlen alle Aktivitäten auf das Thema der weiteren Erhöhung von Fluktuationen auf Erzeugerseite und die Integration unter netzbetrieblichen und handelsspezifischen Gesichtspunkten sowie die dadurch notwendigen Eingriffe/Optimierungen seitens der Verbraucher ein. Künftig werden diese erarbeiteten Strukturen das Energiesystem in Form von Anwendungen stützen. Die Simulationen ermöglichen es, künftige Herausforderungen zu antizipieren und bereits in diesem Stadium Anforderungen an künftige Lösungen festzulegen.

## MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Der störungsfreie Betrieb von Energieanlagen muss insbesondere trotz der tagtäglichen Versuche, in die IT-Systeme einzubrechen, gewährleistet werden. Diese Angriffe müssen beim Aufbau und beim Betrieb berücksichtigt werden. Dafür müssen Expert\*innen geschult werden und alle Mitarbeiter\*innen sensibilisiert werden. Sie müssen in der Lage sein, Sicherheitskonzepte zu gestalten, zu befolgen und sowie Sicherheitsvorfälle zu identifizieren und zu melden. Passgenaue Aus- und Weiterbildungsangebote werden benötigt, um die Qualifizierung der für den Betrieb intelligenter Energienetze benötigten Fachkräfte sicherzustellen. Diese Angebote müssen so ausgestaltet werden, dass sie für unterschiedliche Mitarbeitergruppen geeignet sind, z. B. für IT-Sicherheitsbeauftragte, sowie Administratoren, Entwickler und Betreiber von virtuellen Kraftwerken.

## ERGEBNISSE

---

Der Arbeitsbereich Sicherheit in verteilten Systemen am Fachbereich Informatik der Universität Hamburg hat ein Schulungskonzept für das Informationssicherheitsmanagement in dezentralen und vernetzten Versorgungssystemen entwickelt. Im Rahmen einer Pilotschulung wurden konkrete Inhalte erarbeitet und in interaktiven Arbeitsgruppen vorgestellt und zusammen mit den Teilnehmenden evaluiert. Dabei wurde einerseits Basiswissen in IT-Sicherheit und andererseits spezifisches Wissen mit Bezug zur Energiewirtschaft vermittelt.

Das Basiswissen wurde von den Hochschulpartnern bereitgestellt und in einem interaktiven Vorlesungsbetrieb durch Prof. Dr. Hannes Federrath und Dipl.-Inf. Marius Stübs vermittelt. Hierbei ging es einmal um die systematischen Herangehensweisen, Schutzziele und Bedrohungsszenarien. Darauf aufbauend wurden Grundlagen der Rechner- und Netzwerksicherheit und die Gefahren von Social Engineering diskutiert. Weitere Basisbausteine des Schulungskonzepts waren einerseits die Grundlagen der Kryptographie inklusive kryptographischen Schlüsselverwaltung und andererseits die spezifischen Sicherheitseigenschaften von Mobilfunktechnologien. Ein weiterer Baustein umfasste Konzepte von Redundanz und dynamische Effekte großer verteilter Netze wie Nebenläufigkeit und Konsens-Anforderungen.

Für die Praxis-Bausteine konnten Sicherheitsexperten aus dem Energiesektor gewonnen werden. Auf diese Weise wurden die Inhalte mit Praxisberichten angereichert. Der erste Block befasste sich mit den KRITIS-Anforderungen und den Prozessen, die für IT-Sicherheitsmanagement relevant sind. Dabei wurden branchenspezifische Sicher-

heitsstandards sowie die gesetzlichen und normativen Grundlagen vermittelt und auf die Erwartungshaltung von Auditoren eingegangen. Ein weiterer inhaltlicher Baustein befasste sich dediziert mit Fragestellungen für Computer Emergency Response Teams (CERT). Hierzu wurden konkrete Bedrohungen wie zum Beispiel Advanced Persistent Threats (APTs) und die „Cyber Kill Chain“ diskutiert. Die Analyse konkreter Angriffe aus der Vergangenheit sollte dazu beitragen, Konsequenzen für die Verteidigung von IT-Systemen zu identifizieren und umzusetzen. Der Abschluss des Praxisteils umfasste Konzepte sicherer Entwicklungszyklen für die Softwareentwicklung.

Die Pilotschulung hat an vier aufeinanderfolgenden Tagen an der Universität Hamburg stattgefunden.

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

Bei der anonymen Evaluation haben alle Teilnehmer\*innen die Veranstaltung positiv bewertet. Zukünftig sollen die Inhalte der Schulung weiter aufbereitet werden, um auch hybride Durchführungsformen ermöglichen zu können. Diese könnte im Rahmen der Verstetigung der NEW-Akademie als langfristiges Angebot weiterhin angeboten werden. Eine Herausforderung ist allerdings die Schwierigkeit, passende Dozenten für den Praxisteil der Schulung zu finden. Der Bedarf ist unbestritten vorhanden, was durch eine Bedarfsanalyse im Rahmen der NEW 4.0-Qualifizierungsstudie bestätigt wurde.

## MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

Neue Sicherheitskonzepte können nicht direkt im Produktivbetrieb angewendet werden, sondern müssen ausgiebig getestet werden. In diesem Vorhaben wurde erforscht, wie ein entsprechendes Vorgehen für verteilte EE-Anlagen umgesetzt werden kann. Es wurde eine Simulationsumgebung entwickelt, welche das Testen von Kommunikation und Sicherheitsmechanismen im Energienetz ermöglicht, ohne diese Tests in der Produktivumgebung, d. h. im öffentlichen Energienetz mit realen Kraftwerken, durchführen zu müssen.

## ERGEBNISSE

Die Universität Hamburg hat eine Simulationssoftware entwickelt, welche die Anbindung verteilter Energieanlagen erproben soll. Begleitend dazu wurde ein Hardware-Prototyp implementiert, der zeigt, dass eine vollständig dezentrale Steuerungslogik möglich ist. Die Simulationssoftware wurde in Zusammenarbeit mit externen Partnern validiert. Die Technische Universität Harburg hat zu diesem Zweck ihre OPAL RT Echtzeitstromnetzsimulationshardware bereitgestellt, anhand derer gezeigt werden konnte, dass eine vollständig dezentrale Reaktion auf Frequenzschwankungen realisiert werden kann.



Abbildung 1: Experimenteller Aufbau an der TUHH mit dem OPAL RT

Der verwendete Algorithmus wurde mit Kollegen von der Universität Strathclyde (Glasgow, Schottland) und dem AIT (Wien, Österreich) untersucht und weiterentwickelt. Dabei kamen Raspberry PI Minicomputer zum Einsatz, die in einer Controller-Hardware-in-the-Loop-Konfiguration (CHIL) angeordnet wurden. Dieser Aufbau zeigt erstens, dass die Steuerung tatsächlich über das Rechnernetz funktioniert. Zweitens geht der Ansatz über die bloße Simulation hinaus, insbesondere durch den Einsatz eines in Echtzeit simulierten Microgrid-Stromnetzes, bei dem fünf unabhängige Energiespeicher direkt von den Raspberry PI Minicomputer angesteuert wurden (siehe nachfolgende Abbildung).

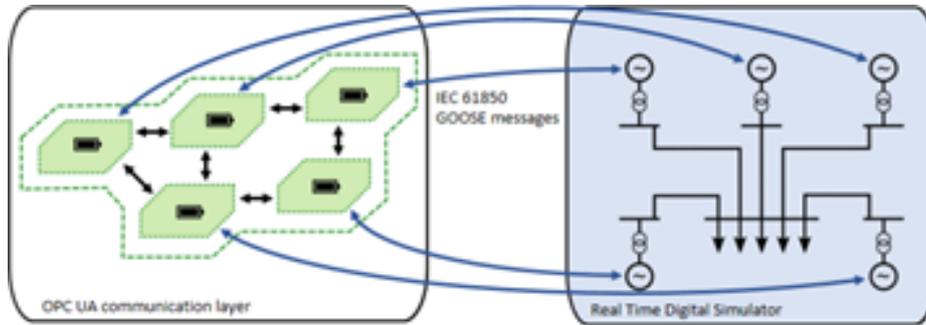


Abbildung 2: Rechts die technische Darstellung des Microgrid-Stromnetzes, links die schematische Anordnung der Mini-Steuercomputer, die intern über OPC UA kommunizieren und die Batteriespeicher mittels IEC 61850 ansteuern.

Es konnte experimentell bestätigt werden, dass Angriffe auf die Kommunikationsinfrastruktur (DoS-Angriffe) zu sich selbst verstärkenden Amplituden führen können, wie in der folgenden Abbildung dargestellt ist [Stü+19a].

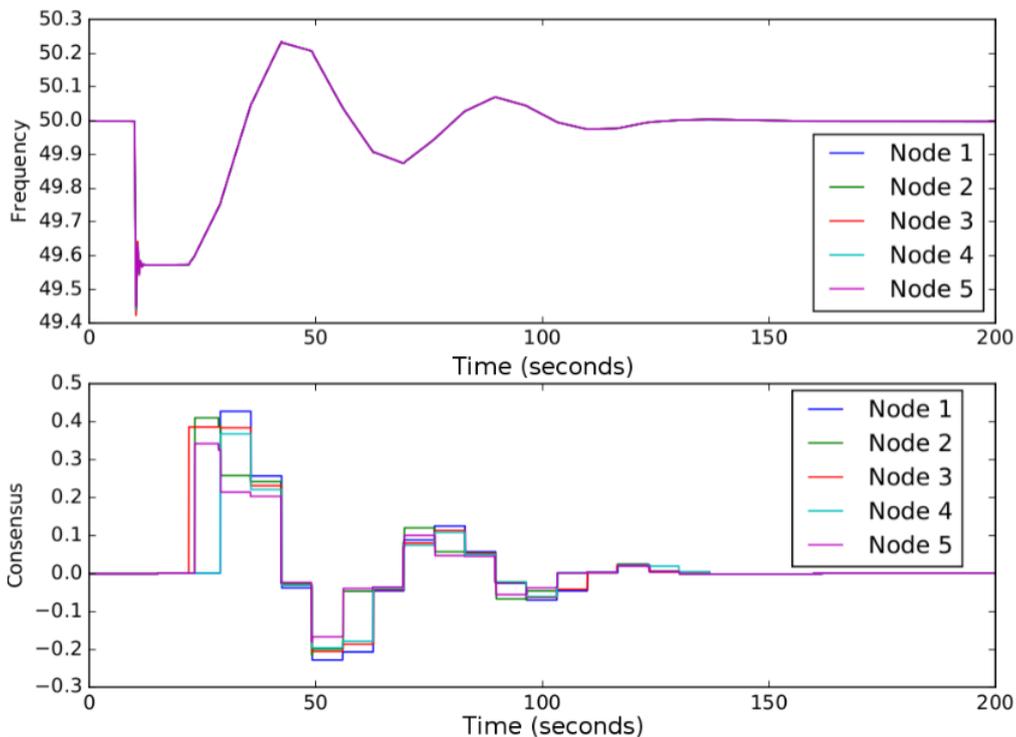


Abbildung 3: In diesem Experiment wurden Steuersignale zwischen EE-Anlagen (nodes) so stark verzögert, dass die Frequenz „überschwingt“ und aufgrund von sich aufschaukelnder Effekte instabil werden kann.

Die Simulationsumgebung leistet einen Beitrag dazu, auch andere komplexere Algorithmen auf entsprechende Schwachstellen zu untersuchen.

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

XXIII

Die entstandene Software wurde als Open-Source-Software veröffentlicht und steht somit auch für zukünftige Projekte, die das Energienetz betreffen, zur Verfügung. Die Vernetzung des Projekts NEW 4.0 mit Experten aus Nachbarländern führt zu einer Stärkung der Forschungsgemeinde, aus der zukünftig europäische Folgeprojekte inklusive der zu erwartenden Synergieeffekte erwachsen könnten.

## MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Die Entwicklung hin zu einem dezentralen Multi-Stakeholder-System, bei dem zahlreiche neue Marktteilnehmer an der Koordination der verteilten EE-Anlagen teilnehmen, führt zu neuen Herausforderungen für das IT-Sicherheitsmanagement. Ein wichtiger Baustein zur Gewährleistung der Informationssicherheit in Energienetzen ist die Absicherung der Kommunikation zwischen den Komponenten. Hierzu wurden die Sicherheitseigenschaften existierender (insbesondere ggf. bereits von anderen Projektpartnern verwendeter bzw. zur Verwendung vorgesehener) Kommunikationsprotokolle analysiert. Bei der organisationsübergreifenden Abstimmung kommen zusätzliche Herausforderungen für die Gestaltung der vernetzten Systeme hinzu, die dabei abgebildet werden müssen. Dabei wurden sowohl übergreifende Aspekte der IT-Sicherheit (Sicherheitsmanagement, Mehrseitige Sicherheit, wirtschaftliche Aspekte der Informationssicherheit) als auch Techniken der IT-Sicherheit (Authentifizierung, Autorisierung, Zugangskontrolle, digitale Signatur, Public-Key-Infrastrukturen) abgedeckt.

## ERGEBNISSE

---

Die Universität Hamburg hat in dieser Aktivität ein Konzept für die gesamtheitliche Sicherheitsinfrastruktur und organisatorische Sicherheitsmechanismen für Energienetze konzipiert. Teil dieser Sicherheitsinfrastruktur ist ein Schichtenmodell [Stü18, Stü+19b], um die Erarbeitung von IT-Sicherheitsmanagementprozesse (gem. ISO 27001 bzw. BSI-Grundschutzansatz) zu unterstützen. Hieran können Sicherheitsbedrohungen für verteilte Systeme strukturiert werden. So muss erstens das einzelne Gerät abgesichert werden, um Angriffe abzuwehren. Auf der zweiten Ebene werden Angriffe auf die Kommunikation zwischen den Geräten betrachtet. Die dritte Ebene verhandelt verteilte Algorithmen, die robust gegenüber Verzögerungen, Störungen und falschen Werten gemacht werden müssen. Die zentrale Neuerung bei dem vorgestellten Schichtenmodell ist die Einbeziehung einer „System of Systems“-Ebene, wie in der folgenden Abbildung dargestellt ist.

Hierbei geht es um Sicherheitsanforderungen, die aufgrund der Verschachtelung heterogener Systeme als Subsysteme zu berücksichtigen sind. Diese neue Schicht hat gegenüber den bisherigen Ansätzen der Anomalieerkennung eine neue Qualität: So kann insbesondere im organisationsübergreifenden Fall nicht immer von der Vertrauenswürdigkeit der gelieferten Messwerte und Steuersignale ausgegangen werden, so dass zusätzliche Prüfungsverfahren nötig werden.

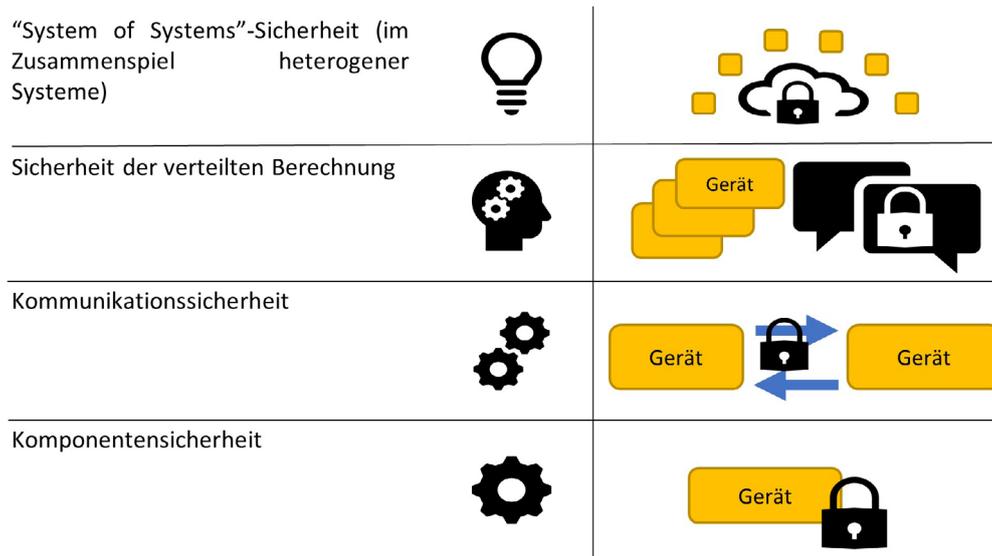


Abbildung 1: „System of Systems“-Ebene des Schichtenmodells

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

Das geschaffene Modell sollen zukünftig in weiteren Forschungsprojekten angewendet werden, um ggf. in Richtlinien und Standards für das IT-Sicherheitsmanagement in der Energiewirtschaft einzufließen. Aufgrund der Langwierigkeit von Standardisierungsprozessen ist hierbei selbst bei frühzeitiger Einbringung in die entsprechenden Gremien allerdings erst relativ spät mit messbaren Resultaten zu rechnen.

## LITERATUR

- [Stü18] Marius Stübs: Towards Emergent Security in Low-Latency Smart Grids with Distributed Control. IEEE SmartGridComm 2018 Workshop on Emergent Systems, Aalborg, 31. Oktober 2018.
- [Stü+19a] Marius Stübs, Paulius Dambraskas, Mazheruddin H. Syed, Kevin Köster, Hannes Federrath, Graeme M. Burt, Thomas Strasser: Scalable Power System Communications Emulation with OPC UA. 25th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2019). Madrid, Spanien, 3. Juni 2019.
- [Stü+19b] Marius Stübs, Maximilian Blochberger, Hannes Federrath, Raoul P. Pein, Edith Kirsch, Roman Tschepat: Modellierung von Sicherheitsschichten und -Zonen für eine Sichere IKT-Infrastruktur in Energie-Effizienz-Verbänden. Arbeitspapier, Hamburg, Deutschland, 2019.
- [Düs+18] Jens-Eric von Düsterlho, Felix Röben, Michael Falkenberg, Kai Burhenne, Sabrina Ernst, Kai Hünemörder, Julia Kurscheid, Jan Leichhauer, Lia Maria Lichtenberg, Matthias Niermann, Hendrik Obelöer, Irmhild Rogalla, Nicholas Tedjosantoso, Joachim Staats, Marius Stübs: Aus- und Weiterbildung für die Energiewende – Qualifizierungsstudie mit Angebots- und Bedarfsanalyse für den Energiesektor. Hamburg, November 2018.

**Steckbriefe der Use Cases**

**NEW 4.0**

## Use Case 1

### Schneller lokaler Intraday-Handel mit der EnergiePlattform

#### MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Das Konzept EnergiePlattform ist aus der Motivation entstanden, dezentrale Flexibilitäten im Energiebereich besser zu nutzen und so eine regionale Stärkung zu erzielen. Die universelle Plattform bedient eine Vielzahl an heutigen und zukünftigen Anwendungsfällen.

In der heutigen Energiewelt wird Strom mit drei Parametern gehandelt – die Menge, der Zeitpunkt und der Preis. Auf der EnergiePlattform hingegen kann die Energiemenge noch mit weiteren Eigenschaften versehen werden. Es kann sowohl die Qualität als auch die Regionalität der Energie mitgegeben werden. Diese weiterführenden Möglichkeiten beschreibt der Use Case 1+. Darüber hinaus können an der EnergiePlattform individuelle Produkte gehandelt werden. Gerade in Hinblick auf die Flexibilitäten der Industrie und der volatilen Erzeugung durch Erneuerbare-Energien-Anlagen löst die EnergiePlattform sich von den bisher zu handelnden 15-Minuten-Produkten. Einhergehend mit den individuellen Produktlaufzeiten auf der EnergiePlattform wird zudem der Handel immer schneller und kurzfristiger. So wird auf der Plattform die Möglichkeit bereitgestellt, noch Minuten vor der Lieferung und auch noch in die Erbringungs Viertelstunde hinein zu handeln.

Im Rahmen der EnergiePlattform wird damit u. a. der regionale Intraday-Handel betrachtet. In den bisherigen Arbeiten konnten verschiedene Anwendungsfälle und Produkte herausgestellt werden. In den Aspekten wie regionale Primärenergie (Strom), die Kennzeichnung von Energie und ein Marktzugang für kleinteilige Anlagen besteht dabei das große Potenzial für die EnergiePlattform. Diese Produkte und Anwendungsfälle auf der EnergiePlattform haben sich aus den Rückmeldungen der beteiligten Partner und Teilnehmer aus dem Projekt ergeben. Diese neuen Produkte können die Selbstverwertungsquote in der Modellregion steigern.

Die EnergiePlattform ist eine Plattform, auf der parallel verschiedene Anwendungsfälle realisiert werden. Die Ziele des Use Case 1+ sind das Nutzbarmachen dieser Potenziale und die Unterstützung des Use Cases.

Das Konzept der EnergiePlattform ist während NEW 4.0 aus der Arbeit von vielen Partnern entstanden. Ausgangspunkt ist das IKT-Konzept einer Blockchain-basierten Plattform, die einen offenen Markt mit integrierter Echtzeit-Steuerung von Anlagen verbindet. Vorteil der gewählten IKT-Technologie ist, dass der Markteintritt gerade für einzelne und kleine Anlagen deutlich erleichtert wird.

### Beteiligte NEW 4.0-Partner:

Aurubis, ArcelorMittal, HAMBURG ENERGIE, HAW Hamburg, mdex, PONTON, Stadtwerke Flensburg, Stadtwerke Norderstedt, Stiftung Umweltenergierecht, TRIMET, Universität Hamburg (Bereich Wirtschaft und Bereich IT-Sicherheit).

## LÖSUNGSDIEE

Auf einer Marktplattform finden sich Angebot und Nachfrage (allgemein Gebot oder Order genannt), welche mit Metainformationen versehen sind. Zu den Meta-Informationen einer Order zählen u. a. die Region (z. B. Kreis Storman, PLZ), die Regelzone, der CO<sub>2</sub>-Einsatz oder die Stromqualität (z. B. „Windstrom“). Gleichzeitig wird die zugeordnete Anlage in der Order hinterlegt, was die vertragsbezogene Steuerung ermöglicht. Das IKT-basierte Konzept setzt eine Blockchain (Tendermint) mit einem Blockchain-Framework (entwickelt von PONTON) ein. Zur Erprobung standardisierter Handelsvorgänge wird eine GUI (entwickelt von PONTON) genutzt. Der automatische Handel und die Untersuchung der individuellen Anwendungsfälle und Strategien werden mittels eines Handels-Bot (entwickelt von HAMBURG ENERGIE) durchgeführt. Ein „Bot“ ist dabei eine Software, die Handelsstrategien eigenständig in Echtzeit umsetzt. Zum vertragsbasierten Steuern der Anlagen – dem Fernwirken – wird ein Fernwirk-Adapter (entwickelt von HAMBURG ENERGIE) eingesetzt. Dieser kommuniziert die Order-Informationen an die angeschlossenen Aggregatoren, virtuellen Kraftwerke und Anlagen. Dabei wird für jeden Teilnehmer eine private Instanz der Softwaren betrieben, damit der Teilnehmer die absolute Hoheit über seine Aktivitäten hat.

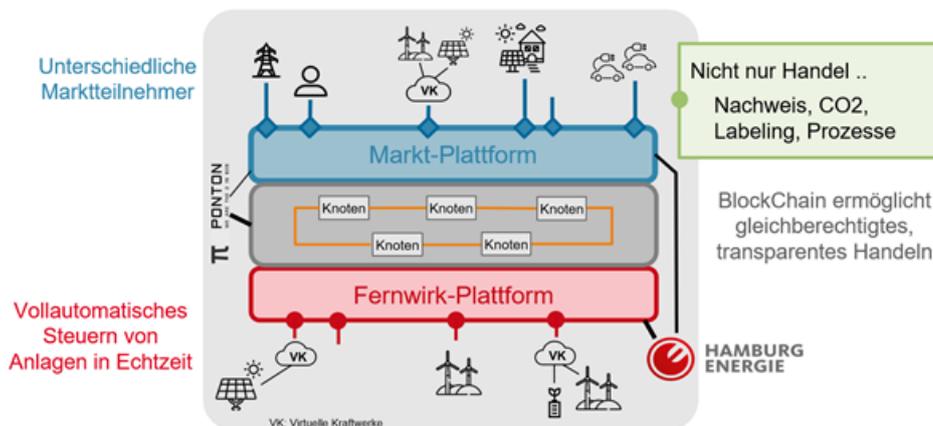


Abbildung 1: Funktionsschema der EnergiePlattform

An den Feldtesterprobungen der EnergiePlattform haben folgende Partner von NEW 4.0 teilgenommen:

- ArcelorMittal
- Aurubis
- HAMBURG ENERGIE
- Nordex
- Stadtwerke Flensburg
- Stadtwerke Norderstedt
- Siemens Gamesa Renewable Energy
- TRIMET

Des Weiteren hat ein Austausch mit der ENKO-Plattform von Schleswig-Holstein Netz stattgefunden.



## ERGEBNISSE DER PRAKTISCHEN ERPROBUNG

---

Die EnergiePlattform basiert auf einem zweistufigen Peer-to-Peer Ansatz, bei dem zunächst Anbieter und Käufer auf der Handelsplattform des Smart Markets zusammengebracht werden. Im zweiten Schritt kann die gehandelte Energie über die Fernwirkplattform direkt umgesetzt werden, indem die eingebundenen Anlagen von der Plattform aus angesteuert werden. So können kurzfristige Fahrplanabweichungen von EE-Anlagen oder andere Überkapazitäten bis in die Erbringungs Viertelstunde über die Plattform gehandelt werden.

### Mehrwert

Ursprünglich zielte der Use Case 1 darauf ab, einen Mehrwert in Bezug auf die genauere Fahrplantreue zu erzielen (z. B. Minderung von Ausgleichsenergiekosten). Betrachtet man allerdings zum Standpunkt heute die Kombination EnergiePlattform und Use Case, so birgt sie viele verschiedene Möglichkeiten der Anwendung und des Mehrwertes. Die EnergiePlattform ist eine universelle, marktbasierende Plattform, auf der ein Handelsumfeld mit dem technischen Zugang von vielen unterschiedlichen Anlagen gekoppelt ist. Durch die Ergänzung von Eigenschaften, die die Energie näher beschreiben, ergeben sich verschiedene Anwendungsfälle und Produkte.

Zum einen erfolgt durch die Angabe der Region, der Postleitzahl, des Netzknotens oder des Netzgebietes eine regionale Zuordnung des Stroms. Zum anderen kann durch die Kennzeichnung der Energie genau nachgewiesen werden, aus welcher Anlage und aus welcher Region die Energie erzeugt, ggf. gespeichert und verbraucht wird. Mit Hilfe der EnergiePlattform ist es somit möglich eine nachweisliche Kennzeichnung der Energiemengen zu erzielen. Dieser Anwendungsfall ist in unterschiedlichen Bereichen denkbar. Darüber hinaus ermöglicht die EnergiePlattform auf der Blockchain-Basis einen einfachen Marktzugang selbst für kleinteilige Anlagen.

Schlussfolgernd lässt sich sagen, dass der Use Case 1 wie ursprünglich angedacht einen schnellen regionalen Intraday-Handel betrachtet. Da dies über die EnergiePlattform geschieht, ist es möglich auch weitere Anwendungsfälle und Produkte innerhalb des Use Case 1+ zu realisieren. Die vielseitigen Anwendungsmöglichkeiten der EP konnten im Feldtest in Kombination getestet werden. Das Potenzial der entwickelten Plattform zeigt sich in den Ergebnissen der Tests.

### Szenario 1 – Flexibilität der Großindustrie nutzen (Szenario 1 in der Ergebnissynthese)

Aufgrund eines unerwarteten Anstiegs des Wärmebedarfs erzeugte ein BHKW der Stadtwerke Flensburg kurzfristig für einen Zeitraum von einer halben Stunde mehr Strom als prognostiziert und bietet diese zusätzliche Energie auf der EnergiePlattform an.

Der Demonstrator von TRIMET in Hamburg ermöglicht es, dass ein großer industrieller Verbraucher flexibel Energie aufnehmen kann. Ein auf der EnergiePlattform agierender Bot (strategischer Handelsautomatismus) reagierte für TRIMET vollautomatisch auf das Angebot und nahm die freigewordene Energiemenge mittels der Demonstrationsanlage auf. Der Demonstrator von TRIMET ist an die Fernwirkebene der EnergiePlattform angeschlossen und wird aufgrund des geschlossenen Vertrags auf der Handelsseite automatisch und in Echtzeit gesteuert.



Ziel war es zum einen auch kleine Energiemengen handelbar zu machen. Zum anderen zeigt dieses Szenario die Fähigkeit der Bereitstellung von Flexibilitätsoptionen einer Großindustrie auf. Einen technischen Mehrwert bietet dabei das verbundene Handel- und Fernwirk-Konzept, mit dem eine sehr kurzfristige und automatische Steuerung der TRIMET Pilot-Sektion möglich ist.

Die Stadtwerke Flensburg erzielten einen berechenbaren Erlös für ihre Mehrproduktion (im Gegensatz zu Ausgleichsenergie) und der ÜNB konnte auf die Aktivierung von Regelernergie verzichten. TRIMET konnte als Stellvertreter für eine Großindustrie demonstrieren, dass auch diese Verbraucher in der Lage wären flexibel auf Energieangebote oder auch Netzsituationen zu reagieren.

### **Szenario 2 – Handel in der Erbringungsviertelstunde**

Ein Schmelzvorgang in dem Herstellungsprozess des Partners ArcelorMittal ist durch einen stochastischen Lastgang charakterisiert. Nur wenige Minuten vor dem Abstich der Schmelze lässt sich dieser vorhersagen und somit auch die Erhöhung oder Reduktion des Bezugsstroms. Bei dem zweiten Szenario ermöglicht die EnergiePlattform ein sehr kurzfristiges und nicht standardisiertes Handelsgeschäft.

In unmittelbarer räumlicher Nähe befindet sich das Aluminiumwerk von TRIMET, das mithilfe eines Demonstrators flexibel zusätzlichen Strom aufnehmen kann. Zwei Minuten bevor ArcelorMittal produktionsbedingt die Bezugsenergie reduziert, verkauft das Stahlwerk die Energie in Minutenprodukten an TRIMET über die EnergiePlattform. Nach einundzwanzig Minuten beginnt der Produktionsprozess bei ArcelorMittal und das Unternehmen hat keine Überschussenergie mehr zur Verfügung. Auch dieser Informationsaustausch wird über automatisierte Handelsbots auf der EnergiePlattform organisiert.

Bei diesem Szenario wurde der Demonstrator von TRIMET vollautomatisch über den Fernwirk-Adapter der EnergiePlattform in Echtzeit angesteuert und geschaltet. Der Lastgang von ArcelorMittal wurde für diesen Zeitpunkt auf Basis von tatsächlichen Daten simuliert. Mittels der EnergiePlattform war ArcelorMittal in der Lage sehr kurzfristig überschüssige Energie zu handeln. Die kleineren Handelsprodukte (Minutenkontrakte) ermöglichten ein minutengenaues Handeln und Steuern der Energiemengen.

### **Szenario 3 – Zusammenspiel mit der netzdienlichen ENKO-Plattform**

Der Demonstrator der Stadtwerke Flensburg (Power-to-Heat-Anlage in Tarp) nimmt als Teilnehmer sowohl an der EnergiePlattform als auch an der ENKO-Plattform teil. In diesem Szenario wurde die Power-to-Heat-Anlage der Stadtwerke Flensburg über die ENKO-Plattform (siehe Use Case 2) zur Lastaufnahme aufgefordert, um somit Netzengpässen entgegen zu wirken. Die entsprechende Energiemenge wurde über die EnergiePlattform gehandelt. Dieses Szenario zeigte dabei, dass durch die zusätzliche Information der Netzsituation auf der EnergiePlattform auch systemdienliche Handelsgeschäfte organisiert und gesteuert werden können.

### **Szenario 4 – Nachweislich grüner Strom für Haushalte (Szenario 2 in der Ergebnissynthese)**

HAMBURG ENERGIE vermarktete über die EnergiePlattform Überschussstrom aus Prognoseabweichungen von Erneuerbare-Energie-Anlagen aus dem Hamburger Hafen. Die Stadtwerke Norderstedt verfolgen die Strategie, auf der EnergiePlattform Strom aus erneuerbaren Quellen für ihre Smart Meter-Kunden einzukaufen. Der automatisierte Handelsbot der Stadtwerke Norderstedt, welcher auf der EnergiePlattform läuft, regist-

riert das Gebot der Anlage von HAMBURG ENERGIE und akzeptiert das Angebot. Durch das integrierte Handels- und Fernwirkssystem der Plattform wird der entsprechende Steuerbefehl an die Stadtwerke Norderstedt aus dem Handelsgeschäft weitergeleitet. Die Smart Meter der Stadtwerke Norderstedt wurden so nachweislich mit grüner, regionaler Energie aus dem Hamburger Hafen kurzfristig beliefert. Diesen Nachweis liefert die EnergiePlattform durch das Blockchain-basierte Softwarekonzept. In diesem Feldtest wurden dabei vier Steckdosen gesteuert. Nachfolgende Abbildung visualisiert diesen Prozess.

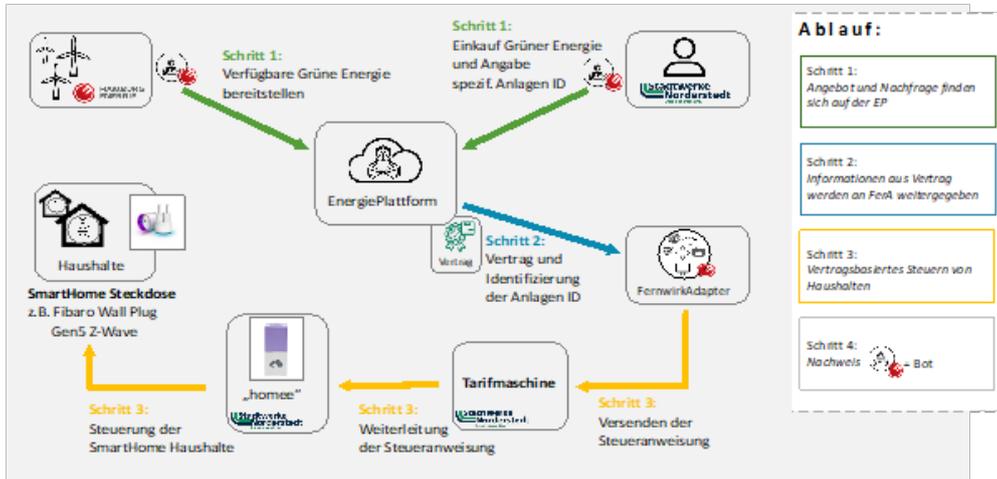


Abbildung 2: Prozess des gemeinsamen Feldtests „Hafenwind trifft Haushalte“

### Szenario 5 – Abbildung von Standardprozessen des Strommarktes

An diesem Szenario nahm Aurubis als Demonstrator teil. Es konnte gezeigt werden, dass Standardprozesse der herkömmlichen Strommärkte, wie die Mehrfachordererstellung aus einem Industrieprozess, ebenfalls auf der EnergiePlattform möglich sind.

### Szenario 6 – Grüner Stahl und Energielabeling

HAMBURG ENERGIE als Anbieter von grüner Energie und von ‚grünen Systemdienstleistungen‘ hat das hier demonstrierte Anwendungskonzept nach Anforderungen von ArcelorMittal als Stahlwerkbetreiber entwickelt. Die Partner ArcelorMittal und HAMBURG ENERGIE repräsentieren dieses Szenario des Feldtestes, bei dem zwei Aspekte ineinandergriffen.

Zum einen nutzt ArcelorMittal die Nachweisfähigkeit der EnergiePlattform, um ein ‚grünes‘ Produkt auf dem Stahlmarkt anzubieten. Dabei kann das Unternehmen auf bestimmte Kundenbedürfnisse eingehen und – trotz des komplexen Produktionsprozesses – eine CO<sub>2</sub>-arme / ‚grüne‘ Produktcharge von Stahl produzieren. Neben der Nutzung von erneuerbarem Strombezug forscht ArcelorMittal auch an zusätzlichen Möglichkeiten der CO<sub>2</sub>-Reduzierung, wie dem Einsatz von Wasserstoff für den Produktionsprozess.

Zum anderen dient das Projekt FES von Siemens Gamesa (Entwicklung/Bau/Betrieb) und HAMBURG ENERGIE (Vermarktung) mit der ETES-Technologie (Elektro-thermischer Energiespeicher, von Siemens Gamesa Renewable Energy) als Zwischenspeicher. Das Energielabeling ermöglicht eine genaue Nachverfolgung der Energiemengen von der erneuerbaren Erzeugung, dem Speichern und dem Verbrauch. Das Ein- und Ausspeichern wird mittels der EnergiePlattform dokumentiert, sodass zu jedem Zeitpunkt die genaue Qualität der Energie zugeordnet werden kann.



Der Test erfolgte ausschließlich auf der EnergiePlattform. Es gab keine Verbindung zwischen den realen Anlagen und dem Fernwirkadapter, sodass zu keinem Zeitpunkt eine Steuerung bzw. eine Versendung eines Steuerbefehls zu einer Anlage erfolgte. Es konnte ein erfolgreicher Test der IKT-Lösung und der Konzeption gezeigt werden.

### **Szenario 7 – Erweiterung Hafenwind für Haushalte**

Bei diesem Szenario wurde ein Handelsgeschäft zwischen HAMBURG ENERGIE als Anbieter von ‚grüner‘ Energie mit eigenen Anlagen und der Smart Meter-Plattform „Tarifmaschine“ der Stadtwerke Norderstedt demonstriert. Mittels der EnergiePlattform und dem dazugehörigen Fernwirkadapter von HAMBURG ENERGIE konnte nachweislich ‚grüne‘, regionale Energie sehr kurzfristig und direkt an die Haushalte und somit an die Endkunden geliefert werden.

Im Vergleich zu dem Szenario „Hafenwind für Haushalte“ wird hierbei der Fokus auf die Weiterführung der Digitalisierung und der Automatisierung gelegt. Dieses Szenario zeigt die Handhabung und Möglichkeiten von intelligenten Messsystemen und die Verbindung von Plattformen auf. Als Erweiterung werden die übergebenen Leistungsdaten vom Fernwirkadapter in der Smart Meter-Plattform „Tarifmaschine“ der Stadtwerke Norderstedt direkt verarbeitet und an die jeweiligen Umspannwerke weitergegeben. Das Handelsgeschäft auf der Erzeugerseite von HAMBURG ENERGIE hat fiktiv stattgefunden. Bei dem Test wurde sich an realen Daten von Anlagen angelehnt.

## Use Case 2

### Netzampel – Netzengpassmanagement mit der ENKO-Plattform

#### MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Aufgrund des schnellen Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen (insbesondere Windenergieanlagen) sind die Übertragungsnetze sowie teilweise die Verteilnetze noch nicht hinreichend für das wachsende Einspeisepotenzial ausgebaut. Dies führt vor allem in den von erneuerbaren Energien geprägten nördlichen Regionen Deutschlands zu temporären Netzengpässen. Solange der erforderliche Netzausbau nicht abgeschlossen ist, kommen Netzbetriebsmittel in diesen Regionen sowie auf den Transportwegen zu den Lastzentren häufiger an ihre Kapazitätsgrenzen. Um die hieraus resultierenden lokalen Netzengpässe zu beheben, werden prioritär konventionelle Erzeugungsanlagen abgeschaltet (sog. Redispatch). Häufig reicht die damit erzeugte Entlastungswirkung auf den lokalen Engpass nicht aus, sodass erneuerbare Erzeugungsanlagen abgeschaltet werden müssen. Dieser Vorgang wird derzeit als Einspeisemanagement bezeichnet. Ab Oktober 2021 werden konventionelle und erneuerbare Erzeuger in einem übergreifenden, planwertbasierten Gesamtprozess (Redispatch 2.0) für das Engpassmanagement herangezogen.

Im Rahmen des Use Case 2 wurde ein Instrument für die sogenannte gelbe Netzampelphase entwickelt und getestet. Dabei wurde angestrebt, potenziell systemkritische Netzsituationen – hier wirkleistungsinduzierte Netzengpässe – vorausschauend und marktbasierend zu begegnen. Hierzu sollte auf lokal verfügbare Lastflexibilität zurückgegriffen werden, um im Ergebnis über einen Smart Market die direkt regelnden Eingriffe der Netzbetreiber (rote Ampelphase) zu reduzieren. Dieses planwertbasierte Vorgehen entspricht in den Grundzügen der Vorgehensweise wie sie in Zukunft im Redispatch 2.0 angewendet wird. Die in ENKO entwickelten Lösungen sind somit richtungsgebend für das zukünftig gültige Engpassmanagement.

#### LÖSUNGSIDEE

---

Als marktbasierende Lösung wurde eine Plattform zur Koordination lokaler und lastseitiger Flexibilitäten entwickelt – die ENKO-Plattform. Anlagenbetreiber können auf der ENKO-Plattform ihren flexiblen Stromverbrauch zu einem selbst gewählten Preis anbieten. Über die Plattform erfolgt eine Day-ahead-Bezuschlagung des Flexibilitätsangebotes, basierend auf Prognosen von Engpässen, die beispielsweise aufgrund zu geringer Netzkapazitäten in Zeiten hoher EE-Einspeisung entstehen könnten. Durch eine bessere Koordination von Verbrauchern und Erzeugern im Stromnetz soll ENKO die lokale Verwertungsquote erneuerbaren Stroms erhöhen und die kurativen Eingriffe in der roten

Ampelphase (insbesondere Einspeisemanagement) bereits in der gelben Ampelphase reduzieren. In den folgenden Unterkapiteln werden die wesentlichen Elemente des ENKO-Konzeptes erläutert:



Abbildung 1: ENKO als Bindeglied zwischen Flexibilitätsangebot und -nachfrage

### Koordinationsprozess

Die bei ENKO teilnehmenden Flexibilitätsanbieter können bis 12:00 Uhr je Anlage ihre flexible Leistung auf der ENKO-Plattform eingeben oder über API-Schnittstellen an die Plattform übertragen. Die Verfügbarkeit wird auf Viertelstundenbasis angegeben. Ebenfalls bis 12:00 Uhr erstellen die Netzbetreiber Engpassprognosen für ihr jeweiliges Netz (vgl. Abbildung 2). Nach Eingang aller Verfügbarkeitsmeldungen berechnen die unterlagerten Netzbetreiber zunächst auf Basis ihrer Engpassprognosen sowie der Sensitivitäten aller Anlagen eine Preis-Sensitivitäts-Merit-Order zur Lösung der Engpässe im eigenen Netz. Hierbei werden die Preise und Sensitivitäten sowohl der freiwillig teilnehmenden Anlagen als auch der regulierten Flexibilitäten (Einspeisemanagement, Redispatch) miteinander verglichen und die effektivsten Anlagen ausgewählt, um sicherzustellen, dass eine Bezuschlagung der über ENKO teilnehmenden Anlagen die Kosten des Engpassmanagements senkt. Hierzu beziehen die Netzbetreiber stets nur die in ihrem Netz angeschlossenen Anlagen ein. Die so determinierten Bezuschlagungen werden dann an die ENKO-Plattform übermittelt. Die ENKO-Plattform sendet noch ungenutzte Kapazitäten jeweils an vorgelagerte Netzbetreiber, welche die Flexibilitätsauswahl ebenfalls durchführen und die Ergebnisse zurück an die ENKO-Plattform senden. Bis 12:30 Uhr ist dieser Prozess abgeschlossen und die Flexibilitätsanbieter bekommen über die ENKO-Plattform eine Rückmeldung zu ihren Geboten. Ein Zuschlag ist für den Netzbetreiber und Flexibilitätsanbieter bindend. Nach der Zuschlagserteilung erfolgt kein weiteres Signal zum Abruf der Flexibilität seitens des Netzbetreibers oder der ENKO-Plattform. Dies ist durch den Flexibilitätsanbieter eigenverantwortlich einzuplanen und die Leistung zum definierten Zeitpunkt zu erbringen. Der in diesem Abschnitt beschriebene Prozess entspricht dem Zielbild des von ARGE Netz und SH Netz entwickelten Prozesses. In der konkreten Erprobung, bspw. in einzelnen Feldtests, wurde hiervon u. a. in der zeitlichen Abfolge teilweise abgewichen. Die entwickelte ENKO-Plattform ist dafür ausreichend flexibel implementiert.

### Anreizmechanismus

Im ENKO-Konzept ist vorgesehen, dass sich der Flexibilitätsanbieter nach erfolgreicher Zuschlagserteilung die entsprechende Energiemenge über den Spotmarkt beschafft. Im Gegenzug dazu erhält der Anbieter eine Vergütung für die Flexibilitätserbringung und damit die Voraussetzungen dafür, dass der zusätzliche Lastabruf wirtschaftlich mit

anderen Kostenstrukturen bspw. dem Gaspreis zur Wärmegewinnung konkurrieren und somit zu einem echten Anwendungsfall der Sektorenkopplung werden kann. Im Rahmen des Forschungsprojektes NEW 4.0 bestand hiervon abweichend ausschließlich die Möglichkeit, wirtschaftliche Nachteile der Flexibilitätsanbieter zu erstatten (siehe Regeln SINTEG-Verordnung). Es existieren derzeit noch keine gesetzlichen Rahmenbedingungen für eine Entschädigung außerhalb des Forschungsprojektes, weshalb im Rahmen von NEW 4.0 auch keinerlei Flexibilitätsvergütungen ausgezahlt wurden. Im Rahmen der Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben im Energiewirtschaftsgesetz sind kurzfristig erweiterte Möglichkeiten zur Nutzung von Flexibilitätsdienstleistungen im Verteilnetz zu erwarten.

### Wirkungsmechanismus

Die netztechnische Wirkung des ENKO-Prozesses wird durch eine Erhöhung des lokalen Verbrauchs in der Nähe des jeweiligen Engpasses begründet. Der Prozess findet parallel zu einer Einspeisemanagement-Prognose statt, bei der die abzuschaltenden Anlagen im Vorfeld ermittelt werden. Dazu werden im ENKO-Konzept neben der Wirkung (Sensitivität) auch die Kosten einer freiwillig angebotenen Flexibilität auf einen Engpass verglichen und diese den Kosten einer verpflichtenden Flexibilität gegenüber gestellt (z. B. Einspeisemanagement). Somit wird garantiert, dass das Engpassmanagement zu geringstmöglichen Gesamtsystemkosten durchgeführt wird und freiwillige Flexibilitäten nur eingesetzt werden, wenn ihr Einsatz zu einer Gesamtkostensenkung führt.

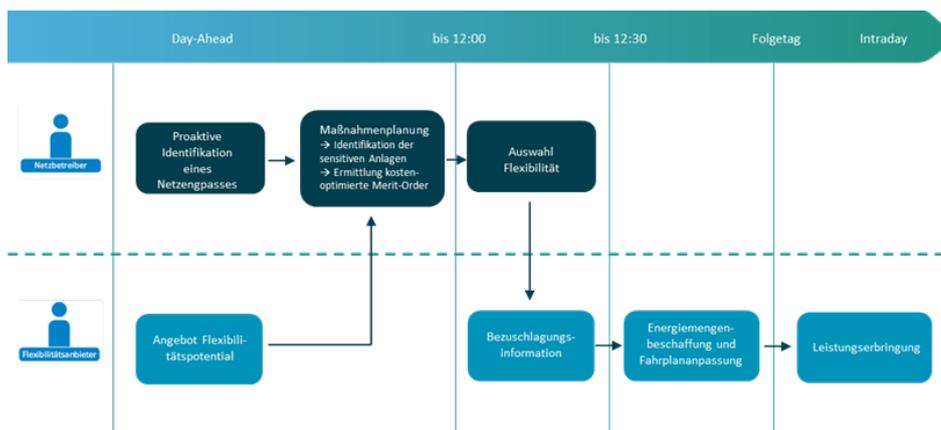


Abbildung 2: Day-Ahead ENKO-Prozess

## ERGEBNISSE DER PRAKTISCHEN ERPROBUNG

Die ENKO-Plattform wurde im Laufe der ersten beiden Projektjahre zu einer Prototypenreife entwickelt. Eine erste Simulationsversion von ENKO wurde im Juli 2018 veröffentlicht, um erstes Kundenfeedback einzuholen. Die gesammelten Erkenntnisse und Erfahrungen beim Betrieb der Simulations-Plattform konnten für die erste Version des Prototyps genutzt werden, sodass dieser Anfang des Jahres 2019 live gegangen ist. Die ENKO-Plattform läuft seitdem kontinuierlich und vermittelt Flexibilitätsangebote verschiedener Projektpartner im Rahmen des SINTEG-Forschungsprojektes. Konkret kann die Netzdienlichkeit der ENKO-Plattform am Beispiel der Stadtwerke Flensburg verdeutlicht werden. Aufgrund eines wirkleistungsinduzierten Netzengpasses im Norden Schleswig-Holsteins wurde eine Power-to-Heat-Anlage in Tarp über die ENKO-Plattform bezuschlagt. Diese entlastete durch ihre zusätzliche Nachfrage das Netz. Gleichzeitig wurde ein BHKW, das zur Deckung des Wärmebedarfs hätte laufen müssen, durch diese Maßnahme ersetzt. Durch die Reduktion der Einspeisung und Erhöhung des Stromverbrauchs in der Nähe des Engpasses kann so mit der ENKO-Plattform eine Netzdienlich-

keit flexibler Verbraucher erzielt werden. Durch den dauerhaften Prototypenbetrieb konnten wichtige Erkenntnisse bspw. im Hinblick auf Verfügbarkeit untersucht und im Sinne eines agilen Projektes zur Verbesserung der Software genutzt werden. Auch die Robustheit der dem Auswahlmechanismus zugrundeliegenden Engpassprognose konnte durch automatisiertes Training der Prognosealgorithmen kontinuierlich gesteigert werden.

Darüber hinaus wurde ENKO im Rahmen von insgesamt drei Feldtests (November 2019, April 2020 sowie November 2020) durch die verschiedenen beteiligten Akteure in der Praxis intensiver untersucht. Während im ersten Feldtest das Zusammenspiel der Use Cases in Querverbindung mit den Demonstratoren im Fokus stand, dienten der zweite und dritte Feldtest einer intensiven Erprobung der ENKO-Plattform und des damit verbundenen Use Cases („Intensiv-Feldtest“).

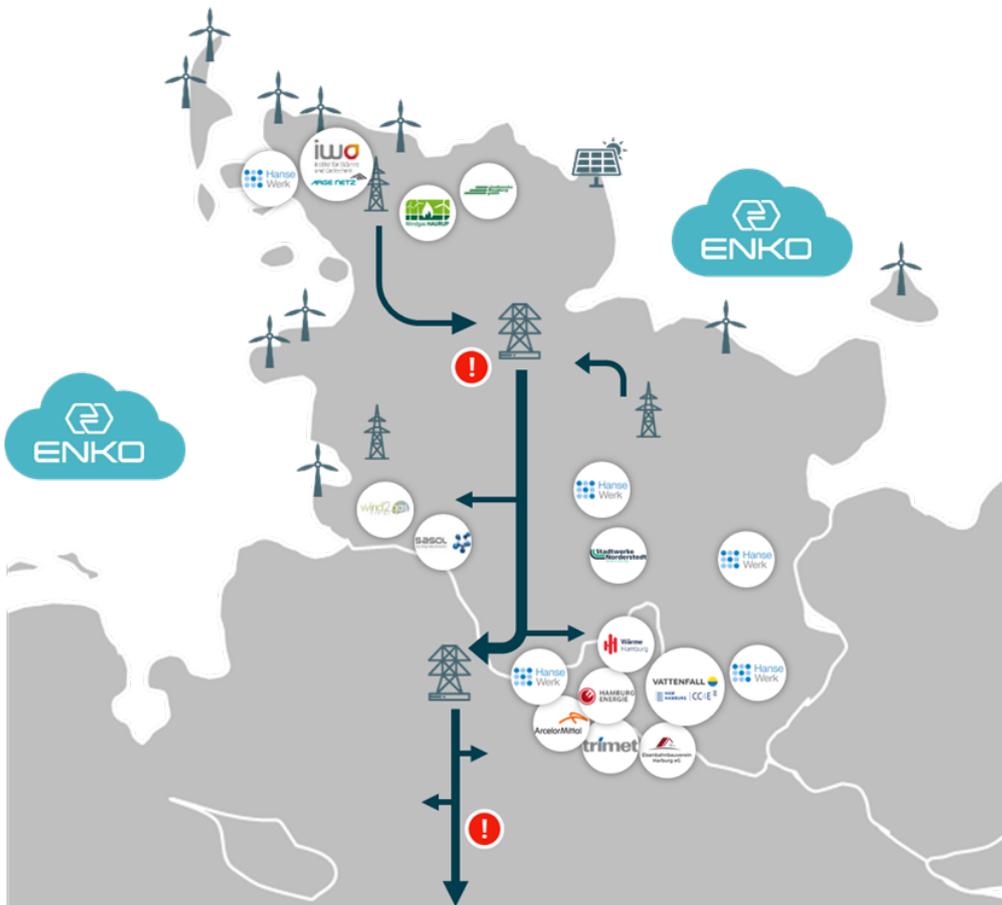


Abbildung 3: Vereinfachtes Wirkschema des 2. und 3. Feldtests

Ziel der Intensiv-Feldtests war es, neben dem kontinuierlich getesteten Einsatz der ENKO-Plattform zur Engpassbewirtschaftung in Schleswig-Holstein, die Flexibilitätspotenziale der gesamten Modellregion (inkl. Hamburg) zur Engpassbewirtschaftung für das Übertragungsnetz südlich von Hamburg heranzuziehen. Wie in Abbildung 3 dargestellt, ist vereinfachend vorstellbar, dass südlich von Hamburg ein Transportweg überlastet ist, weil nicht ausreichend Energie von Norden nach Süden transportiert werden kann. Als Lösung ist nördlich des Engpasses entweder eine verminderte Einspeisung oder ein erhöhter Verbrauch notwendig, was im Rahmen der Feldtests über die ENKO-Plattform abgebildet wurde. Somit führt eine Koordinierung des Lastzentrums Hamburg mit der Erzeugungsregion Schleswig-Holstein zu einer Erhöhung der Verwertungsquote von erneuerbaren Energien. In diesem Zuge konnte sowohl das Spannungsebenen-



übergreifende Zusammenspiel mit ENKO erprobt werden als auch die Skalierbarkeit durch die Vielzahl der teilnehmenden Demonstratoren und Technologien gezeigt werden. Die Feldtests fanden außerhalb des regulären Engpassmanagementprozesses der vier deutschen ÜNBs zu tatsächlichen Engpasszeiten statt.

### **FELDTTEST 1 & 2: NOVEMBER 2019, APRIL 2020**

Im ersten Feldtest fand eine parallele Erprobung der verschiedenen Use Cases statt, wobei sich ENKO in die funktionierende Use Case-Landschaft von NEW 4.0 integrierte. Der zweite Feldtest wurde aufgrund von Einschränkungen durch die Corona-Situation vom März 2020 auf den April 2020 verschoben. Witterungs- und jahreszeitbedingt kam es durch die Verschiebung zu keinen Engpassprognosen im relevanten Transportnetzbereich. Dennoch konnte im Rahmen des Feldtests die Flexibilitätsbereitstellung durch die Teilnehmer erprobt und so wichtige Erkenntnisse für den Betrieb von ENKO gewonnen werden. Die beteiligten Anlagen stellten innerhalb von vier Tagen ca. 500.000 kWh Flexibilität bereit. Das entspricht einer Energiemenge, mit der auf das Jahr hochgerechnet etwa 10.000 Haushalte versorgt werden können. Diese Flexibilitätspotenziale konnten zwar erfolgreich aggregiert und bereitgestellt werden, allerdings kam es zu keinen Abrufen in Hamburg. Um die komplette Wirkungskette des Use Cases für diese Konstellation zu demonstrieren, entschied sich das NEW 4.0-Konsortium für einen weiteren Feldtest in der Heizperiode 2020/2021.

### **FELDTTEST 3: NOVEMBER 2020**

Der dritte Feldtest fand im November 2020 statt. Dieser Zeitraum versprach ein starkes Windaufkommen und damit assoziierte Netzengpässe. Zusätzlich konnten angesichts der niedrigen Temperaturen eine Integration von Power-to-Heat-Anlagen gezeigt werden, die die erzeugte Wärme während der Heizperiode an Verbraucher abgeben können.

In diesem abschließenden Feldtest nahmen über zwanzig Demonstratoren teil, die ein breites Technologiespektrum abbildeten:

- Verschiedene Power-to-Heat-Anlagen, inkl. PtH-Eisspeicher-Heizung
- Industrielle Flexibilitäten und Elektrolyseure
- Batteriespeicher und elektrothermische Hochtemperaturspeicher

Zusätzlich wurde durch die Stadtwerke Norderstedt Potenzial flexibler Privathaushalte auf der ENKO-Plattform bereitgestellt. Über einen Zeitraum von zwei Wochen wurden somit mit ENKO Flexibilitäten spannungsebenen-übergreifend und planwertbasiert koordiniert. Dabei konnte die Wirkungskette von ENKO vollständig und real demonstriert werden. Im Zeitraum des Feldtests wurden kumuliert Flexibilitätsangebote im Volumen von 2.049 MWh auf der ENKO-Plattform eingestellt. Mit 402 MWh erhielt knapp ein Fünftel der Angebote einen Zuschlag. Differenziert nach Sektoren gaben Flexibilitätsanbieter der Industrie die größte Gebotsmenge ab. Im Hinblick auf die erteilten Zuschläge liegen die Sektoren Industrie und Wärme ungefähr gleichauf. Die Gebots- und Zuschlagsmenge des Sektors Stromspeicher und Haushalte ist in Energiemengen gerechnet dazu relativ gering. Die Anzahl der in ENKO eingegangenen Gebote von 7.900 zeigt, dass auch die Einbindung kleinteiliger Flexibilitäten funktioniert. Die Bandbreite der eingesetzten Flexibilitätspotenziale belegt die Technologieoffenheit des ENKO-Konzeptes und der entwickelten Plattformlösung.

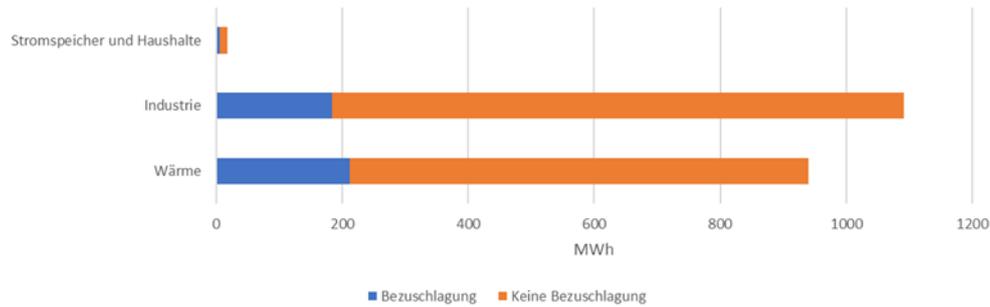


Abbildung 4: Auf der ENKO-Plattform angebotene und bezuschlagte Flexibilität im Rahmen des 3. Feldtests

Folgende (assoziierte) NEW 4.0-Partner haben zu den erfolgreichen Feldtests beigetragen:

- ArcelorMittal
- ARGE Netz / IWO (Institut für Wärme und Mobilität e. V.)
- Eisenbahnbauverein Harburg
- Energie des Nordens
- e.kundenservice Netz
- Greenpeace Energy
- HAMBURG ENERGIE
- HanseWerk Natur
- KMW Wind to Gas Energy
- Sasol
- Schleswig-Holstein Netz
- SRKW Curslack (HAW Hamburg, Vattenfall Energy Europe, Nordex)
- Stadtwerke Flensburg
- Stadtwerke Norderstedt
- Stromnetz Hamburg
- TenneT TSO
- TRIMET
- Wärme Hamburg

## EXKURS: SCHEINFLEXIBILITÄT

Um systemdienlich wirken zu können, müssen Flexibilitätsplattformen wie ENKO gewährleisten, dass sie nur echten Flexibilitäten offenstehen. Wenn missbräuchliche Plattformnutzer Scheinflexibilität, d. h. Teile ihrer Grundlast, über die Plattform decken können, umgehen sie den regulären Strommarkt und werden auf Kosten des Gesamtsystems bessergestellt. Die ENKO-Plattform setzt unter anderem auf den Vergleich regulierter und freiwillig teilnehmender Flexibilitäten, eine Zufallskomponente in der Anlagenauswahl sowie eine nachgelagerte Validierung aller Zeitreihen, um den Handel mit Scheinflexibilität zu vermeiden und das Anbieten von ‚echter‘ Flexibilität zu forcieren. Bei Detektion nicht vertragskonformen Verhaltens ist eine Pönalisierung durch Ausschluss von der Plattform oder Strafzahlungen möglich. Das Fokussieren auf ‚echte‘ Flexibilität die wichtigste Maßnahme, um das viel diskutierte Problem des sogenannten strategischen Bietens (vgl. „Inc-Dec-Gaming“) wirksam zu adressieren. Auf einem Flexibilitätsmarkt, der nicht zur Deckung der Grundlast von Marktakteuren missbraucht werden kann, stellt das strategische Bieten eine weitaus geringere Gefahr dar als auf einem offenen Redispatchmarkt.

Das Praxisbeispiel eines Industriebetriebs hilft, die Problematik zu verdeutlichen. Die Prozesse des Industriebetriebs erlauben es, den Stromverbrauch zu erhöhen und so Flexibilität bereitzustellen. Diesen zusätzlichen Verbrauch bietet der Betrieb als Flexibilität auf der ENKO-Plattform an. Auf Grundlage prognostizierter Netzengpässe wird dieses Flexibilitätsangebot anschließend bezuschlagt, sofern es geeignet ist, die Netzengpässe technisch und ökonomisch sinnvoll zu bewirtschaften. Der Netzbetreiber vergütet den Industriebetrieb anschließend gemäß des Angebotspreises und der Betrieb erbringt seinen Mehrverbrauch, indem er den Stromverbrauch steigert. Der Einfachheit halber werden an dieser Stelle nur Lasterhöhungen betrachtet, Lastverschiebungen können aber ähnlich behandelt werden. Scheinflexibilität entsteht, wenn der Industriebetrieb nicht einen zusätzlichen Verbrauch, sondern Teile der Grundlast als „scheinbare Flexibilität“ auf ENKO anbietet.

### Wie wirkt Scheinflexibilität und wie unterscheidet ENKO diese von echter Flexibilität?

Würde das Industrieunternehmen Netzengpässe selbständig prognostizieren und auf dieser Grundlage seinen Fahrplan bewusst reduzieren und die zusätzliche Grundlast stattdessen als Flexibilität auf ENKO anbieten, ist dies Scheinflexibilität. Dies führt im Vorfeld zu einer Fehleinschätzung der Last im Netz und provoziert so einen erhöhten Flexibilitätsbedarf, den der Industriebetrieb sofort erfüllen könnte. Er würde sich den Engpass selbst erzeugen, den er durch seinen „Flexibilitätseinsatz“ auflösen könnte. Der ENKO-Algorithmus garantiert, dass das Engpassmanagement zu geringstmöglichen Gesamtsystemkosten durchgeführt wird und freiwillige Flexibilitäten nur bezuschlagt werden, wenn es dadurch zu einer Gesamtkostenenkung kommt. Hierzu werden die Kosten und die Wirkung (Sensitivität) sowohl freiwillig angebotener als auch verpflichtender Flexibilität (z. B. Einspeisemanagement) auf einen Engpass ermittelt, miteinander verglichen, und Flexibilitäten ausgewählt. Der so entstandene Sensitivitätspreis (siehe Abbildung 5) ermöglicht eine kostenminimale Auswahl über alle Flexibilitäten. So werden im Beispiel der Abbildung 5 nur die in der Klammer „Engpassmaßnahme“ erfassten Flexibilitäten bezuschlagt.

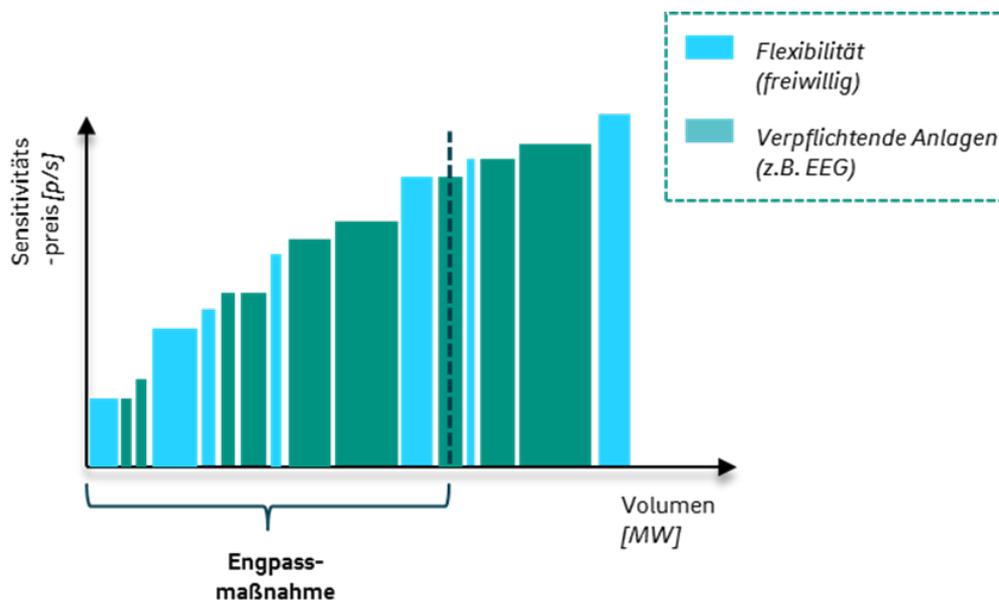


Abbildung 5: Vergleich freiwilliger und regulierter Flexibilität stellt kostenminimale Auswahl sicher



Je nach Marktsituation gibt es einen finanziellen Anreiz, mehr Flexibilität zu vermarkten, als tatsächlich vorhanden ist, auch wenn dieser durch den ENKO-Algorithmus mit dem Vergleich freiwilliger und regulierter Flexibilität eingeschränkt wird. Um diesen Anreiz zu verringern, wurden auf der ENKO-Plattform zwei zusätzliche Mechanismen implementiert: eine Zufallskomponente in der Bezuschlagung und eine nachgelagerte Validierung der Zeitreihen:

- **Zufallskomponente forciert Angebot echter Flexibilität**

Die Annahme bzw. Bezuschlagung angebotener Flexibilität auf der ENKO-Plattform erfolgt grundsätzlich planwertbasiert. Zusätzlich kann der ENKO-Algorithmus ein Zufallselement beinhalten, mit dem das Volumen der Bezuschlagung limitiert wird. Auf diese Weise wird nicht zwingend jedes Gebot bezuschlagt, das die Anforderungen erfüllt, sondern nur ein zufällig quotierter Anteil. Der Anbieter wird somit angereizt, nur „echte“ Flexibilität auf ENKO anzubieten, da er im Fall von nicht bezuschlagter Scheinflexibilität einerseits potenziell hohe Preise auf dem Intraday-Markt in Kauf nehmen, um seine nicht bezuschlagte Grundlast zu decken, andererseits eine negative Validierung riskieren müsste.

- **Validierung aller Zeitreihen detektiert strategisches Verhalten**

Mittels einer nachgelagerten Validierung der Zeitreihen von Energieverbrauch und Flexibilitätsangebot werden die bezuschlagte bzw. nicht bezuschlagte Fahrweise eines Verbrauchers überprüft und ein vertragskonformes Flexibilitätsverhalten sichergestellt. Auf diese Weise identifiziert ENKO durch moderne Mustererkennung Verbraucher, die einen Teil ihrer Grundlast als Flexibilität deklarieren und diese auch dann erbringen, wenn sie nicht durch den ENKO-Prozess bezuschlagt wurden. In Verbindung mit der zufälligen Nicht-Bezuschlagung wird so offensichtlich, wenn trotz nicht bezuschlagter Flexibilität von der angemeldeten Fahrweise abgewichen wurde. Somit wird Scheinflexibilität offengelegt und kann entsprechend sanktioniert werden.

## **EXKURS: NETZBETREIBERFÄHIGKEITEN FÜR ENKO**

---

Zur Etablierung der ENKO-Prozesse und Realisierung der Netzbetreiberfähigkeiten wurden im Rahmen von NEW 4.0 neuartige IT-Lösungen entwickelt. Die SH-Netz hat parallel zur ENKO-Plattform die Transparenzplattform „Netzampel“ – [www.netzampel.energy](http://www.netzampel.energy) entwickelt, um kostenfrei online anzuzeigen, wie viele EEG-Anlagen aktuell von Abregelungen (Einspeisemanagement) betroffen sind. Dies ist ein wichtiger Indikator für dezentrale Energieerzeugung und -nutzung. Diese so geschaffene Transparenz ermöglicht, dass in den betroffenen Regionen flexible Lasten zusätzliche Strommengen aus dem Netz abrufen können. Seit 2017 ist die Netzampel im Netzgebiet der SH-Netz im Einsatz. Mit der Erweiterung um die Avacon Netz AG, die Bayernwerk Netz GmbH sowie die EDIS Netz GmbH wurde das Gebiet nochmals deutlich vergrößert: Rund 10 Millionen Haushaltskunden und 380.000 Einspeiser können so in Echtzeit verfolgen, in welchen Regionen aktuell Grünstrom aufgrund von Netzengpässen nicht vollständig eingespeist werden kann. Darüber hinaus wird visualisiert, wie viel Einspeisemanagement historisch in den letzten Jahren auf Gemeindeebene heruntergebrochen stattgefunden hat (siehe Abbildung 6).

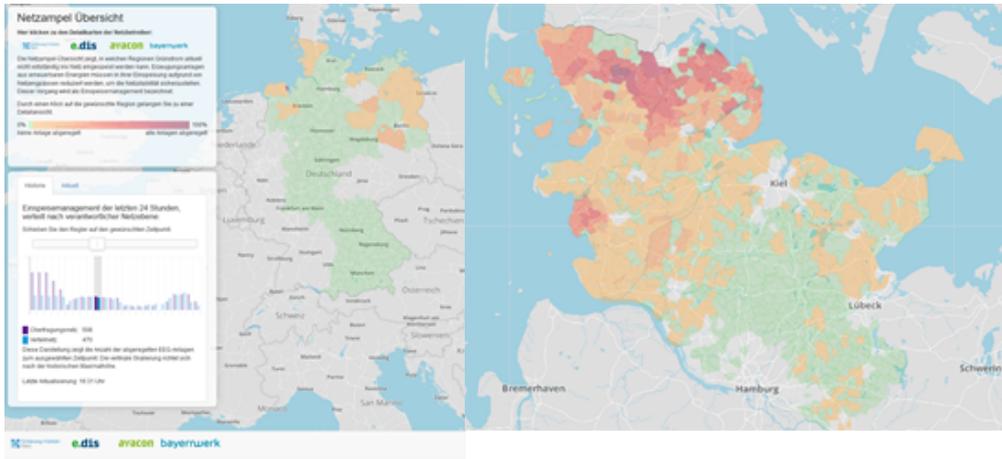


Abbildung 6: Links Gesamtübersicht Netzsampel, rechts historische SH-Netzsampel

Zusätzlich dazu hat die SH-Netz innovative Algorithmen entwickelt, um den Flexibilitätsbedarf zu prognostizieren und die auszuwählenden Flexibilitäten anschließend mittels des ENKO-Algorithmus auszuwählen. Die Prognosen zum Einspeisemanagement im Netz der SH-Netz werden ebenfalls auf der Netzsampel veröffentlicht und können eine hohe Prognosegüte erreichen, wie in Abbildung 7 dargestellt.

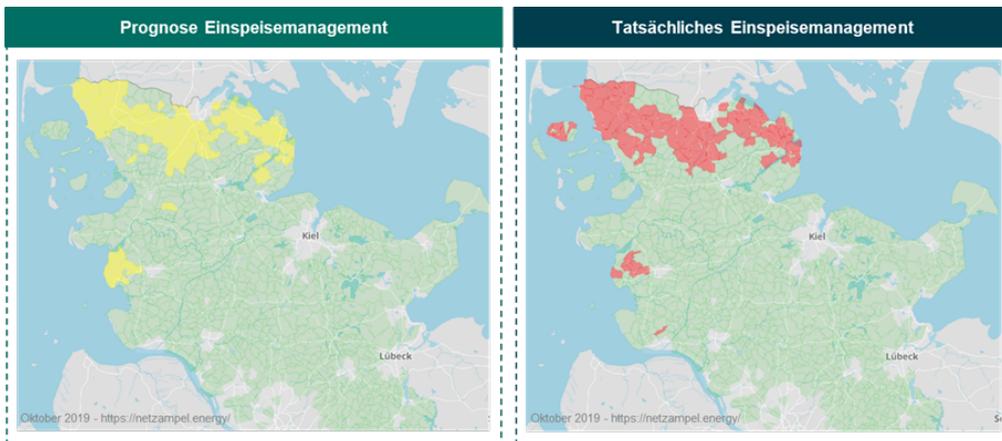


Abbildung 7: Vergleich von prognostiziertem zu tatsächlichem Einspeisemanagement für einen ausgewählten Zeitpunkt

Prognoseansätze für Einspeisung erneuerbarer Energien weisen bereits aufgrund der begrenzten Vorhersagbarkeit von Wetterbedingungen eine inhärente Ungenauigkeit auf. In einer Region wie Schleswig-Holstein sind Einspeiseprognosen ein existenzieller Bestandteil der Netzvorschau, weshalb im Projekt in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer IEE unter anderem die Nutzung von Ensembleprognosen bei der Prognose von Netzengpässen evaluiert wurde. Die Ergebnisse sind vielversprechend, Netzbetreibern eine verbesserte Nutzung von Flexibilitätsoptionen durch verbesserte Prognosenutzung zu ermöglichen.

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

Das ENKO-Konzept wurde im Rahmen von NEW 4.0 über vier Jahre hinweg entwickelt und real erprobt. Durch den Dauerbetrieb und die intensiven Feldtests konnte gezeigt werden, dass dieses Werkzeug im realen Umfeld funktioniert. Dadurch konnte demonstriert werden, wie durch das Zusammenbringen der Erzeugungsregion Schleswig-Holstein und des Lastzentrums Hamburg eine Erhöhung der Selbstverwertungsquote möglich ist. Mit ihren Anreizen zu echter Sektorenkopplung kann die ENKO-Plattform CO<sub>2</sub>-Emissionen reduzieren. Durch die transparente und offene Ausgestaltung von



ENKO ist der Industrie-, der Verkehrs- und Wärmesektor in der Lage, sonst nicht nutzbaren Grünstrom zu verwerten. Sogar Haushaltskunden können so bei der Behebung von Netzengpässen helfen.

Darüber hinaus konnten die Netzbetreiber neue Fähigkeiten für die Energiewende erarbeiten. Beispielsweise wurde während der Feldtests aktive Netzbetreiber-Kommunikation zur Flexibilitätskoordination genutzt – ein Prozess wie er in ähnlicher Form beim Redispatch 2.0 in Zukunft im Dauerbetrieb eingesetzt werden wird.

Die ENKO-Plattform wurde im Rahmen der SINTEG-Verordnung betrieben. Anbieter flexibler Lasten konnten hierbei ihre Mehrkosten (u. a. für Netznutzungsentgelte und EEG-Umlage) als wirtschaftliche Nachteile geltend machen. Die Vergütung, die der Netzbetreiber im Regelbetrieb für den netzdienlichen Abruf flexibler Last zahlen würde, entfiel somit im Projektbetrieb. Außerhalb des Forschungsprojektes ist diese Vergütung allerdings obligatorisch, um die Wirtschaftlichkeit einer Flexibilitätsbereitstellung für den Flexibilitätsanbieter zu gewährleisten. Anders als die Kosten für Einspeisemanagement bzw. Redispatch kann ein Netzbetreiber die Kosten für Vergütungen von flexiblen Lasten derzeit nicht bei der Anreizregulierung anrechnen und über die Netzentgelte umlegen. Aus diesem Grund hat der Netzbetreiber keinen Anreiz, flexible Lasten in das Engpassmanagement zu integrieren (außer er bekäme sie zum „Nulltarif“), auch wenn bei der ENKO-Plattform gewährleistet ist, dass durch den Kostenvergleich von freiwilliger und verpflichtender Flexibilität (d. h. zwischen angebotener Last und Einspeisemanagementmaßnahme) Engpassmanagement zu geringsten Gesamtsystemkosten durchgeführt wird. Um zukünftig flexible Lasten in das Engpassmanagement integrieren zu können und Flexibilitätsplattformen wie ENKO einen wirtschaftlichen Regelbetrieb zu ermöglichen, müssen diese als zusätzliches Instrument des Engpassmanagements durch Netzbetreiber in § 13 oder § 14 EnWG aufgenommen werden. Dabei sollte berücksichtigt werden, dass die Plattformen durch den Gesamtkostenvergleich der Abregelungsmaßnahmen die Kosten für Flexibilitätsvergütungen begrenzen. Außerdem sollte sichergestellt werden, dass die Plattformen – analog zu den obigen Schilderungen zu ENKO – wirksame Maßnahmen zur Vermeidung von missbräuchlichem Bieterverhalten durch Scheinflexibilität implementieren.

## Use Case 3

### Smart Balancing

#### MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Heute gibt es in Deutschland für die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) keine Möglichkeit die momentane Abweichung ihres Bilanzkreises mit der Abweichung der Regelzone vom Gesamtfahrplan (Last und Erzeugung) zu vergleichen. Nach § 4 Abs. 2 Stromnetzzugangsverantwortung (StromNZV) und Ziffer 5 des Standardbilanzkreisvertrages (BK6-06-013 vom 29.06.2011) sind die BKV verpflichtet, für eine ausgeglichene Viertelstunden-Leistungsbilanz ihrer Bilanzkreise zu sorgen. Nach Ziff. 5.2. des Standardvertrages obliegt ihnen auch die Verpflichtung, die Bilanzabweichungen möglichst gering zu halten. Die zugrunde liegende Idee ist dabei, dass bei möglichst geringer Bilanzabweichung in allen Bilanzkreisen automatisch der Einsatz von Regelenergie minimiert wird. Dies ist insofern unrealistisch, da eine Reihe von Bilanzkreisen relativ ungenauen Prognoseverfahren unterworfen sind. Dies betrifft alle Bilanzkreise im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG-Bilanzkreise) sowie die Standardlastprofil-Bilanzkreise (SLP-Bilanzkreise). Es verbleibt also stets eine relativ hohe Gesamtabweichung der Regelzone von ihrem intendierten Fahrplan. Werden nun gegenläufige Abweichungen in einzelnen Bilanzkreisen aufgrund der generellen Verpflichtung zur Fahrplantreue herausgeregelt, verschlechtert dies die Gesamtsituation, statt sie zu verbessern.

Mit dem Konzept des Smart Balancing wird ein systemdienliches Verhalten von Marktparteien angereizt, wodurch der Einsatz von Regelenergie verringert und so ein wichtiger Beitrag für das Stromsystem geleistet werden kann. BKV sollen in der laufenden aktuellen Viertelstunde die Abweichung ihrer Bilanzkreise in Relation zur Gesamtabweichung der Regelzone setzen können. Dabei sollen sie nach Möglichkeit gleichläufige Abweichungen korrigieren und gegenläufige Abweichungen beibehalten. Auf diese Weise soll der Bedarf zum Einsatz von Regelenergie für den Ausgleich der Regelzone reduziert werden. Ziel des Use Case 3 war dabei, die Übertragbarkeit des niederländischen Ansatzes des „Mitregelns“ der BKV auf die deutsche Situation simulativ – aufgrund der hohen Relevanz für die Systemsicherheit – zu überprüfen.

#### LÖSUNGSIDEE

---

Den BKV wird im Rahmen des Smart Balancing in Echtzeit die Gesamtabweichung der Regelzone mitgeteilt, wodurch sie ihre eigene Abweichung mit der Regelzonenabweichung laufend vergleichen können. Damit verbunden wird eine Information zu den (vermutlich) dadurch gerade entstandenen Kosten für Ausgleichsenergie mitgeteilt. Bei gegenläufiger Abweichung lassen sie ihre Bilanzabweichung stehen, da sie das System stützt. Bei gleichläufiger Abweichung sorgen sie für Ausgleich. Dazu kann eigene

Flexibilität oder auch kurzfristig marktseitig bezogene Flexibilität verwendet werden. Dabei sollte/muss der Ausgleich auf den zum Bilanzausgleich notwendigen Fehlbetrag beschränkt bleiben.

### Anreizmechanismus

Durch die gezielte Anpassung des Bilanzkreissaldos nur bei gleichläufiger Abweichung werden sehr effektiv die Ausgleichsenergiekosten für den jeweiligen Bilanzkreis optimiert, da nur gleichläufige Abweichungen Ausgleichsenergiekosten verursachen. Ein Problem stellen jedoch die Nulldurchgänge in einer Abrechnungsperiode (Erbringungs Viertelstunde) dar – diese wechseln von positiver zu negativer Abweichung in der Viertelstunde. Im gegenwärtigen System werden diese Abweichungen integriert, sodass hohe Abweichungen in beide Richtungen innerhalb einer Viertelstunde zu einer geringen (rechnerischen) resultierenden Abweichung führen können.

### Wirkungsmechanismus

Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO stellte im Rahmen von NEW 4.0 die Regelzonenabweichung den BKV zur Verfügung. Diese versuchen mit Hilfe des kurzfristigen Intraday-Handels (Use Case 1) und eigener Flexibilität ihre Ausgleichsenergiekosten zu minimieren. Die Abbildung 1 zeigt beispielhaft die von der TenneT TSO in den Niederlanden veröffentlichten Informationen zum Regelzonensaldo und den Ausgleichsenergiepreisen.

#### Balance delta plus prices

The 'Balance delta' table shows the quantities of regulating and reserve capacity TenneT has requested for its operations. It shows these quantities, approximately halfway each minute, for the most recent half hour, together with the prices of the pricesetting bids.

Table		Table 2-hours	XML	Explanation	Export data				
Time indication			Activated power				Price development		
Number	Seq. nr.	Time	Regulating		Reserve		Emerg. (0/1)	Highest price	Lowest price
			Up	Down	Up	Down	Up	Up	Down
1	600	09:59	237	0	0	0	0	128,02	
2	599	09:58	242	0	0	0	0	151,24	
3	598	09:57	241	0	0	0	0	151,24	
4	597	09:56	233	0	0	0	0	128,02	
5	596	09:55	229	0	0	0	0	120,90	
6	595	09:54	224	0	0	0	0	107,14	
7	594	09:53	221	0	0	0	0	106,02	

Abbildung 1: Informationen zum Regelzonensaldo und Ausgleichsenergiepreisen der TenneT in den Niederlanden

An den Feldtestphasen haben folgende Partner von NEW 4.0 teilgenommen:

- ARGE Netz
- ArcelorMittal
- Aurubis
- TRIMET



## ERGEBNISSE DER PRAKTISCHEN ERPROBUNG

Gegenstand der Forschung in Use Case 3 war die Anwendbarkeit des Smart Balancing-Ansatzes bezogen auf das deutsche Stromsystem zu untersuchen. Durch die Veröffentlichung der Bilanzkreisabweichungen vom eigentlichen Fahrplan in Echtzeit sowie des aktuellen Preises für Ausgleichsenergiemaßnahmen werden die Bilanzkreisverantwortlichen dazu angereizt sich systemdienlich zu verhalten. Bilanzkreisabweichungen die der Gesamtabweichung im Netz entgegengesetzt sind, bleiben so bestehen und reduzieren den Bedarf an Regelernergie. So können konventionelle Must-run-Kapazitäten reduziert werden. In Use Case 3 wurden Zeitreihen von vier Demonstratoren dazu genutzt die Wirksamkeit des Ansatzes anhand echter Anlagendaten zu untersuchen. Die Partner ARGE Netz, ArcelorMittal, TRIMET und Aurubis stellten ihre Daten für den Zeitraum vom 18.11.2019 bis zum 23.11.2019 zur Verfügung. Die Simulation ergab, dass durch die Anwendung des Smart Balancing-Prinzips allein mit den vier teilnehmenden Demonstratoren 300 MWh positive Sekundärregelleistung und 900 MWh negative Sekundärregelleistung hätten eingespart werden können. Für die teilnehmenden Demonstratoren hätte dies eine monetäre Einsparung von rund 45.000 Euro durch eingesparte Ausgleichsenergiekosten bedeutet.

Folglich konnte der „Proof of Concept“ erbracht werden, dass das Prinzip des „Mitregels“ auch auf Deutschland übertragbar ist und dadurch u. a. ökonomische sowie auch ökologische Vorteile zu identifizieren sind. Die Erkenntnisse aus den Feldtests innerhalb des Use Case 3 lassen somit den Schluss zu, dass eine potenzielle Senkung der konventionellen Must-Run-Kapazitäten sowie der Regelergiekosten durch Smart Balancing Aussicht auf Erfolg hat. Durch diese – erstmalig in einem Praxisbezug simulierten – Erkenntnisse können demnach zukünftig neue Geschäftsmodelle für verschiedene Marktteilnehmer (flexible Lasten, EE-Anlagen und Speicher) entstehen.

### Ergebnis der erweiterten Simulation mit „Fuzzy-Logik“

Da der Feldtest im Rahmen des Use Cases die potenziellen Risiken einer Einführung von Smart Balancing nicht abbilden kann, wurden keine weiteren Feldtest-Simulationen durchgeführt, sondern Simulations-Szenarien für das gesamte deutsche Bundesgebiet erarbeitet (Market Response for Real-Time Energy Balancing: Simulation using Field Test Data | IEEE Conference Publication | IEEE Xplore). In einem ersten Schritt wurde anhand von Literatur-Recherchen und Interviews eine Fuzzy-Logik ([https://www.researchgate.net/publication/349338562\\_Smart\\_Balancing\\_of\\_Electrical\\_Power\\_in\\_Germany\\_-\\_Fuzzy\\_Logic\\_Model\\_to\\_Simulate\\_Market\\_Response](https://www.researchgate.net/publication/349338562_Smart_Balancing_of_Electrical_Power_in_Germany_-_Fuzzy_Logic_Model_to_Simulate_Market_Response)) erarbeitet, welche das BKV-Verhalten in verschiedenen Markt-Umgebungen antizipiert. Mit der Fuzzy-Logik, dem Smart Balancing-Model und einem finalen mit Mitarbeitern von TenneT abgestimmten Szenarien konnte die deutsche Regelzone mit Smart Balancing quantifiziert werden. Auch die finalen Szenarien zeigen, dass Smart Balancing in allen untersuchten Fällen Kosten auf System-Seite reduzieren würde. In einem ersten Schritt wird die Einführung eines einfachen „Ampelsystems“ vorgeschlagen, welches zu einer erhöhten Transparenz im Markt führen würde.

## Use Case 4

Regelenergieerbringung mit dezentralen Erzeugern/  
Speichern und Demand Side Management (DSM)

### MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Regelenergie ist ein zentraler Baustein einer stabilen Energieversorgung. Üblicherweise wird diese heute von konventionellen Kraftwerken erbracht. Aber auch kleinere, dezentrale EE-Erzeuger und flexible Verbraucher sind grundsätzlich technisch in der Lage, Regelenergie zu erbringen. Die existierenden Präqualifikations-Anforderungen basieren auf einer zentralen Kraftwerksstruktur mit konventioneller Kraftwerkstechnik und stellen für neue Teilnehmer eine erhebliche Markteintrittsbarriere dar. Die Bereitstellung und tatsächliche Erbringung von Regelenergie auf den etablierten SDL-Märkten wird von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) vergütet. Die Erlöse bilden sich in einem transparenten Angebots- und Zuschlagsverfahren. In den letzten Jahren sind die Erlösmöglichkeiten, insbesondere für die Produkte Minutenreserve (MRL) und Sekundärreserve (SRL), deutlich zurückgegangen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass ein gesteigertes Angebot auf eine nahezu gleichbleibende Nachfrage trifft. Insbesondere für EE-Anlagen bei dem als Referenz die EEG-Vergütung und ein Betrag X als Gebotspreis angesetzt werden müsste, wird es schwer einen Zuschlag zu erhalten, da sie in der Merit Order-Liste sehr weit hinten stehen. Hinzu kommt ein verhältnismäßig seltener Aktivierungsbedarf. Die Erfüllung der Präqualifikationsanforderungen ist für die Teilnehmer mit erheblichen Kosten (CAPEX und OPEX) verbunden. Die vorgenannten Punkte zeigen, dass eine Teilnahme der Projektpartner bzw. der Anlagenbetreiber und Unternehmen derzeit keinem wirtschaftlichen Anreiz folgt, sondern eher der Erprobung der Technologie im Rahmen von NEW 4.0, um Handlungsempfehlungen aus den gewonnenen Erkenntnissen aufzeigen zu können.

### LÖSUNGSDIEE

---

#### Anreizmechanismus

Anreiz für die Erbringung von Regelenergie (PRL, SRL und MRL) sind die für die jeweiligen Produkte zu erzielenden Erlöse auf dem etablierten Markt für Regelenergie der Übertragungsnetzbetreiber. Diese folgen europäisch einheitlichen Regeln (ENTSO-E). Ziel ist es, Markteintrittsbarrieren im Regelleistungsmarkt für kleine, dezentrale Akteure zu identifizieren und zu adressieren.

#### Wirkungsmechanismus

Wesentliche Prüfkriterien im Rahmen des Use Cases waren die seitens der ÜNB gestellten Anforderungen an die technische Präqualifikation, insbesondere hinsichtlich der IT-seitigen Schnittstellen. Da der Fokus auf den bestehenden Marktplätzen (insb. MRL) lag, wurden die dort geltenden Wirkungsmechanismen angewendet und auf Anpas-

sungsbedarf in einem zunehmend auf dezentralen und erneuerbaren Energiesystem untersucht. Die Untersuchungen erfolgten insbesondere mit Blick auf Aggregatoren (bspw. Erneuerbare-Energien-Kraftwerk »Steckbrief IX, Speicherregelkraftwerk »Steckbrief XVI) und deren zentrale Rolle bei der Anbindung und Präqualifizierung von dezentralen Anlagen an Regelleistungsmärkten (siehe auch [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)).

### Marktprozess

Durch die Erweiterung/Modifikation der Präqualifikations-Anforderungen auf die spezifischen Gegebenheiten von EE-Anlagen und flexiblen Verbrauchern können die Eintrittsbarrieren gesenkt und so eine Teilnahme (gesamt-)wirtschaftlich attraktiv werden. Eine wesentliche Rolle wird voraussichtlich den Vorgaben zum Pooling von Anbietern zukommen. Poolanbieter bzw. Aggregatoren sollen dabei den Präqualifikations- und Abrechnungsaufwand für die einzelnen technischen Einheiten reduzieren und die Marktprozesse stellvertretend für einzelne Erzeugungsanlagen(-betreiber) umsetzen.

An den Feldtesterprobungen zur Regelenergieerbringung aus dezentralen Anlagen haben folgende Partner von NEW 4.0 teilgenommen:

- ArcelorMittal
- ARGE Netz
- EnspireME
- HanseWerk Natur
- Speicherregelkraftwerk Curslack (HAW Hamburg/CC4E, Nordex, Vattenfall)
- TRIMET
- Wind to Gas Energy

## ERGEBNISSE DER PRAKTISCHEN ERPROBUNG

Die im Rahmen von Use Case 4 durch ARGE Netz durchgeführten Tests evaluierten zahlreiche Lösungsansätze zur zukünftigen Erbringung von Systemdienstleistungen durch dezentrale Anlagen. Beispielsweise durch das Zusammenfassen mehrerer Anlagen, wodurch diese als virtuelles Kraftwerk gemeinsame Kapazitäten anbieten können. Solche Pooling-Ansätze könnten zukünftig dazu führen, dass auch kleineren dezentralen Erzeugungsanlagen die Teilnahme am Regelenergiemarkt ermöglicht wird.

Im ersten Schritt wurde dazu die sogenannte Doppelhöckerkurve mit einer ausgewählten 3 MW-Windenergieanlage durch ARGE Netz durchfahren. Die Doppelhöckerkurve ist integraler Bestandteil der Präqualifikationsbedingungen für die Erbringung von Regelleistung mit Windenergieanlagen und bildet das Verhalten und die Reaktion der Anlage auf eine konkrete Sollwertvorgabe (als Delta zur möglichen elektrischen Leistung) ab. Mit der erfolgreichen Durchfahrt konnten die technischen Präqualifikationsanforderungen zur Teilnahme am Regelenergiemarkt für die WEA erfüllt werden. Abbildung 1 visualisiert die stufenweise Absenkung der Wirkleistung in 750 kW-Schritten für jeweils zweieinhalb Minuten. Die WEA reagierte auf einen simulierten Abruf von negativer Regelarbeit mit einer Leistungsabsenkung und kehrte danach zum Echtzeitfahrplan zurück.

Darauf aufbauend wurde in einem weiteren Test ein Abruf einer Leistung von 600 kW negativer Minutenreserve mit einer 1,5 MW-Anlage simuliert. Abbildung 2 stellt die Absenkung der Wirkleistung der Windenergieanlage auf den Sollwert um 600 kW und die anschließende Rückkehr zum Echtzeit-Fahrplan dar.

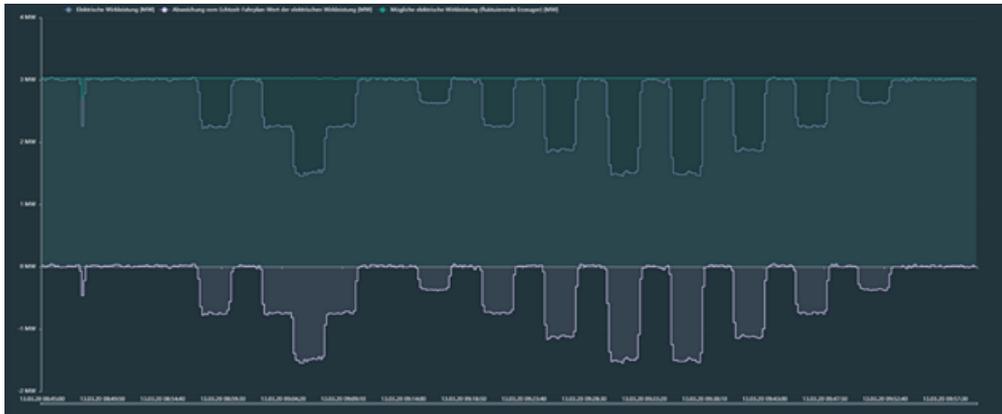


Abbildung 1: Durchfahrt der Doppelhöckerkurve mit maximaler Lastabsenkung von 1,5 MW

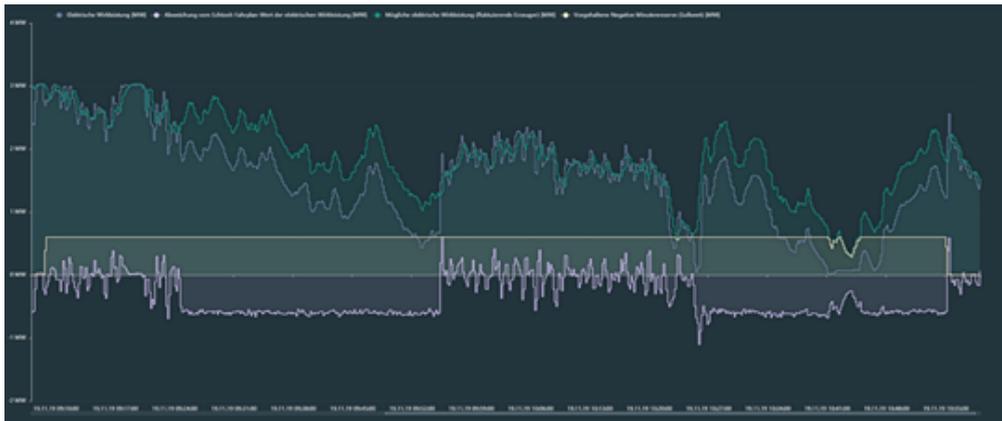
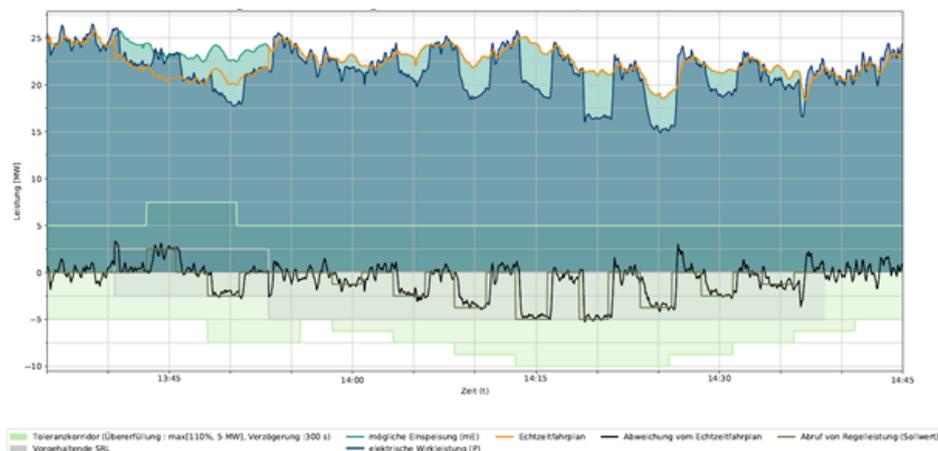


Abbildung 2: Absenkung der Wirkleistung einer Windenergieanlage um 600 KW

Abschließend nutzte ARGE Netz in einer weiteren Feldtestphase und aufbauend auf den vorherigen Tests den Erprobungszeitraum, um auch mehreren, im Erneuerbare-Energien-Kraftwerk (EEKW) gebündelten Windenergieanlagen positive Regelleistung anzubieten. Insgesamt wurden bis zu 5 MW Minutenreserve erbracht. Die Ergebnisse untermauern die Erkenntnisse aus den vorherigen Feldtests und bestätigen die Übertragbarkeit auf ein größeres Anlagenportfolio. Durch die Feldtests konnte gezeigt werden, dass Windenergieanlagen technisch in der Lage sind, negative Regelleistung in einer zuvor festgelegten Höhe durch Anpassung der IST-Einspeisung als festes Delta zur meteorologisch möglichen Einspeisung bzw. positive Regelleistung durch die Absenkung und im Abruffall bedarfsweise Erhöhung der Einspeiseleistung bereitzustellen. Eine weitere zentrale Erkenntnis ist, dass die entwickelte Regelung die Anforderungen des Regelenergiemarktes an Reaktionszeit und Genauigkeit erfüllt. So konnten sich die Anlagen für die Erbringung von Regelleistung am Markt präqualifizieren.





Die Partner ArcelorMittal, EnspireME, HanseWerk Natur, das Speicherregelkraftwerk Curslack (HAW Hamburg/CC4E, Nordex, Vattenfall), TRIMET sowie Wind to Gas Energy nahmen zudem mit dezentralen Verbrauchsanlagen und Speichern an den Feldtests des Use Cases teil und boten symmetrische Primärregelleistung sowie auch positive/negative Minutenreserveleistung am Markt an. Der folgenden Tabelle können die angebotenen Leistungen während der einzelnen Feldtestphasen entnommen werden. Weitere Informationen können den jeweiligen Steckbriefen der Partner und/oder den Abschlussberichten der Teilvorhaben entnommen werden.

### Erste Feldtestphase:

Regelenergie	Angebotene Leistung
Sym PRL	5.550 kW
Neg MRL	1.438 kW
Pos MRL	70.000 kW

### Zweite Feldtestphase:

Regelenergie	Angebotene Leistung
Sym PRL	12.550 kW
Neg MRL	1.038 kW
Pos MRL	-

### Dritte Feldtestphase:

Regelenergie	Angebotene Leistung
Sym PRL	50.000 kW
Neg MRL	2.900 kW
Pos MRL	70.000 kW

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

Die Weiterentwicklung des EEKWs um neue Schnittstellen, Daten- und Anlagentypen, sowie Verknüpfungen zu anderen Akteuren (Netzbetreiber, ENKO u. a.) sowie die verstärkte Verknüpfung der Sektoren – bspw. innerhalb des virtuellen Kraftwerks – ermöglicht die Teilnahme an mittelfristig neu entstehenden Marktsegmente. Darunter fallen vor allem Regelleistungs- und Regelarbeitsmärkte sowie Flexibilitätsmärkte. Nicht zuletzt dadurch, sondern auch durch die erfolgten Analysen von neuen technischen Anlagen wie Batterien, Elektrolyseuren und Power-to-Heat-Anlagen ist zu erwarten, dass neue Wertschöpfungspotenziale generiert werden können, da diese Anlagen einen wichtigen Beitrag zur Sektorenkopplung leisten können. Dies setzt jedoch voraus, dass der regulatorische Rahmen weiterentwickelt und ausgerichtet wird auf ein auf erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem, in dem Flexibilität und Sektorenkopplung zu den tragenden Säulen gehören. Neben der Erschließung potenzieller neuer Märkte ermöglicht die Schaffung neuer Schnittstellen zum Netzbetrieb, neue absehbare Prozesse im Rahmen der Marktkommunikation bedienen zu können. Ein Anwendungsfall ist hier zum Beispiel der ab Oktober 2021 einzuführende Redispatch (Redispatch 2.0) für erneuerbare Energien, der einen zunehmenden Datenaustausch von Betreibern und Bilanzkreisverantwortlichen mit den Netzbetreibern erfordert.

## Use Case 5

### Momentanreserve

#### MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Die Erbringung von Momentanreserve erfolgt vornehmlich aus den rotierenden Massen konventioneller, thermischer Kraftwerke. Ihre Synchrongeneratoren haben eine feste Drehzahl-/Frequenz-Kopplung und mit der Massenträgheit der Rotoren eine frequenzstabilisierende Wirkung auf das Stromnetz. Erneuerbare Erzeuger sind im Allgemeinen über Stromrichter an das Stromnetz gekoppelt und bringen somit keine frequenzstabilisierende rotierende Masse ein, sodass diese einst systeminhärente Systemdienstleistung in Zukunft künstlich erbracht werden muss, um eine stabile, ausschließlich auf erneuerbaren Energien beruhende Energieversorgung zu ermöglichen. Zu welchem Zeitpunkt diese Systemdienstleistung nötig sein wird, ist beispielsweise in der dena-Studie „Systemdienstleistungen 2030“ ([https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9094\\_dena-Studie\\_Systemdienstleistungen\\_2030.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9094_dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf)) betrachtet. Die kurzfristige Abdeckung mit Momentanreserve scheint gesichert zu sein, jedoch können langfristige Entwicklungen und Störfälle Probleme erzeugen und sind Gegenstand aktueller Untersuchungen.

Durch die hohe Windenergieerzeugung in Schleswig-Holstein kommt es zu großräumigen Stromtransiten. Dies führt (zunehmend) zu erhöhten lokalen Bedarfen an Momentanreserve zur Bewährung eines sicheren Systembetrieb im Fall von Großstörungen (z. B. die Auftrennung des Verbundnetzes in Teilnetze sog. „System-Split“). Beim Störungseintritt und einem daraus folgenden System-Split im europäischen Verbundnetz wird der Bedarf an Momentanreserve auf über mehrere hundert Stunden pro Jahr geschätzt – ungeachtet des zulässigen Frequenzgradienten (Ef.Ruhr GmbH (2016). Bedarf und Erbringung von Momentanreserve im Jahr 2030 via [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9142\\_Studie\\_Momentanreserve\\_2030.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9142_Studie_Momentanreserve_2030.pdf)).

#### LÖSUNGSIDEE

---

Im Rahmen des Use Case 5 sind Alternativen für die frequenzstützenden Effekte der rotierenden Massen konventioneller Kraftwerke entwickelt worden. Im Folgenden wird dies als die Erbringung von „Momentanreserve“ bezeichnet. Beispielsweise das Konzept der virtuellen Synchronmaschine (siehe hierzu auch Steckbrief XVI) bietet einen Ansatz diese Aufgabe zu erfüllen.

Andere Ansätze, die über die Beibehaltung des Status Quo hinausgehen, wurden im Rahmen dieses Use Cases untersucht. Ziel war es, eine optimale Momentanreserve zu entwickeln. Die Minimierung der Reaktions- und Aktivierungsgeschwindigkeit der



Momentanreserve ist dabei von besonderem Interesse, da insbesondere die instantan auf eine Frequenzänderung einwirkende Trägheit der rotierenden Massen ersetzt werden soll. Die Regelkonzepte galt es im Rahmen einer Simulation und eines anschließenden Feldtests zu validieren. Darüber hinaus wurden auch regulatorische Aspekte und mögliche Märkte untersucht. Hierbei standen eine Zusammenfassung bestehender Konzepte und die Entwicklung von Handlungsempfehlungen im Vordergrund.

## **ERGEBNISSE DER PRAKTISCHEN ERPROBUNG**

---

In Use Case 5 wurden erste Tests mit dem Batteriespeicher des Speicherregelkraftwerks Curslack (siehe hierzu auch Steckbrief XVI) durchgeführt, um zu demonstrieren, dass Batteriespeicher zur Bereitstellung von Momentanreserve eingesetzt werden können. Während der Feldtests konnte das entwickelte Regelkonzept des Speichers auf Plausibilität geprüft werden.

Großflächig eingesetzt können diese und weitere dezentrale Anlagen so die benötigte Mindestleistung konventioneller Kraftwerke – die sogenannte Must-Run-Kapazität – reduzieren, indem beispielsweise die frequenzstabilisierende Eigenschaft rotierender Massen in konventionellen Kraftwerken durch virtuelle Synchronmaschinen ersetzt werden. Im Rahmen des Use Case 5 wurde mit dem Batteriespeicher des Speicherregelkraftwerks Curslack Momentanreserve in Höhe von 10 kW in einer Reaktionszeit unter 500 ms erbracht. Zudem wurden Tests an der Swing-Equation-based inertia control durchgeführt und so die Parametrierung verbessert.

Die detaillierten Ergebnisse zum Use Case 5 „Momentanreserve“ finden Sie in den Abschlussberichten des Fraunhofer ISIT zum Projekt NEW 4.0. Die Inhalte sind auch im Gesamtabschlussbericht des Projektes NEW 4.0 aufgezeigt, der über die Technische Informationsbibliothek Hannover zugänglich ist.

## Use Case 6

### Dezentrale Erbringung von Blindleistung

#### MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Im Use Case 6 (nachfolgend UC 6 genannt) wurde untersucht, wie die Erneuerbaren Energien-Anlagen (EE-Anlagen) bzw. die Windenergieanlagen (WEA) und ein Batteriespeicher durch aktives dynamisches Blindleistungsmanagement zur Spannungshaltung beitragen können. Bisher erfolgen die Vorgaben des Anschlussnetzbetreibers zum Blindleistungsarbeitspunkt an EE-Anlagen vorwiegend statisch. Die im Zusammenhang mit dem Zuwachs von Erneuerbaren Energien steigende Volatilität des Blindleistungsbedarfes in unterlagerten Netzen überträgt sich auch auf das Übertragungsnetz, dessen Blindleistungsbedarf derzeit aus immer mehr schwindenden konventionellen Kraftwerken oder eigenen Kompensationsanlagen gedeckt wird.

Bedingt durch den starken Zubau an EE-Anlagen, insbesondere WEA in Schleswig-Holstein, verändern sich die Leistungsflüsse im Netz deutlich bis hin zur Leistungsflussrichtungsumkehr (Wechsel von Bezug auf Einspeisung gemeint). Hinzu kommt, dass aufgrund des zunehmenden Transportbedarfs und der ansteigenden Transportentfernung auch der Bedarf an Blindleistung und deren Koordinierung zunimmt. Gleichzeitig steigt durch die stochastischen EE-Einspeisungen die Volatilität der Leistungsflüsse erheblich. In Summe sind statische Vorgaben eines Blindleistungsarbeitspunktes technisch immer weniger geeignet, um dieser Entwicklung im Netzbetrieb ausreichend Rechnung zu tragen. Als Ergebnis des UC 6 wurde erprobt, ob und wie ein dynamisches Blindleistungsmanagement aus EE-Anlagen bzw. WEA in Kombination mit einem am Netz des ÜNB angeschlossenen Batteriespeichers zur Blindleistungs- und Spannungssteuerung im Verteil- und Übertragungsnetz genutzt werden kann.

An den Feldtesterprobungen zur dezentralen Erbringung von Blindleistung haben folgende Partner von NEW 4.0 teilgenommen:

- TenneT TSO,
- Schleswig-Holstein Netz,
- EnspireME,
- Energie des Nordens/ARGE Netz,
- UW Jardelund (freundliche Unterstützung, obwohl kein NEW 4.0-Partner)

## ERGEBNISSE DER PRAKTISCHEN ERPROBUNG

Im Rahmen von UC 6 wurde ein Prozess für die Spannungsebenen übergreifende Optimierung des Blindleistungsaustauschs zwischen Höchst- und Hochspannungsnetz und zum Übergang von der statischen zur dynamischen Blindleistungserbringung erarbeitet. Dieser Prozess wurde in der Pilotregion Jardelund durch die Einbindung der verfügbaren und technisch effizient nutzbaren Blindleistungsquellen aus EE-Anlagen (WEA) und dem Batteriespeicher erprobt. Die Ergebnisse der Feldtests zeigen, dass der erarbeitete Prozess zur Einbindung der WEA und des Batteriespeichers prozessual robust erfolgen und den erwarteten Anforderungen gerecht werden kann. Die nachfolgende Abbildung zeigt den schematischen Umfang der Feldtests in der Testregion Jardelund.

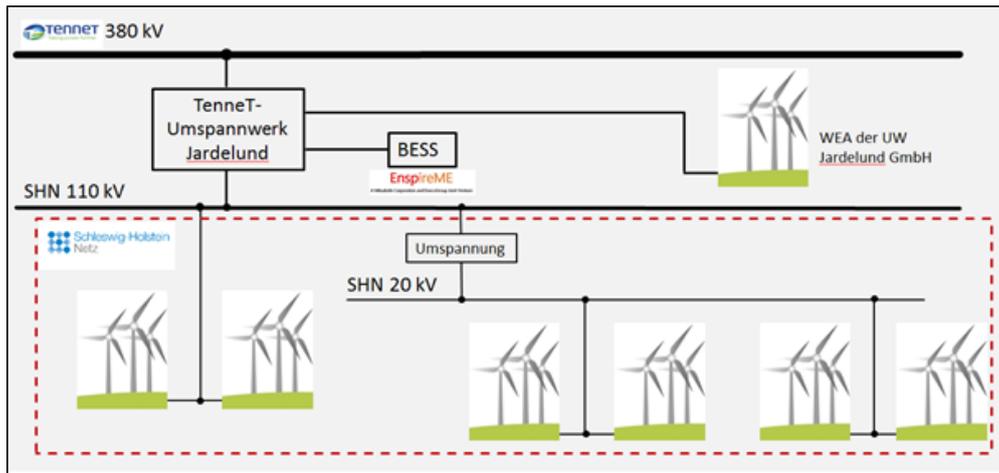


Abbildung 1: Schematischer Umfang der Feldtests in der Testregion Jardelund

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

Die Anbindung der Batteriespeicheranlage BESS an das Übertragungsnetz zur Erbringung von Systemdienstleistungen wurde bereits vor der Projektlaufzeit realisiert und es fanden bereits mehrere Blindleistungsabrufe statt.

Der erprobte und festgelegte Prozess zur Spannungsebenen-übergreifenden Blindleistungsbereitstellung, wird als Grundlage für den nach Ablauf der Projektlaufzeit weiterzuentwickelnden Spannungsebenen-übergreifenden Blindleistungs-/Spannungsmanagement Prozess zwischen der SH-Netz und der TenneT verwendet. Das Verfahren kann somit als Blaupause für Schleswig-Holstein angesehen werden.

**Steckbriefe  
weiterer Förderpartner**

**NEW 4.0**

## MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Die e.kundenservice Netz GmbH ist diejenige, die Projektpartner in Schleswig-Holstein mit Smart Meter Gateways ausstattet, die bisher nicht über bestehende und/oder neue bzw. erweiterte virtuelle Kraftwerke in die IKT-Struktur in NEW 4.0 eingebunden werden können. Um solche Partner am schnellen Intraday-Handel (Use Case 1) und am Smart Balancing (Use Case 3) teilnehmen zu lassen, ist es notwendig, die Auflösung der Lastgangmessung der Smart Meter zu erhöhen. Für beide Fälle ist die Registrierung und Übermittlung von Lastgängen mit einer Auflösung von mindestens Minutenwerten erforderlich. Eine solche verbesserte Aufzeichnung und entsprechend schnelle Bereitstellung/Übermittlung der Lastgangwerte wird im Rahmen dieses Teilvorhabens entwickelt und durch die e.kundenservice Netz GmbH als Smart Meter Gateway Administrator (abgekürzt: SMGWA) den Projektpartnern bereitgestellt.

Um zukünftig über die Funktion des SMGWA einen standardisierten und dynamischen Zugriff auf flexible Lasten und Erzeuger ermöglichen zu können, wird aus den Ergebnissen ein grundsätzliches Kommunikationskonzept für eine standardisierte, BSI-konforme Kommunikationslösung für die schnelle Nutzung von Flexibilitäten via SMGW/SMGWA erarbeitet. Dies ist die zentrale Innovation des hier beantragten Vorhabens und ist der nächst logische Schritt im Rahmen des Roll-Outs: Auf Basis zertifizierter Standardgeräte die Anbindung von (auch großen RLM) Verbrauchern ermöglichen und dabei hochaufgelöste Lastgänge zur Bewirtschaftung der aktuellen Viertelstunde bereitstellen, statt solche Integrationen wie bisher nur durch proprietäre Middleware-Konzepte realisieren zu können.

## ERGEBNISSE

---

Im Rahmen von NEW 4.0 konnten die Validierungsverfahren von Flexibilitäten unterschiedlicher Messkonzepte für Volleinspeisung und Überschusseinspeisung umgesetzt werden. Ebenso ist die Abrechnungsfähigkeit bei Leistungserfüllung von flexiblen Lastgängen entwickelt und erfolgreich getestet worden. Über eine manuelle Schnittstelle wurden die bezuschlagten Lastgangdaten dabei aus der ENKO-Plattform (von der SHNG) und dem Lastgangmanagementsystem (e.kundenservice Netz GmbH) eingelesen. Die Validierung und Visualisierung der Zeitreihen zeigten eine Erfüllung der Flexibilitäten oder ggf. Abweichungen (Nicht-Erfüllung). Die Abrechnung von flexiblen Lasten bei Erfüllung wird erst einmal nicht weiterverfolgt, da der Nachweisprozess sowie die Privilegierung generell nicht geklärt sind. Hier bedarf es eines entsprechenden rechtlichen Rahmens.

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

Im Laufe des Projektes ist der Prozess zur Leistungserbringung wesentlich verbessert worden. Während der Pilotphase gab es Abweichungen bei der Erbringung der vereinbarten Flexibilitäten. Sie wurden nicht oder zu einem falschen Zeitpunkt erbracht. Anlagenbetreiber stehen bei diesem Vorgehen im Piloten vor einer wirtschaftlichen Entscheidung bzw. auch vor weiteren Herausforderungen wie Verpflichtung von Energielieferungen auf Anfrage (z. B. Wärme bei BHKW-Anlagen). Sie müssen zwischen der Erbringung der Flexibilität oder den vorgenannten Beispielen abwägen. Hierbei ist gut zu erkennen, dass netzdienliches Verhalten durch flexible Lasten möglich ist, aber der energiewirtschaftliche Rahmen geändert werden muss, damit sich dieses Modell entfalten kann.



# Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur

## B2B Verwertungstransfer

## MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

In NEW 4.0 ging es nicht nur um technische Fragestellungen. Begleitend zur Erprobung innovativer kohlenstoffarmer Technologien bemühte sich das SINTEG-Schaufenster in Hamburg und Schleswig-Holstein seit Projektstart darum, eine breite gesellschaftliche Akzeptanz für das Großprojekt zu gewinnen. Dazu zählte die Umsetzung einer guten Business-to-Business Kampagne, die den Bekanntheitsgrad von NEW 4.0 auch innerhalb der Fachbranche stärken, Synergien zwischen Unternehmen schaffen und Nachahmungsinvestitionen in der Projektregion anstoßen sollte.

Somit arbeitete das AP 6.1 über den gesamten Projektzeitraum hinweg daran, die Entwicklungen und Ergebnisse der einzelnen Teilprojekte zu dokumentieren, mit der Fachwelt zu diskutieren und breit in Wirtschaft und Industrie zu kommunizieren. Maßgeblich dafür verantwortlich war die Clusteragentur Erneuerbare Energien GmbH (EEHH), die aufgrund ihrer langjährigen und intensiven Netzwerkarbeit in Hamburg eine wichtige Schnittstelle zur regionalen Energiewirtschaft, Hochschullandschaft und lokalen politischen Entscheidungsträgern darstellt. Entsprechend übernahm das AP 6.1 zusätzlich die Funktion einer „Erstanlaufstelle“ für interessierte Unternehmen.

## ERGEBNISSE

---

Die Ergebnisse waren durchweg positiv. Mit Ausnahme einiger kleinerer Aktivitäten, die durch die Pandemie ausfielen oder anders umgesetzt wurden als geplant, konnten die zentralen Meilensteine erreicht werden:

So wurde eine Branchen-Website eingerichtet, regelmäßig gepflegt und im Wochentakt mit neuen Inhalten und Informationen zu NEW 4.0-Teilprojekten aktualisiert. Im NEW 4.0-Blog konnten im Projektzeitraum 372 Blogbeiträge veröffentlicht werden. Der monatliche Newsletter erreichte rund 3.600 Abonnenten. Neben einer B2B-Broschüre zu Beginn des Projekts wurde auch zum Ende hin eine kompakte Abschlussbroschüre in Deutsch und Englisch publiziert. Dadurch wurde das Großvorhaben mit seinen vielseitigen Projekten und wichtigen Erkenntnissen für das Fachpublikum illustrativ aufbereitet. Über relevante Social-Media-Kanäle, vor allem Twitter und LinkedIn, wurden die generierten Inhalte noch breiter gestreut.

NEW 4.0 war auch in Form von Informationsständen jährlich auf den wichtigsten, themenbezogenen Messen – Hannover Messe, Wind Energy Hamburg, Messe Husum Wind, E-World – in Deutschland vertreten. Darüber hinaus fanden zahlreiche Fachver-

anstaltungen, wie regionale Akteursworkshops, Barcamps und Webseminare statt. Durch die zielgerichtete Projekt- und Ergebniskommunikation wurden Projektpartner und branchenrelevante Stakeholder stetig über die aktuellen Entwicklungen informiert. Mittels der diversen Veranstaltungsformate bot sich den Akteuren im Konsortium immer wieder eine Plattform für den fachlichen Austausch und die Kontaktpflege. Das stärkte das regionale Netzwerk, förderte die Zusammenarbeit innerhalb der Branche und generierte zusätzliches Know-how.

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

In Anbetracht dieser positiven Endbilanz, werden die angestoßenen Entwicklungen von der Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur auch in Zukunft weiter betreut. Die Branchenwebseite bleibt weitere zwei Jahre nach Projektabschluss für die interessierte Öffentlichkeit bestehen. Zudem wird die Clusterstrategie um den Bereich Sektorenkopplung erweitert. Hieraus ergeben sich große Verwertungsmöglichkeiten der Schlüsselthemen von NEW 4.0.

## MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Die geplante Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energiequellen führt unweigerlich zu einem umrichterbasierten Energienetz. Diese infrastrukturelle Veränderung führt zu vielen Herausforderungen im Betrieb des sich verändernden und des zukünftigen Netzes. Vor diesem Hintergrund hat sich das Fraunhofer-Institut für Siliziumtechnologie (ISIT) mit verschiedenen Vorhaben im Bereich SDL, Modellbildung und Simulation zur Systemgestaltung beschäftigt.

## ERGEBNISSE

---

### 3.7: SDL durch Speicher

Eine der Hauptherausforderungen ist die Beibehaltung der Netzqualität, der eine Schlüsselrolle bei der Sicherstellung einer zuverlässigen Energieversorgung zukommt. Hierfür wurde im Teilvorhaben „3.7 Systemdienstleistungen mit Speichern“ ein Konzept für neuartige Systemdienstleistungen unter Verwendung eines Batteriespeichersystems entwickelt, welches für zukünftige Netzszenarien geeignet ist. Die neuen Konzepte betrachten die Bereitstellung von Momentanreserve zur Frequenzstabilisierung, die Oberwellenkompensation und die Spannungsregelung.

Zur Frequenzstabilisierung wurde ein schwingungsgleichungsbasierter Regler zur Bereitstellung von Momentanreserve entwickelt. Die Stellparameter des Reglers wurden so optimiert, dass die Größe des Batteriespeichers bei Beibehaltung der maximalen Frequenzabweichung minimiert werden konnte. Der Ansatz wurde in einer Simulation für die Modellregion Hamburg und Schleswig-Holstein und in einem lokalen Feldtest mit dem Speicherregelkraftwerk der HAW Hamburg (CC4E), Nordex und Vattenfall in Curslack überprüft. Zusätzlich wurde eine Frequenzschätzmethode entwickelt, die auf der Nutzung der Eigenschaften eines Sinussignals basiert. Zur Oberwellenkompensation wurden zwei modellprädiktive Regelungskonzepte entwickelt. Die Konzepte verwenden je einen linearen und einen nichtlinearen Ansatz. Der lineare Ansatz nutzt hierbei ebenfalls die Eigenschaften des Sinus, der nichtlineare Ansatz hingegen nutzt den Grenzyklus eines Oszillators, um über die Kompensation der Oberwellen auch die Spannungsamplitude zu regeln.

### 4.4: Algorithmenentwicklung

Eine weitere Hauptherausforderung ist die Reduktion der Gesamtkosten des Netzbetriebs. Mit steigendem Anteil an erneuerbaren Energiequellen werden zusätzliche Leistungsungleichgewichte erwartet und somit ein Zuwachs an Kosten für Regelenergie,

die zum Ausgleich benötigt wird. Im Teilvorhaben „4.4 Algorithmenentwicklung“ wird ein Smart Balancing-Ansatz für Deutschland vorgestellt, der sich an den Erfolgsbeispielen der Niederlande und Belgien orientiert. Für diesen Ansatz wird das Stromnetz von Gesamtdeutschland mit verteilten balancing groups modelliert, die für die Aktivierung der Regelernergie durch den Übertragungsnetzbetreiber ausschlaggebend sind. Die Idee ist die Gesamtkosten der Regelernergie zu reduzieren, indem Abweichungen vom Fahrplan, die netzdienlich sind, zugelassen werden. Hierfür wird ein Marktdesign, welches für Deutschland optimiert ist, vorgeschlagen und eine tiefgehende Analyse der ökonomischen Potenziale und zugehörigen Risiken vorgestellt.

### **8.1: Modellbildung und Simulation zur Systemintegration**

Im Teilvorhaben „8.1 Modellbildung und Simulation zur Systemintegration“ wird eine Co-Simulation vorgestellt, die die unterschiedlichen Speichertechnologien, die im Projekt Verwendung finden untersucht. Die Ergebnisse des Teilvorhabens sind die Bereitstellung der Modelle, die Durchführung der Simulation sowie die Auswertung der Simulationsergebnisse. Das Modell besteht zum einen aus der Abbildung von physikalischen und elektrotechnischen Eigenschaften und zum anderen aus der Abbildung von ökonomischen Aspekten. Hieraus werden Grenzkosten generiert, die im Rahmen der Co-Simulation den anderen Partnern zur Verfügung gestellt wurden. In der Analyse der Simulationsergebnisse wurde besonders darauf eingegangen wo lastseitige Flexibilitäten vorhanden sind bzw. benötigt werden und welche Wirtschaftlichkeit sich daraus ergibt. Zudem wurde untersucht welche Verteilungseffekte bei Veränderung von ökonomischen und rechtlich regulatorischen Rahmenbedingungen entstehen.

In allen Teilvorhaben wurden die wichtigen Ergebnisse auf Konferenzen und Kongressen veröffentlicht und so der Öffentlichkeit zugänglich gemacht. In zahlreichen studentischen Abschlussarbeiten wurden wissenschaftliche Nachwuchskräfte qualifiziert. Die Abschlussarbeiten wurden damit als Verwertungsinstrument genutzt.

Das hier durchgeführte Projekt trug massiv dazu bei, dass das Fraunhofer ISIT durch das verstärkte Expertenwissen deutlich stärker im Bereich 4E wahrgenommen wird. Die Beteiligung an diesem Forschungsvorhaben verschaffte dem ISIT weitere Systembausteine zur Nutzung von Flexibilitäten, wie z. B. im Bereich „Smart Grids“ und „Industrie 4.0“.

## MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Durch den gemeinnützigen Verein KulturEnergieBunkerAltonaProjekt (KEBAP e. V.) wird ein Hochbunker im Hamburger Stadtteil Altona zu einem „Kultur- und Energiebunker“ umgebaut. Hier wird neben den Freiräumen für kulturelle Nutzung eine Energiezentrale errichtet, die den Stadtteil mit klimafreundlicher Wärme versorgt. Darin werden Konzepte zu dezentraler Wärmeeinspeisung in Fernwärmenetze mit Kraft-Wärme-Kopplungs- und Power-to-Heat-Anlagen in Kombination mit einer Wärmespeicherungsanlage erprobt. Die Energiezentrale soll ein intelligentes modulares Energiesystem darstellen und als Demonstrationsobjekt für eine flexible Energieerzeugung in Reaktion auf eine zunehmende, jedoch volatile Windstromproduktion dienen. Die Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg (HAW Hamburg) liefert für dieses Vorhaben ein Simulationsmodell sowie Zeitreihen zum Anlagenkonzept und entwickelt Algorithmen für das modellbasierte prädiktive Regelungskonzept (model predictive control).

## ERGEBNISSE

---

Im Rahmen des Teilvorhabens wurde ein bilanzkreisdienlicher Betrieb des Energiebunkers untersucht. Das im Modell vorhandene Erdgas-BHKW und die PtH-Anlage wurden zum Ausgleich eines Windstrom dominierten Strombilanzkreises eingesetzt. Das Bilanzkreisszenario wurde hinsichtlich CO<sub>2</sub>-Emissionen und Wirtschaftlichkeit mit einem Referenzfall verglichen, in dem alle Energieerzeuger wärmegeführt betrieben werden. Die Simulationsergebnisse zeigten, dass der bilanzkreisdienliche Betrieb des Energiebunkers eine um 20 t/a geringere Menge der absoluten CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zum Referenzfall aufweist. Jedoch zeigte sich das Bilanzkreisszenario als gegenwärtig wirtschaftlich nicht sinnvoll.

Im Rahmen der Anbindung des Modells an den Use Case 3 von NEW 4.0 wurde untersucht, inwiefern der oben beschriebene bilanzkreisdienliche Betrieb zum Smart Balancing beitragen kann. Der Ausgleich von ungefähr 53 % der Bilanzkreisfahrplanabweichungen durch den Einsatz der regelbaren Anlagen wirkt positiv auf das Stromnetz. So reduziert der Einsatz der Flexibilitäten des Energiebunkers durch Smart Balancing im Bilanzkreisszenario den Einsatz von Regelenergie. Das Modell unterstützt aktiv die Planungsphase des Energiebunkers und liefert eine wissenschaftliche Basis für die Optimierung der weiteren Auslegungs- und Verwertungsszenarien.

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

Der KEBAP e. V. wird den Energiebunker bei erfolgreicher Projektumsetzung nach Laufzeitende betreiben und somit die aufgebaute Infrastruktur wirtschaftlich nutzen. Die geplante Inbetriebnahme des Energiebunkers ist das Jahr 2025. Mit dem Energiebunker entsteht erstmals in Deutschland ein Fall von dezentraler Einspeisung und Durchleitung regenerativer und klimafreundlicher Wärme in Fernwärmenetze. Dadurch hat das Projekt einen besonderen Modellcharakter für einen – bisher nicht möglichen – Vermarktungsweg von Wärmeerzeugung, der allerdings erst durch die Sektorenkopplung wirtschaftlich sinnvoll wird. Die in der technischen Machbarkeitsstudie (Averdung Ingenieure & Berater GmbH, „Technisch-wirtschaftliche Machbarkeitsstudie Kultur- und Energiebunker Altona“. Juli 29, 2015.) durchgeführte Wirtschaftlichkeitsberechnung hat gezeigt, dass ein kostendeckender Wärmepreis für KEBAP-Kunden genauso teuer wird, wie der Bezug Hamburger Fernwärme im Tarif Natur Mix (ungefähr 0,078 €/kWh) und, je nach Gebäudetyp, 12 bis 26 % teurer als der Standardtarif.

## MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Die Transformation des Energiesystems stellt auch die Aus- und Weiterbildung vor neue Herausforderungen und erfordert eine bedarfsorientierte Anpassung der bestehenden Bildungsangebote. Hierdurch soll die langfristige Wettbewerbsfähigkeit pulsierender Wirtschaftsstandorte sichergestellt werden. Die veränderten und von der Industrie gewünschten Bedarfe und bestehende Angebote sollten erhoben werden und neue Aus- und Weiterbildungsangebote sowohl für die berufliche als auch für die akademische Bildung konzipiert werden.

Bei großen technischen Verbundprojekten wurde zudem in der Vergangenheit die erforderliche Weiterentwicklung der Qualifikationen häufig nicht synchron und integriert bewertet, sondern separat und nachrangig betrachtet. In der Energiewende entwickelt sich allerdings zwangsläufig das Profil der qualifizierten Fachkräfte weiter. Vorhandene Aus- und Weiterbildungen im gewerblich-technischen Bereich beziehen Teilthemen wie die intelligente Nutzung von Smart Metern und die Kommunikation der Anlagentechnik dezentraler Energieerzeugungsanlagen mit Plattformen der Verbrauchssteuerung meist noch nicht mit ein. Zudem muss das Wissen über anlagenbezogene Energiespeichertechniken erweitert werden. Dies gilt insbesondere für Fachkräfte, die für die Installation, Wartung und Netzanbindung von Erneuerbare-Energien-Anlagen eingesetzt werden.

## ERGEBNISSE

---

Hauptziel des Teilvorhabens der Handwerkskammer war die Entwicklung bedarfsorientierter Aus- und Weiterbildungsmodule im gewerblich-technischen Bereich für das Projekt NEW 4.0. Ausgangspunkt für die entwickelten Aus- und Weiterbildungsangebote war die unter Federführung der HAW Hamburg/CC4E erstellte umfassende Angebots- und Bedarfsanalyse (Düsterlho, J.-E. v. (2019), Aus- und Weiterbildung für die Energiewende – Qualifizierungsstudie mit Angebots- und Bedarfsanalyse für den Energiesektor. Unter [https://www.new4-0.de/wp-content/uploads/2019/07/NEW-4.0-AP-7-Aus-und-Weiterbildung\\_Qualifizierungsstudie.pdf](https://www.new4-0.de/wp-content/uploads/2019/07/NEW-4.0-AP-7-Aus-und-Weiterbildung_Qualifizierungsstudie.pdf)). Auf Basis der Entwürfe der Qualifizierungsstudie hat die Handwerkskammer Hamburg die Kompetenzvermittlungserfordernisse für zentrale Gewerke und technische Mitarbeiter im Bereich der Energie- und Gebäudetechnik konkretisiert. Hierfür wurden zehn Leitfaden-gestützte Vertiefungsinterviews geführt. Wie erwartet, ist durch die neuartige und im Projekt modellhaft erprobte regionale Synchronisation von Energieerzeugung und -verbrauch sowie durch die ganzheitliche Systemintegration einzelner Erzeugungstechniken ein Bedarf an neuen

Kompetenzen und Fähigkeiten im gewerblich-technischen Bereich entstanden. Dieser konnte für das Projekt und seine Partner passgenau analysiert und auf ausgewählten Feldern gedeckt werden. Der zu erwartende Fachkräftemangel auf dem Weg zu 100 % erneuerbare Energien wird so zumindest abgemildert. Die von der Handwerkskammer entwickelten drei Qualifizierungsmodule wurden pilothaft durchgeführt und bis zum Ende von NEW 4.0 zum Teil mehrfach wiederholt. Die Module richteten sich besonders an gewerblich-technische Fachkräfte unterhalb der akademischen Qualifikationsebene. Schwerpunkte lagen in einer Ergänzung der elektrotechnischen Fortbildung in den Bereichen Steuerungs- und Regelungstechnik sowie bei der Speichertechnik und der Fernüberwachung von Energieanlagen.

Die Themen waren wie folgt:

- Digitale Messdaten für die sichere Inbetriebnahme und energetische Betriebsführung von Heizsystemen
- Smart Meter-Datenauswertung: Nutzungsoptionen für das Energiemanagement
- Optimierte Nutzung von Photovoltaik-Strom – Intelligente Gebäudesystemtechnik durch effiziente Stromspeicher und Ladeinfrastruktur für eine nachhaltige Elektromobilität

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

Aus der Projektphase von NEW 4.0 konnten zwei der drei Module kostendeckend in das innovative berufliche Weiterbildungsprogramm des Elbcampus eingegliedert werden (siehe <https://www.elbcampus.de/weiterbildung/>). Zudem wird das geschärfte Know-how u. a. der bedarfsgerechten (Bildungs-)Produktentwicklung in die Netzwerke des Aufbaus einer norddeutschen Wasserstoffwirtschaft eingebracht.



# Helmut-Schmidt-Universität

## EE-Netzimpedanzmessungen im Verteilnetz

### MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Das elektrische Energieversorgungsnetz verändert sich aufgrund neuer Anforderungen stetig. Im Zuge der Energiewende steigt der Bedarf elektrischer Energie und der Anteil Erneuerbarer Energien, um diesen zu decken. Lastflexibilisierung, Speichertechnologien, Sektorkopplung und Digitalisierung liefern die Technologien, um auch unter veränderten Bedingungen das Netz weiter sicher und ökonomisch betreiben zu können. Um neue Technologien integrieren zu können, müssen die ortsabhängigen technischen Eigenschaften elektrischer Netze identifiziert werden. Nur damit ist man in der Lage, Netze systemtheoretisch zu beschreiben und kann eine Planungsgrundlage für zukünftige Entwicklungen schaffen. Die Helmut-Schmidt-Universität Hamburg unterstützt diesen Wandlungsprozess durch umfangreiche Messkampagnen zur Bestimmung der zeit- und frequenzabhängigen Netzimpedanz als Systemgröße des elektrischen Netzes.

### ERGEBNISSE

---

#### EE-Netzimpedanzmessungen im Verteilnetz

Bei dem verwendeten Messprinzip wurde durch Zuschalten einer definierten Last auf das Netz ein Stromfluss hervorgerufen. Als Reaktion des Netzes ergab sich über einen Abgleich mit dem nicht angeregten Zustand eine Spannung, welche über dem Netzinnenwiderstand (der „Netzimpedanz“) abfiel. Mit Hilfe der diskreten Fouriertransformation konnten die Signale im Frequenzbereich ausgewertet und die frequenzabhängige Netzantwort bestimmt werden.

Dabei wurde sich der universellen, mathematischen Betrachtung der Systemtheorie bedient und das Netz für den Messzeitraum als LTI-System interpretiert. Durch mehrere Messungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten, konnte dann eine zeitabhängige Komponente der Netzimpedanz identifiziert werden.

Abbildung 1 zeigt eine mehrtägige Messung des Amplitudenganges der Netzimpedanz. Abgesehen von leichten, täglich wiederkehrenden Amplitudenschwankungen im unteren Frequenzbereich, ändert sich der Amplitudengang kaum. Daraus kann abgeleitet werden, dass stündliche Messungen über einen Zeitraum von einigen Tagen ausreichen, um die Netzimpedanz an einem Netzanschlusspunkt zu charakterisieren. Idealerweise sollte die Netzimpedanz sowohl an Werktagen und als auch an Wochenendtagen vermessen werden, da sich die Schwankungen in der Impedanz im Verlauf dieser Tage aufgrund des wechselnden Lastverhaltens unterscheiden.

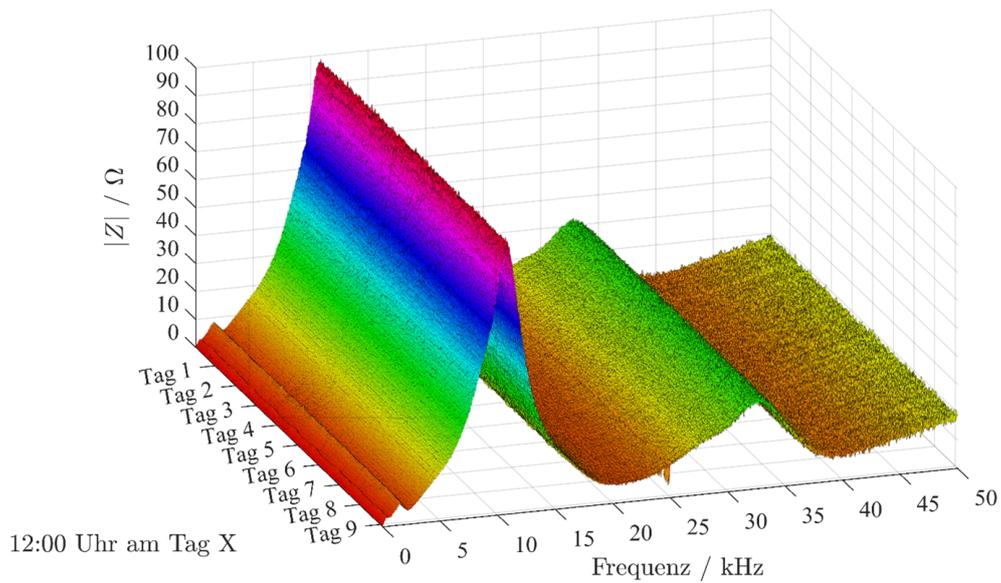


Abbildung 1: Mehrtägige Messung des Amplitudenganges der Netzimpedanz

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

Aus realen Messergebnissen der in NEW 4.0 vermessenen Netzstandorte werden Kenntnisse gewonnen, die zur Verbesserung der Voraussagen über die Netzimpedanz führen sollen. Wir erhoffen uns, dadurch zukünftige bessere Prognosen und Planungsgrundlagen zu schaffen und durch eine optimierte Netzanschlussplanung zum Ziel der klimaneutralen Stromversorgung beizutragen. Im Rahmen der Netznachbildung sollen dabei zukünftig genauere Aussagen über die bestehende Netzimpedanz auf Basis der Netzkonfiguration und unter Berücksichtigung der Frequenzabhängigkeit der Betriebsmittel getroffen werden.

Aktuell arbeiten wir an der Erstellung von Protokollen zur Vereinheitlichung zur messtechnisch gestützten Netzanschlussbewertung. Des Weiteren arbeiten wir an der Anpassung unserer Algorithmen zur Auswertung, um zukünftig auch eine Bewertung von Sub-Cycle Impedanzen (Effekte zeitlicher Impedanzänderungen unterhalb von 20 ms) für höhere Frequenzen durchführen zu können, um ihre Bedeutung auf der Mittel- und Hochspannungsebene zu bewerten.



# Hochschule Flensburg

## Berufliche Qualifikation und Qualifizierungsstudie

### MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Die Transformation des Energiesystems stellt auch die Aus- und Weiterbildung vor neue Herausforderungen und erfordert eine bedarfsorientierte Anpassung der bestehenden Bildungsangebote. Hierdurch soll die langfristige Wettbewerbsfähigkeit pulsierender Wirtschaftsstandorte sichergestellt werden. Die veränderten und von der Industrie gewünschten Bedarfe und bestehenden Angebote sollten erhoben werden und neue Aus- und Weiterbildungsangebote sowohl für die berufliche als auch für die akademische Bildung konzipiert werden. Übergeordnetes Ziel war die Aus- und Weiterbildung von Fachkräften für intelligente Energienetze und Anwendungen, die aufgrund der neu entstehenden EE- und IT-Technologien entstehen. Hieraus ergibt sich ein Bedarf nach Weiterbildung existierender Fachkräfte, aber auch nach Konzepten für die an diese Abläufe angepasste Ausbildung neuer Fachkräfte im Energiesektor. Vorstellbar ist hier gerade im Hinblick auf intelligente Stromnetze auch das Entstehen komplett neuer Berufsbilder.

### ERGEBNISSE

---

Im Rahmen der Projektlaufzeit von NEW 4.0 wurden Aus- und Weiterbildungsbedarfe identifiziert sowie eine GAP-Analyse zwischen Bedarfen und Angeboten vorgenommen. Die Ergebnisse wurden gemeinsam in Form einer ausführlichen wissenschaftlichen Qualifizierungsstudie sowie einer kompakten Broschüre veröffentlicht (<https://new4-0.erneuerbare-energien-hamburg.de/de/new-40-blog/details/fachkraefte-fuer-die-energiewende-luecken-in-aus-und-weiterbildung.html>). Inhaltlich lässt sich festhalten, dass insbesondere die Digitalisierung zu neuen Anforderungen und zu Engpässen bei Fachkräften und ihrer Qualifizierung führt. Darüber hinaus steigt durch die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien nicht nur im Strom-, sondern auch im Wärme- und Verkehrssektor der Bedarf an Fachkräften, die an der stärkeren Verzahnung der Sektoren mitwirken und so die nächste Phase der Energiewende gestalten können.

Unter dem gemeinsamen Dach „NEW 4.0-Akademie“ haben das Competence Centrum für Erneuerbare Energien und EnergieEffizienz (CC4E) der HAW Hamburg, die Uni Hamburg (Department of Computer Science), die HS Flensburg (Wind Energy Technology Institute, WETI), die TH Lübeck (Kompetenz- und Wissenschaftszentrum für intelligente Energienutzung, WiE) sowie ELBCAMPUS – das Kompetenzzentrum der Handwerkskammer Hamburg – berufsbegleitende Qualifizierungsangebote für den Raum Hamburg/Schleswig-Holstein angeboten, die basierend auf den Ergebnissen der Qualifizierungsstudie entwickelt wurden.

An der HS Flensburg wurden in diesem Rahmen die Weiterbildungen „Data Science, KI & Co. für die Energiewende“ (wegen der COVID-19-Pandemie kurzfristig in ein Online-Angebot umgewandelt) sowie „Projektmanagement – Im Rahmen der Energiewende anwenden“ und „Sektorenkopplung – Die nächste Phase der Energiewende“ entwickelt und online durchgeführt. Die Teilnehmer\*innen waren mit dem Angebot sehr zufrieden und bescheinigten eine große Passung zu aktuellen Bedarfen. Die Kurse waren sämtlich überbucht, sodass mindestens eine weitere Durchführung möglich gewesen wäre (15 Plätzen pro Kurs standen jeweils 30 und mehr Anmeldungen gegenüber).

Durch die Qualifizierungsangebote erfolgt ein schneller Wissenstransfer aus Forschung und Entwicklung in Unternehmen und in die Praxis. Innovative Inhalte wie „Märkte und Smart Balancing“ oder „Sektorenkopplung“ sowie eine Vielzahl von Digitalisierungsthemen (IKT-/IT-Sicherheit/ Data Science, KI & Co. für die Energiewende) stehen dafür.

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

In der Qualifizierungsstudie konnten die Aus- und Weiterbildungsbedarfe für die berufsbegleitende und akademische Qualifizierung von Fachkräften im Bereich der Energiewende ermittelt werden sowie diese dem tatsächlichen Angebot an Aus- und Weiterbildung gegenübergestellt werden. Dadurch können auch nach NEW 4.0 Dritte anhand der Erkenntnisse passgenaue Aus- und Weiterbildungsangebote entwickeln.

Mit Blick auf die Weiterbildungskurse ist davon auszugehen, dass diese auch nach Projektende dauerhaft auf Nachfrage in der EE-Branche stoßen werden. Eine Verstärkung der NEW 4.0-Akademie und damit verbundene gemeinsame Vermarktung ist angestrebt.

Durch den Projektverbund aus NEW 4.0 konnte ein tragfähiges Netzwerk zwischen Wissenschaft, Handels- und Handwerkskammern und Wirtschaft aufgebaut werden. Dieses Netzwerk zwischen den verschiedenen Akteuren aus der regionalen EE-Wirtschaft bereichert die Lehre und erleichtert zudem auch zukünftige, bundeslandübergreifende Forschungsprojekte in Schleswig-Holstein und Hamburg sowie auch darüber hinaus.



## M.O.E.

### Netzmodelle zur Verbesserung der Systemsicherheit durch SDL & dynamische Simulationsmodelle

## MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

M.O.E. hat zum einen den Aspekt der Systemdienstleistungen (SDL) und zum anderen die Verbesserung der Möglichkeiten dynamischer Simulationen zur Betrachtung der Systemsicherheit bei Fehlern im Netz beleuchtet. Hierzu wurden zukünftige Anforderungen an Erzeugungseinheiten (EZE) und Erzeugungsanlagen (EZA) analysiert und Batterie-WEA-Kombinationen in Bezug auf die Erbringung von SDL untersucht. Des Weiteren wurde erforscht, wie zukünftig Systemstudien und insbesondere dynamische Simulationen von Netzregionen mit einer hohen Durchdringung von Windenergie durchgeführt werden können, um das Verhalten bei Spannungseinbrüchen und Spannungserhöhungen detaillierter zu betrachten. Die Ergebnisse werden im Rahmen von Normungs- und Richtlinienarbeit eingespeist, um eine nachhaltige Berücksichtigung zu sichern.

## ERGEBNISSE

---

Die Anwendung eines detaillierten Clusteransatzes auf Beispielwindparks hat grundsätzlich gezeigt, dass die Rechenzeit gemäß der Anforderungen der VDE-AR-N 4110 mit aggregierten Modellen verkürzt und der Parkaufbau zum Teil deutlich vereinfacht werden kann, ohne dass es zu Einbußen der Genauigkeit durch die Verwendung aggregierte Modell kommt. Letzteres gilt insbesondere für Windparks mit vielen gleichartigen Windenergieanlagen. Bei einer großen Diversität an Anlagen im Park wird die Clusterung dadurch erschwert beziehungsweise auch unmöglich, da keine Zusammenfassung der Generatoren möglich ist, was die Grundlage für die weitere Clusterung innerhalb der EZA darstellt. Es konnte somit nachgewiesen werden, dass die Clusterung beziehungsweise Anwendung aggregierte Modell sinnvoll ist und weiterverfolgt werden sollte.

Sowohl die entwickelten generischen EZE-Modelle, als auch die mithilfe der Clusterung erzeugten EZA-Modelle konnten entsprechend der ausgearbeiteten Richtlinienanforderungen und Validierungsverfahren erfolgreich für den FRT-Fall validiert werden. Die Ergebnisse zeigen, dass auch mit vereinfachten bzw. generischen bzw. aggregierten Modellen die Nachbildung des Verhaltens realer Erzeuger möglich ist und damit die Anforderungen der Richtlinien (siehe hierzu TV-Abschlussbericht des Förderpartners M.O.E.), die dem Netzbetreiber die Forderung solcher Modelle ermöglicht, sinnvoll ist. Insbesondere für die dynamische Simulation im Fehlerfall von entsprechenden Windenergieanlagen-Modellen konnten im Rahmen von NEW 4.0 Untersuchungen durchgeführt werden, die dies stützen und Potenziale sowie Bedingungen für die Modell-

erstellung und -validierung offenbart haben, die stetig in den Prozess der Norm- und Richtlinienentwicklung miteinfließen.

Weiterhin wurde erfolgreich ein reduziertes Netzmodell der Region SH/HH auf Basis realistischer Netzdaten erstellt. Durch die Verknüpfung mit den EZE-Modellen konnten so optimierte Simulationsverfahren entwickelt werden, mit denen Netzbetreiber EZE hinsichtlich der Erbringung von SDL in einer komplexen, großen Netzstruktur bewerten können. Unter Anwendung der entwickelten und validierten Clusterungsmethode konnten zudem erste Studien zur Anwendung der Clusterung in großen Netzstrukturen durchgeführt werden.

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

Durch die frühzeitige Einarbeitung der Ergebnisse in die Zertifizierung von Speichersystemen wird ein Wettbewerbsvorteil erarbeitet. Hier wird ein Zertifizierungsprozess entwickelt und gewonnene Erkenntnisse in zukünftige Richtlinien (FGW TR 3 und TR 8) eingearbeitet.

Für Netzbetreiber entsteht ein Kostenvorteil, indem sie die EZE- und EZA-Modelle verwenden können. Hierdurch wird der Netzbetreiber kostengünstig in die Lage versetzt seinen Pflichten bezüglich der Systemsicherheit nachzukommen. Insgesamt tragen die Simulationsverfahren dazu bei, die Rahmenbedingungen für Studien zur Systemdienstleistungsfähigkeit von Erneuerbaren zu verbessern. Die Ausnutzung der Netze kann, basierend auf den erarbeiteten Ergebnissen und Systemstudien, optimiert und somit die Kosten für die Allgemeinheit durch die Vermeidung von Einspeisereduktion sowie durch die Optimierung des Netzausbaus verringert werden. Dies trägt dazu bei, die Kosten für Netzentgelte und somit auch die Strompreise für Verbraucher niedrig zu halten.



## Sasol

Flexibilisierung von KWK-Gasturbinen & werkweite Potenzialanalyse „Power-to-Anything“

## MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Das Werk Brunsbüttel der Sasol Germany GmbH benötigt für die kontinuierlichen Produktionsprozesse große Wärme- und Strommengen, die größtenteils durch den Einsatz von verschiedenen Primärenergieträgern erzeugt werden. Im Rahmen von NEW 4.0 sollten verschiedene Primärenergieverbraucher im Werk untersucht und ggf. flexibilisiert und/oder redundant ausgelegt werden, um in Zeiten von Überschussstrom als Lastsenke eingesetzt werden zu können.

Aktuell steht für eine wirtschaftliche Betrachtung die Vermarktung von negativer Sekundärregelleistung im Fokus, aber auch der wachsende Strommarkt für flexible Lasten kann an Bedeutung gewinnen. Durch den Verbrauch des mehrheitlich regenerativ erzeugten Überschussstroms können im Sasol Werk Brunsbüttel Primärenergie und folglich Treibhausgasemissionen eingespart werden.

Das Werk deckt zurzeit mit zwei KWK-Gasturbinen mit einer Leistung von je 5,0 MW und einer Dampfturbine mit einer Leistung von 1 MW ca. 70 % des eigenen Stromverbrauchs in Höhe von etwa 90 GWh (Stand 2016). Aufgrund der Schnellstartfähigkeit und der guten Regelbarkeit der Gasturbinen soll eine Flexibilisierung des Betriebs untersucht werden, um Überschussstrom in Form von Regelenergie im Werk zu verbrauchen.

Eine werkweite Potenzialanalyse soll Anwendungen und Möglichkeiten aufdecken, in denen fossile Primärenergieträger zur Erzeugung von Wärme in Form von Dampf und Thermalöl durch den Einsatz von regenerativ erzeugten Überschussstrom substituiert werden können.

## ERGEBNISSE

---

Es konnten weitreichende Informationen gesammelt werden, die für zukünftige Lastmanagement-Projekte als Basis dienen werden. Dazu zählen folgende Informationen:

- Zugriffsrechte durch externe Steuerboxen (u. a. technische Anbindung, Steuerung der Zugriffsrechte, Einbindung in das Sasol-interne Prozessleitsystem) wurden besprochen und abgeklärt.

- Es wurde beschlossen, wie mögliche CO<sub>2</sub>-Reduktionen bewertet werden können. Bei einer Reduzierung der KWK-Turbinen entfallen die direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung. Auf der Wärmeseite wird die Reduzierung jedoch durch die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Zusatzfeuerungen weitgehend wieder kompensiert.
- Abschließend wurde das Verständnis geschaffen, dass Lastmanagement und die Abnahme von grünem Strom ein wesentlicher Faktor für eine Nachhaltigkeitsstrategie sein können. Besonders im Hinblick auf den Green Deal der EU mit verschärften Klimazielen bis 2030 hat die Potenzialanalyse erste Bereiche definiert, in denen durch den Einsatz von regenerativ erzeugtem Strom in Verbindung mit PtH die Freisetzung von CO<sub>2</sub> durch Verbrennungsprozesse reduziert werden kann.

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

Mit dem europaweiten Klimaziel, die CO<sub>2</sub>-Emissionen auf Netto-Null bis 2050 zu senken, sind große Prozessanpassungen im Sasol Werk Brunsbüttel erforderlich. Zum Beispiel müssen Wärmeträgermedien wie Dampf und Thermalöl zukünftig weitgehend mit regenerativ erzeugtem Strom erzeugt werden (Ansatz PtH – Potenzialanalyse). Bestehende KWK-Anlagen mit Gesamtwirkungsgraden von 90 % benötigen ebenfalls regenerativ erzeugte Brennstoffe wie z. B. Wasserstoff oder Biogas und müssen darüber hinaus netzdienlich betrieben werden. Große Trocknungseinheiten sind mit neuem Equipment auszustatten, damit die Trocknungsenergie mit regenerativ erzeugten Energieträgern zur Verfügung gestellt werden kann (Ansatz PtH – Potenzialanalyse).

Ideen und Möglichkeiten, wie dies sukzessive gelingen kann, hat das Vorhaben NEW 4.0 gezeigt. Für das Sasol Werk Brunsbüttel bildet dies u. a. die Grundlage für die Entwicklung einer Nachhaltigkeitsstrategie und bedeutet eine Weichenstellung für die energetische Entwicklung des Standorts in den nächsten Jahren.

## MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Die Transformation der Energieversorgung hin zu einer Versorgung zu 100 % aus erneuerbaren Energien, bedarf auch einer grundlegenden Umgestaltung der (energie-) rechtlichen Rahmenbedingungen. Aufgabe und Ziel dieses Teilprojekts war die Sicherstellung der rechtlichen Umsetzbarkeit bzw. des Aufbaus der Modellregion über eine laufende rechtswissenschaftliche Unterstützung und Abstimmung mit den Projektpartnern des Gesamtprojekts. Hierfür sollten die geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen mit Bezug zu den Zielen und anderen Teilvorhaben des Gesamtvorhabens analysiert und u. a. für die Projektpartner aufbereitet werden. In einem weiteren Schritt sollten auf Grundlage der Ergebnisse und Erfahrungen der Partner in den Use Cases Lösungen für konkrete rechtliche Umsetzungsfragen zur rechtskonformen Transformation des Energiesystems in der Modellregion erarbeitet werden. Schließlich sollte begleitend ein Beitrag zur Erforschung der rechtlichen Möglichkeiten zur Schaffung von Innovations- und Experimentierklauseln geleistet werden.

## ERGEBNISSE

---

Im Grundsatz haben die rechtswissenschaftlichen Untersuchungen bestätigt, dass eine Vielzahl rechtlicher Hemmnisse und Grenzen bei der Transformation des Energiesystems hin zu einer Versorgung aus 100 % erneuerbarer Energien existiert. Die Untersuchungen des Rechtsrahmens mit Unterstützung und in Abstimmung mit den Projektpartnern der Modellregion zeigte jedoch auch, dass sich diese Hemmnisse durch Rechtsfortentwicklung weitgehend beseitigen lassen.

Die rechtlichen Analysen haben im Sinne des Projektziels hierfür zunächst die Rechtsgrundlagen erforscht und anschließend die gesetzlichen Möglichkeiten und Grenzen zur Transformation des Energiesystems aufgezeigt. Hierfür wurden v. a. die rechtlichen Rahmenbedingungen für Energieplattformen und Flexibilitätsmärkte, der Einsatz von EE-Anlagen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen (in Bezug auf Regelenergie, Momentanreserve und Blindleistung), der rechtliche Rahmen für Power Purchase Agreements, der Rechtsrahmen des Bilanzkreismanagements untersucht und eine umfassende Betrachtung der Strompreissituation bei Anlagen zur Sektorenkopplung und der Zwischenspeicherung von Strom angestellt. Neben diesen sich aus den Use Cases der Projektpartner im Wesentlichen ableitenden Untersuchungsgegenständen wurden intensiv die Möglichkeiten und Grenzen von Innovations- und Experimentierklauseln untersucht und die für die SINTEG-Vorhaben erlassene SINTEG-Verordnung analysiert und bewertet.

## Zentrale Einzelergebnisse der Untersuchungen sind u. a.:

- Die Strompreissituation (EEG-Umlage, Netzentgelte inklusive Nebennetzentgelte und Stromsteuer = „SIP“) für Anlagen zur Sektorenkopplung und (Zwischen-)Speicherung von elektrischem Strom ist rechtlich äußerst komplex und das System in sich nicht konsistent. Zudem ist im bestehenden Rechtsrahmen der Betrieb vieler Anlagenkonstellationen der Sektorenkopplung und der (Zwischen-)Speicherung von Strom und Rückverstromung betriebswirtschaftlich aufgrund der Belastung mit den SIP kaum sinnvoll einsetzbar. Es besteht daher Handlungsbedarf zur Reformierung, um die Komplexität zu reduzieren und die Wirtschaftlichkeit der Anlagen zu verbessern. Für mehr als 80 Anlagenkonstellationen der Sektorenkopplung und der (Zwischen-)Speicherung von Strom und Rückverstromung wurde die Strompreissituation geprüft und in einem Online-Tool der Allgemeinheit kostenfrei zur Verfügung gestellt (Online-Tool [www.strompreisbestandteile.de](http://www.strompreisbestandteile.de)).
- Flexibilitätsplattformen sollten in § 13 EnWG als marktbasierendes Instrument des Engpassmanagements ergänzt und die Vergütungskosten als kurzfristig umsetzbar im bestehenden System der Anreizregulierung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) regulatorisch anerkannt werden, um so den effizienten Einsatz regionaler Flexibilitäten zur Senkung der Systemkosten zu ermöglichen.
- Für eine dauerhafte Lösung bedürfte es jedoch einer grundlegenden Reform der Anreizregulierung. Das System der Anreizregulierung enthält nämlich gegenwärtig keine Anreize, damit Netzbetreiber im Engpassmanagement auf flexible, zuschaltbare Lasten anstatt auf Redispatch von Erzeugungsanlagen setzen. Um den Einsatz von flexiblen, zuschaltbaren Lasten anzureizen, sollte der Gesetz- bzw. Verordnungsgeber sie regulatorisch privilegieren. Im bestehenden System der Anreizregulierung könnte dies kurzfristig und rechtlich einfach umsetzbar sein, indem bspw. die entstehenden Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach der ARegV qualifiziert und von den Netzbetreibern weitergegeben werden können. Für eine dauerhafte Lösung müsste jedoch die Anreizregulierung reformiert werden, um nicht immer mehr Kosten durch die Qualifizierung als nicht beeinflussbare Kostenanteile aus dem System der Anreizregulierung herauszulösen ([https://www.new4-0.de/wp-content/uploads/2020/10/Stiftung\\_Umweltenergierecht\\_WueStudien\\_18\\_ARegV\\_und\\_ZuLas.pdf](https://www.new4-0.de/wp-content/uploads/2020/10/Stiftung_Umweltenergierecht_WueStudien_18_ARegV_und_ZuLas.pdf)).
- Bei allen IKT-Lösungen mit Einsatz von personenbezogenen Daten sind stets die Vorgaben des Datenschutzrechts im Blick zu beachten. Vor allem die Datenschutzgrundverordnung und das Messstellenbetriebsgesetz enthalten Voraussetzungen und Pflichten, die bei der Verarbeitung und dem Umgang mit personenbezogenen Daten zu beachten sind. Während das Wechselspiel zwischen Digitalisierung und Datenschutz in Bereichen wie der Datenverarbeitung durch Smart-Meter gut beherrschbar ist, ergeben sich bei komplexeren Thematiken des Energiehandels kritische Schnittmengen und neue Problemfelder, die Stimmen nach einer Weiterentwicklung im rechtlichen und/oder technischen Bereich laut werden lassen. Auch wenn durch eine entsprechende Ausgestaltung von Geschäftsmodellen Lösungsansätze für viele Problematiken gefunden werden können, so können diese in einigen Fällen im Ergebnis (noch) nicht vollumfänglich zufrieden stellen. Dies wird vor allem beim Zusammentreffen von Blockchain-Technologie und dem Recht auf Löschung deutlich. So bleibt es besonders hier zunächst dabei, dass ein Mehr im Bereich der Digitalisierung für ein Weniger an Datenschutz sorgt und umgekehrt, weshalb

ein Kompromiss der beiden Materien für die digitale Fortentwicklung der Energiewende unabdingbar ist (Wimmer, Smart Meter, Plattform und Blockchain – Datenschutzrechtliche Herausforderungen neuer Digitalisierungskonzepte der Energiewende, EnWZ 2020, S. 387 ff.).

- Für die Ermöglichung des sog. Smart Balancing wäre die Regelung der Stromnetz-zugangsverordnung in § 4 Abs. 2 Satz 2 zur Bilanzkreistreue der BKV anzupassen, um die derzeitig unzulässige differenzierte Bepreisung von Über- und Unterspei-sungen zu ermöglichen. Ferner müssten neue Regelungen geschaffen werden, um Transparenz über die Systembilanz herzustellen und den Akteuren eine systemdien-liche Fahrweise zu ermöglichen.
- Die Experimentierklausel des EnWG in § 119 sollte für künftige F&E-Projekte über-arbeitet und der Anwendungsbereich für Regelungen des Ordnungsgebers über Privilegierungen bei den SIP hinaus erweitert und z. B. auf temporäre Ausnahmen bei Netzanschlussbedingungen erstreckt werden. Die SINTEG-V als „Experimen-tierklausel“ für die Projektteilnehmer konnte die in sie gesetzten Erwartungen nicht erfüllen. Der durch sie gestaltete „Freiraum“ ist von zahlreichen zusätzlichen Pflichten und Rechtsunsicherheiten geprägt, sodass es wenig Raum fürs Weiter-entwickeln und Testen der im Fokus stehenden Anlagentypen gab (Fietze, Dis-sertationsvorhaben „Experimentierklauseln für die Energiewende – Lehren aus der SINTEG-V“, noch nicht veröffentlicht).
- Die Umsetzung der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL 2019 wurde unter anderem mit Einfügen des neuen Paragraphen § 12h EnWG durch das Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienst-leistungen vom 22. November 2020 realisiert, der die unionsrechtlichen Vorgaben an ein marktgestütztes, diskriminierungsfreies und transparentes Beschaffungs-verfahren für nicht-frequenzbasierte Systemdienstleistungen konkretisiert und die BNetzA zum Erlass von Spezifikationen ermächtigt (Halbig, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht #21, im Erscheinen).

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

Insgesamt konnte eine tiefgehende und umfassende Betrachtung und grundsätzliche Aufarbeitung einer Vielzahl von Rechtsfragen der für die Transformation des Energie-systems relevanten Regelungsbereiche erfolgen. Dadurch konnte entsprechend des Projektziels der bisherige Erkenntnisstand zum Recht der Transformation des Energiesys-tems erheblich ergänzt und Weiterentwicklungsvorschläge für den Rechtsrahmen unter-breitet werden. Die Untersuchung der verschiedenen Rechtsgebiete in der Gesamtschau ermöglichte es zudem, übergreifende Entwicklungslinien sowie rechtliche Defizite und Inkonsistenzen erkennen zu können.

Im Projekt konnte der Rechtsrahmen für die Transformation des Energiesystems hin zu einer Versorgung aus 100 % erneuerbarer Energien vielfältig aufgearbeitet, aktuelle rechtliche Entwicklungen aufgezeigt, gesetzlicher Anpassungsbedarf identifiziert und mögliche Weiterentwicklungs- und Optimierungsansätze der regulatorischen Rahmen-bedingungen erarbeitet werden. Hierdurch konnte ein erheblich verbessertes Verständ-nis des Rechtsrahmens für die Transformation des Energiesystems geschaffen werden. Die im Vorhaben erzielten und veröffentlichten Ergebnisse können mithin auch einen wichtigen Beitrag zu den förderpolitischen Zielen beisteuern und dem Gesetzgeber zur

Fort- und Weiterentwicklung eines verlässlichen und effizienten Rechtsrahmens für die Transformation des Energiesystems dienen. Ferner konnte durch das projektbegleitende Dissertationsvorhaben zu innovativem Recht und Experimentierklauseln die Möglichkeiten zur Schaffung von anwendungsorientierten Experimentierklauseln untersucht werden.

Alle Projektergebnisse sind auf der Projektseite [www.stiftung-umweltenergierecht/projekte/new4-0/](http://www.stiftung-umweltenergierecht/projekte/new4-0/) verzeichnet und können zudem im Abschlussbericht der Stiftung Umweltenergierecht eingesehen werden.



## MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Stromnetz Hamburg (SNH) ist als Netzbetreiber der Freien und Hansestadt Hamburg (FHH) nicht nur verantwortlich für den Netzbetrieb, sondern auch für den Erhalt des Stromnetzes, den Netzausbau, Netzanschlüsse, Zählerablesungen etc. Die Integration von erneuerbaren Energien in das Stromnetz wird vom Unternehmen gefördert. Es hat sich als städtisches Unternehmen dem Klimaschutz verpflichtet. SNH ist bereits als Pionierunternehmen mit innovativen Technologien im Bereich von Smart Grids, auf dem Gebiet und der Einbindung von Elektromobilität, dem Feldtest von regelbaren Ortsnetztransformatoren und vielen anderen Themenfeldern aktiv. Innerhalb des Forschungsprojektes sollen neue, innovative Netztechnologien entwickelt und in der Praxis erprobt werden, um in der Zukunft intelligente Netze zu realisieren.

## ERGEBNISSE

---

### Bereitstellung von Echtzeit- und Zustandsdaten

Die SNH hat auf Anfragen anderer Projektteilnehmer Netzdaten bereitgestellt und bei der Analyse bzw. weiteren Verwertung aktiv unterstützt. Darüber hinaus wurde der Betrieb der Demonstratoren über die ENKO-Plattform im Netzgebiet der SNH gegen Ende der Projektlaufzeit ermöglicht und erfolgreich durchgeführt.

### EE-Netzimpedanzmessung im Verteilnetz

Die Einrichtungen zur Netzimpedanzmessung der Helmut-Schmidt-Universität (HSU) in den Spannungsebenen 110 kV und 10 kV wurden an verschiedenen Standorten im Netzgebiet der SNH aufgebaut und angeschlossen. In der 10 kV-Ebene wurden mehrere Messungen durchgeführt und in Zusammenarbeit mit der HSU ausgewertet.

### Use Case-Bewertung aus Sicht der Netzbetreiber

Die SNH hat sich beratend an der Umsetzung der für den Demonstratorbetrieb erforderlichen SINTEG-Verordnung beteiligt sowie die in der Ergebnissynthese formulierte EntschlieÙung zur Veränderung der Netzentgeltsystematik mitgewirkt.

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

Mit den Aktivitäten im Rahmen der Bereitstellung von Echtzeit- und Zustandsdaten konnten andere Projektteilnehmer wesentliche Erkenntnisse für ihre Forschungsvorhaben gewinnen, die letztlich eine höhere Selbstverwertung erneuerbarer Energie in den Erzeugungsregionen bewirken. Des Weiteren werden die Erkenntnisse aus der Netzimpedanzmessung im Verteilnetz die netztechnischen Untersuchungen zum Anschluss von Anlagen zur Einspeisung CO<sub>2</sub>-freier Energie bereichern. Mit der Zusammenarbeit und den Ergebnissen zur Use Case-Bewertung aus Sicht von Stromnetz Hamburg wurden entscheidende Schritte zur Umgestaltung der Netzentgeltsystematik eingeleitet.

## MOTIVATION & AUSGANGSLAGE

---

Die Transformation des Energiesystems stellt auch die Aus- und Weiterbildung vor neue Herausforderungen und erfordert eine bedarfsorientierte Anpassung der bestehenden Bildungsangebote. Hierdurch soll die langfristige Wettbewerbsfähigkeit pulsierender Wirtschaftsstandorte sichergestellt werden. Die veränderten und von der Industrie gewünschten Bedarfe und bestehende Angebote sollten erhoben werden und neue Aus- und Weiterbildungsangebote sowohl für die berufliche als auch für die akademische Bildung konzipiert werden. Übergeordnetes Ziel war die Aus- und Weiterbildung von Fachkräften für intelligente Energienetze und Anwendungen, die aufgrund der neu entstehenden EE-Technologien entstehen. Hieraus ergibt sich ein Bedarf nach Weiterbildung existierender Fachkräfte, aber auch nach Konzepten für die an diese Abläufe angepasste Ausbildung neuer Fachkräfte im Energiesektor. Vorstellbar ist hier, gerade im Hinblick auf intelligente Stromnetze, auch das Entstehen komplett neuer Berufsbilder.

## ERGEBNISSE

---

Die GAP-Analyse der Bedarfsumfrage zur Weiterbildung innerhalb des Projektkonsortiums hat ergeben, dass die größte Nachfrage im Bereich Data Science besteht (Düsterlho, J.-E. v. (2019), Aus- und Weiterbildung für die Energiewende – Qualifizierungsstudie mit Angebots und Bedarfsanalyse für den Energiesektor. Unter [https://www.new4-0.de/wp-content/uploads/2019/07/NEW-4.0-AP-7-Aus-und-Weiterbildung\\_Qualifizierungsstudie.pdf](https://www.new4-0.de/wp-content/uploads/2019/07/NEW-4.0-AP-7-Aus-und-Weiterbildung_Qualifizierungsstudie.pdf)). Ebenfalls sehr großer bzw. der drittgrößte Bedarf wurde für das Thema Informations- und Kommunikationstechnik angemeldet. Alle befragten Branchen haben außerdem auch Nachholbedarf zum Thema Smart Grids angemeldet (vgl. Abbildung 1). Entsprechend der vorhandenen Expertise der Technischen Hochschule Lübeck im Bereich IKT wurden daher diese beiden Themenkomplexe als Themen für die Online-Module ausgewählt. Der – laut Umfrage – zweitgrößte Weiterbildungsbedarf „IT-Sicherheit“ wurde dabei begleitend im Rahmen der IT-relevanten Lerneinheiten der Module abgedeckt. Eine spezialisierte Weiterbildung zur IT-Sicherheit wurde durch einen Projektpartner, die Universität Hamburg, abgedeckt.

Dementsprechend wurden zwei Online-Module zur berufsbegleitenden Weiterbildung konzipiert, deren Inhalte auch in die Curricula TH Lübeck aufgenommen werden können: „Datenanalyse und –bewertung“ sowie „Informations- und Kommunikationstechnik in der Energiewirtschaft“. Diese Module bauen auf Inhalten auf, die sich bereits in dem vorhandenen Bildungsangebot der TH Lübeck bewährt haben (weitere Informationen siehe Abschlussbericht).

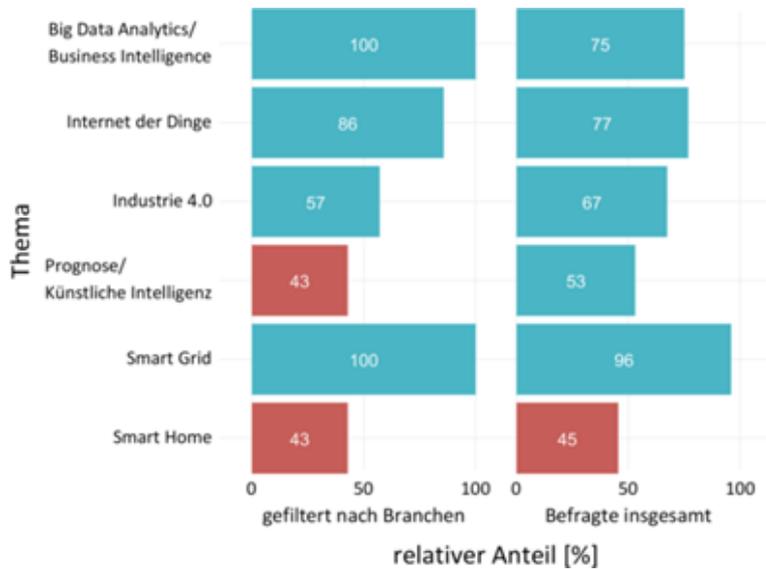


Abbildung 1: Ergebnisse der GAP-Analyse nach Themenfeldern sortiert. Der relative Anteil des angemeldeten Bedarfs an Aus- und Weiterbildung ist farblich markiert (blau: > 50%, rot: ≤ 50%).

Das Modul „Datenanalyse und -bewertung“ lehrt die Anwendung statistischer Methoden zur Beantwortung von Fragestellungen im Umgang mit Daten aus der betrieblichen Praxis. Hierbei kommen auch Prognosen mit wahrscheinlichkeitsbasierten Methoden basierend auf Markov-Ketten und neuronalen Netze zum Einsatz, die beide ein zentrales Element auf dem Gebiet der Data Science darstellen. Als technisches Instrument die dabei die Programmiersprache Python. Die Struktur des Moduls insgesamt orientiert sich an dem Schichtenmodell für Data Science nach Aunkofer (siehe Abbildung 2).

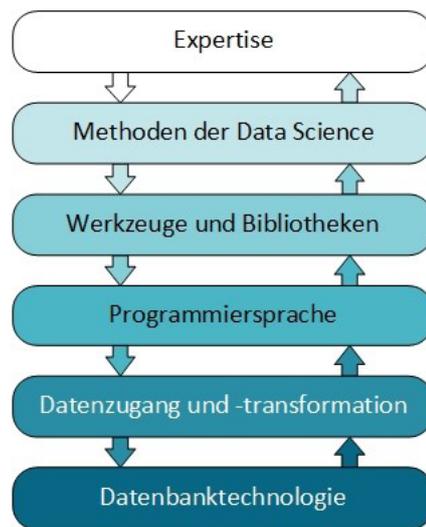


Abbildung 2: Schichtenmodell für die Qualifizierung eines Data Scientist (nach Aunkofer, 2018)

In dem Modul „Informations- und Kommunikationstechnik in der Energiewirtschaft“ werden Kenntnisse über die Normen und Standards der Energiewirtschaft bezogen auf die jeweiligen Anwendungsfälle, die Grundlagen zum Aufbau und sicheren wirtschaftlichen Betrieb eines Stromnetzes, sowie die Einordnung und Bewertung von IKT für intelligente Energienetze vermittelt.

Die Ergebnisse der Partner aus der Qualifizierungsstudie wurden unter dem gemeinsamen Dach „NEW 4.0-Akademie“ und darüber hinaus von den beteiligten Hochschulen und der Handwerkskammer Hamburg beworben und angeboten. Die Inhalte

reichten vom „Quereinstieg in die Energiewende“ über „Stromspeicher, Heizsysteme, Gebäudetechnik“ bis zu „Digital Leadership“ und einer Vielzahl anderer Digitalisierungsthemen – die Formate von Präsenzseminaren über Workshops bis zu Webinaren und Online-Modulen. Nahezu alle Kurse waren jeweils kurz nach Veröffentlichung der Veranstaltungstermine ausgebucht. Viele Pilotdurchführungen hatten großen Erfolg und bekamen positives Feedback. Es ist davon auszugehen, dass diese auch nach Projektende dauerhaft auf Nachfrage in der EE-Branche stoßen werden, weil diese einen wesentlichen Baustein für die Vermeidung von Fachkräftemangel und zur Sicherung der Zukunftsfähigkeit der Branchenunternehmen darstellen.

## ZUKÜNFTIGER NUTZEN & AUSBLICK

---

Inhaltlich lässt sich festhalten, dass insbesondere die Digitalisierung zu neuen Anforderungen und zu Engpässen bei Fachkräften und ihrer Qualifizierung führt. Darüber hinaus steigt durch die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien nicht nur im Strom-, sondern auch im Wärme- und Verkehrssektor der Bedarf an Fachkräften, die an der stärkeren Verzahnung der Sektoren mitwirken und so die nächste Phase der Energiewende gestalten können.

Es wird angestrebt, die entwickelten Aus- und Weiterbildungsangebote zu wiederholen, sofern die Nachfrage und Wirtschaftlichkeit für die erneute Durchführung gegeben sind. Die entwickelten Kurse können auch anderweitig in der Hochschule verwertet werden. So können die erstellten Materialien (beispielsweise Skripte) in der curricularen Hochschullehre für die Studierendenschaft genutzt werden.

Auch konnte durch den Projektverbund aus NEW 4.0 ein tragfähiges Netzwerk zwischen Wissenschaft, Handels- und Handwerkskammern und Wirtschaft aufgebaut werden. Dieses durch NEW 4.0 geschaffene Netzwerk zwischen den verschiedenen Akteuren aus der regionalen EE-Wirtschaft bereichert die Lehre und erleichtert zudem auch zukünftige, bundeslandübergreifende Forschungsprojekte in Schleswig-Holstein und Hamburg sowie auch darüber hinaus.

Durch die in dieser Hinsicht verbesserte Bildung der Energiebranche lassen sich positive Effekte bezüglich der Wirtschaftlichkeit von erneuerbaren Energien, sowie der Versorgungssicherheit erhoffen, die in der Folge zu einer erhöhten Akzeptanz der Energiewende und dadurch letztendlich zu einer Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen führen werden.



# IMPRESSUM

---

## Herausgeber

Prof. Dr. Werner Beba  
*Koordinator*

## Projektleitung

Prof. Dr. Werner Beba  
Alexanderstraße 1, 20099 Hamburg  
www.new4-0.de  
new4-0@haw-hamburg.de

NEW 4.0 ist eines von fünf Verbundprojekten des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi).

## Stand

März 2021

## Copyright & Disclaimer

Die Publikation, ihre Beiträge und Abbildungen sind urheberrechtlich geschützt. Jede Vervielfältigung oder Verbreitung muss vom Rechteinhaber genehmigt werden. Alle in der vorliegenden Publikation enthaltenen Angaben, Aussagen und Informationen wurden von den NEW 4.0-Konsortialpartnern, vom PMO des CC4E der HAW Hamburg oder von Dritten sorgfältig recherchiert und geprüft sowie mit größtmöglicher Sorgfalt im Rahmen des Forschungsvorhabens NEW 4.0 durch die Redakteure und Autor\*innen zusammengestellt. Eine Gewähr für die Richtigkeit, Aktualität und Vollständigkeit kann dennoch nicht übernommen werden. Die Autor\*innen und Redakteure sowie der Projektkoordinator haften nicht für direkte oder indirekte Schäden, einschließlich entgangener Gewinne, die aufgrund von oder in Verbindung mit Informationen entstehen, die in dieser Publikation enthalten sind. Aufgrund des pluralistischen Charakters von NEW 4.0 und den damit verbundenen vielfältigen Meinungen und Teilergebnissen, können die dargestellten Inhalte in Teilen von einzelnen Meinungen innerhalb des Konsortiums abweichen. Urheber und Rechteinhaber der in dieser Veröffentlichung dargestellten Abbildungen und Grafiken und dessen Inhalt sind – nach bestem Wissen und Gewissen und wenn nicht anders ausgewiesen – die jeweiligen Unternehmen.

## Redaktion

Dr. rer. nat. Oliver Arendt  
Carsten Schütte  
Lasse Süthoff

## Autor\*innen

Gesamtkonsortium NEW 4.0

## Gestaltung, Layout & Satz

Jan Barow

## Druck

CaHo Druckereibetriebsges. mbH