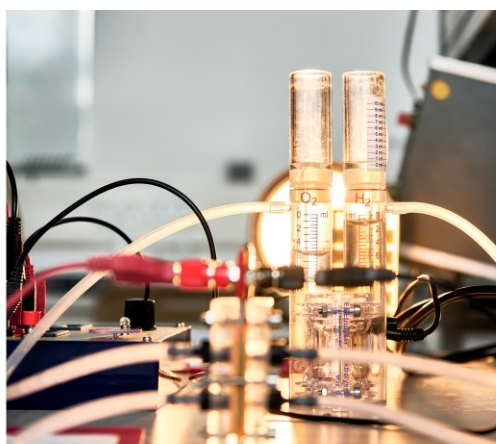


Hochschule Stralsund



Tagungsband

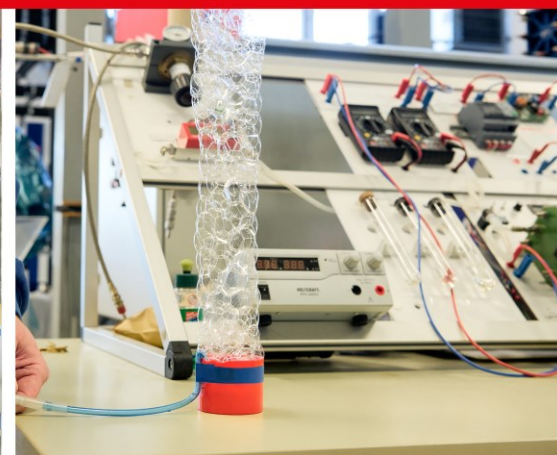


REGWA

30. Energie - Symposium

Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik

08. - 10.11.2023



NUTZUNG REGENERATIVER ENERGIEQUELLEN UND WASSERSTOFFTECHNIK 2023

Johannes Gulden (Hrsg.)



30. Energie-Symposium
Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik
Stralsund, 08. bis 10. November 2023

Veranstalter: HOST - Hochschule Stralsund
 IRES - Institut für Regenerative EnergieSysteme
 IFEU - Institut für Energie und Umwelt e.V.

Herausgeber: Prof. Dr. rer. nat. Johannes Gulden
 Johannes.Gulden@hochschule-stralsund.de

©2023 by HOST - Hochschule Stralsund
Alle Rechte vorbehalten

DOI 10.18453/rosdok_id00004481



Kontakt

Hochschule Stralsund | Institut für Regenerative EnergieSysteme - IRES
Zur Schwedenschanze 15 | 18435 Stralsund (Germany) | E-Mail: regwa@hochschule-stralsund.de

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	7
Grußwort Dr. Stefan Kerth	8
Grußwort Alexander Badrow	9
<i>Brunnemann, J., Vojacek, A.</i> Optimale Regelungsstrategien auf Basis dynamischer Systemmodelle: Auslegung und Betrieb eines Wasserstoffspeichers für eine Passivhaussiedlung mit der Modelica Bibliothek TransiEnt	10
<i>Dengel, A., Johnson, M.</i> Inbetriebnahme eines Hochtemperatur-Latent-Wärmespeichers und aufgetretene Probleme	18
<i>Drews-Walkling, P., Kerssen, C., Zimmermann, M., Thom, N.</i> Hybride, dezentrale Energiespeichersysteme und intelligentes Energiemanagement am Beispiel modularer und skalierbarer Ladeparks	25
<i>Ender, T., Mohammadi, M., Jalalipour, H., Flemming, A., Schneider, W., Nelles, M.</i> Hydrothermale Karbonisierung von Klärschlämmen zur Energieerzeugung und Nährstoffrückgewinnung	31
<i>Ewert, W., Stührmann, T.</i> hyBit - HYdrogen for Bremen's Industrial Transformation Integrative Prozesse für eine grüne Wasserstoffwirtschaft [^]	40
<i>Groß, B., Hübschen, B.</i> Die Saarländische Wasserstoff-Agentur – Motivation, Aufgaben und Ziele	44
<i>Hayduk, M., Sommer, R., Gulden, J.</i> Kostenmodell für die H ₂ -Erzeugung aus Offshore-Windparks	53
<i>Heins, O., Matter, A.</i> Innovative Prozessoptimierung in Kläranlagen: Insights zu Anwendungen von hydrothormaler Karbonisierung, Biokohle und Wasserelektrolyse	60
<i>Junge, H., Sang, R., Wei, Z., Alberico, E., Wei, D., Massa, J., Sponholz, P., Jiao, H., Beller, M.</i> Methylformiat – ein neuer Wasserstoffspeicher	62
<i>Jyrkänne, T., Mäkelä, J., Kivelä, J., Vertanen, H.-M., Mäkelä, M.</i> Tools and methods for hydrogen plant design	73
<i>Kacmaz, Ö., Wiegand, M., Opel, O.</i> Entwicklung einer Dampfstrahlwärmepumpe zur Trinkwarmwasserbereitung und dezentralen Rücklaufauskühlung in Wärmenetzen	81
<i>Katerbau, T., Seiler, R., Wegner, J.</i> Einfluss lokaler Ladeinfrastruktur auf den Hochlauf von Elektrofahrzeugen unter Berücksichtigung der Siedlungs- und Raumstruktur in Berlin	92

30. Energie-Symposium

<i>Knüpfer Hafemann, L., Wienhage, G., Utzig, J., Wiggers, V.</i> Hydrogen Production and Fuel Cell Technologies Analysis	100
<i>Langenbach, A.</i> Die Kommunale Wärmeplanung als Leitinstrument der Energiewende	108
<i>Mäkelä, M., Immonen, S.</i> Increasing wind energy and hydrogen production and their impacts in finland	111
<i>Mahach, H., Rauber, K., Groß, B., Schulte, S.</i> Analyse von Effizienz von Luft-Erdwärmetauschern als Wärmequelle für Luft/Wasser-Wärmepumpen	119
<i>Massa, J., Turan, V., Sponholz, P.</i> Drucklose und sichere Wasserstoffspeicherung mit Salzen	128
<i>Peters-Erjawetz, S., Fichter, C., Uhlenwinkel, N.</i> Ermittlung von Merkmalen und Zielgrößen im F&E-Projekt WindGISKI	135
<i>Rafoth, A., Bleeck, S.</i> Parallele Wasserstoffeinspritzung in Dieselmotoren	139
<i>Rauber, K., Basters, R., Mahach, H., Schulte, S., Groß, B., Pahn, M.</i> LEXU+ - integrated low exergy concepts for buildings	150
<i>Richter, F.</i> Handelselektrolyseur – Osterweddingen	159
<i>Ritschel, U., Ebrahimi, A., Mahmoodi, E.</i> Resultate der Arbeit in Forschungswindparks in Mecklenberg-Vorpommern	164
<i>Rothe, C., Link, T.</i> Mathematische Modellierung und konstruktiver Entwurf eines sphärischen Scrollexpanders einer ORC-Anlage zur elektrischen Nutzung industrieller Abwärme	166
<i>Sarvelainen, H., Korpela, T., Tuliniemi, E., Juusola, T., Kuosa, M., Rahiala, S., Jernström, P.</i> Utilisation of moist exhaust air for preheating a swimming hall ventilation system with a heat pump and heat recovery technology	177
<i>Schlacke, S., Gurreck, M.</i> Aktuelle Rechtsentwicklungen der Energiewende – reicht die Beschleunigung?	185
<i>Schunke, C., Janßen, T.</i> Innovative Konzepte mit wasserstoffbasierten Stromspeichern – DeepDive in §39o EEG	190
<i>Schunke, C., Janßen, T.</i> Wirtschaftlichkeitsbewertung der Wasserstofftransformation eines mittelständischen Unternehmens für einen Brenngas-Transformationsprozess	195
<i>Schwarz, H.</i> Systematische Analyse und Optimierung von Wärmevershubsystemen (ein Bestandteil des hydraulischen Abgleich), positive Effekte und notwendige Grundlage für die Anwendung von alternativen effizienten Wärmequellen	200

30. Energie-Symposium

<i>Stolzenburg, K., Buss, K., Eckert, S., Roderer, V.</i> Stand der Erprobung von Brennstoffzellenbussen und ihren Wasserstofftankstellen	203
<i>Stukenbrock, J., Burger, J., Graetschel, J., Hink, R., Kirchner, J., Kirsten, C., Knost, F., Peters, T., Piechotka, M., Winklbauer, L.</i> Erste Ergebnisse aus dem biogeniV „Basiskonzept Bioraffinerie“	211
<i>Surkus, A.-E.</i> IREKA und SEGIWA - Iridium-reduzierte Anodenkatalysatoren für die PEM-Wasserelektrolyse	217
<i>Uhlemann, E., Ludwig, P., El Chouli, A., Fichter, C.</i> Studienprojekt H ₂ Microgrid Life Cycle Assessment und Wissenstransfer	218
<i>Witthaus, L.</i> Agiles Projektmanagement als Enabler für nachhaltige Transformation im Energiesektor – Am Beispiel des Wasserstoffmarkts	221
<i>Zeńczak, M., Małyszko, O.</i> Direct lines and cable pooling in power system with wind and photovoltaic power plants	223
<i>Zeńczak, W., Zapałowicz, Z.</i> Experimentelle Untersuchungen der Prozesse der Flutung von PV-Module auf Schiffen mit Meerwasser im Hinblick auf die dabei erzielte Leistung	231

VORWORT

Auch nach 30 Jahren bleibt noch viel zu tun, um die ehrgeizigen Klimaschutzziele zu erreichen. Seit 1993 tauschen sich Wissenschaft und Wirtschaft an der Hochschule Stralsund zu den unterschiedlichsten Schwerpunktthemen der erneuerbaren Energietechnologien regelmäßig fachlich aus. Damals stecke die Umsetzung der Energiewende noch in den Kinderschuhen. Mittlerweile ist es gesellschaftlicher Konsens, dass es einen Transformationsprozess geben muss. Insbesondere vor dem Hintergrund aktuellen Energiekrise haben sich Prioritäten verschoben und es muss immer wieder neu ausgehandelt werden, wie diese Transformation gestaltet werden soll. Viele der dafür benötigten Technologien sind längst in der Anwendung, bei einigen steht der Markthochlauf noch aus, und manche Felder müssen weiter beforscht werden. Die Herausforderungen des Umbaus der Energiewirtschaft sind trotz des Fortschritts in der Technologieentwicklung und -Verfügbarkeit komplex. Der Handlungsdruck auch auf kommunaler und regionaler Ebene ist groß. Gemeinden stehen vor der Herausforderung, bei der Gestaltung des Transformationsprozesses viele Projekte parallel vorantreiben zu müssen, erneuerbare Energieerzeuger auszubauen, Infrastrukturen für eine emissionsfreie Mobilität bereitzustellen, den Wärmesektor zu dekarbonisieren und dabei die Akzeptanz der Bewohner nicht zu verlieren.

Diesen aktuellen Herausforderungen soll auch während des 30. REGWA-Symposiums in Stralsund wieder Rechnung getragen werden, indem technologische Lösungen aufgezeigt und vielversprechende Umsetzungsprojekte vorgestellt und diskutiert werden.

Wir freuen uns auf Ihr Kommen und Ihre Beiträge!

Die Herausgeber



30. Energie-Symposium

GRÜßWORT DR. STEFAN KERTH LANDRAT DES LANDKREISES VORPOMMERN-RÜGEN

Sehr geehrte Damen und Herren,
liebe Mitstreiter,

das Symposium „Regenerative Energien und Wasserstofftechnologien“, kurz REGWA, feiert in diesem Jahr sein 30. Jubiläum.

Unsere Hochschule Stralsund ist mit diesem Thema Pionier in den damit verbundenen Ingenieur- und Naturwissenschaften. Wer hier als Student bei den Erneuerbaren Energien mitforscht, hat beste Voraussetzungen für die Arbeit in der Wirtschaft.

1993 zum ersten Mal durchgeführt, ist das Symposium ein fester Termin für viele Studierende, Lehrende, Forschende, Praktiker und Interessierte.

Spannende Praxisprojekte werden auch in diesem Jahr vorgestellt. Wasserstoff als Energielieferant rückt noch näher in den Fokus.

Für unseren Landkreis Vorpommern-Rügen hat der flexible Energieträger Wasserstoff eine große Bedeutung. Dafür erhielten wir die Auszeichnung HyPerformer-Region von der Bundesregierung. An diesem Erfolg sind die Hochschule und die Hansestadt Stralsund wesentlich mitbeteiligt.

Bis Ende 2025 planen wir eine Elektrolyse und eine Wasserstoff-Tankstelle in Stralsund aufzubauen. Eines unserer ersten Ziele ist es, den Öffentlichen Personennahverkehr umzurüsten.

Ich freue mich mit Ihnen, auf den Erfahrungsaustausch, die neuen Ideen und Kontakte, die hier beim 30. REGWA Energie-Symposium entstehen werden.

Ich danke den Initiatoren und Organisatoren!



Dr. Stefan Kerth
Landrat
Landkreis Vorpommern-Rügen

**GRÜßWORT ALEXANDER BADROW
OBERBÜRGERMEISTER DER HANSESTADT STRALSUND**

Liebe Vorreiter und Vordenkerinnen,
liebe Fans von Wind und Wasserstoff, von Sonne und biogenen Stoffen,
liebe Vertreterinnen und Vertreter aus Wissenschaft und Wirtschaft,
liebe Gäste,

Mit Sorge sehen wir die andauernden Kriege und Krisen in der Welt. Menschen fühlen sich von steigenden Energiekosten und möglichen Engpässen in der Versorgung bedroht. In den Medien sehen wir unseren vermeintlich sichergeglaubten Wohlstand in Gefahr. Dabei gehört eine verlässliche Versorgung mit Energie, wie die mit Wasser und Wohnraum, ganz zweifelsfrei zu den Grundbedürfnissen. Für uns als Kommune ist es gleichermaßen Aufgabe und Anspruch, die Strom- und Wärmeversorgung sowohl preisstabil für unsere Stralsunderinnen und Stralsunder als auch klimaschonend für unseren Planeten zu sichern.



Und die HOST unterstützt uns dabei schon lange als Ideengeber und Zukunftsmacher. In diesem Sinne begrüße ich Sie sehr herzlich zum mittlerweile 30. REGWA Energiesymposium an unserer Hochschule. Hier stellen wir uns mit Forschung und Wissenschaft sowie unseren regionalen Unternehmen den Herausforderungen, die der Umbau der Energiewirtschaft mit sich bringt. Ich freue mich, dass für uns als Wasserstoffmodellregion eine nachhaltige Kreislaufwirtschaft mit grünem Wasserstoff endlich in greifbare Nähe rückt. Brennstoffzellenbus und Tankstelle, Elektrolyseur und Speicheranlagen: In Stralsund bringen wir unsere Wasserstoffhub an den Start! Dass wir heute nicht mehr nur Weichen stellen, sondern Projekte konkret anpacken, verdanken wir der andauernden und vertrauensvollen Zusammenarbeit vieler engagierter Menschen. Insbesondere unsere Hochschule hat daran entscheidenden Anteil. Und darauf sind wir mächtig stolz. Unser Ziel war, ist und bleibt es, die Lebensqualität der Menschen zu sichern und stetig zu verbessern. Darum stehen wir schon heute zusammen in der Pflicht – für die Energieversorgung von morgen. Und ganz im hanseatischen Geist lebt unser Vorankommen vom gemeinsamen Austausch und vom Netzwerken. Dass das REGWA Energiesymposium nun schon zum 30. Mal stattfindet, ist dafür der beste Beweis...

Herzlich willkommen in Stralsund!
Ihr Alexander Badrow

Oberbürgermeister
der Hansestadt Stralsund

OPTIMALE REGULINGSSTRATEGIEN AUF BASIS DYNAMISCHER SYSTEMMODELLE: AUSLEGUNG UND BETRIEB EINES WASSERSTOFFSPEICHERS FÜR EINE PASSIVHAUSSIEDLUNG MIT DER MODELICA BIBLIOTHEK TRANSIENT

Johannes Brunnemann¹, Ales Vojacek¹

¹ XRG Simulation GmbH, Hamburg

ABSTRACT

In dieser Arbeit wird für eine mit Photovoltaik und Batterien geplante Passivhaussiedlung untersucht, inwieweit der Einsatz eines Langzeit-Wasserstoffspeichers zur Erhöhung der über das Jahr gerechneten Energie-Autarkie beitragen kann und ökonomisch sinnvoll ist. Ausgehend vom Ergebnis einer stark idealisierten linearen Jahres-Optimierung wird demonstriert, wie ein physikalisch basiertes Systemmodell als Grundlage für den Entwurf einer vorausschauenden Regelungslogik dienen kann, die das reale System im Betrieb möglichst dicht an das Optimierungsergebnis führt, jedoch dabei wesentliche technische Restriktionen berücksichtigt. Beides, Regelung und System wurden in der Modellierungssprache Modelica abgebildet. Dabei wurde die Modellbibliothek TransiEnt genutzt, die auf die Modellierung von Energiesystemen mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien abzielt.

1. EINLEITUNG

Das deutsche Erneuerbare-Energien-Gesetz [3] zielt darauf ab, bis 2030 80% der elektrischen Energieversorgung aus erneuerbaren Energiequellen (EE) zu beziehen. Da die flächenbezogene Energiedichte bei EE um Größenordnungen kleiner ist als bei zentralisierten Energiesystemen wie Kernkraftwerken, muss der elektrische Übertragungsnetz auf die stark schwankende Spitzenleistung der erneuerbaren Energien, insbesondere der Photovoltaik (PV), angepasst werden, um die Energie z. B. von einem Teil des Landes in den anderen transportieren zu können. Dezentralisierte Energiesysteme können eine Alternative sein, um die Kosten und organisatorischen Schwierigkeiten beim Bau zusätzlicher Übertragungskapazitäten zu reduzieren, und zwar mit verschiedenen Mitteln der Energiespeicherung und intelligentem Energiemanagement.

Gefördert durch das 6. Energieforschungsprogramm [4] wurde das Verbundforschungsprojekt "Energiepuffer" (EP) durchgeführt. Im Rahmen dieses Projektes wurde eine "Wasserstoffbatterie" (HB) bestehend aus einem PEM-Elektrolyseur (ELY), einer PEM-Brennstoffzelle (FC), einem Energiemanagement (EMS) und einem Druckwasserspeicher Hydrospeicher (Druckniveau: 30 bar) konzipiert und ein Demonstrator aus marktverfügbaren Komponenten gebaut. Dabei wurde eine geplante modular aufgebaute Passivhaus-Siedlung in Stadtroda (Thüringen, Deutschland) (9 Häuser und eine zentrale Anlage) als Referenzsystem gewählt. Das Wohngebiet soll zu 99 % zeit- und energieautark sein (Autarkiegrad („level of autarky“) $LoA_{time} = LoA_{energy} = 0,99$). PV ist die ausschließliche Energiequelle. Die Wärmeversorgung basiert auf einem ausgearbeitetem Wärmepumpenkonzept [7] und dem Passivhausstandard aus [8]. Der Prozess zur Entwicklung des Projekts EP begann 2011.

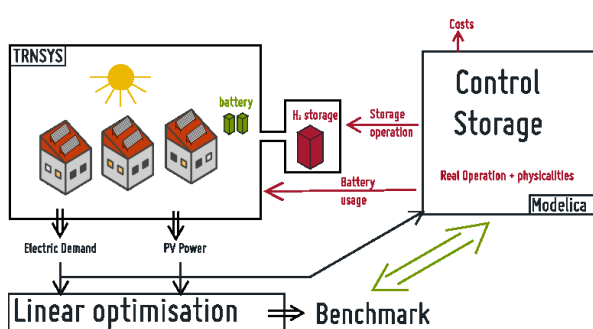
Aktuell existieren bereits kommerzielle Systeme mit ähnlichen Parametern (z.B. [9] und [10]). Auch wurden technologische und wirtschaftliche Bewertungen von Wasserstoffspeichern in Energieversorgungssystemen schon früher durchgeführt, z.B. in [5]. Ein Wasserstoffproduktionssystem für Wohngebäude wurde in [6] modelliert und untersucht. Dort wurde der Fokus auf die Komponentenmodellierung gelegt, während der Regelungsalgorithmus nicht näher vorgestellt wird.

30. Energie-Symposium

Der hier vorgestellte Beitrag basiert auf der Veröffentlichung [1]. Dabei werden Standardkomponenten der TransiEnt-Modellbibliothek Bibliothek [2] genutzt, die um bestimmte physikalische Eigenschaften, wie lastabhängige Effizienzen, Mindestlasten oder Begrenzung der Anzahl jährlicher Start/Stop-Zyklen, erweitert wurden. Diese Eigenschaften erweisen sich als relevant für den Betrieb des Systems mit der zu entwickelnden Regelung, die auf einem Wetter- und Bedarfsvorhersagemodell mit 24h Zeithorizont basiert.

2. AUSGANGSPUNKT: LINEARE OPTIMIERUNG

Um die theoretische Leistungsfähigkeit der geplanten WB zu untersuchen, wurde ein linearer Optimierungsansatz gewählt, bei dem die HB und PV-Komponenten vereinfacht in OEMOF ([12], [13]) abgebildet wurden. OEMOF verwendet gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung (MILP), um das System mathematisch zu optimieren. Dabei hat der Algorithmus den gesamten Jahresverlauf von Wetter und Verbrauchern zur Verfügung. Ziel ist eine Minimierung des elektrischen Energieimports aus dem übergeordneten elektrischen Verteilnetz. Der Strombedarf für Wärmeversorgung und andere elektrische Verbraucher wurden in TRNSYS [11], abgebildet. Dieser Strombedarf wurde dann als Eingang für die Oemof-Optimierung verwendet, während die Abwärme von ELY und FC als Eingang für die TRNSYS-Simulation diente.



Device	Efficiency	Capacity	el. Power
	%	kWh	kW
FC	47	-	4.7
ELY	51	-	5.8
hydrogen storage	-	13422 (400 kg)	-
lithium-ion batteries	93.3/91.6 (out/in)	106	33.3
PV	n.a.	-	90
heat pump	-	-	9 x 2.1

Abbildung 1: Links: Schema - Lineare Optimierung als Benchmark für die Performance des realen Wasserstoffsystems. Rechts: verwendete Systemkomponenten

Als Ergebnis liegen stündlich aufgelöste konsistente Jahresdaten über den elektrischen Energieverbrauch, die PV-Erzeugung, den Energietransfer zum Verteilnetz und den Füllstand des Wasserstoffspeichers vor. Diese Ergebnisse bilden einen Benchmark für die Performance des realen Systems.

Quantity	Value
LoA_{time}	0.98
LoA_{energy}	0.96
El. power from grid	1.4 MWh
El. power to grid	16.3 MWh
Start/Stop cycles ELY	{298 / 298} /a
Start/Stop cycles FC	{276 / 258} /a
Runtime ELY	{2641 / 2634} h/a
Runtime FC	{1033 / 1160} h/a

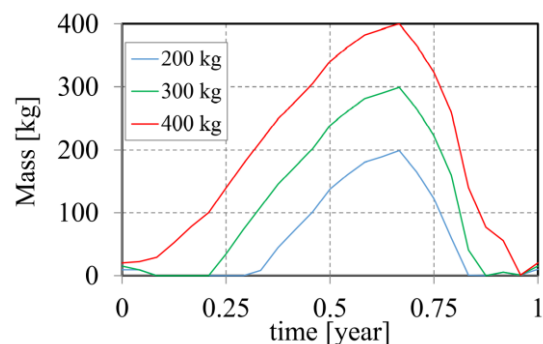


Abbildung 2: Ergebnis der linearen Optimierung. Links: Über 1 Jahr bilanzierte Systemparameter. Rechts: Füllstand des Wasserstoffspeichers mit unterschiedlicher Maximalkapazität.

3. ANFORDERUNGEN AN DAS PHYSIKBASIERTE MODELICA SYSTEMMODELL

Das Modelica System Model muss die zentralen physikalisch- dynamischen Eigenschaften abbilden, die das reale System charakterisieren. Insbesondere sollen damit die folgenden Punkte untersucht bearbeitet werden können:

1. Inwieweit sind die Ergebnisse der linearen Optimierung für den realen Betrieb aussagekräftig?
2. Wie kann die Regelungslogik für das System aussehen
 - a. Soll überschüssiger PV-Strom zunächst in Batterien gespeichert werden (wenn diese freie Kapazität haben) oder soll er zum Betrieb des Elektrolyseurs eingesetzt werden?
Auffüllen von
 - b. Wenn die beiden Module von ELY/FC arbeiten sollen können/sollen die Batterien in einem bestimmten Szenario Strom an ELY liefern, um den H2-Speicher zu laden?
 - c. Hinzufügen eines Wetter- und Verbrauchsprognosemodells
3. Erfassen der physikalischen Randbedingungen
 - a. ELY/FC: Anlaufzeit (Aufheizen und geringere Effizienz), Wirkungsgrad, Stromverbrauch im Standby-Modus, Anlage hat je zwei Module, jedes mit minimaler Betriebsleistung
 - b. Kompressor für Druckflaschenlagerung
 - c. druckabhängige Speicherkapazität
 - d. Stromverbrauch des Wasserstofftrocknungsprozesses (Kondensation/ Gefrieren)

4. Hinzufügen eines Wetter- und Verbrauchsprognosemodells

Diese Anforderungen wurden in ein modular aufgebautes Modelica-Modell umgesetzt, welches trotz des erhöhten physikalischen Detailgrades numerisch performant Jahressimulationen ermöglicht.

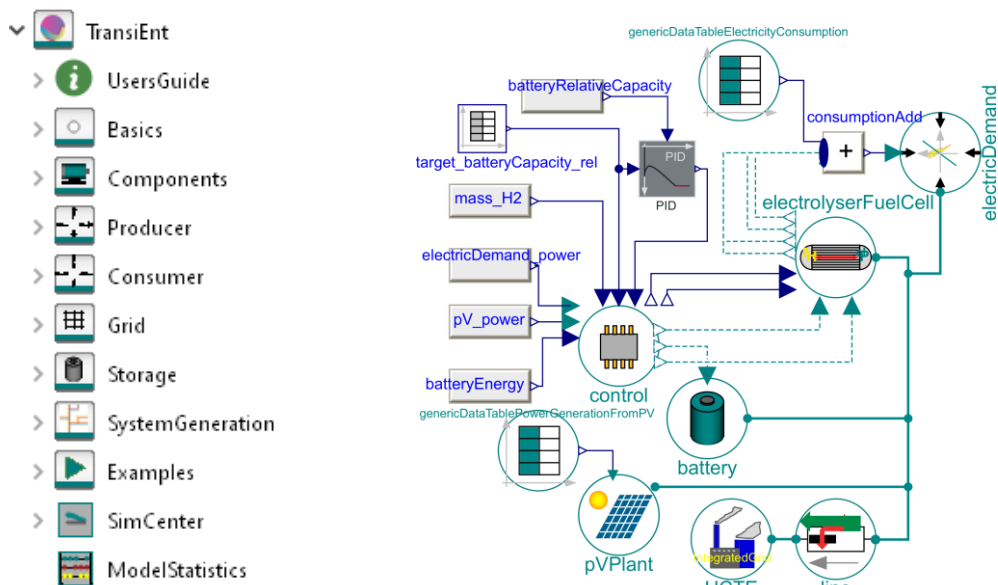


Abbildung 3: Links: TransiEnt Modellbibliothek. Rechts: Diagramm finales Systemmodell

30. Energie-Symposium

Hierfür wurde das System aus Elektrolyseur (ELY), Brennstoffzelle (FC) und Wasserstoff-Druckspeicher in einem einzelnen Untermodell abgebildet. Dieses beinhaltet unter anderem die Massenbilanz des Speichers:

$$\frac{d}{dt}m_{H_2} = -\frac{1}{LHV_{H_2}} \left(\eta_{ELY} P_{ELY}^{(el,set)} + \frac{P_{FC}^{(el,set)}}{\eta_{FC}} \right) \quad (1)$$

Dabei ist LHV_{H_2} der Brennwert, η bezeichnet den Wirkungsgrad und P die elektrische Leistung der entsprechenden Komponente. Der Wirkungsgrad des Gesamtprozesses (elektrische Leistung \rightarrow H₂ - \rightarrow elektrische Leistung) des Druckspeichersystems ergibt sich aus dem Produkt der Wirkungsgrade von ELY, FC und Kompressor (comp):

$$\eta_{Pressurized} = \eta_{ELY} \cdot \eta_{FC} \cdot \eta_{comp} \quad (2)$$

Der Energiebedarf des Wasserstoff- Trocknungsprozesses wurde mit dem Modell eines physikalischen Kondensationsprozesses abgeschätzt. Mit einer Größenordnung von 0.2% des Gesamtenergiebedarfes kann dieser Anteil jedoch vernachlässigt werden.

4. REGELUNGSLOGIK

Für die Untersuchung des Verhaltens des realen Systems ist neben der physikalisch basierten Modellierung des Speichersystems die Modellierung der Regelungslogik von zentraler Bedeutung. Diese bestimmt die Verteilung der Leistungsflüsse im System und damit letztendes die tatsächlich erreichte Systemperformance.

4.1 Einfaches Regelungsschema

In einem ersten Schritt wurde eine einfache Entscheidungslogik entworfen (siehe Abbildung 4), die zunächst die Leistungsbilanz zwischen Verbrauch und PV-Erzeugung vergleicht. Bei überschüssiger Leistung werden zunächst die Batterien vollgeladen und dann der Elektrolyseur in Betrieb genommen. Im Falle benötigter Leistung werden zunächst die Batterien entladen und danach die Brennstoffzelle in Betrieb genommen.

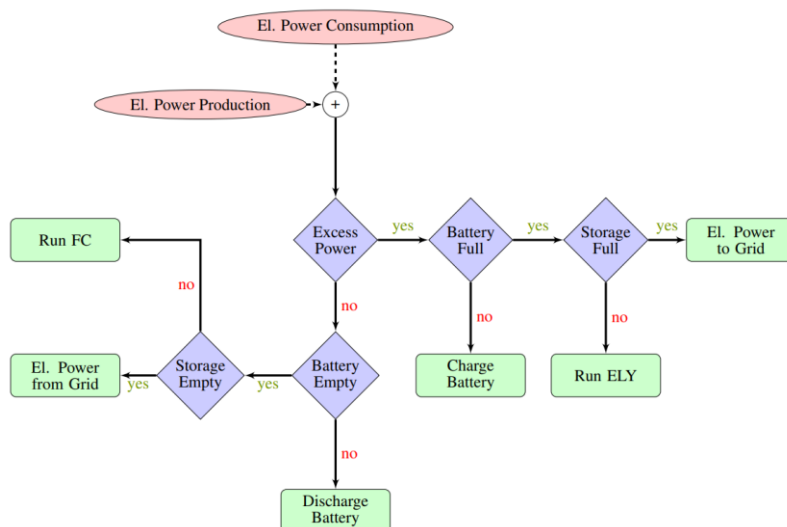


Abbildung 4: Einfaches Regelungsschema

Die durchgeführte Jahressimulation zeigt deutlich, dass dieser Ansatz unzureichend ist. In Abbildung 5 ist links der Füllstand des Wasserstoffspeichers aus der linearen Optimierung und dem Modelica-Modell dargestellt, das bilanzierte Jahr startet und endet im März. Mit der einfachen Regelungslogik wird nur gut die Hälfte des Füllstandes im Vergleich zum (idealisierten) Optimierungsergebnis erreicht. Ein Blick auf die Füllstände der Batteriespeicher (Abbildung 5 rechts) gibt einen Hinweis auf die Ursache: Die Batteriespeicher sind im Modelica-Ergebnis sehr oft voll geladen. Die höchste Leistung der PV (siehe Abbildung 1) fällt immer um die Mittagsstunden an. Wenn die Batterien voll geladen sind, wird der Elektrolyseur in Betrieb genommen, der jedoch kostenbedingt nur eine geringere Leistungsaufnahme hat, als die Batterien. Dadurch wird PV-Energie lokal verschwendet, denn die überschüssige elektrische Leistung wird in das elektrische Übertragungsnetz transferiert.

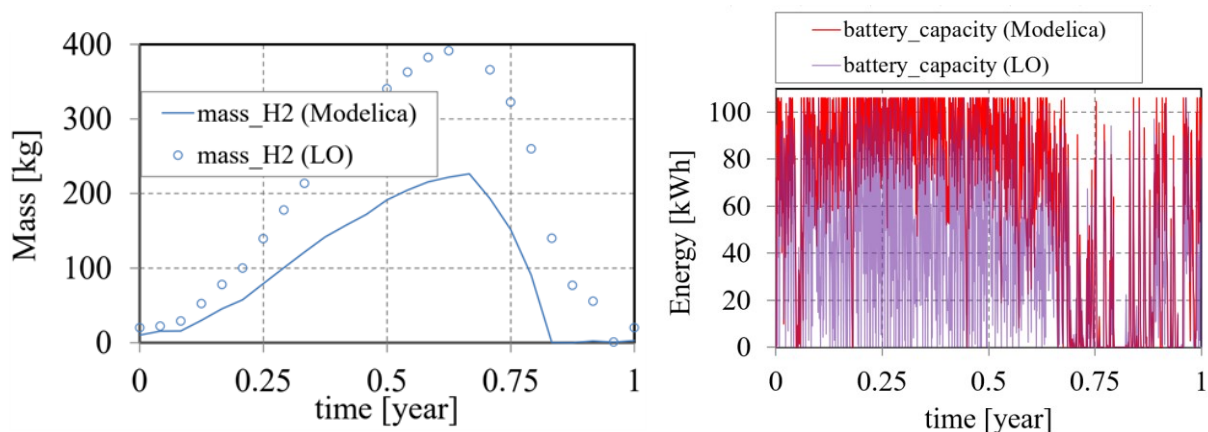


Abbildung 5: Ergebnis Jahressimulation mit einfacher Regelungslogik.

4.2 Verbessertes Regelungsschema

Eine verbesserte Regelung muss also sicherstellen, dass jederzeit ein möglichst hoher Anteil der PV-Leistung lokal im System verbleibt. Dazu wird die einfache Regelungslogik aus Abbildung 4 um zwei zusätzliche Bedingungen erweitert:

1. Bei Leistungsüberschuss soll es möglich sein, parallel den Elektrolyseur zu betreiben und die Batterien zu laden
2. Bei Leistungsbedarf sollen die Batterien einerseits den Verbrauch der Haushalte bedienen und parallel gegebenenfalls den Elektrolyseur betreiben.

Dazu wird ein Forecast-Modell entworfen, welches auf einem 24h Horizont den Bedarf der Verbraucher und die PV-Leistung prognostiziert (3). Damit kann für den Batteriespeicher

$$E_{store} = \int_{t_0}^{t_0+24h} (P_{Verbrauch}(t) + P_{PV}(t)) dt \quad (3)$$

eine untere Grenze E_{Store} für den Ladezustand ermittelt werden, so dass die autarke Abdeckung des Verbraucherbedarfs sichergestellt ist. Darüber hinaus gespeicherte Energie wird für den Weiterbetrieb des Elektrolyseurs genutzt und in den Wasserstoffspeicher transferiert. Für die Aufnahme der durch PV bereitgestellten Leistung steht so -im Vergleich zur einfachen Regelungslogik- deutlich mehr Ladeleistung und -kapazität zur Verfügung: Der PV-Erzeugungs-Peak zur Mittagszeit wird in den Batterien zwischengespeichert und dann nachträglich in den Wasserstoffspeicher transferiert. Das so erweiterte Regelungsschema ist in Abbildung 6 dargestellt. Die Erweiterungen 1. und 2. Sind entsprechend hervorgehoben.

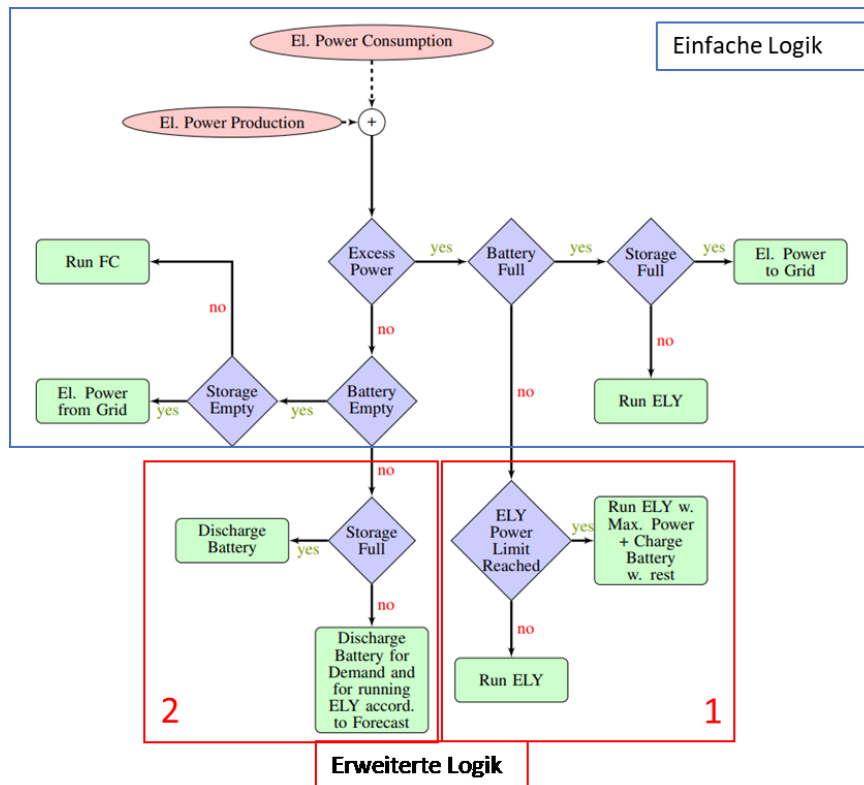
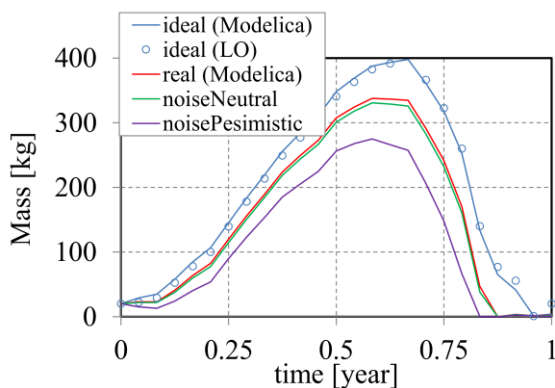


Abbildung 6: Erweitertes Regelungsschema

Mit diesem Ansatz sieht das Ergebnis der Jahressimulation viel besser aus. Abbildung 7 zeigt links den Füllstand des Wasserstoffspeichers über das Jahr. Lässt man die physikalischen Verluste weg (Wirkungsgrade 1), ist das Ergebnis des Modelica Modells fast identisch zum Ergebnis der idealisierten linearen Optimierung. Mit den realen Wirkungsgraden ergibt sich die rote Kurve. Auch kann die Auswirkung von Prognosefehlern untersucht werden: Die grüne Kurve zeigt die Auswirkung zufällig verteilter Prognosefehler in PV-Erzeugung und Verbrauch um +/- 20% um den vorhergesagten Wert. Als ‚worst Case‘ Abschätzung dient eine pessimistische Abschätzung, in der die PV-Erzeugung per Zufall immer 0-20% unterhalb der Prognose ist und der Verbrauch um bis zu 20% darüber.



Quantity	Value _{ideal}	Value _{real}
El.power _{fromGrid}	1.6 MWh	3.8 MWh
El.power _{toGrid}	17.3 MWh	16.7 MWh
Start/Stop ELY	{256/256}/a	{278/277}/a
Start/Stop FC	{136/136}/a	{223/223}/a
Runtime ELY	{3043/3040}h/a	{2814/2813}h/a
Runtime FC	{1603/1585}h/a	{1332/1330}h/a

Abbildung 7: Ergebnis Jahressimulation mit erweiterter Logik

Die rechte Seite von Abbildung 7 zeigt den über das Jahr akkumulierten Vergleich der Systemperformance zwischen idealisiertem und realistischem System mit Wirkungsgraden entsprechend Abbildung 1. Elektrolyseur und Brennstoffzelle bestehen jeweils aus 2 Einheiten, daher gibt es jeweils 2 Betriebswerte. Diese weichen leicht voneinander ab, da in bestimmten Betriebszuständen nur eine der Einheiten laufen kann: liegt z.B. die verfügbare überschüssige elektrische Leistung unterhalb der doppelten Mindestleistung eines der Elektrolyseure, wird zunächst nur einer in Betrieb genommen.

5. AUTARKIEGRAD UND GEOGRAPHISCHE LAGE

Aus den so gewonnen Simulationsdaten lässt sich auch bestimmen, inwieweit der Autarkiegrad (Level of Autarky) der Energieversorgung des betrachteten Systems durch den Wasserstoffspeicher erhöht werden kann. Dabei unterscheidet man nach dem energetischem Autarkiegrad (LoA_{Energy}) als Anteil

$$LoA_{energy} = 1 - \frac{\int_0^{1year} (P_{con}(t) - P_{prod}(t))\sigma(t)dt}{\int_0^{1year} P_{con}(t)dt} \quad (1) \quad (4)$$

lokal erzeugter Energie am Jahresgesamtverbrauch und dem zeitlichen Autarkiegrad (LoA_{time}) als Anteil der selbstversorgten Zeit über das Jahr:

$$LoA_{time} = 1 - \frac{\int_0^{1year} \sigma(t) dt}{\int_0^{1year} t dt} \quad (5)$$

Tabelle 1 zeigt die möglichen Autarkiegrade für das idealisierte und das realistische System mit und ohne Wasserstoffspeicher: so kann durch den Wasserstoffspeicher der energetische Autarkiegrad der Siedlung von 79% auf 91% gesteigert werden.

Tabelle 1: Autarkiegrad des Systems

Type of H2 storage/capacity of storage [kg]	LoA_{energy}	LoA_{time}
Pressurized/400 (real)	0.91	0.93
Pressurized/400 (ideal)	0.96	0.96
No storage (batteries only)	0.79	0.84
Pressurized/400 (realCopenhagen)	0.87	0.89
Pressurized/400 (realMarseille)	0.96	0.97

Zusätzlich erlaubt die physikalische Modellierung von System und Regelung auch eine Variation des geographischen Ortes der untersuchten Passivhaussiedlung durch die entsprechende Anpassung der horizontal eingestrahelten solaren Einstrahlleistung. Dies wird beispielhaft für Marseille und Kopenhagen durchgeführt.

6. ZUSAMMENFASSUNG

In diesem Beitrag wurde untersucht, wie stark die Energie-Autarkie einer Passivhaussiedlung (ausgestattet mit PV und Batteriespeicher) deren Energie- Autarkie erhöhen kann. Dabei stellt sich der Entwurf einer geeigneten Regelungsstrategie als zentraler Baustein heraus, um die Performance-Ergebnisse einer idealisierten linearen Optimierung unter Berücksichtigung der physikalischen Restriktionen der realen Anlage möglichst gut umzusetzen.

30. Energie-Symposium

Die reale Anlage samt Regelung wurde in der Modellierungssprache Modelica unter Verwendung der TransiEnt-Modellbibliothek auf Basis physikalischer Gleichungen dynamisch modelliert: die Abbildung des zeitlichen Systemverhaltens im Modell ermöglicht dabei den direkten Test verschiedener Regelungsstrategien. Ziel ist es eine Regelungsstrategie zu finden, die eine möglichst vollständige Einspeisung der über ein Jahr produzierten PV-Energie in das Wasserstoffspeichersystem ermöglicht.

Wir zeigen, dass ein Forecast-Modell mit 24h Zeithorizont diese Anforderung gut erfüllt und bei Vernachlässigung der physikalischen System-Restriktionen das Ergebnis der linearen Optimierung reproduziert, obwohl letztere das komplette Jahr als Zeithorizont hat. Diese zeitliche Korrelation lässt sich durch das Verhältnis der von den Verbrauchern benötigten Energie und der Kapazität der Batteriespeicher verstehen.

7. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] L. Schindhelm, A. Vojacek, J. Brunnemann, „Long Term Technical and Economic Evaluation of Hydrogen Storage Technologies for Energy Autarkic Residential Complexes“, Proceedings of the 14th International Modelica Conference, Modelica Association and Linköping University Electronic Press, Linköping, 2021. <https://doi.org/10.3384/ecp21181597> [zuletzt abgerufen am 10.10.2023]
- [2] TRANSIENT Bibliothek v 2.0.2, Entwicklung koordiniert vom TransiEnt Konsortium, 2023. <https://github.com/TransiEnt-official/transient-lib> [zuletzt abgerufen am 10.10.2023]
- [3] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2023), <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/eeg2023/arbeitsausgabe>, [zuletzt abgerufen am 10.10.2023]
- [4] Förderbekanntmachung zum 6. Energieforschungsprogramm Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. 2011, https://www.verwaltungsvorschriften-im-internet.de/bsvwbund_13122011_KIIII54603022.htm [zuletzt abgerufen am 10.10.2023]
- [5] Macagno, M. Santarelli; S., “A thermoeconomic analysis of a PV-hydrogen system feeding the energy requests of a residential building in an isolated valley of the Alps”. In: Energy Conversion and Management 45 (3), pp. 427–451, 2004.
- [6] Henriquez, A. M, “Model of hydrogen production system for investigating the energy flexibility of residential buildings”. MA thesis. UNIVERSITY OF LIEGE BELGIUM, p. 76., (2018).
- [7] Frey, Hartmut . Energieautarke Gebäude: Auf dem Weg zu Smart Energy Systems. 1. Auflage, Springer Berlin Heidelberg, 2019.
- [8] Passive House Institute (PHI), <https://passivehouse.com> [zuletzt abgerufen am 10.10.2023]
- [9] Stiftung Umwelt Arena Schweiz, Umweltarena Brütten, 2021. <http://www.umweltarena.ch> [zuletzt abgerufen am 10.10.2023].
- [10] HPS Home Power Solutions GmbH, HPS System – picea, 2021 , <https://www.homepowersolutions.de/produkt> [zuletzt besucht am 10.10.2023]
- [11] TRNSYS, A TRAnSient SYStems Simulation Program, The University of Wisconsin, 2017. <https://sel.me.wisc.edu/trnsys/> [zuletzt abgerufen 10.10.2023]
- [12] OEMOF, Open Energy Modelling Framework - A modular open source framework to model energy supply systems, 2023. <https://github.com/oemof> [zuletzt abgerufen 10.10.2023]
- [13] Hilpert, S. et al., “The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling”. In: Energy Strategy Reviews 22, 2018.

INBETRIEBNAHME EINES HOCHTEMPERATUR-LATENT-WÄRMESPEICHERS UND AUFGETRETENE PROBLEME

Andreas Dengel¹, Maike Johnson²

¹Iqony Energies GmbH, St. Johanner Straße 101-105, D-66115 Saarbrücken

²Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart

ZUSAMMENFASSUNG

Die Iqony Energies GmbH betreibt bundesweit mehr als 200 Anlagen zur Erzeugung von Strom und Wärme überwiegend auf Basis regenerativer Energieträger wie Biomasse, Biogas, Grubengas und Geothermie, aber auch konventioneller fossiler Primärenergien. In diesem Zusammenhang beschäftigt sich das Unternehmen auch mit Energiespeichertechnologien. Eine davon ist ein Hochtemperatur-Latent-Wärmespeicher, der am Standort eines Heizkraftwerks zur Besicherung errichtet wurde. Als Speichermedium dient Natriumnitrat. Die bis dato einmalige Ausspeiseleistung des Speichers erforderte eine aufwändige Konstruktion unter anderem mit aus einer Aluminiumlegierung gefertigten Wärmeleitprofilen im Salzraum. Während einzelner Aufheiz- und Abkühlvorgängen im Zusammenhang mit der Befüllung des Speichers mit dem Speichermedium konnten erste Daten zur Speicherperformance ermittelt werden. Ein aufgetretener Schaden führt nun zur Verlängerung des Vorhabens mit dem Akronym TESIN2.

1. EINLEITUNG

Bereits 2017 wurde zum 24. REGWA Symposium von dem Vorhaben berichtet, einen Hochtemperatur-Latent-Wärmespeicher an einem Heizkraftwerk des Unternehmens zu errichten und in Betrieb zu nehmen. Das vom BMWI/BMWK geförderte Vorhaben TESIN hatte zum Ziel, neben einer Potenzialstudie einen Hochtemperatur-Wärmespeicher mit hoher Leistung zu entwickeln, zu bauen und am Standort des Heizkraftwerks Wellesweiler zu erproben. Dort soll er als Besicherungsinstrument den Ausfall eines Abhitzekessels für 15 Minuten kompensieren, bis eine in der Warmhaltung betriebene Kesselanlage hochgefahren ist. Ziel ist die unterbrechungsfreie Dampfversorgung eines in der Nähe befindlichen Industriebetriebs.

Zwischenzeitlich wurde der Wärmespeicher geplant und mit deutlichen Verzögerungen beim Anlagenbauer auch gefertigt. Im September 2018 wurde der Speicher angeliefert, in der Folgezeit an das System des Heizkraftwerks angebunden und isoliert.

2. INBETRIEBNAHME

Mitte 2020 konnte das System aus neuen Rohrleitungen und Speicher sodann ausgeblasen werden. Hierzu wurde der Speicher zunächst mehrmals mit Kesselspeisewasser geflutet, welches dann abgelassen wurde. Nach diesem Vorwärmen durch das Speisewasser mit etwa 106 °C wurde der Speicher mehrmals mit Dampf beaufschlagt und zwar sowohl von oben nach unten, als auch von unten nach oben. Der Dampf konnte sodann über einen provisorischen Schalldämpfer im Bereich der Kondensomaten, bzw. über den fest installierten Schalldämpfer über Dach auf Atmosphärenbedingungen entspannen. Durch dieses Prozedere wurde sichergestellt, dass mögliche Ablagerungen und Korrosionsprodukte aus den Dampfrohren mitgerissen und entfernt wurden.

30. Energie-Symposium

Dieser Prozess ist notwendig, damit im späteren Betrieb keine Schäden an nachgelagerten Armaturen oder Anlagen durch mitgerissene Teilchen im Dampf auftreten können.

Der Nachweis der „Dampfreinheit“ erfolgte durch sogenannte Spiegel, polierte Kupferplatten, welche in die Ausblaseleitung eingebaut worden waren und bei jedem Ausblasevorgang gewechselt wurden. So konnte eine deutliche Reduzierung der Einschläge bis unter die Nachweisgrenze nachgewiesen werden. Bilder vom Ausblasen sind in Abbildung 1 dargestellt.

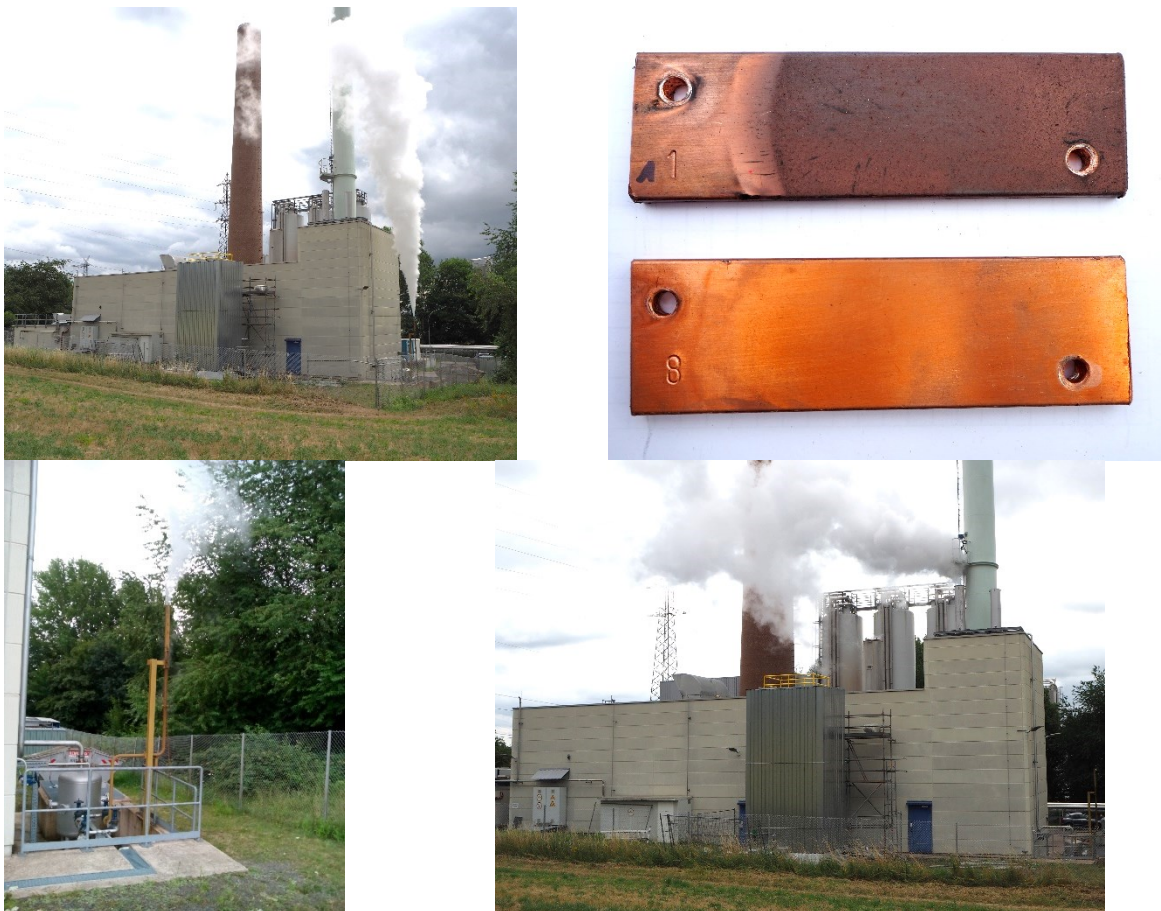


Abbildung 1: Links oben: Ausblasvorgang von oben nach unten durch den Speicher. Rechts oben: 1. und 8. Spiegel vom Ausblasen. Links unten: Umbau am Kondensomat für das Ausblasen. Rechts unten: Ausblasvorgang von unten nach oben durch den Speicher.

Danach wurden die Umbauten für den Prozess des Ausblasens wieder rückgebaut und die Anlage vom TÜV für die eigentliche Inbetriebnahme abgenommen. Für das Speichermaterial wurde geprillte Salzqualität wegen des erheblich geringeren Arbeitsaufwands ausgewählt. Dadurch, dass das geprillte Salz eine geringere Dichte hat als sowohl flüssiges Salz bei der höchstmöglichen Systemtemperatur (350 °C) als auch wie das erstarrte Salz im Block (siehe Tabelle 1), kann nur ein Teil des Salzes in einem Befüllvorgang eingefüllt werden.

Tabelle 1: Dichte von Natriumnitrat in verschiedenen Zuständen

Zustand	Temperatur (°C)	Dichte (kg/m ³)
Prills	25	1230
Erstarrt im Block	25	2260
Flüssig	306	1908
Flüssig	350	1874

Die dann noch einzufüllenden Mengen sind allerdings nicht mehr groß; jedoch nehmen die entsprechenden Aufheiz- und Abkühlvorgänge zum Aufschmelzen der gesamten Salzmenge im Speicher entsprechend viel Zeit in Anspruch. Pro Befüllvorgang mit Aufheizen (Aufschmelzen) und anschließendem aktiven Abkühlen muss etwa eine Woche gerechnet werden; hinzu kommen mehrere Wochen passives Abkühlen, bis wieder weiteres Salz nachgefüllt werden kann.

Die ausgerechneten und tatsächlich befüllten Mengen an Salz sind in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Eckdaten der Befüllmengen und -volumen

	Freiraum, 25 °C	Theoretischer Salzmasse bei 350 °C in diesem Freiraum	-- Anzahl an Säcke für diese Masse	Maximale Masse in Prills in diesem Freiraum	Salzmasse im Speicher	Befüllgrad
Einheit	<i>m</i> ³	<i>t</i>		<i>t</i>	<i>t</i>	%
Leer	16,92	31,71	1268,4	20,81	-	0
Nach 1. Befüllung	8,9	13,7	548,4	11	18	57
Nach 2. Befüllung	4,7	4,1	164,4	5,8	27,6	87
Nach 3. Befüllung	3,5	1,4	56,4	4,3	30,3	96

30. Energie-Symposium

Abbildung 2 zeigt Bilder der Befüllung.



Abbildung 2: Links oben: Befüllung des Speichers mit den ersten Säcken. Rechts oben: Prills fallen aus einem Sack Salz. Links unten: Ansicht des Speichers von oben, gefüllt mit Salz. Rechts unten: Detailansicht nach der 1. Befüllung

3. ANALYSE DER SPEICHERPERFORMANCE

Obwohl der Speicher noch nicht vollständig mit Speichermaterial befüllt wurde, können die Messdaten aus der 2. sowie 3. Aufheizung und Abkühlung analysiert werden. Da die Abkühlungen näher an die nominellen Parameter durchgeführt wurden, wurden diese Daten zuerst analysiert.

- **Betrachtung der Ergebnisse vom 2. aktiven Abkühlen**

Abbildung 3 zeigt den Massenstrom im Speicher sowie Austrittstemperatur aus dem Speicher und übertragene Energie während der Entladung. Linien grenzen den Zeitraum ab, währenddessen Dampf in die Dampfschiene geleitet wurde.

30. Energie-Symposium

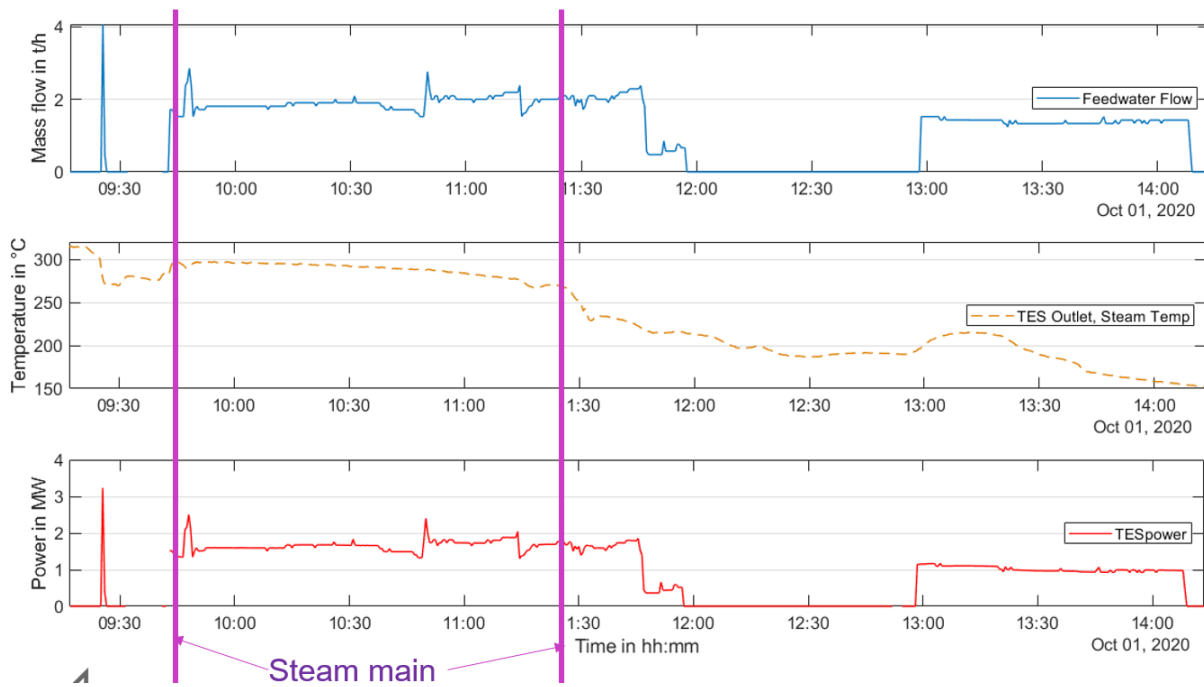


Abbildung 3: Massenstrom im Speicher sowie Austrittstemperatur aus dem Speicher und errechnete Leistung während der 2. Entladung.

Der Speicher wurde über rund 5 Stunden entladen. Im gesamten Zeitraum wurden ca. 4 MWh übertragen, hingegen wurde nur Dampf mit einer gemittelten Leistung von 1,65 MWth und einem Massenstrom von 1,9 t/h.in die Dampfschiene geleitet.

- Betrachtung der Ergebnisse vom 3. aktiven Abkühlen**

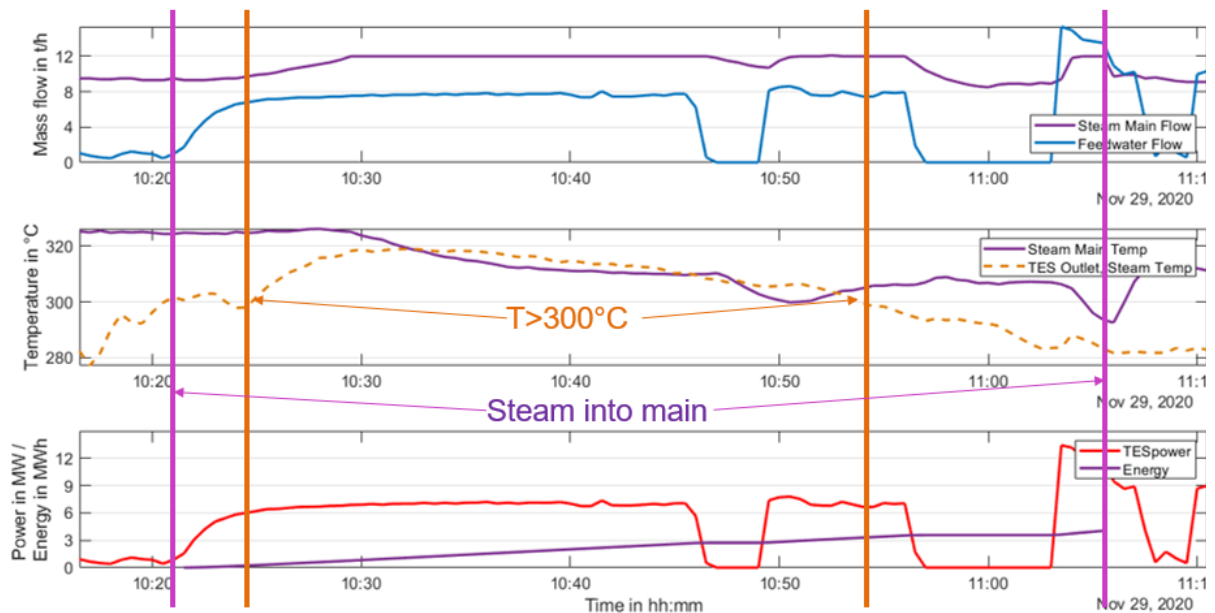


Abbildung 4: Massenstrom im Speicher und in der Dampfschiene sowie Austrittstemperatur aus dem Speicher und in der Dampfschiene sowie errechnete Leistung und Energie während der 3. Entladung.

30. Energie-Symposium

Abbildung 4 zeigt den Zeitraum der 3. Entladung mit 96% eingefüllter Speicherkapazität, währenddessen Dampf in die Dampfschiene eingeleitet wurde. Der Speicher wurde von 10:11 bis 13:33 insgesamt und mit Pausen entladen. Von 10:21 bis 11:05 wurde Dampf in die Dampfschiene geleitet und mit einer Temperatur von $> 300\text{ }^{\circ}\text{C}$, - wie gefordert -, von 10:24 bis 10:53 – also für 29 Minuten. Mindestens notwendig sind 15 Minuten, und die erbrachte Leistung war demnach auch über den geforderten 6 MWth. Es wurden in dieser Zeitspanne von 29 Minuten 2,95 MWh erzeugt. Jedoch sagen diese Messungen noch nichts aus, ob der Speicher diese geforderte Leistung innerhalb von 2 Minuten erbringen kann. Das muss in weiteren Untersuchungen geklärt werden.

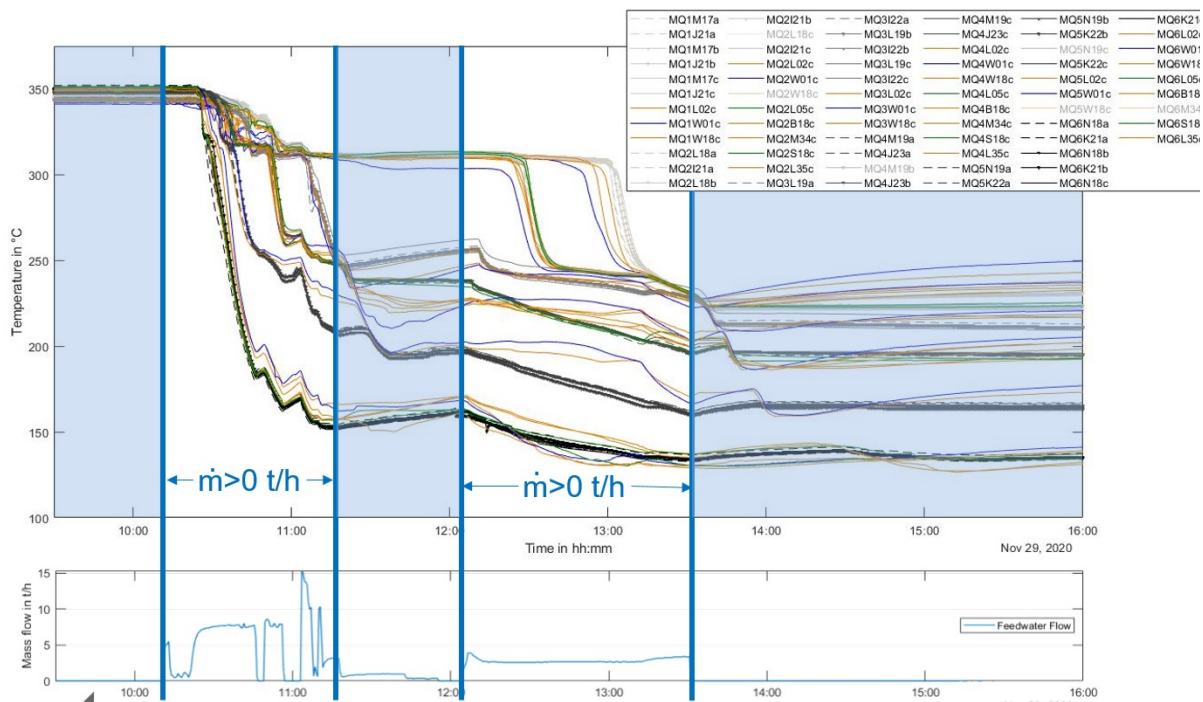


Abbildung 5: Messungen aller Thermoelemente im Speichermaterial während der 3. Entladung. Unten mit angezeigt ist der Massenstrom im Speicher. Somit sieht man die vollständige Entladung des Speichers. Die Erstarrung der jeweiligen Messquerschnitte nacheinander ist

In Abbildung 5 sind die Werte aller Thermoelemente im Speicher während der 3. Entladung dargestellt. Hier sieht man die Temperaturen während dieser vollständigen Entladung. Die Erstarrungsfront im Speicher wird durch den gruppenweisen Abstieg der Temperaturen im Verlauf klar dargestellt. Nach und nach fallen die Temperaturen nach Messquerschnitt steil ab oder erreichen ein Erstarrungsplateau. Nach erster Einschätzung passen diese Ergebnisse gut zu den Simulationsergebnissen aus der Auslegung.

In Abbildung 6 sind im oberen Bereich die Simulationsergebnisse für die Entladung des Speichers dargestellt. In ähnlicher Darstellung sind im unteren Bereich die Messwerte aufgetragen. Zum einen sind hier die Eintritts- und Austrittstemperaturen in blau und orange dargestellt. Zum anderen sind die gemittelten Temperaturen im Messquerschnitt aufgetragen. Im simulierten Fall sind dies alle Temperaturen im Messquerschnitt. Im gemessenen Fall sind dies die jeweils montierten Thermoelemente. Ersichtlich ist zwar eine ähnlich lange Entladungszeit, aber eine abweichende Form der PCM-Kurven.

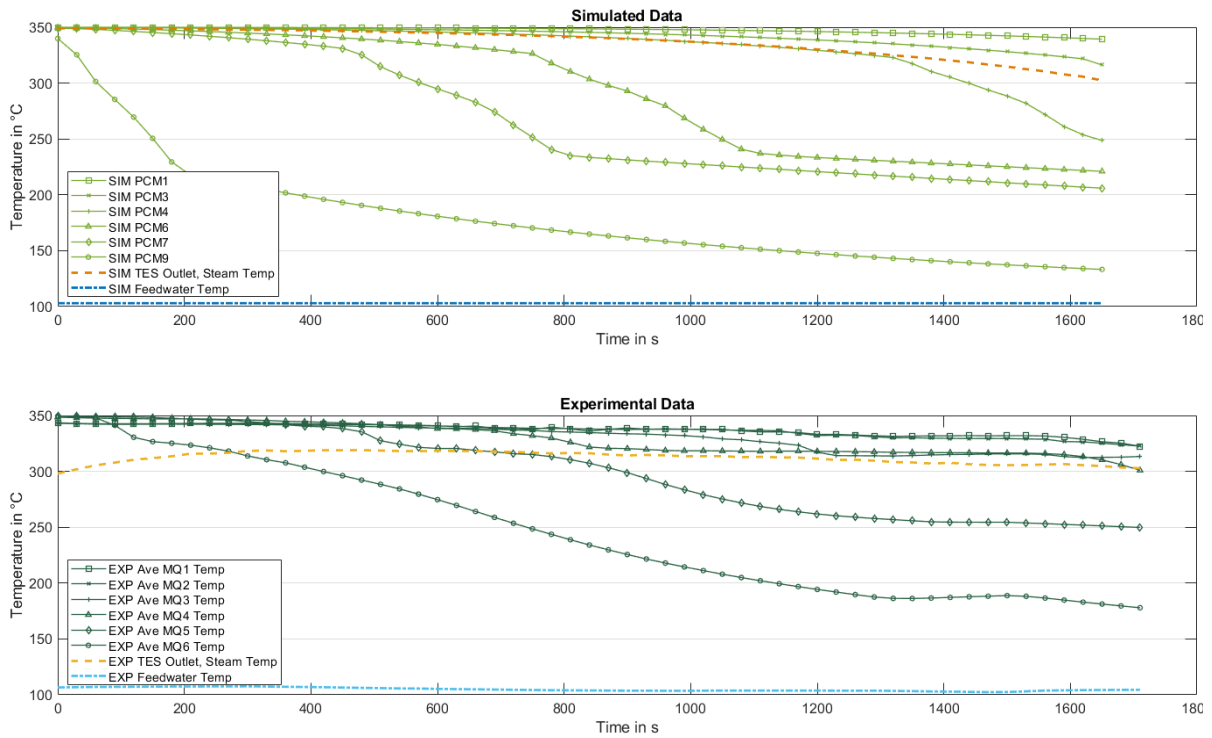


Abbildung 6: Qualitativer Vergleich der Systemsimulationen sowie Messwerte der 3. Entladung.

4. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Während der letzten Abkühlphase trat ein Schaden am unteren Sammler auf, wodurch das Projekt unterbrochen werden musste. Momentan wird im Zuge eines vom BMWK geförderten Nachfolgevorhabens TESIN2 die Schadensursache untersucht; der Speicher soll repariert und die entsprechenden Untersuchungen zu seiner Anwendbarkeit durchgeführt werden.

5. DANKSAGUNG

Die Autoren bedanken sich beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie für die Förderung der Projekte TESIN (Förderkennzeichen 03ESP011) und TESIN2 (Förderkennzeichen 03EN4025).

HYBRIDE, DEZENTRALE ENERGIESPEICHERSYSTEME UND INTELLIGENTES ENERGIEMANAGEMENT AM BEISPIEL MODULARER UND SKALIERBARER LADEPARKS

Clemens Kerksen¹, Peter Drews-Walkling¹, Marek Zimmermann¹, Maik Baumann¹, Niklas Thom¹

¹ Technische Hochschule Lübeck, Wissenschaftszentrum Elektromobilität, Leistungselektronik und dezentrale Energieversorgung (EMLE), Lübeck

ABSTRACT

Als Beispiel für ein hybrides, dezentrales Energiespeichersystem mit intelligentem Energiemanagement wurde ein modulares und hoch skalierbares Ladeparksystem für die Energie- und Mobilitätswende entwickelt.

Die dreistufige Master-Slave-Architektur gewährleistet eine hohe Skalierbarkeit. Als erste Stufe können ein oder mehrere Energieverteiler eingesetzt werden, an die jeweils bis zu acht kompakte 22kW-Ladepunkte angeschlossen werden können. Die Energieverteiler können von verschiedenen Quellen gespeist werden, also auch von Batteriespeichern, H₂-Brennstoffzellen, Generatoren oder aus dem Netz. So lassen sich große Ladeparks mit geringem Integrationsaufwand sowie einem Maximum an Planungssicherheit in das Energieversorgungsnetz integrieren.

Als zweite Stufe dienen die Master-Terminals, die jeweils bis zu 16 Ladepunkte – die dritte Stufe - steuern können. Die Master-Terminals werden per Touchscreen bedient und erlauben die Bezahlung mit allen gängigen Open- und Closed-Loop-Systemen, z.B. Bank-, Zugangs- oder Gutscheinkarten.

Möglichst viele gut verfügbare Bauteile, z.B. Schaltschränke, werden verwendet, um eine kostengünstige Produktion und gute Wartbarkeit zu ermöglichen.

1. MOTIVATION

Ziel der Bundesregierung ist es, bis 2030 15 Millionen Elektrofahrzeuge in den Verkehr zu bringen, was einem Anteil von 33% des heutigen Fahrzeugbestands entspricht. Dazu muss die Versorgung auch mit öffentlichen Ladestellen entsprechend sichergestellt werden. Der dezentrale Ansatz kann dabei helfen, die Anforderungen an den Ausbau des Stromnetzes gering zu halten.

Um dafür einen Beitrag zu leisten, wurde am Beispiel der Ausstattung eines Mitarbeiter-Parkplatzes der TH Lübeck mit Ladesäulen ein kostengünstiges und hoch skalierbares Konzept für Ladeparks beliebiger Größe entworfen – siehe Abbildung 1– und die benötigten Komponenten entwickelt.



Abbildung 1: Darstellung eines Ladeparks für Elektrofahrzeuge

Zur Erreichung der Ziele ergaben sich für die Komponenten folgende Vorgaben:

- Verwendung möglichst vieler gut verfügbarer Bauteile, um die Kosten gering zu halten, Einzelanfertigung, Kleinserien und Massenproduktion zu ermöglichen und die Wartbarkeit zu optimieren
- Vernetzungsmöglichkeit der einzelnen Systemkomponenten, um durch Hinzufügen weiterer Komponenten eine hohe Skalierbarkeit zu ermöglichen
- gute Konfigurierbarkeit und offen für zukünftige Entwicklungen
- Schnittstellenoffenheit zu Bestandssystemen
- intelligentes Energie-Management-System (EMS) zur optimalen Nutzung der eingesetzten regenerativen Energieerzeuger und Minimierung der Netzanforderungen.
- hohes Erschließungspotenzial neuer Geschäftsmodelle am Energiemarkt als Investitionsanreiz für den Ausbau von Ladeinfrastruktur

2. KOMPONENTEN DES SYSTEMS

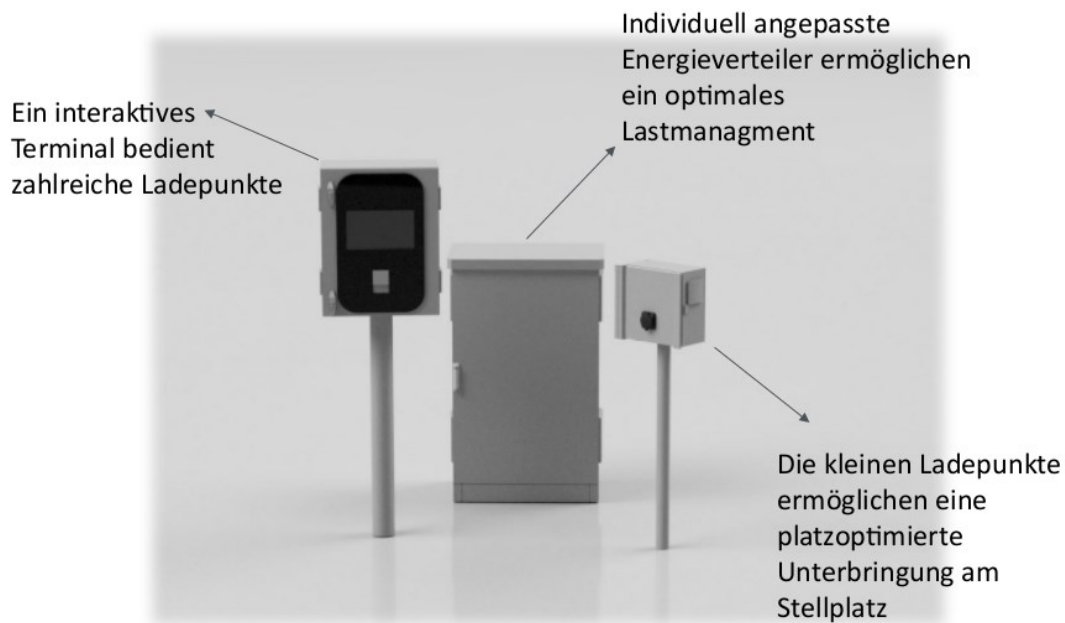


Abbildung 2: Komponenten des Systems

Abbildung 2 zeigt die einzelnen Komponenten des Systems.

In der Mitte der Abbildung ist der Energieverteiler zu sehen. Dieser kann eine Leistung von bis zu 180 kW verteilen und bietet den Anschluss für acht Ladepunkte mit jeweils bis zu 22 kW Leistung und ein Bedienterminal. Er kann aus dem öffentlichen Stromnetz, aus PV- und Windenergieanlagen, durch Batteriespeicher, Generatoren oder Brennstoffzellensysteme gespeist werden und mit beliebig vielen weiteren Energieverteilern vernetzt werden.

Darüberhinaus bietet der Energieverteiler Platz für externe Verbraucher wie z.B. Parkplatzbeleuchtung oder Überwachungssysteme.

Auf der linken Seite der Abbildung 2 ist das Bedienterminal dargestellt. Es dient als Schnittstelle zwischen dem Kunden und dem System. Hier kann der Kunde Ladevorgänge starten, stoppen, seine Ladungen verwalten und bezahlen. Für die Interaktionen und Bezahlvorgänge besitzt das Terminal ein 15" Touchscreen und ein Paymentterminal mit NFC-Schnittstelle.

Es dient mit insgesamt 16 Ethernet-Schnittstellen als Netzwerkknotenpunkt. Hier laufen die Daten der einzelnen Ladepunkte und Energieverteiler zusammen. Zur Auswertung der Daten und Steuerung des EMS ist optional ein Industrie-PC (IPC) vorgesehen.

Auf der rechten Seite in Abbildung 2 ist ein Ladepunkt dargestellt. Er ist mit einer Type 2 Infrastruktur-Ladedose ausgestattet und kann ein Elektrofahrzeug mit bis zu 22kW laden.

Die Kommunikation mit dem Fahrzeug erfolgt über einen Ladecontroller, welcher über das Bedienterminal angesteuert wird. Somit ist es möglich, die Ladeleistung an allen Ladepunkten dynamisch sowie entsprechend hinterlegten Preismodellen zu regeln. Das verhindert die Überschreitung der maximalen Anschlussleistung bei gleichzeitig optimaler Auslastung des Gesamtsystems. Die Steuerung der Ladeleistung soll über das EMS erfolgen. Die drei vorgestellten Komponenten zusammen bilden den Ladepark.

30. Energie-Symposium

An den einzelnen Parkplätzen ist jeweils ein Ladepunkt installiert. Hier kann der Kunde sein Elektrofahrzeug anschließen. An den Bedienterminals kann die Ladung gestartet, gestoppt oder bezahlt werden.

In Abbildung 1 sind beispielhaft um den Parkplatz herum vier Energieverteiler aufgestellt, die die Energie für die Ladepunkte und die Bedienterminals liefern.

3. VERNETZUNG DER KOMPONENTEN & ENERGIEMANGEMENTSYSTEM

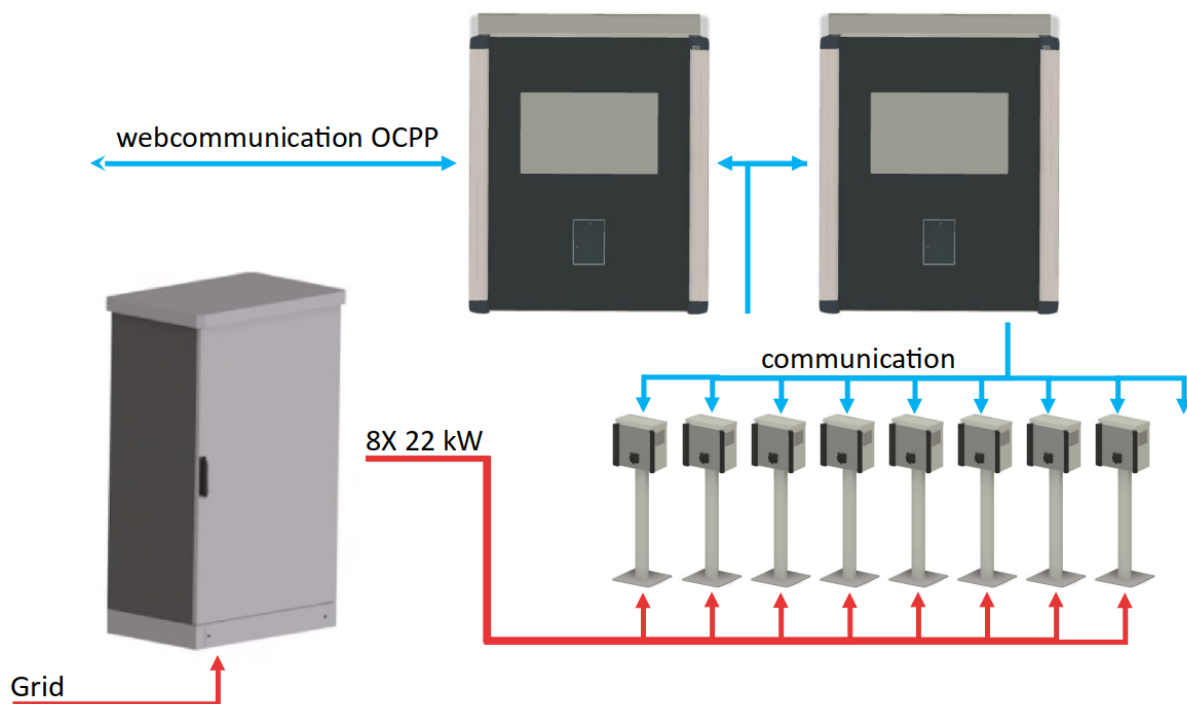


Abbildung 3: Übersicht der Vernetzung der Komponenten des Ladeparks

Abbildung 3 zeigt die Vernetzung der Komponenten. Ein Energieverteiler kann bis zu 8 Ladepunkte speisen, ein Bedienterminal bis zu 16 Ladepunkte steuern.

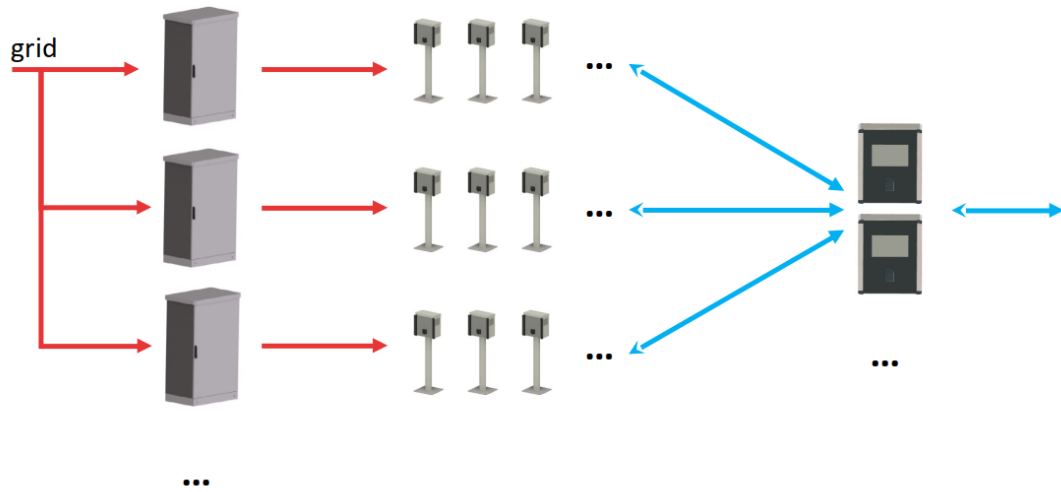


Abbildung 4: hohe Skalierbarkeit des Systems

Abbildung 4 zeigt, dass durch Hinzufügen von Energieverteilern und Bedienterminals beliebig viele Ladepunkte versorgt werden können, wobei die einzelnen Energieverteiler aus unterschiedlichen Quellen gespeist werden können, was in der Abbildung nicht dargestellt ist.

4. REGULATORISCHE ASPEKTE

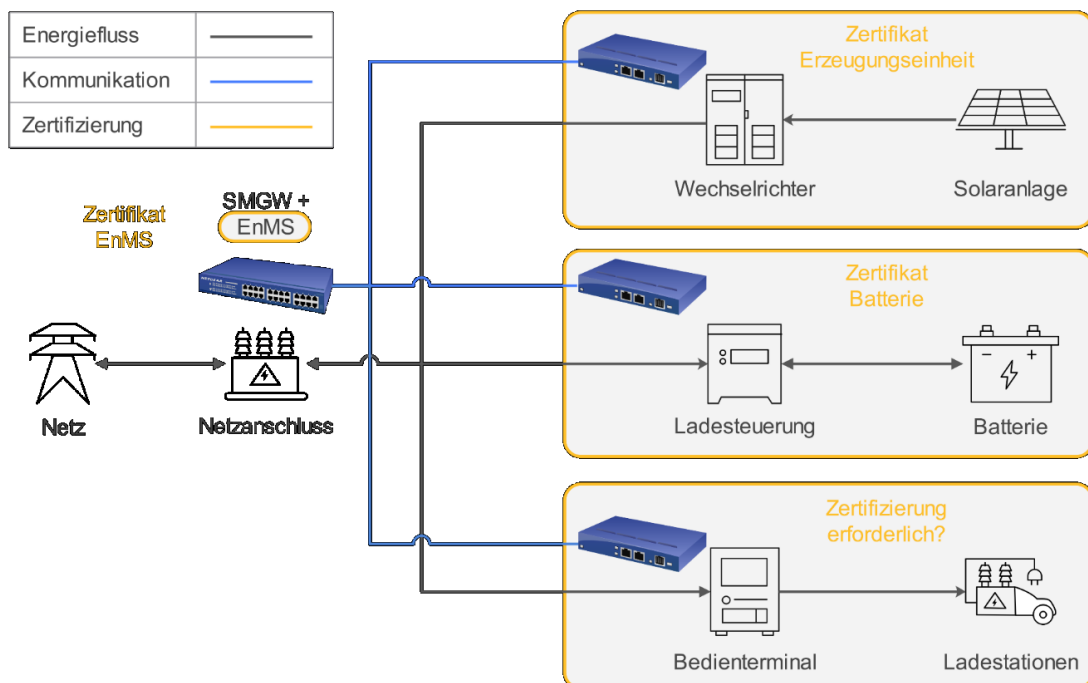


Abbildung 5: Zertifikate für die Systemkomponenten

Abbildung 5 zeigt die zum Betrieb der einzelnen Komponenten benötigten Zertifikate. Welche konkret benötigt werden, hängt auch von der Gesamtleistung des Systems ab, wie Tabelle 1 zeigt:

Tabelle 1: Übersicht der Anlagenzertifikate

Anlagenleistung	Benötigtes Zertifikat	Hinweis
> 950 kW	Anlagenzertifikat A	Vollständiges Anlagenzertifikat
135 – 950 kW	Anlagenzertifikat B	Vereinfachtes Anlagenzertifikat
< 135 kW	Anlagenzertifikat C	Nachweis Einzelzertifikate

5. TECHNISCHE EIGENSCHAFTEN DES SYSTEMS

- Ladeleistung pro Ladepunkt 22 kW
- Verwendbar im Außenbereich gemäß IP55
- Vandalismus-Schutz IK08 bis IK10
- Temperaturbereich -20°C bis +40°C
- Master-Slave Topologie
- Leichte Bedienbarkeit durch großes 15" Display
- EMS reduziert die benötigte Netzanschlussleistung
- Kann mit Generatoren, Brennstoffzellen, Batteriespeichern, PV- und Windenergieanlagen kombiniert werden
- Skalierbar und erweiterbar – auch nachträglich -> hohe Planungssicherheit

HYDROTHERMALE KARBONISIERUNG VON KLÄRSCHLÄMMEN ZUR ENERGIEERZEUGUNG UND NÄHRSTOFFRÜCKGEWINNUNG

*Tommy Ender¹, Mohammadmahdi Mohammadi¹, Haniyeh Jalalipour¹, André Flemming²,
Wadim Schneider³, Michael Nelles^{1,4}*

¹ Professur Abfall- und Stoffstromwirtschaft, Universität Rostock, Justus-von-Liebig-Weg 6, 18059 Rostock

² Steamergy Stralsund GmbH, An der Werft 5, 18439 Stralsund

³ SSC Umwelttechnik GmbH, Am Park 8, 18334 Dettmannsdorf

⁴ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Torgauer Str. 116, 04347 Leipzig

ABSTRACT

Die bodenbezogene Verwertung von Klärschlämmen in der Landwirtschaft wird seit Jahren in Deutschland und der Europäischen Union durch verschiedene Auflagen und Gesetze erschwert. Thermo-chemische Konversionsprozesse wie die Mono-Verbrennung werden üblicherweise zur Klärschlamm Entsorgung eingesetzt. Der hohe Wasseranteil des Klärschlamm stellt jedoch eine Herausforderung für die energetisch aufwändige Entwässerung und Trocknung dar. Die hydrothermale Karbonisierung (HTC) ist eine interessante Alternative zur Klärschlammverbrennung, da dieses Verfahren im Vergleich zu anderen Technologien weniger Energie verbraucht. Es erzeugt energiereiche Kohlen, sog. Hydrokohle, und bietet die Möglichkeit, essentielle Nährstoffe wie Phosphor zurückzugewinnen. In diesem Beitrag wird der Einfluss von Säure als Hilfsmittel für die Rücklösung der Phosphate sowie deren Einfluss auf die entstehenden Hydrokohlen untersucht. Dazu wurden verschiedene Prozesstemperaturen (140°C, 160°C, 220°C) und unterschiedliche Mengen an Schwefelsäure (H₂SO₄) verwendet. Die Ergebnisse zeigen, dass die Phosphorrücklösung, der Wirkungsgrad der Hydrokohle und die Hydrokohlemenge von der Reaktionstemperatur und dem pH-Wert abhängig sind. Eine Absenkung des pH-Wertes unter 2 erhöht die Phosphorrücklösung, verringert aber auch die Ausbeute der Hydrokohle. Zudem wird die energetische Verwertung der von Nährstoffen befreiten Hydrokohlen aufgezeigt. Diese Studie zeigt das Potenzial des HTC-Prozesses als effektive Methode für die Klärschlammbehandlung, die Bewältigung von Herausforderungen und die Erleichterung der Ressourcenrückgewinnung.

1. EINLEITUNG

Klärschlämme sind Abfälle aus der abgeschlossenen Behandlung von Abwässern und fallen in Kläranlagen an. In Deutschland entstanden im Jahr 2021 ca. 1,72 Millionen Tonnen Klärschlamm als Trockenmasse (TM). Davon wurden 79,5 % thermisch verwertet, 19,5 % in der Landwirtschaft und 1 % landschaftsbaulich verwertet (DESTATIS 2022). Die bodenbezogene Verwertung von Klärschlämmen hat sich jedoch aufgrund möglicher Risiken zu einem dringenden Umweltproblem entwickelt. Unter den verschiedenen verfügbaren Technologien für die Klärschlammverwertung sind thermo-chemische Umwandlungsverfahren vielversprechend, da sie das Volumen erheblich reduzieren und eine hohe Energieeffizienz bieten können. Diese Verfahren erfordern jedoch eine Entwässerung und Vortrocknung, um den Wassergehalt des Klärschlamm zu senken, was einen erheblichen Energieaufwand erfordert. Gemäß der Klärschlammverordnung (AbfKlärV 2017) dürfen Kläranlagen mit mehr als 100.000 Einwohnerwerten (EW) und 50.000 EW ab 2029 bzw. 2032 ihren Klärschlamm nicht mehr bodenbezogen verwerten. Weiterhin wird der Klärschlammbetreiber verpflichtet, in Zukunft Phosphor zurückzugewinnen. Bis zum 31.12.2023 hat der Klärschlammherzeuger der zuständigen Behörde ein Konzept zur Phosphorrückgewinnung darzulegen.

Der Kläranlagenbetreiber hat den Phosphor aus dem Klärschlamm rückzugewinnen. Wahlweise durch die Abgabe an die Monoverbrennung oder Mitverbrennung mit anschließender P-Rückgewinnung aus der Asche bzw. kohlehaltigem Rückstand oder einer Rückgewinnung aus Klärschlamm durch Reduzierung des P-Gehalts um mindestens 50 % oder auf < 20 g P/kg TM (Mix-Spagl, 2017, Montag et al., 2022). Infolge der Umsetzung dieser rechtlichen Anforderungen und der Forderung nach einer Phosphorrückgewinnung haben thermische Verwertungsmethoden wie eben die Monoverbrennung an Bedeutung zugewonnen, was gleichzeitig zu einem Rückgang der bodenbezogenen Verwertung und Verwertung in der Landschaftspflege führt. Die Forschung arbeitet jedoch weiter an der Entwicklung alternativer effektiver Verwertungsmethoden.

Zu diesen Technologien gehört die hydrothermale Karbonisierung (HTC), ein thermo-chemischer Umwandlungsprozess, bei dem feuchte Biomassen und Abfälle in einer wässrigen Atmosphäre unter hohen Temperaturen (180-280 °C) und Drücken behandelt werden (Reza et al., 2014). Diese umweltfreundliche und energieeffiziente Technologie erzeugt drei Hauptprodukte: eine braunkohleähnliche Hydrokohle (HTC-Kohle), ein Prozesswasser und eine geringe Menge Prozessgas. Die Hydrokohle findet sowohl im Energie- als auch im Umweltsektor Anwendung und kann zudem als wirksames Adsorptionsmittel dienen. Wird die HTC auf Abfälle/Biomassen mit hohem Nährstoffgehalt, wie z.B. Klärschlamm, angewandt, führt sie zu einer Anreicherung von Phosphat in der Hydrokohle, wodurch sich eine Möglichkeit zur anschließenden Phosphatrückgewinnung bietet (Shi et al., 2019). Die Phosphate können beispielsweise als Struvit ($\text{NH}_4\text{MgPO}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) oder Calciumphosphat ($\text{Ca}_3(\text{PO}_4)_2$) zurückgewonnen und als Düngemittel in der Landwirtschaft eingesetzt werden. Durch Anpassung der Prozessbedingungen wie Temperatur, Verweilzeit und pH-Wert können die Eigenschaften der Hydrokohle optimiert werden, was zu verbesserten Festbrennstoffeigenschaften und einer effizienten Nährstoffrückhaltung, insbesondere von Phosphor- und Ammoniumionen, führt (Crocker, 2010; Saetea & Tippayawong, 2013).

Zahlreiche Studien haben sich mit der Rückgewinnung von Phosphor aus Hydrokohle befasst, die durch hydrothermale Karbonisierung (HTC) von Klärschlamm gewonnen wird. Der am weitesten verbreitete Ansatz zur Phosphorrückgewinnung beinhaltet die Säurerücklösung nach dem HTC-Prozess. Die Rücklösung von Phosphor während des HTC-Prozesses aus der festen in die flüssige Phase bei einem pH-Wert von 2 wurde jedoch in der bisherigen Forschung noch nicht untersucht.

Das Hauptziel dieser Studie ist die Untersuchung der Auswirkungen der Zugabe von Schwefelsäure (H_2SO_4) vor der HTC von Klärschlamm, insbesondere bei einem pH-Wert von 2, und die Untersuchung der Verteilung von Phosphor sowohl im Prozesswasser als auch in der Hydrokohle. Darüber hinaus wird die Forschung eine Analyse des Brennwertes und des Aschegehalts umfassen, um das Energieverwertungspotenzial der Hydrokohle zu bestimmen. Ziel ist es, ein Kreislaufkonzept vorzuschlagen, bei dem eine HTC-Anlage in eine Kläranlage integriert wird, wodurch der Kreislauf geschlossen und ein nachhaltigerer Ansatz gefördert wird. Die aus dieser Studie gewonnenen Erkenntnisse werden Forschern und Entscheidungsträgern wertvolle Informationen liefern, um geeignete Verfahren für die Klärschlammbehandlung in Übereinstimmung mit den neuen europäischen Vorschriften für die Kreislaufwirtschaft zu entwickeln.

2. MATERIAL UND METHODEN

Der in dieser Studie verwendete Klärschlamm stammte aus einer Kläranlage in Mecklenburg-Vorpommern mit einer ausgewiesenen Kapazität von 29.000 Einwohnerwerten (EW). Die Beprobung des Klärschlammes wurde zwischen Juli und Dezember 2022 durchgeführt. Bei jeder Probenahme wurden etwa fünf Liter frisch behandelte Klärschlamm in einem versiegelten Behälter für die anschließenden HTC-Versuche gesammelt. Zusätzlich wurden von jeder Probe 200 Gramm zur umfassenden Analyse der Klärschlammeeigenschaften an ein separates Labor geschickt.

Die HTC-Versuche wurden bei der SSC Umwelttechnik GmbH in Stralsund in einem Edelstahlreaktor durchgeführt. Der Reaktor hatte ein Volumen von 1.000 ml und konnte mit einem maximalen Druck von 30 bar betrieben werden. Ein auf dem Reaktordeckel installiertes Manometer ermöglichte die analoge Ablesung des Drucks. Im Inneren des Reaktors befand sich ein Thermoelement in der Mitte des Zylinders. Sowohl der elektronische Druckaufnehmer als auch das Thermoelement waren an einen externen PC angeschlossen, so dass Druck- und Temperaturprofile in Echtzeit aufgezeichnet und gespeichert werden konnten. Die für die HTC-Reaktion erforderliche Wärme wurde von einem Heizmantel geliefert, der an dem Reaktor angeschlossen war und eine Leistung von 2×600 W bei einer Spannung von 230 V erbrachte.

Bei allen Versuchen wurde eine Mischung aus 700 g Klärschlamm und 210 ml Leitungswasser verwendet. Um die Phosphorrückgewinnung zu untersuchen, wurden fünf verschiedene Szenarien entworfen, die die Zugabe von Schwefelsäure beinhalteten. Die Säurekonzentration in den Szenarien reichte von 1 bis 5 Gewichtsprozent im Verhältnis zum Gesamtwassergehalt des Klärschlammes. Zur Vorbereitung dieser Szenarien wurde 98%ige konzentrierte Schwefelsäure sorgfältig mit Wasser verdünnt und dem Klärschlamm vor dem HTC-Prozess zugesetzt.

Um ausreichend Platz für die Ausdehnung des Reaktionsgemisches und der Prozessgase zu schaffen, wurde der HTC-Versuchsreaktor in allen Szenarien bis zu einer Tiefe von 10 cm unterhalb seiner Oberkante gefüllt. Der HTC-Prozess wurde bei drei verschiedenen Temperaturen durchgeführt: 140°C, 160°C und 220°C, mit einer Verweilzeit von jeweils 3 Stunden. Aufgrund der unterschiedlich eingesetzten Menge an Schwefelsäure und den damit verbundenen möglichen Korrosionsproblemen, entschieden sich die Autoren für zwei experimentelle Ansätze mit niedrigeren Reaktionstemperaturen (140 °C, 160 °C), die sich unter dem für die HTC erwähnten, erforderlichen Temperaturbereich (180-280 °C) befinden. Nach Beendigung des Prozesses wurde der Reaktor ohne zusätzliche Kühlmechanismen auf Umgebungstemperatur abgekühlt. Anschließend wurde der Reaktor geöffnet und das entstandene Kohle-Wasser-Gemisch entleert. Um das Prozesswasser und die Hydrokohle zu trennen, wurde das Gemisch mit einer Nutsche, Filterpapier und einem Saugkolben extrahiert. Der pH-Wert des Prozesswassers wurde gemessen und aufgezeichnet, und eine Probe wurde zur Analyse der Phosphorkonzentration an das Labor geschickt.

3. ERGEBNISSE

In der Tabelle 1 werden die Eigenschaften des verwendeten Klärschlammes dargestellt. Der Phosphorgehalt des Klärschlammes beträgt etwa 29,09 Gramm pro Kilogramm Trockenmasse. Somit produziert die Kläranlage schätzungsweise 10.298 kg Phosphor pro Jahr.

Tabelle 1: Eigenschaften des verwendeten Klärschlammes

Parameter	Ergebnis
Trockenmasse (%)	17,7
Wassergehalt (%)	82,3
Phosphor (g/kg TM)	29,09
Asche (%)	18,72
Brennwert (MJ/kg)	18,4
pH	6,1

30. Energie-Symposium

Die Abbildung 1 zeigt die Ausbeute der Hydrokohle in verschiedenen Szenarien. Die Ergebnisse zeigen einen klaren Trend, bei dem sowohl der pH-Wert als auch die Ausbeute mit steigendem Schwefelsäuregehalt abnehmen (Kalderis, 2014). Ohne die Zugabe von Schwefelsäure betrug die höchste Ausbeute im HTC-Prozess 92 % bei einer Temperatur von 140 °C. Wurde jedoch 1 % Schwefelsäure zugesetzt, sank die höchste Verkohlungsausbeute bei derselben Temperatur auf 75 %. Die geringste Verkohlungsausbeute wurde bei Zugabe von 5 % Schwefelsäure und einer Temperatur von 220 °C beobachtet. Der Rückgang der Hydrokohleausbeute kann auf die sauren Bedingungen zurückgeführt werden, die die Reaktionskinetik und das chemische Gleichgewicht während des HTC-Prozesses beeinflussen. Die saure Umgebung führt zur Zersetzung organischer Verbindungen und hemmt die Bildung von Hydrokohle (Liu et al., 2010).

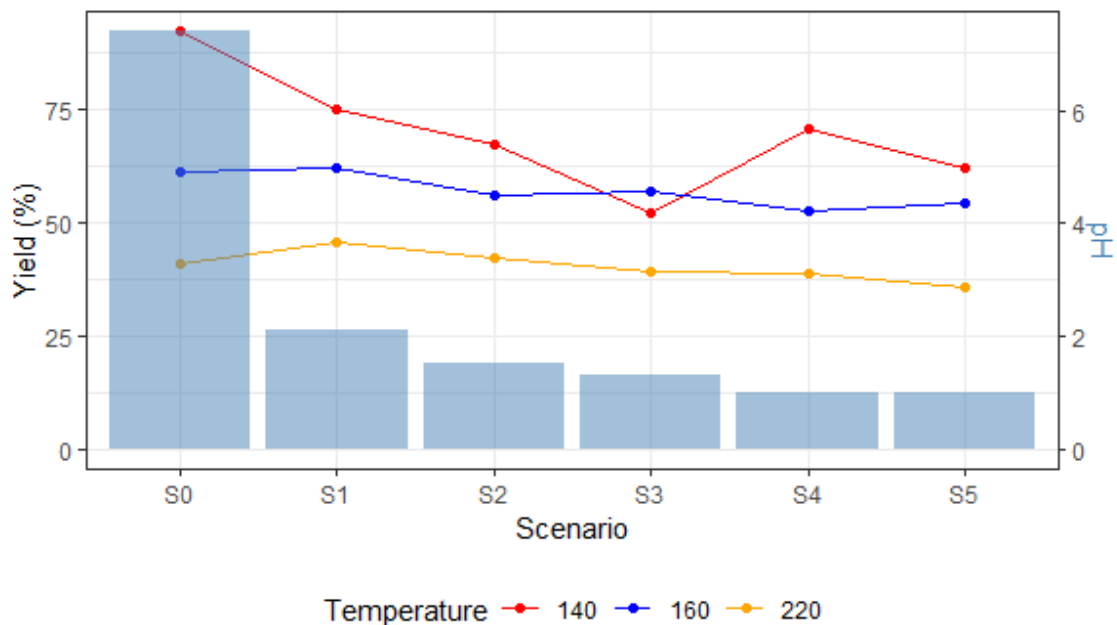


Abbildung 1: pH-Wert und Ausbeute der HTC-Kohlen im Vergleich

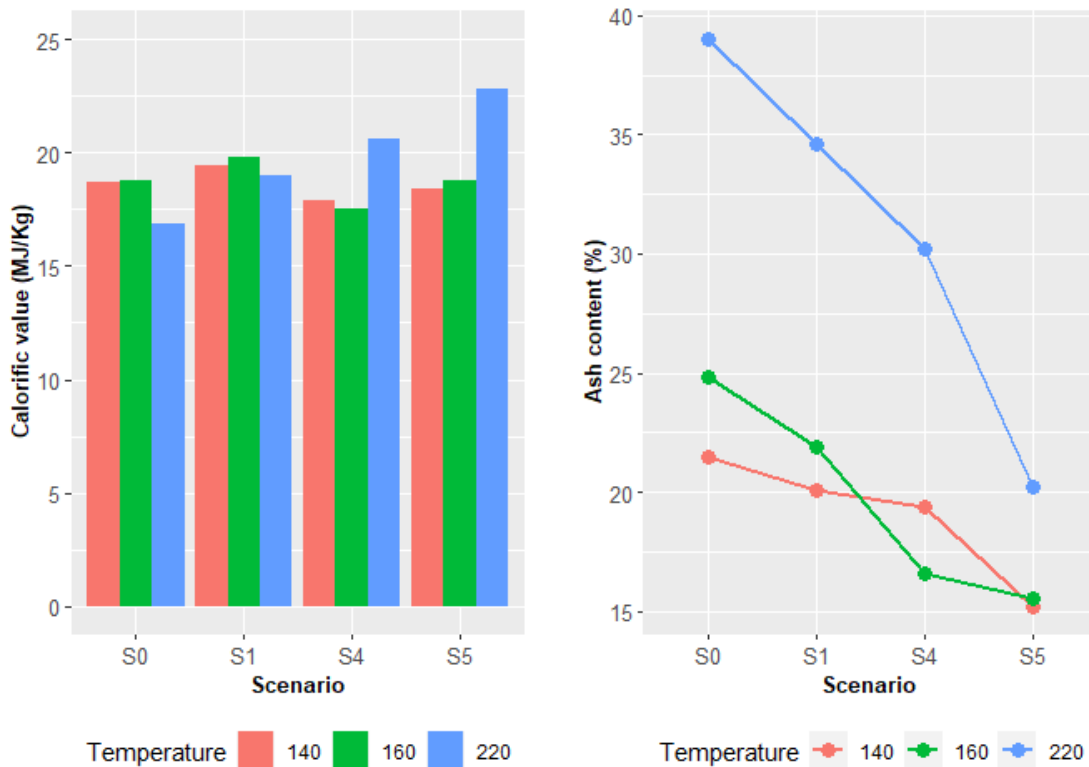


Abbildung 2: Brennwert und Aschegehalt unter verschiedenen HTC-Bedingungen

Abbildung 2 zeigt die Ergebnisse des Brennwertes und des Aschegehalts in verschiedenen Szenarien. Im Szenario S0 wurde bei 140 °C ein Brennwert von 18,7 MJ/kg bei einem Aschegehalt von 21,5 % gemessen. Bei Erhöhung der Temperaturen auf 160 °C und 220 °C stieg der Brennwert leicht auf 18,8 MJ/kg bzw. 16,9 MJ/kg, während der Aschegehalt ebenfalls auf 24,8 % bzw. 39 % anstieg. Mit 1 % Säurezusatz stieg der Brennwert im Vergleich zum Basisszenario deutlich an. Bei 140 °C erreichte der Brennwert 19,4 MJ/kg und stieg weiter auf 19,8 MJ/kg und 19 MJ/kg bei 160 °C bzw. 220 °C. Der Aschegehalt stieg ebenfalls leicht an und lag zwischen 20,1 %, 21,9 % und 34,6 %.

Höhere Säurekonzentrationen hatten jedoch unterschiedliche Auswirkungen auf den Brennwert. Bei einer Säurekonzentration von 4 % verringerte sich der Brennwert im Vergleich zum Basisszenario und lag bei 140 °C bei 17,9 MJ/kg und sank bei 160 °C weiter auf 17,5 MJ/kg. Der Aschegehalt ging leicht auf 16,6 % zurück. Überraschenderweise stieg der Brennwert bei 220 °C auf 20,6 MJ/kg, aber der Aschegehalt stieg deutlich auf 30,2 %. Der Aschegehalt hatte einen minimalen Einfluss auf den Brennwert und wurde hauptsächlich durch den Abbau organischer Strukturen während der HTC beeinflusst (He et al., 2013). In dem Szenario mit einer 5 %igen Säurekonzentration bei 220 °C stieg der Brennwert auf 22,8 MJ/kg, während der Aschegehalt auf 20,2 % sank.

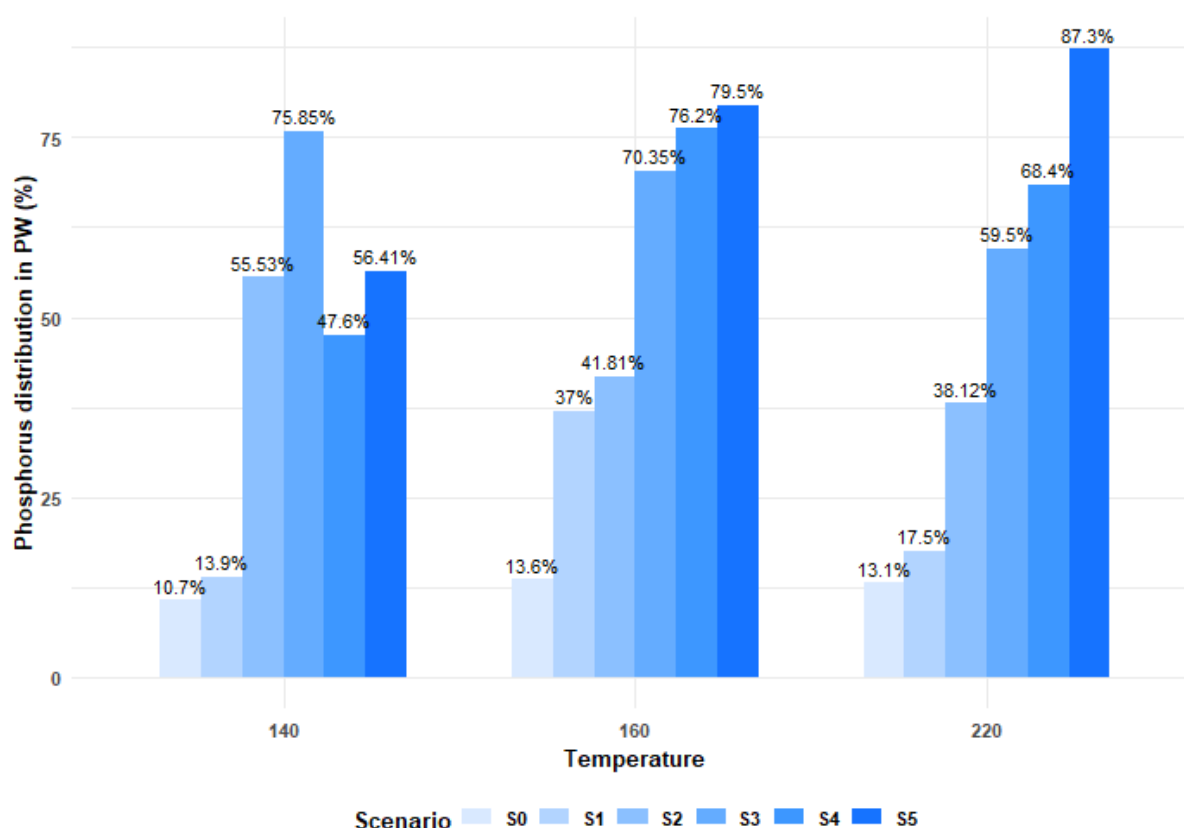


Abbildung 3: Verteilung des Phosphors in das Prozesswasser unter verschiedenen Szenarien.

Die Verteilung von Phosphor im Prozesswasser unter verschiedenen Szenarien ist in Abbildung 3 dargestellt. Bei Szenario S0 wurde ein einheitliches Muster der Phosphorverteilung bei verschiedenen Temperaturen beobachtet. Bei 140 °C wurden etwa 90 % des Phosphors in der Hydrokohle zurückgewonnen, während nur 10 % im Prozesswasser vorhanden waren. Bei einem Temperaturanstieg auf 220 °C nahm die Phosphorverteilung in der Hydrokohle leicht ab. Diese Ergebnisse stimmen mit früheren Forschungsstudien (Wang et al. 2017; Wang et al. 2020) überein, in denen über 80 % des Phosphors in der Hydrokohle ohne Zugabe von Schwefelsäure enthalten waren. In Szenario S1 mit einprozentiger Säurezugabe kam es zu einer signifikanten Veränderung der Phosphorverteilung. Bei 140 °C stieg der Phosphorgehalt im Prozesswasser auf 13,9 %. Als die Temperatur weiter auf 160 °C anstieg, nahm die Phosphorverteilung im Prozesswasser weiter zu.

4. ENERGETISCHE VERWERTUNG DER HTC-KOHLN

Die Studie zeigt, dass die hydrothermale Karbonisierung (HTC) von Klärschlamm mit Säurezusatz den Brennwert der entstehenden HTC-Kohle erhöht. Durch die Zugabe von 5 % Schwefelsäure vor dem HTC-Prozess konnten wir 355,7 kg Hydrokohle pro Tonne Klärschlamm-Trockensubstanz mit einem Heizwert von 8095 MJ pro Tonne erzeugen. Diese Hydrokohle kann effektiv für die energetische Verwertung und zur Schließung des Kreislaufs in der Abfallwirtschaft genutzt werden. Im Norden Deutschlands, wo unsere Studie durchgeführt wurde, ist die Verbrennung in einem Kesselsystem die am häufigsten eingesetzte Technologie zur Erzeugung von Wärmeenergie, sowohl für industrielle Zwecke als auch für die Beheizung von Wohnhäusern. Die Hydrokohle kann pelletiert, brikettiert oder pulverisiert werden, so dass sie in einer Reihe von rost- oder pulverbrennungsbefeuerten Kesseln eingesetzt werden kann.

Sie kann zur Dampf- oder Heißwassererzeugung in verschiedenen Kesselsystemen verwendet werden. Außerdem kann sie in Thermoölkesseln eingesetzt werden, wobei das entstehende Thermoöl in einem geschlossenen System verwendet wird.

Außerdem kann die HTC-Kohle, ähnlich wie Holz, in Vergasungsanlagen verwertet werden. Bei diesem Prozess werden Wärmeenergie und Synthesegas gewonnen, die auf verschiedene Weise genutzt werden können. Eine Anwendung ist die Verwendung des Gases in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK), die sowohl thermische als auch elektrische Energie erzeugen können. Bei diesem Verfahren wird die Hydrokohle vergast und das erzeugte Gas einem Gasmotor mit Generator zugeführt, wo es in elektrische Energie umgewandelt wird.

5. ZUSAMMENFASSUNG

Diese Studie liefert wertvolle Erkenntnisse über die Auswirkungen der Säurezugabe vor dem HTC-Prozess unter verschiedenen Bedingungen. Die Ergebnisse machen deutlich, dass eine Optimierung der HTC-Bedingungen eine höhere Hydorkohleausbeute erzielt und die Eigenschaften der Kohle verbessert. Diese wird von der Temperatur und dem pH-Wert beeinflusst. Höhere Säurekonzentrationen verringern die Ausbeute an HTC-Kohle, insbesondere bei hohen Temperaturen. Die spezifischen Bedingungen können jedoch in Abhängigkeit von Faktoren wie der Säurekonzentration, den Reaktionsbedingungen und den Eigenschaften des Ausgangsmaterials variieren. Bezüglich des Brennwertes und des Aschegehalts führten höhere Temperaturen im Allgemeinen zu etwas höheren Brennwerten und höheren Aschegehalten. Die gewonnenen Erkenntnisse können für künftige Studien zur Maximierung des Energiepotenzials und zur Bewertung der Eignung von Hydrokohle als Brennstoff von Nutzen sein. Darüber hinaus beeinflusste der niedrige pH-Wert die Verteilung des Phosphors während der HTC erheblich. Die Zugabe von Säure erhöhte den Phosphorgehalt im Prozesswasser, was auf eine verbesserte Löslichkeit und Auslaugung von Phosphor aus dem Klärschlamm hinweist. Die vereinfachten Trennverfahren ermöglichten eine effiziente Phosphorrückgewinnung aus dem Wasser, was im Vergleich zur Extraktion aus der festen Fraktion praktikabler ist. Es sei darauf hingewiesen, dass weitere Forschungsarbeiten erforderlich sind, um das Potenzial verschiedener Säurekonzentrationen und Reaktionsbedingungen zur Optimierung des HTC-Prozesses im Hinblick auf eine verbesserte Ausbeute an Hydorkohle und Phosphorrückgewinnung zu untersuchen. Darüber hinaus sollten die wirtschaftliche Machbarkeit, die Materialbeständigkeit und die Verbrennungseigenschaften größerer Mengen an Hydrokohle in zukünftigen Untersuchungen berücksichtigt werden.

Insgesamt tragen die Ergebnisse dieser Studie zum Verständnis der HTC als vielversprechende Technologie für die Klärschlammverwertung bei und bieten wertvolle Erkenntnisse für die Entwicklung nachhaltiger Verfahren zur Abfallverwertung und Phosphorrückgewinnung.

6. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Crocker, M. (2010). *Thermo Chemical Conversion of Biomass to Liquid Fuels and Chemicals*. Royal Society of Chemistry.
- [2] Danso-Boateng, E., Shama, G., Wheatley, A. D., Martin, S. J., & Holdich, R. G. (2015). Hydrothermal carbonisation of sewage sludge: Effect of process conditions on product characteristics and methane production. *Bioresource technology*, 177, 318-327.
- [3] DeVincentis, Alyssa J.; Solis, Samuel Sandoval; Bruno, Ellen M.; Leavitt, Amber; Gomes, Anna; Rice, Sloane; Zaccaria, Daniele (2020): Using cost-benefit analysis to understand adoption of winter cover cropping in California's specialty crop systems. In *Journal of environmental management* 261, p. 110205. DOI: 10.1016/j.jenvman.2020.110205.
- [4] He, Chao; Giannis, Apostolos; Wang, Jing-Yuan (2013): Conversion of sewage sludge to clean solid fuel using hydrothermal carbonization: Hydrochar fuel characteristics and combustion behavior. In *Applied Energy* 111, pp. 257–266. DOI: 10.1016/j.apenergy.2013.04.084.
- [5] Kalderis, M. S. (2014). Characterization of hydrochars produced by hydrothermal carbonization of rice husk. 477–483.
- [6] Klärschlammverordnung (AbfKlärV) vom 27. September 2017 (BGBl. I S. 3465), die zuletzt durch Artikel 137 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist
- [7] Li, W., Liu, C., Zhou, Q., Zhang, Q., Luo, S., Wang, D., & Xing, B. (2019). Effects of hydrothermal carbonization on phosphorus speciation and extractability in sewage sludge. *Environmental Science & Technology*, 53(8), 4249-4256.
- [8] Libra, J. A., Ro, K. S., Kammann, C., Funke, A., Berge, N. D., Neubauer, Y., . . . Emmerich, K.-H. (2011). Hydrothermal carbonization of biomass residuals: a comparative review of the chemistry, processes and applications of wet and dry pyrolysis. 36.
- [9] Liu, Z., Zhang, F.-S., & Wu, J. (2010). Characterization and application of chars produced from pinewood pyrolysis and hydrothermal treatment. *Fuel*, 89(2), 510-514.
- [10] Mix-Spagl, K. (2017): Die neue Klärschlammverordnung – Was müssen Betreiber beachten? *Wwt-Online.de - Special Klärschlamm - Recht & Gesetz*, 2017, 10, 15-17.
- [11] Montag, D., Adam, C., Baumann, P., Frank, D., Kabbe, C., Klein, D., Meyer, C., Mocker, M., Morf, L., Pinnekamp, J., Roskosch, A., Schaum, C., Schneichel, W., Schneider, Y., Wett, M., Arnold, U., Heidecke, P., Sichter, T. (2022): Rechtliche Vorgaben der Klärschlammverordnung und deren Auswirkungen auf die Phosphor-Rückgewinnung. *KA Korrespondenz Abwasser, Abfall*, Jahrgang 69, Heft 5, 406-414. <http://dx.doi.org/10.3242/kae2022.05.005>
- [12] Pérez, Carla; Boily, Jean-François; Jansson, Stina; Gustafsson, Tomas; Fick, Jerker (2021): Acid-Induced Phosphorus Release from Hydrothermally Carbonized Sewage Sludge. In *Waste Biomass Valor* 12 (12), pp. 6555–6568. DOI: 10.1007/s12649-021-01463-5.
- [13] Reza, M. T., Andert, J., Wirth, B., Busch, D., Pielert, J., Lynam, J., Mumme, J. (2014): Hydrothermal Carbonization of Biomass for Energy and Crop Production. *Applied Bioenergy* 2014. 1:11-29. <http://dx.doi.org/10.2478/apbi-2014-0001>
- [14] Saetea, P., & Tippayawong, N. (2013). *Recovery of Value-Added Products from Hydrothermal Carbonization of Sewage Sludge*. Hindawi Publishing Corporation.
- [15] Schnell, M., Horst, T., Quicker, P. (2020): Thermal treatment of sewage sludge in Germany: A review. *Journal of Environmental Management*, Volume 263, 110367. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2020.110367>

30. Energie-Symposium

- [16] Shi, Yan; Luo, Gang; Rao, Yue; Chen, Huihui; Zhang, Shicheng (2019): Hydrothermal conversion of dewatered sewage sludge: Focusing on the transformation mechanism and recovery of phosphorus. In *Chemosphere* 228, pp. 619–628. DOI: 10.1016/j.chemosphere.2019.04.109
- [17] Statistisches Bundesamt, DESTATIS, 2023. Klärschlamm entsorgung nach Bundesländern. <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/Wasserwirtschaft/Tabellen/liste-klarschlammverwertungsart.html>
- [18] Stucki, M., Eymann, L., Gerner, G., Hartmann, F., Wanner, R., & Krebs, R. (2015). Hydrothermal carbonization of sewage sludge on industrial scale: Energy efficiency, environmental effects and combustion. *J. Energy Chall. Mech.* 2, 38–44.
- [19] Wang, T., Zhai, Y., Zhu, Y., Li, C., & Zeng, G. (2018). A review of the hydrothermal carbonization of biomass waste for hydrochar formation: Process conditions, fundamentals, and physicochemical properties. 223–247.
- [20] Wang, Tao; Zhai, Yunbo; Zhu, Yun; Peng, Chuan; Wang, Tengfei; Xu, Bibo et al. (2017): Feedwater pH affects phosphorus transformation during hydrothermal carbonization of sewage sludge. In *Bioresource technology* 245 (Pt A), pp. 182–187. DOI: 10.1016/j.biortech.2017.08.114.
- [21] Yin, Q., Tan, Z., Wang, L., Welander, U. (2022). Effect of acid addition on sewage sludge hydrothermal carbonization: Fate of phosphorus and indicative economic analysis. *Journal of Environmental Management*, 307, 114437.

HYBIT - HYDROGEN FOR BREMEN'S INDUSTRIAL TRANSFORMATION INTEGRATIVE PROZESSE FÜR EINE GRÜNE WASSERSTOFFWIRTSCHAFT^A

Wiebke Ewert¹, Torben Stührmann²

¹ Cratos GmbH, Hannover

² Resiliente Energiesysteme, Universität Bremen, Bremen

ABSTRACT

Mit dem ausgegebenen Ziel der klimaneutralen Volkswirtschaft in Deutschland bis zum Jahr 2045 hat Wasserstoff eine zentrale Funktion in der ganzheitlichen Energiewende erhalten. Grüner Wasserstoff dient vielseitig als Energieträger, Energiespeicher und Grundstoff für industrielle Prozesse. Die Ausgestaltung des erforderlichen Entwicklungsprozesses birgt jedoch noch viele offene Fragen und Herausforderungen, während gleichzeitig bereits vorhandene vielversprechende und hochdynamische Lösungen und Technologien auf eine tragfähige und zukunftsweisende Wasserstoff-Wirtschaft in Deutschland hoffen lassen. Das Projekt hyBit, hydrogen for Bremen's industrial transformation, untersucht umfassend die komplexen Transformationsprozesse, die mit der Integration von Wasserstoff in die Energieinfrastruktur einhergehen. Dabei werden Veränderungen in Infrastrukturen, Märkten und Wertschöpfungsketten anhand von ausgewählten Wasserstoff-Hubs, wie dem Bremer Industriehafen, analysiert und gemeinschaftlich in eine Transformationsplattform integriert.

1. DER WIRTSCHAFTSSTANDORT BREMEN

Die dringend notwendige Reduktion von CO₂-Emissionen, um dem Klimawandel zu begegnen, stellt auch die Metropolregion Bremen-Oldenburg vor fundamentale Herausforderungen mit weitreichenden Auswirkungen auf Wirtschaft und Gesellschaft. Der Bremer Industriehafen, mit dem Stahlwerk von ArcelorMittal im Zentrum und weiteren 50 Unternehmen in unmittelbarer Nähe, spielt eine entscheidende Rolle als Wirtschaftsstandort in der Region Nordwest. Mit einem Anteil von über 50 % der lokalen CO₂-Emissionen stellt dieser Standort aber gleichzeitig auch den Schlüssel zur raschen Erreichung der Klimaziele dar.

Angesichts der ökologischen Auswirkungen der Emissionen und der damit verbundenen ökonomischen und sozialen Kosten ist es unerlässlich, die existierende Stahlindustrie zukunftsfähig und nachhaltig auszurichten. Gleichzeitig erfordert der Ausstieg aus der Kohle für die Region Bremen-Oldenburg neue Perspektiven, da die Schließung des Kohlekraftwerks im Bremer Hafen bis Mitte der 2020er Jahre bereits beschlossen ist. Durch das Zusammenspiel aus Hafen- und Logistikregion, installierten Offshore- und Onshore-Windparks mit direktem Zugang zu den norddeutschen Kavernenspeichern sowie an die europäische Strom- und Gas-Netzstruktur bietet die Metropolregion Bremen-Oldenburg beste Voraussetzungen für eine großtechnische Wasserstoffwirtschaft.

Die gezielte Entwicklung eines Wasserstoff-Hubs im Industriehafen Bremen zur Defossilisierung der verorteten Wirtschaft und des Stahlwerkes kann ebenfalls weitreichende Auswirkungen auf andere Unternehmen entlang der lokalen Wertschöpfungsketten haben, wie etwa durch den Wegfall des Kohleumschlags und durch die Einführung neuer Wärmenutzungsregelungen für neue Infrastrukturen und Technologien. Um gesellschaftlich vorteilhafte und wirtschaftlich tragfähige Lösungen zu entwickeln, ist daher eine umfassende Betrachtung und Planung im Sinne einer Kreislaufwirtschaft erforderlich.

30. Energie-Symposium

Das Land Bremen ist sich der besonderen Herausforderungen der Transformation des Industriestandorts bewusst und unterstützt aktiv den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft sowie die groß angelegte Umgestaltung industrieller Infrastrukturen im Industriehafen.



Abbildung 1: Der Industriehafen Bremen als Nukleus für den Bremer H₂-Hub

2. DIE ENTWICKLUNG VON H₂-HUBS

Die Defossilisierung der Grundstoffindustrie ist ohne den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft schlicht nicht realisierbar. Besonders für die Stahlindustrie zeichnet sich ab, dass alternative Technologien aktuell weder marktreif noch in großem Maßstab umsetzbar sind. Um jedoch den Bedarf an klimaneutralem Wasserstoff zu decken sowie auch die Umrüstung der Werke zu fördern, sind sowohl geeignete regulatorische Rahmenbedingungen als auch erhebliche Investitionen erforderlich, welche ebenfalls die Kosten für die Skalierung der entsprechenden Technologien senken. In diesem Zusammenhang gewinnen Wasserstoff-Hubs zunehmend an Bedeutung.

H₂-Hubs zeichnen sich durch einen breiten Transformationsbedarf auf begrenztem Raum über verschiedene Sektoren aus, der gleichzeitig die erforderlichen Investitionen für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft rechtfertigt. Solche lokalen Transformationszentren können zukunftsweisend als Keimzellen einer europäischen, integrierten Wasserstoffwirtschaft gesehen werden. Während sich bisherige Ansätze meist ausschließlich auf die techno-ökonomische Aspekte fokussieren, wird immer deutlicher, dass es bei der Gestaltung dieser Infrastrukturen (wie dem Ausbau erneuerbarer Energien und des Gas- und Stromnetzes) einen erheblichen Bedarf gibt, diese Fragen auch unter Berücksichtigung soziotechnischer Perspektiven und partizipativer Ansätze zu betrachten.

Der Auf- und Ausbau des H₂-Hubs in den Bremer Industriehäfen ist eng mit dem Aufbau einer überregionalen, norddeutschen Wasserstoff-Ökonomie verknüpft. Eine solche Ökonomie ist unerlässlich, um den raschen Transformationsprozess hin zu einer defossilisierten Grundstoffindustrie (z.B., Stahl, Zement, Chemie) mit grünem Wasserstoff gemeinschaftlich zu gestalten. Dabei ist ebenfalls zu berücksichtigen, dass nicht nur kleine, regionale H₂-Hubs entwickelt und verknüpft werden müssen, sondern ebenso die makroregionale Perspektive einer norddeutschen Wasserstoffwirtschaft zu untersuchen ist. Für eine erfolgreiche Ko-Evolution in Norddeutschland, im Einklang mit den Nachhaltigkeitszielen und der Klimaneutralität der Bundesrepublik, ist eine Abstimmung technologischer, ökonomischer, ökologischer und sozialer Perspektiven essenziell.

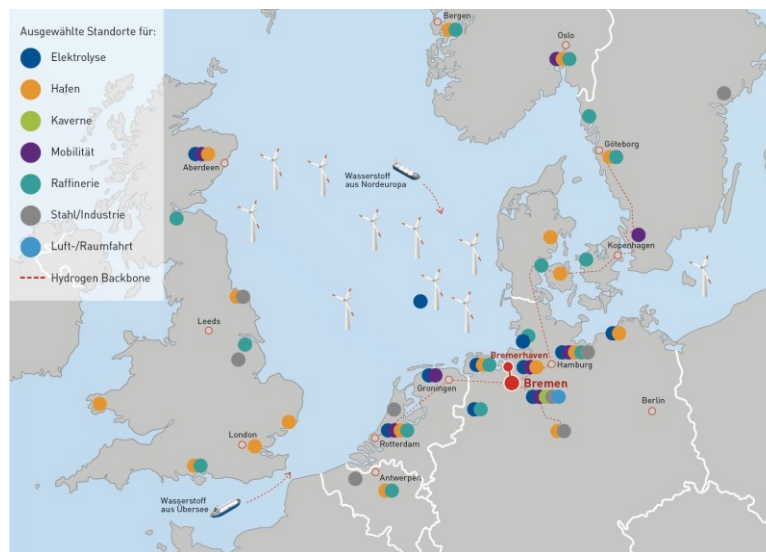


Abbildung 2: Der Bremer H₂-Hub im Kontext einer norddeutschen und auch europäischen Wasserstoff-Ökonomie

3. DIE BEDEUTUNG VON RESILIENZ FÜR DIE WASSERSTOFF-ÖKONOMIE

Etablierte, großtechnische Systeme wie der Bremer Industriehafen, mit seinen verschiedenen industriellen Infrastrukturen und einem Netz bestehender Kopplungen (z. B. Regulierungen, Marktstrukturen u. a.) sind üblicherweise nur langfristig transformierbar. Der geplante Aufbau einer lokalen Wasserstoff-Ökonomie übt jedoch aktuell einen disruptiven Druck auf diese etablierten Systeme aus und bietet so die Möglichkeit, die notwendigen transformativen Prozesse voranzutreiben und gleichzeitig auch besser zu verstehen. In dieser gegenwärtigen frühen Phase der Transformation spielen vor allem Nichtlinearität und Pfadabhängigkeiten eine entscheidende Rolle, wodurch technologische, wirtschaftliche, aber auch gesellschaftliche Unsicherheiten sowie Fragen bezüglich des optimalen Transformationspfades in den Vordergrund rücken. Die erfolgreiche Bewältigung dieses Wandels sowie die aktive Gestaltung einer ganzheitlichen, verantwortungsvollen und nachhaltigen Energiewende bieten für die zukünftige Entwicklung der Region eine große Chance, aus dem notwendigen Strukturwandel als Standort gestärkt hervorzugehen.

Die sich abzeichnenden Unsicherheiten in der Entwicklung dieser Pfade sind aufgrund der komplexen Wechselwirkungen zwischen den diversen Faktoren und ihrer internationalen politischen Bedeutung mit herkömmlichen Ansätzen zur Risikobewertung kaum erfassbar. Das Resilienz-Leitbild adressiert genau einen solchen erweiterten Unsicherheitsbegriff, d.h. es zielt darauf ab, die Funktionsfähigkeit des Systems auch unter stark veränderten Bedingungen aufrechtzuerhalten. Da die derzeitigen tiefgreifenden Transformationsprozesse nicht als einzelne Schockereignisse, wie z.B. bei Black-outs oder Naturkatastrophen, betrachtet werden können, sondern als ein sich kontinuierlich veränderndes System zu verstehen sind, wird mit hyBIT ein solcher Ansatz verfolgt, welcher diesen Herausforderungen mit einem kontinuierlichen Monitoring & adaptiven Resilienz-Management begegnet.

4. DAS ZIEL VON HYBIT

Die übergeordnete Fragestellung in hyBIT lautet: Wie kann Klimaneutralität durch die gezielte Gestaltung von Wasserstoff-Hubs auf technischer, wirtschaftlicher, ökologischer, rechtlicher und gesellschaftlicher Ebene erreicht werden? Hierbei wird ebenfalls untersucht welche Synergien und Trade-offs sich ergeben, wenn mikro-regionalen Hubs in eine makro-regionale Wasserstoff-Ökonomie integriert werden, und wie Wasserstoff effizient und wirksam in den Transformationsprozess eingebracht werden kann, obwohl er aktuell noch begrenzt verfügbar ist.

30. Energie-Symposium

hyBit versucht ein grundlegendes, systemisches Verständnis für die nachhaltige Gestaltung von Wasserstoff-Hubs im Zusammenspiel mit dem ebenfalls zu etablierenden Wasserstoffnetzwerk in Norddeutschland aufzubauen. Hierbei sollen ebenfalls Pull- und Push-Faktoren verstanden werden, welche die Defossilierung lokaler Wertschöpfungsketten in unterschiedlichen Sektoren beeinflussen und die Entwicklung industriell-urbaner Symbiosen fördern.

Das Alleinstellungsmerkmal und der Anspruch von hyBit sind das Zusammenspiel und die gleichzeitig gegenseitige Verstärkung von drei Forschungsaspekten:

- die derzeitigen tiefgreifenden Transformationsprozesse zu verstehen und mit einem Resilienz Monitoring & Management-Ansatz für den Wasserstoff-Hub Bremen auch zu gestalten,
- Forschungsfragestellungen in relevanten Bereichen mit der direkten Integration in schon laufende Pilotprojektaktivitäten am Standort zu bearbeiten und
- gleichzeitig perspektivisch auch den norddeutschen Raum mit Blick auf das zu entwickelnde Wasserstoffnetzwerk betrachten.

Durch diese ganzheitliche Strategie, welche über industrielle Sektoren hinausgeht und auch den urbanen Kontext einbezieht, wird eine starke Vernetzung von Forschung, Technologieentwicklung, Wirtschaft und Gesellschaft angestrebt. Der Forschungsansatz von hyBit für Wasserstoff-Hubs besitzt einen stark auf die transformative Aktionsforschung fokussierten Ansatz, was einen kontinuierlichen Reflexionsprozess und die aktive Gestaltung von Transformationsprozessen unter Einbeziehung aller Beteiligten ermöglicht.

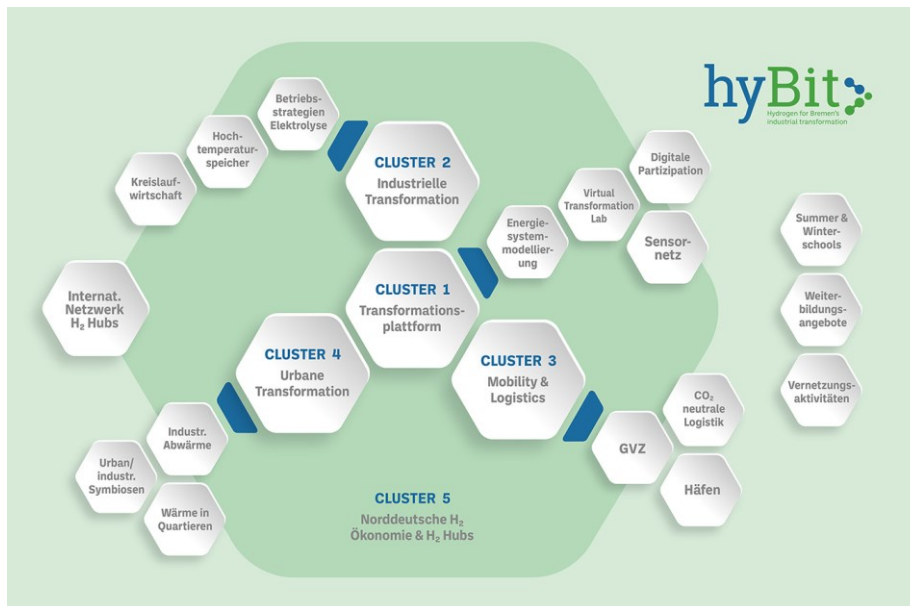


Abbildung 3: Die Forschungsstrukturen in hyBit

Das hyBit-Projekt trägt dazu bei, wissensbasierte Innovationen zu fördern, Arbeitsplätze zu sichern und zukunftsfähige Beschäftigungsmöglichkeiten zu schaffen. Es fördert zudem öffentliche und private Investitionen in eine widerstandsfähige und nachhaltige Wasserstoffwirtschaft in der Metropolregion Bremen-Oldenburg und im Nord- und Ostsee-Raum Norddeutschlands.

DIE SAARLÄNDISCHE WASSERSTOFF-AGENTUR – MOTIVATION, AUFGABEN UND ZIELE

Bodo Groß^{1,2} und Bettina Hübschen¹

Saarländische Wasserstoffagentur GmbH, Balthasar-Goldstein-Straße 31, 66131 Saarbrücken

IZES gGmbH, Altenkesseler Straße 17, Geb. A1, 66115 Saarbrücken

ABSTRACT

Das Saarland hat die Bedeutung von (grünem) Wasserstoff für die Zukunft und die Nachhaltigkeit des durch Stahl- und Automobilindustrie geprägten Bundeslandes erkannt und dazu eine eigene Wasserstoffagentur gegründet. Die Agentur hat am 01. Mai 2023 ihre Arbeit aufgenommen und hat sich zum Ziel gesetzt, die bestehende Wasserstoffstrategie des Saarlandes weiterzuentwickeln und bei der Umsetzung der geplanten Maßnahmen und Vorhaben zu unterstützen. Dabei sollen Synergien zwischen den einzelnen Vorhaben identifiziert und genutzt werden. Das Aufgabenportfolio umfasst insbesondere die Themen Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen und deren Kapazitäten, Nutzerintegration, Beratungsleistungen sowie Unterstützung bei der Entwicklung entsprechender Vorhaben. Ein enger Austausch mit den relevanten Ansprechpartnern in Wirtschaft, Politik und Wissenschaft sowie deren Vernetzung stehen dabei im Fokus der Tätigkeiten. Das Paper beschreibt die Aufgaben und die gesetzten Ziele der Wasserstoffagentur und gibt einen Überblick der derzeit in der Umsetzung bzw. in der Planung befindlichen Vorhaben im Saarland.

1. MOTIVATION UND ZIELE DER SAARLÄNDISCHEN WASSERSTOFFAGENTUR

An der Saar treiben zurzeit Akteure aus Wirtschaft, Politik und Wissenschaft einen wichtigen Prozess für die Zukunft und die Nachhaltigkeit des Bundeslandes voran. Das große Ziel dabei ist die Transformation der Saarländischen Industrie, welche insbesondere durch die Stahl- und Automobilbranche geprägt ist, zu einem in Europa führenden Wasserstoffstandort. Aufgrund der hohen globalen Dynamik in diesem Bereich und seiner Bedeutung für den Strukturwandel hat die Saarländische Landesregierung die Gründung einer eigenen Wasserstoffagentur beschlossen und umgesetzt.

Geführt wird die H₂-Agentur des Saarlandes durch eine ausgewiesene Expertin auf dem Fachgebiet Wasserstofftechnologien – Dr. Bettina Hübschen – unter dem Dach der Strukturholding Saar. Sie kennt sich mit dem Aufbau von industrieller Wasserstoffinfrastruktur und der Beschaffung grüner Energie bestens aus. Die gebürtige Saarländerin und nun ehemalige Düsseldorferin war bereits als Managerin im „Center of Decarbonisation“ bei thyssenkrupp Steel Europe in Duisburg für das Thema „Energy and Raw Material“ verantwortlich. Das Team der Wasserstoffagentur besteht derzeit aus fünf Mitarbeiter*innen. Neben den kleinräumigen und regionalen Aspekten ist dabei klar, dass die Thematik nicht isoliert, sondern unabdingbar auch im Kontext von großräumigen, also nationalen und europäischen Initiativen und Vorhaben zu betrachten ist. Damit gehört auch der Blick über den Tellerrand hinaus zu den täglichen Arbeiten der Wasserstoffagentur. „Die globalen und insbesondere die europäischen Wasserstoffmärkte sind gerade im Entstehen, und zeichnen sich durch eine hohe Dynamik aus. Um daraus die entsprechenden Konsequenzen für die Saarländische Wasserstoffstrategie abzuleiten und sie gleichzeitig effektiv zu gestalten, ist ein kontinuierliches Monitoring dieser Entwicklungen essentiell“, sagt Bettina Hübschen. Dazu gehören speziell auch die Entwicklungen auf der politischen und regulatorischen Ebene sowie die grenzüberschreitende Zusammenarbeit mit Partnern in der Großregion.

2. AUFGABEN DER SAARLÄNDISCHEN WASSERSTOFFAGENTUR

Die Saarländische Wasserstoffagentur beschäftigt sich hauptsächlich mit den folgenden Schwerpunktthemen:

- **Strategieentwicklung und -umsetzung:** Weiterentwicklung und Anpassung der vorliegenden Saarländischen Wasserstoffstrategie, welche im Rahmen des HyExpert Vorhabens „Modellregion Saarland – Eine Wasserstoffstrategie für das Saarland“ erarbeitet wurde. Das Vorhaben hatte eine Laufzeit von Februar 2020 bis einschließlich Juni 2021. Thematisch wurde der intersektionale Einsatz von Wasserstoff in den Bereichen Mobilität, Industrie und Wärme untersucht. Die Projektleitung hatte das Saarländische Wirtschaftsministerium. In zehn Arbeitsgruppen wurden von insgesamt 23 Konsortialpartnern themenspezifische Ideen auf ihre Machbarkeit hin untersucht, siehe dazu Abbildung 1.

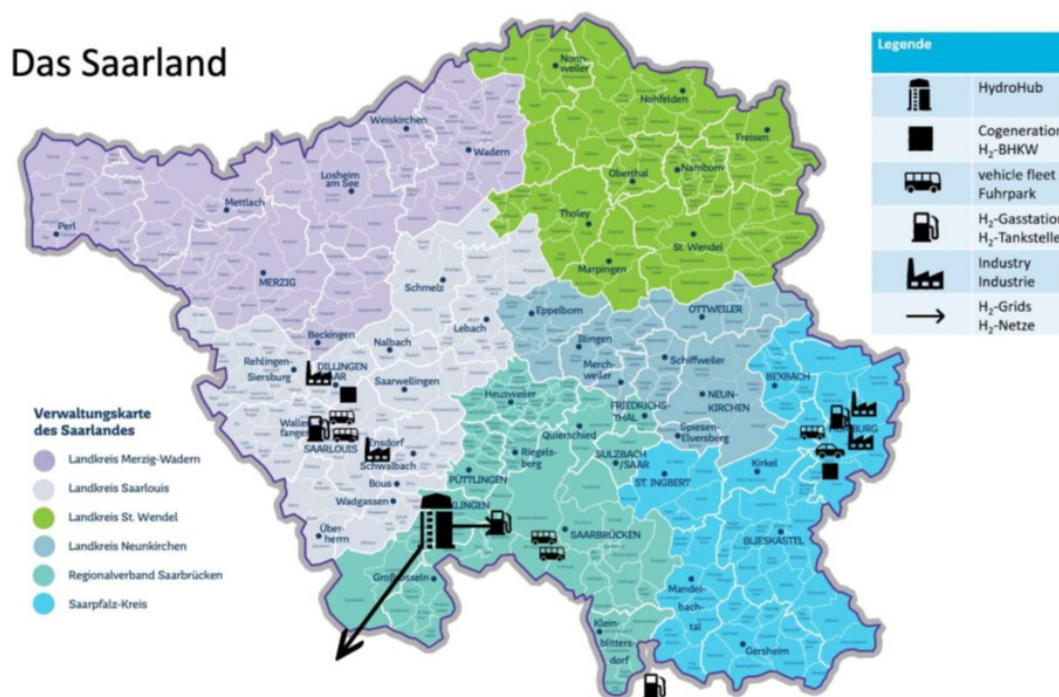


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Wasserstoffmodellregion Saarland, inklusive der im Rahmen des HyExpert Projekts geplanten Vorhaben¹

Die Weiterentwicklung und Anpassung der Strategie an die heutigen Rahmenbedingungen beinhaltet das Monitoring auf dem Wasserstoffmarkt, die Begleitung von Netzplanung und -ausbau zur Anbindung des Saarlands an den geplanten sogenannten „European Hydrogen Backbone“.

- **Beratung** von Unternehmen in allen Aspekten rund um das Thema Wasserstoff. Die Beratung beinhaltet kurz-, mittel- und langfristige Bedarfsanalysen, Ideenentwicklung für konkrete Vorhaben, Hilfe bei Fragestellungen bezüglich verschiedener Fördermöglichkeiten in den Bereichen Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben sowie bei Investitionsvorhaben sowie Begleitung von Genehmigungsprozessen. Die Beratung beinhaltet auf Wunsch auch die aktive Unterstützung der Firmen bei der Beantragung von Fördermitteln im Saarland, in Deutschland sowie auf Europäischer Ebene.

¹ Quelle: https://www.saarland.de/mwide/DE/portale/wasserstoff/h2-modellregion/h2-modellregion_node.html

- **Information** der Bürgerinnen und Bürger über die Relevanz von Wasserstoff sowie die Inhalte und Ziele der saarländischen H₂-Strategie. Dieser Themenblock beinhaltet auch die Aufklärung über potentielle H₂-Anwendungen, generelle Sicherheitsfragen in Bezug auf Wasserstoff, mögliche Risiken beim Umgang mit Wasserstoff sowie die Beantwortung von Fragen bezüglich H₂-Technologien.
- **Gezielte Unterstützung in Bezug auf die Ansiedlung** von Gewerbebetrieben zur Umsetzung der Saarländischen H₂-Strategie mittels Entwicklung attraktiver Geschäftsmodelle oder für die Gründung von neuen Unternehmen im Bereich Wasserstofftechnologien. In diesem Bereich findet eine enge Zusammenarbeit zwischen der Wasserstoffagentur, dem Saarländischen Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitales und Energie sowie der Gesellschaft für Wirtschaftsförderung Saar statt.

Der Aufbau eines engmaschigen Netzwerks entlang der Wertschöpfungskette ist ein weiteres Ziel der Wasserstoffagentur. Dazu gehören das Eruieren von Symbiosen sowie das Involvieren eines Forschungsnetzwerkes, aber auch das Zusammenführen von etablierten und neuen Unternehmen, mit dem Ziel der Bildung eines gesamten Ökosystems. Die Identifizierung von Lücken bezüglich Produktions-, Infrastruktur- und Speichermöglichkeiten für grünen Wasserstoff, die Beantwortung offener Fragen durch Forschungsaktivitäten und nicht zuletzt die Vernetzung der verschiedenen saarländischen Akteure sowie denjenigen der Großregion hinsichtlich Wasserstoffproduktion, -nutzung und -infrastruktur sind die Grundvoraussetzungen dafür. Insbesondere der Auf- und Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur spielt dabei eine entscheidende Rolle für die Vernetzung innerhalb des Saarlandes sowie für die Anbindung an das nationale und europäische Wasserstofftransportnetz, resultierend in einem Zugang zu importiertem Wasserstoff. In Summe entsteht daraus eine Steigerung der Attraktivität des Saarlands für die Neuansiedlung von entsprechenden Technologieunternehmen, einhergehend mit einer Stärkung der regionalen Wertschöpfung.

3. BEISPIELPROJEKTE

Im Folgenden werden beispielhaft einzelne regionale (Saarland und die Großregion), nationale und Europäische (Verbund-)Vorhaben mit Beteiligung Saarländischer Akteure beschrieben.

3.1. DER H₂-ATLAS

Zurzeit ist die Wasserstoffagentur dabei, einen sogenannten H₂-Atlas zu erstellen. Im Rahmen des Monitorings werden unter Einbeziehen eines Zeitstrahls die lokalen Wasserstoffbedarfe in den verschiedenen Sektoren im Saarland identifiziert. Daraus abgeleitet ergibt sich eine realistische Vorausschau für die Wasserstoffbedarfe der kommenden Jahre bzw. Jahrzehnte, um darauf basierend entsprechende Maßnahmen einleiten zu können. Dabei berücksichtigt die Wasserstoffagentur nicht nur die Bedarfe der großen Abnehmer, wie beispielsweise der Dillinger Hütte, sondern auch und vor allem die Bedarfe von kleinen und mittelständigen Unternehmen.

3.2. KONSTANZE

Im Rahmen des Verbundvorhabens KoNSTanZE (FKZ: 03EI3043A, B) soll insbesondere die Frage geklärt werden, inwieweit ein produzierender Industriebetrieb mit Hilfe von H₂-Technologien zu einer CO₂ freien Produktionsstätte transferiert werden kann bzw. welchen Beitrag Wasserstoff zur Erreichung dieses übergeordneten Ziels beitragen kann. In Rahmen des Vorhabens KoNSTanZE wird erstmalig eine parallele Versorgung von internen und externen Transportaufgaben, industriellen Produktionsprozessen sowie der Betrieb einer Hochtemperaturbrennstoffzelle (SOFC) mittels einer auf grünem H₂ basierenden Infrastruktur umgesetzt.

30. Energie-Symposium

Die nachhaltige Realisierung einer direkten und systemdienlichen Verknüpfung der Sektoren Verkehr, Produktion und Energie im industriellen Umfeld einerseits und einer hocheffizienten und flexiblen H₂-Erzeugung auf Basis volatiler erneuerbarer Quellen andererseits bietet die Möglichkeit einer planbaren und bedarfsorientierten Bereitstellung von grünem Wasserstoff. Zur Produktion des Wasserstoffs mittels Elektrolyse wird im Vorhaben KoNSTanZE zu 100% grüner Strom eingesetzt. Der produzierte Wasserstoff wird im ersten Schritt in einem Niederdrucktank (40 bar; ~400 kg) sowie eine Teilmenge über eine weitere Verdichterstufe in zwei Mitteldrucktanks (500 bar; ~80 kg) temporär zwischengespeichert. Im zweiten Schritt wird der Wasserstoff je nach Bedarf parallel mittels einer mobilen und/oder stationären Wasserstofftankstelle zur Gewährleistung der betrieblichen Transport- und Logistikaufgaben, in der am Standort befindlichen Härterei sowie in einer vorhandenen SOFC genutzt. Mittels der sogenannten Bosch Energy Platform können die Anlagendaten des gesamten Testfelds erfasst und visualisiert werden. Abbildung 2 zeigt das KoNSTanZE Testfeld am Bosch Standort in Homburg kurz vor dessen Fertigstellung.

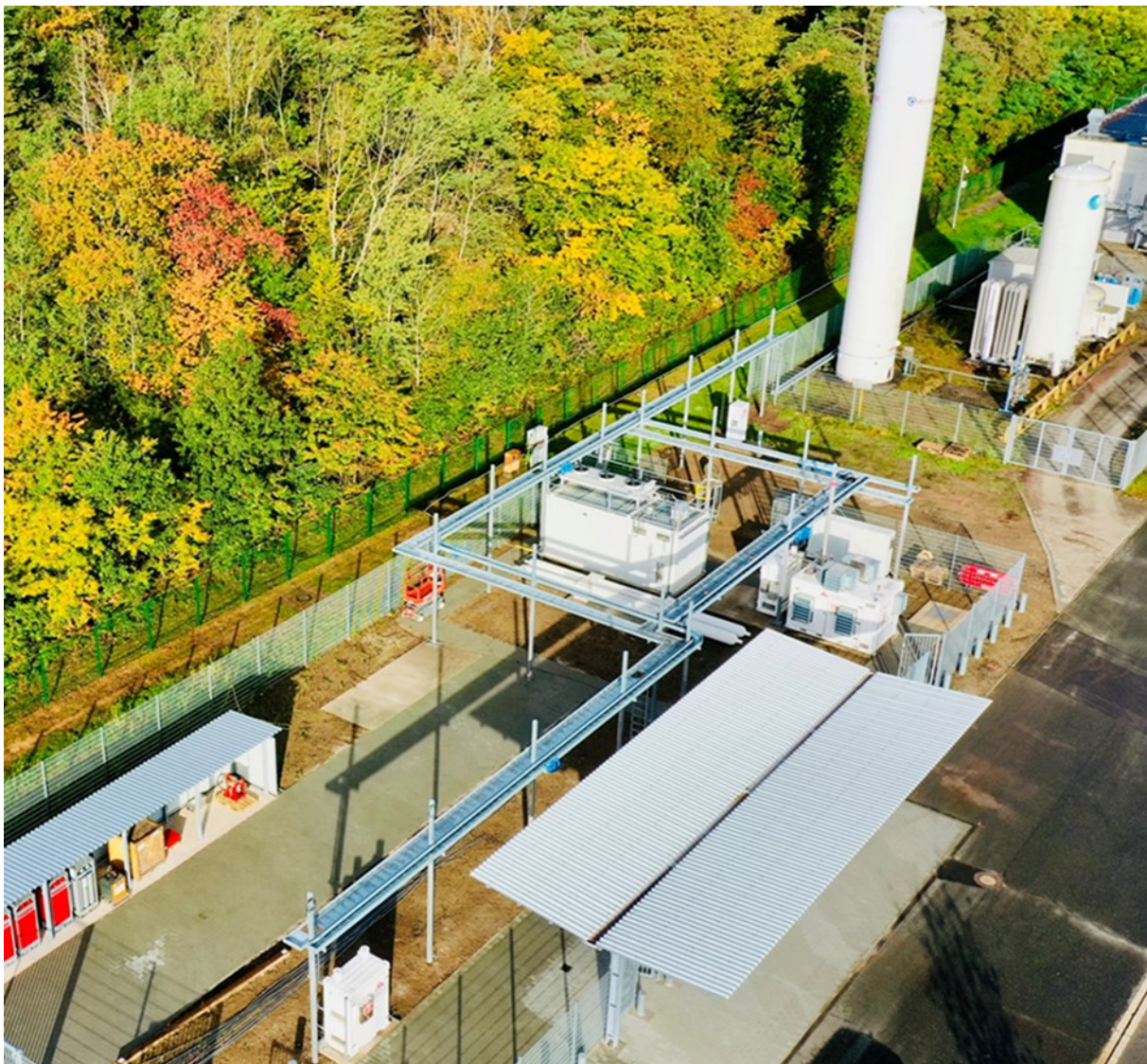


Abbildung 2: KoNSTanZE Testfelds am Bosch Standort in Homburg (Bildquelle: Bosch)

30. Energie-Symposium

Das Verbundvorhaben KoNSTanZE (03EI3043A&B) wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestags gefördert, durch den Projektträger Jülich fachlich und administrativ begleitet und gemeinsam von der Robert Bosch GmbH und der IZES gGmbH bearbeitet.

3.3. MOSAHYC UND HYDROHUB FENNE

Mittels des Infrastrukturprojekts mosaHYc (moselle-saar-hydrogen-conversion) wollen die Verteilernetzbetreiber Creos (Deutschland), GRTgaz (Frankreich) in Kooperation mit dem Energiekonzern Encevo (Luxembourg) eine rund 100 km lange H₂-Pipeline in der Grande Région etablieren. Diese soll die involvierten drei Länder an das in der Planung befindliche europäische Wasserstoffverbundnetz „European Hydrogen Backbone“ anbinden. Dazu sollen rund 70 km einer bereits existierenden und zum Teil außer Betrieb befindlichen Erdgasleitung umgewidmet sowie rund 30 km Gasleitung neu gebaut werden. Dadurch entsteht im ersten Schritt ein Wasserstoffinselnnetz im Dreiländereck. Die Inbetriebnahme des Leitungsnetzes ist für 2027 geplant und für das Jahr 2030 soll eine Transportkapazität von rund 60.000 Tonnen H₂ pro Jahr erreicht werden. Längerfristig ebnet das Projekt den Weg, um die Entwicklung eines interregionalen Marktes für Wasserstoff zu beschleunigen sowie einen Anschluss an den European Hydrogen Backbone zu ermöglichen².

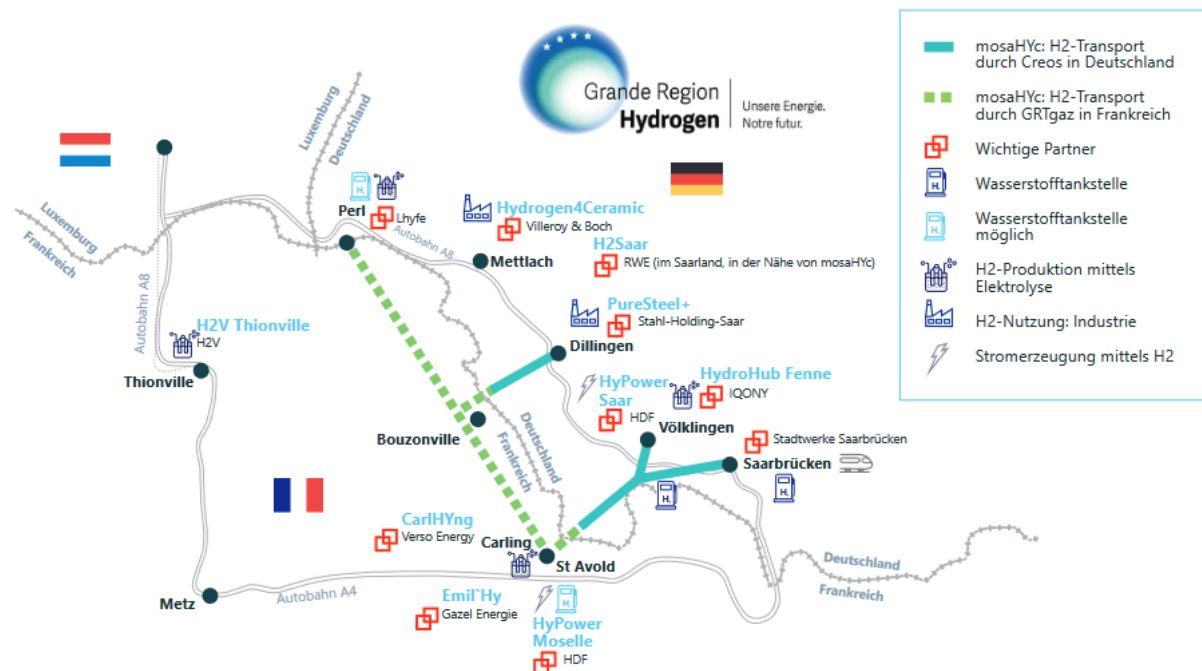
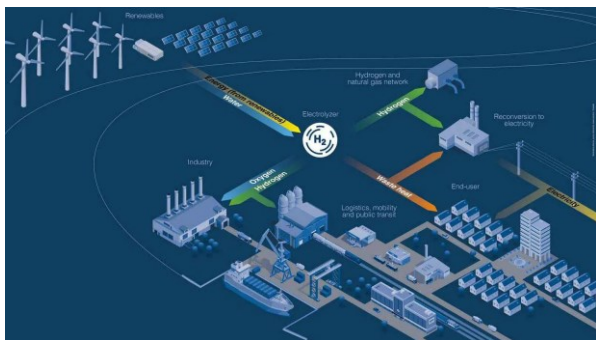


Abbildung 3: Geplante und laufende Projekte entlang der mosaHYc Wasserstoffleitung³

² Quelle: <https://grande-regionhydrogen.eu/de/projekte-2/mosahyc-deutsch/>

³ Quelle: https://www.creos-net.de/fileadmin/dokumente/Creos_Deutschland_Gasnetz/Unternehmen/pdf/230522_final_-_mosaHYc.pdf; besucht am 16. Oktober 2023



Parallel dazu die Iqony GmbH mit der Planung des 110 Mio. € Projekts „HydroHub Fenne“ beschäftigt. In der letzten Ausbaustufe soll das Vorhaben eine Elektrolysekapazität von rund 53 MW oder einer Wasserstoffproduktionskapazität von rund 8.200 H₂ Tonnen pro Jahr erreichen. Die Inbetriebnahme des HydroHub ist für das Jahr 2026 geplant. Die geplanten Elektrolyseure wären dann die erste Elektrolyseanlage in signifikanter Größenordnung im Saarland. Standort der Anlage wird das

Gelände eines bestehenden Iqony-Kraftwerks im saarländischen Völklingen im Stadtteil Fenne, wobei ein Brownfield-Ansatz verfolgt wird und die vorhandenen Strukturen ohne tiefgreifende Veränderungen und Umweltauswirkungen weiter genutzt werden sollen. Die Anlage wird Strom aus erneuerbaren Energiequellen für die Elektrolyse nutzen und dabei grünen Sauerstoff und Wasserstoff erzeugen. Der HydroHub in Fenne soll, neben weiteren Wasserstoffproduktionskapazitäten, an die mosaHYc-Leitung angebunden werden⁴.

3.4. HYSTARTER GEMEINDE PERL⁵

„Grenzenlos – Wasserstoff“ Dieser Slogan beschreibt nicht nur die Einzigartigkeit der Lage der Gemeinde Perl als HyStarter-Region im Dreiländereck von Frankreich, Luxemburg und Deutschland, sondern auch den Willen der Region, eine lokale Wasserstoffinfrastruktur zu etablieren und damit die Weichen zum Schutz des Klimas und zur regionalen Dekarbonisierung zu stellen. Das Vorhaben hatte eine Laufzeit von zwölf Monaten (Juli 2022 – Juni 2023). Die Gemeinde hat gemeinsam mit einem lokalen Netzwerk bestehend aus Politik, kommunalen Betrieben, Industrie, Gewerbe und Gesellschaft sowie mit fachlicher Unterstützung von Expertinnen und Experten auf die Region zugeschnittene Konzeptideen und Projekte entwickelt. Dabei stand die Wasserstofftechnologie im Fokus, um so als Gemeinde dem Ziel der Klimaneutralität einen Schritt näher zu kommen. Aus dem Projekt heraus sind zudem Kooperationen mit weiteren Anwendungsmöglichkeiten von Wasserstoff entstanden⁵.



Abbildung 4: Blick auf die Mosel und die Gemeinde Perl⁵

⁴ Quelle: <https://grande-region-hydrogen.eu/de/projekte-2/hydrohub-fenne-deutsch/>, abgerufen am 16.10.2023

⁵ Quelle: https://www.hy.land/wp-content/uploads/2023/08/HyStarter_Perl_2306_V5_web.pdf; Endbericht abgerufen am 16.10.2023

30. Energie-Symposium

Zusammengefasst kann man die Wasserstoffmission der Region wie folgt beschreiben. Es soll zukünftig grüner Wasserstoff mittels Elektrolyse erzeugt werden. Die Abwärme der Elektrolyseure soll lokal genutzt werden und der erzeugte Wasserstoff soll über bereits bestehende Gasleitungen transportiert und in einer H₂-Tankstelle, beispielsweise zur Versorgung von Logistikunternehmen und des regionalen ÖPNV, eingesetzt werden. Zusätzlich soll eine ehemalige Bahnverladestelle als Umschlagsplatz für grünen H₂, mit Anschluss an die Wasserstofftransportleitung, an das Schienennetz sowie an die Schifffahrtsstraße Mosel, umgewidmet und genutzt werden⁵.

3.5. SH₂AMROCK

SH₂AMROCK

Ireland's Emerald Hydrogen Valley

SH₂AMROCK ist Irlands erstes Hydrogen Valley Projekt im Rahmen des Programms „Clean Hydrogen Partnership“. Der Start des Vorhabens ist für das 4Q23 geplant; die Laufzeit des Projekts beträgt 60 Monate bzw. fünf Jahre. Die Planungen von SH₂AMROCK beinhalten Elektrolyseure zur Produktion von grünem Wasserstoff, inklusive entsprechender Möglichkeiten zur temporären Wasserstoffspeicherung, eine Wasserstofftankstelle am Produktionsstandort sowie der Anschluss der gesamten Anlage an ein Mittelspannungsnetz. Weiterhin ist der Transport des Wasserstoffs mittels Tubetrailer und/oder einer neu zu bauenden Pipeline geplant, um auch externe Wasserstofftankstellen an abgelegenen Regionen versorgen zu können. Dabei werden sowohl lokale Partner als auch der öffentliche Sektor in die Planung integriert. Dementsprechend bzw. auf dieser Grundlage eignet sich das Projekt perfekt für einen Erfahrungsaustausch sowie zur Erweiterung bestehender Netzwerke Saarländischer Akteure mit neuen Partnern in Irland und Europa.

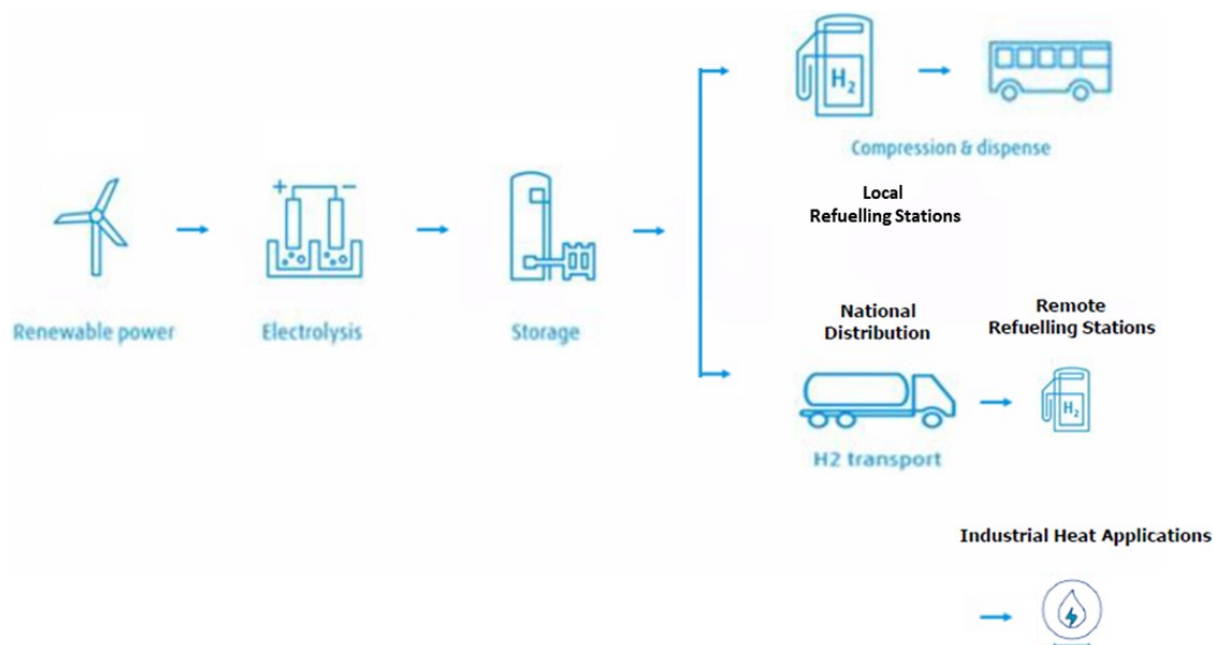


Abbildung 5: Wertschöpfungskette von SH₂AMROCK [Bildquelle: HyEnergy]

30. Energie-Symposium

Die IZES gGmbH aus Saarbrücken ist als einziger deutscher Partner im SH₂AMROCK Konsortium vertreten. Die Aufgaben des IZES beziehen sich auf den möglichen Transfer der wissenschaftlichen und technischen Projektergebnisse in die Großregion. Die aus der Entwicklung eines derart großen und einzigartigen Projekts gewonnenen Erkenntnisse sind wertvolle Informationen von denen das Saarland, die Großregion sowie andere interessierte Regionen in Deutschland profitieren können. Das Ziel besteht darin, die Möglichkeiten auszuloten, die Erfahrungen von SH₂AMROCK in einem ähnlichen Maßstab für die Entwicklungen in der Großregion zu nutzen und das Wissen, insbesondere durch die Einbeziehung saarländischer Akteure anzuwenden. Die HyStarter-Gemeinde Perl unterstützt das Vorhaben aktiv. In enger Zusammenarbeit mit der Saarländischen Wasserstoffagentur werden die Ergebnisse an die relevanten Entscheidungsträger, die Landesregierung sowie an das Wirtschaftsministerium des Saarlandes weitergeleitet.

3.6. HALLIE

HALLIE ist das Akronym für ein in der Beantragung befindliches europäisches Doktoranden-Netzwerk im Rahmen des MSCA-Programms (Programm zur Doktoranden- und Postdoktorandenausbildung) mit Fokus auf H₂-Anwendungen. HALLIE steht dabei für „Hydrogen applications on a scientific/industrial level as a leading instrument for decarbonisation of the future energy system in Europe“. Die derzeit involvieren 13 Doktorarbeiten behandeln dabei die komplette Wertschöpfungskette für grünen Wasserstoff, angefangen bei der Produktion, über den Transport und die Verteilung bis hin zur Endnutzungsoptionen. Zusätzlich werden auch Sicherheitsaspekte und Strategien zur Etablierung einer Europäischen Wasserstoffwirtschaft behandelt. Die verschiedenen ausgeschriebenen Doktorarbeiten umfassen dabei sowohl Elemente der Grundlagen- als auch der angewandten Forschung. Abbildung 6 gibt einen Überblick über die verschiedenen Projekte entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette.

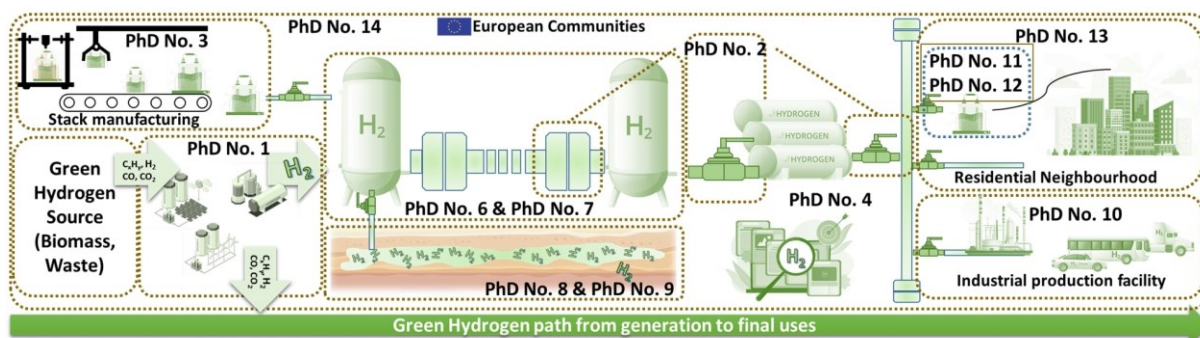


Abbildung 6: HALLIE Vorhaben entlang der H₂ Wertschöpfungskette

Das internationale Konsortium von HALLIE besteht aus insgesamt 30 Partnern aus 15 Ländern. Zahlreiche Partner der vorgenannten Projektbeispiele aktiv in HALLIE involviert, darunter Bosch, CREOS, Iqony, die Gemeinde Perl, die Saarländische Wasserstoffagentur sowie die SH₂AMROCK Partner University of Galway aus Irland und HyEnergy aus England. Abbildung 7 gibt einen Überblick bezüglich der in HALLIE vertretenen Partnernationen.

KOSTENMODELL FÜR DIE H₂-ERZEUGUNG AUS OFFSHORE-WINDPARKS

Martin Hayduk, Romy Sommer, Johannes Gulden

Hochschule Stralsund, Institut für Regenerative Energie Systeme (IRES),

Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund, Deutschland

ABSTRACT

Die Planung neuer Offshore Windparks ist von einer zunehmenden Komplexität geprägt. Neben technischen Faktoren (z.B. Wassertiefe, Bodenbeschaffenheit, Windausbaute, etc.) besteht auch beim Konzept des Windparks eine zunehmende Auswahl an Gestaltungsmöglichkeiten. Dies betrifft insbesondere die Integration von Wasserstoff in die Wertschöpfungskette für Offshore Windstrom. Für den Windparkplaner müssen z.B. Fragen beantwortet werden, ob eine dezentrale Elektrolyse direkt am Windpark oder eine zentrale Elektrolyse z.B. an der Hafenkante sinnvoller sind. Auch hier sind die Einflussfaktoren vielfältig (z.B. Kabellänge für Landanschluss, potenzielle Speicherung und Abnahme von Wasserstoff nahe der Hafenkante, Wasserstofftransport über Pipelines/Schiff/..., etc.)

Um dieser Komplexität zu begegnen, soll ein Planungstool entwickelt werden, das eine ganzheitliche Bewertung von Offshore-Windparkalternativen ermöglicht. Kern des Tools ist ein holistisches Kostenmodell für die Installation von Offshore-Windparks zur Wasserstoffherzeugung. Darauf aufbauend wird ein interaktives 3D Planungstool entwickelt, welches es ermöglicht, die flexible Strukturplanung neuer Windparks auf Basis von GIS-Daten in einer VR-Umgebung darzustellen. Die interaktive Anpassung des Windparks verändert die Kostentreiber des Kostenmodells. Zudem wird im 3D-Modell der Landanschluss sowie dazugehörige Transportwege ausgewählt und in das Kostenmodell überführt. Der Windparkplaner sieht direkt die Auswirkungen von Veränderungen auf die Gesamtkosten. Somit hilft das System bei der Ausgestaltung und Strukturplanung neuer Offshore-Windparks sowie der Umrüstungsplanung bestehender Offshore-Windparks zur Wasserstoffherzeugung.

1. EINFÜHRUNG

Die Nutzung von Wasserstoff (H₂), als Energieträger rückt immer mehr in den Fokus der Öffentlichkeit. Dabei geht es vor allem um den sogenannten grünen Wasserstoff, der aus Windenergie erzeugt wird. [1] Die Kombination von Offshore-Windparks (OWP) und integrierter H₂-Erzeugung wurde bisher nur theoretisch betrachtet, wird jedoch als vielversprechendes Zukunftsthema gehandelt. [2] Grund für die geringe Realisierungsquote ist unter anderem die Komplexität der ganzheitlichen Planung von Windparks auf See mit dazugehöriger Erzeugung von H₂. Es existieren bisher keine Softwarelösungen, um diesen hochkomplexen Prozess zu unterstützen und somit die Realisierung der umweltfreundlichen Erzeugung von H₂ im industriellen Maßstab voranzutreiben. [3] Daher soll im Rahmen dieses Projektes ein Planungstool entwickelt werden, das die flexible Kosten- und 3D Strukturplanung neuer OWPs mit einer H₂-Erzeugung aus Offshore-Strom auf Basis von Geoinformationssystem-Daten (GIS-Daten) ermöglicht. Um den komplexen und interdisziplinären Planungsprozess und die damit verbundenen Abstimmungen zu vereinfachen, soll die Umsetzung in einer VR-Umgebung erfolgen. In das Planungstool werden Kostenmodelle zur Berechnung der Gestehungskosten für die Offshore-Wasserstoffproduktion in Abhängigkeit des Standortes und der Entfernung zum Festland sowie den damit verbundenen Logistikkosten integriert. Die Ergebnisse des Projektes sollen somit die Durchführung entsprechender Projekte vorantreiben.

2. METHODIK

Im ersten Schritt wurden die technischen Daten aktueller Elektrolysetechnologien in einer Literaturrecherche sowie Expertenbefragungen bei Partnern aus der Industrie erhoben. Die Daten wurden mittels einer Nutzwertanalyse ausgewertet. Es folgte die Analyse der Standorteinflussfaktoren von OWP. Anschließend wurde eine Datenerhebung von Wasserstoffspeichertechnologien und entsprechender Auswertung durchgeführt. Dabei wurden unter anderem Tank- Und Bunkersysteme für flüssigen sowie gasförmigen Wasserstoff, Metallhydridspeicher, Flüssige Wasserstoffträger (LOHC), Methan, Methanol, Ameisensäure und Ammoniak miteinander verglichen und in einer Nutzwertanalyse gegenübergestellt. Um die verschiedenen Kostentreiber einzelner Szenarien zu quantifizieren, wurden entsprechende Einflussparameter bestimmt und verschiedene Varianten der Netzanbindung verglichen. Eine Kosten- und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ermöglichten die Bewertung der Standortwahl in Bezug auf ökonomische Fragestellungen. Die Ergebnisse dieser Betrachtung wurden als Basis zur Erstellung des Kostenmodells für die Offshore-Wasserstoff-Erzeugung genutzt, indem die Module Elektrolyse, Speicher und Standort zusammengeführt wurden. Somit konnte eine erste Bestimmung der H₂-Gestehungskosten in Abhängigkeit ausgewählter Parameter erfolgen. In einem weiteren Schritt erfolgte die Konzeption einer Planungsmethodik um die Standortbestimmung eines Windparks, die Positionierung der Elektrolyseanlage sowie der Auswahl einer Energieübertragungstechnologie gemäß Konfiguration zu ermöglichen. Das Kostenmodell wurde so konzipiert, dass es als Stand-alone-Programm genutzt und die integrierten Datenbanken erweitert werden können.

3. ERGEBNISSE UND DISKUSSION

Die verschiedenen Daten der Elektrolysetechnologien wurden erfasst und die technischen Parameter miteinander verglichen. Um die Marktreife der verschiedenen Wasserelektrolyseverfahren für den Offshore-Einsatz zu bewerten, wurde eine Nutzwertanalyse bestehender Technologien durchgeführt. Basierend auf einem Punktesystem von 1 (schlecht) bis 10 (sehr gut). Es wurde eine Gewichtung kritischer Parameter für die Frage der Offshore-Eignung vorgenommen. Die Gesamtpunktzahl stellt den Vergleichswert der Technologie dar. Die Proton Exchange Membrane (PEM) Elektrolyse eignet sich am besten für den Offshore-Einsatz mit einer Gesamtpunktzahl von 886, gefolgt von AEL mit 767 Punkten.

Tab. 1: Nutzenwertanalyse Elektrolysetechnologien

	PEM	AEL	AEM	HTL	Nutzwert [%]
Leistungsgewicht	10	5	10	6	4,76
Stellfläche	10	8	8	4	9,52
Wirkungsgrad LHV	7	8	7	10	9,52
Betriebsdruck	9	8	8	9	4,76
Lastdynamik	10	5	3	1	14,29
Lebensdauer (Stack)	8	10	3	4	14,29
Eignung (Offshore)	10	6	7	1	14,29
Marktreife im MW-Bereich	7	10	7	6	14,29
Wartungs- & Betriebskosten	10	7	8	5	9,52
Kosten pro MW	8	9	8	7	4,76
Summe	885,7	766,7	628,5	457,1	2738,0

Der Grund für die Marge muss diskutiert werden. Die PEM-Elektrolyse ist bereits im MW-Bereich auf dem Markt verfügbar und kann, wenn sie entsprechend skaliert wird, sogar ähnliche oder niedrigere Anschaffungskosten als die anderen vergleichbaren Technologien vorweisen [4]. Obwohl die Hochtemperaturelektrolyse (HTL) den Vorteil bietet, Wasser in Form von heißem Dampf für den Herstellungsprozess nutzen zu können und damit deutlich bessere elektrische Wirkungsgrade zu

30. Energie-Symposium

erzielen, lässt sich diese Technologie bisher kaum dynamisch betreiben [5]. Damit entfällt die Möglichkeit, die Performance an die volatilen Energieflüsse eines Windparks anzupassen.

Darüber hinaus befindet sich die Technologie noch in der Entwicklungsphase und hat derzeit einen Technology Readiness Level (TRL) zwischen 6-7 [3,6] und wurde bisher nur in Pilotanlagen getestet. Abbildung 1 vergleicht die vier am Markt verfügbaren Elektrolyseverfahren. Der Prozentsatz stellt die Ergebnisse der Summe (2.738 Punkte) in der Nutzenwertanalyse für die Anwendungen in OWP dar. Die PEM-Wasserelektrolyse wurde als Referenztechnologie für den Offshore-Einsatz ermittelt. Diese Technologie konnte sich in wichtigen Vergleichswerten wie Leistungsgewicht, Stellfläche, Lastdynamik, Lebensdauer, TRL und OPEX klar durchsetzen [7].

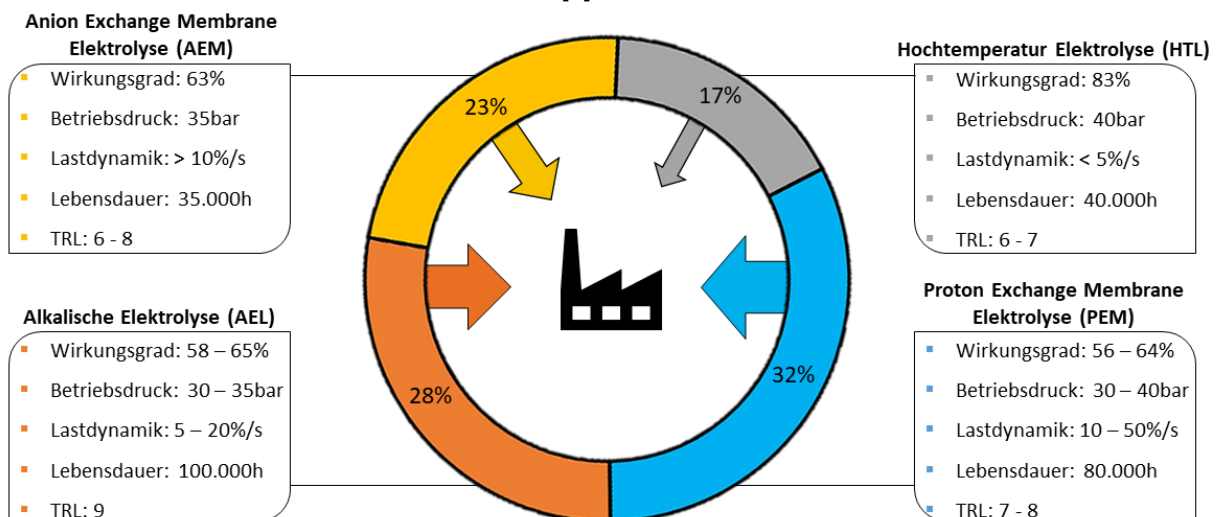


Abbildung 1: Vergleich Elektrolysetechnologien

In der zweiten Phase des Projektes wurde eine vergleichende Bewertung verschiedener Wasserstoffspeichertechnologien, ihrer Vor- und Nachteile durchgeführt, die den Stand der Technik und die Eignung für verschiedene Logistiksysteme in Offshore-Anwendungen aufzeigten. Der Fokus lag hier auf Tank & Bunker Systemen wie (CGH2 / LH2 / MH / CH4 / CH3OH / HCOOH / LOHC / NH3), siehe Tab. 2.

Tab. 2: Nutzenwertanalyse von H2-Speichertechnologien

	CGH2 (350bar)	LH2	MH	CH4 (flüssig)	CH3OH	HCOOH	LOHC	NH3 (flüssig)	Nutzwert [%]
Energie pro Liter	1	4	9	10	7	3	3	7	9,52
Wirkungsgrad (Bereitstellung)	9	5	8	8	9	3	6	6	9,52
Lebensdauer (Speicher)	9	8	9	8	10	10	10	9	4,76
Zyklen (Trägermedium)	10	10	5	10	10	10	2	10	4,76
Lagerung (Trägermedium)	7	3	10	9	10	9	10	8	4,76
Dynamik (Speicher)	9	8	7	8	10	10	10	8	4,76
Dynamik (Erzeugung)	9	9	9	6	8	4	7	5	4,76
Marktreife (im MW-Bereich)	10	7	7	10	8	3	2	10	14,29
Eignung (Offshore)	10	6	4	6	6	5	4	9	14,29
Umweltverträglichkeit (Trägermedium)	10	10	8	6	4	3	5	1	9,52
Kosten (Speicher)	9	6	4	7	10	10	7	8	4,76
Transport (im MW-Bereich)	10	4	2	10	10	7	10	7	14,29
Summe	871,4	633,3	633,2	828,5	809,4	552,3	580,9	733,3	5.642,3

30. Energie-Symposium

Im Folgenden wird eine Zusammenfassung der zweiten Phase des Projekts vorgestellt. Dabei konnte sich gasförmiger Wasserstoff eindeutig als Referenztechnologie durchsetzen. Für die Übertragung über Pipelines wurde ein besonders hohes Energieübertragungspotenzial festgestellt. Darüber hinaus hatte komprimierter Wasserstoff in der Nutzwertanalyse entscheidende Vorteile gegenüber flüssigen / chemischen Speichertechnologien in den folgenden Parametern: Effizienz (Versorgung), Dynamik (Speicherung & Erzeugung), Marktreife (im MW-Bereich), Eignung (Offshore), Umweltverträglichkeit (Trägermedium), Lagerkosten und Transport (im MW-Bereich). Die Gesamtpunktzahl für jede Speichertechnologie ist in Abbildung 2 dargestellt und zeigt die signifikante Marge von CGH2 zu den Alternativen.

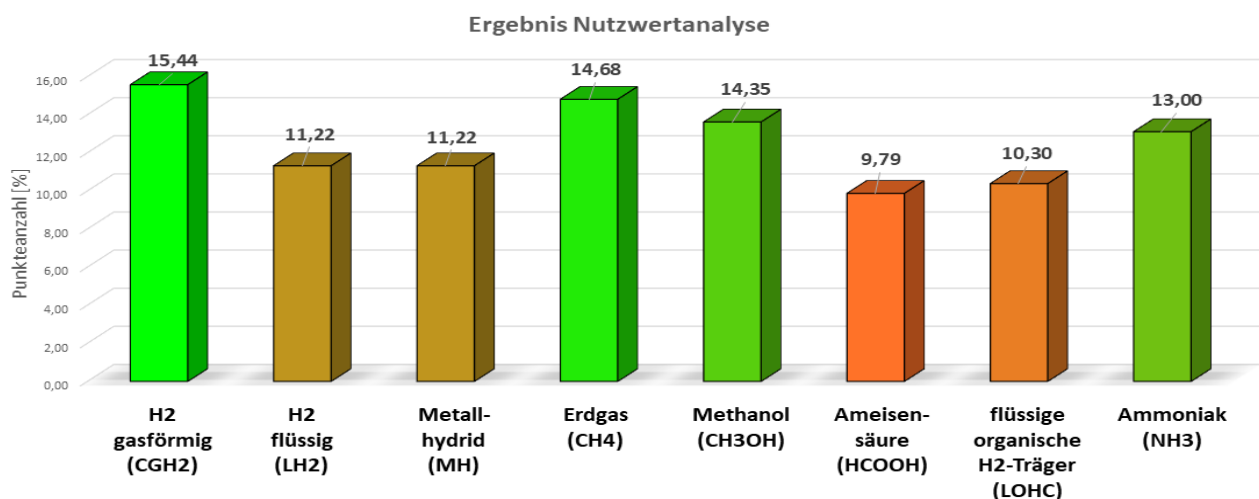


Abbildung 2: Vergleich von H2-Speichertechnologien für Offshore-Windenergie

Die Energieübertragung in Form von gasförmigem Wasserstoff kann je nach Übertragungsdistanz einen Versorgungswirkungsgrad $> 90\%$ ermöglichen, der derzeit mit keinem anderen Wasserstoffträger in gleichem Maße möglich ist. Als Lagermöglichkeit in dieser Größenordnung bieten Salzkavernen eine wirtschaftliche Option. Beispielsweise kann eine Kaverne mit einem Durchmesser von 60 m, einer Höhe von 300 m und einem nutzbaren Druckbereich von 120 bar ca. 100 MNm^3 Wasserstoff speichern. Dies entspricht einer Energiemenge von 300 GWh im Verhältnis zum LHV von H₂. Gleichzeitig kann das Be- und Entladen mit über 10 t pro Stunde durchgeführt werden, was einer Leistung von mehr als 333 MW pro Kaverne entspricht. Dies ermöglicht den direkten Betrieb mit volatilen erneuerbaren Energiequellen wie der Windkraft [8]. Die Technologie ist bereits verfügbar und könnte einen wichtigen Beitrag zur Wasserstoffspeicherung leisten. Für Europa wird eine Gesamtspeicherkapazität in Salzkavernen auf 84,8 PWh (H₂, LHV) geschätzt [9]. Da Wasserstoff ein ungiftiges Gas ist, sind die Auswirkungen auf Umwelt und Natur im Vergleich zu den anderen Speichertechnologien deutlich geringer. Im Falle eines Lecks gibt es keine Vergiftung von Wasserorganismen (NH₃ & MeOH) oder erhöhte Emissionen von Treibhausgasen (CH₄). Die Lagerkosten pro MWh_{H₂} in einer Salzkaverne liegen deutlich unter einem Standard-Wasserstoffdruckspeicher bis 350bar [10]. Der Energietransport aus dem Offshore-Windpark kann in einer Pipeline mit gasförmigem Wasserstoff realisiert werden. So kann eine Übertragungskapazität von mehr als 10GW_{H₂} in nur einer Rohrleitung mit einem Durchmesser von einem Meter erfolgen.

30. Energie-Symposium

Um bei der Standortwahl die entsprechenden Kostentreiber in die Gesamtbetrachtung mit einzubeziehen, wurden verschiedene Energietransportoptionen ermittelt und eine Analyse bestehender Strukturen hinsichtlich ihres Einflusses auf die Kostenstruktur durchgeführt. Anschließend erfolgte die Einbindung in die Kosten- und Layoutplanung. In Abbildung 3 sind mögliche Szenarien der Energietransportoptionen beispielhaft dargestellt.

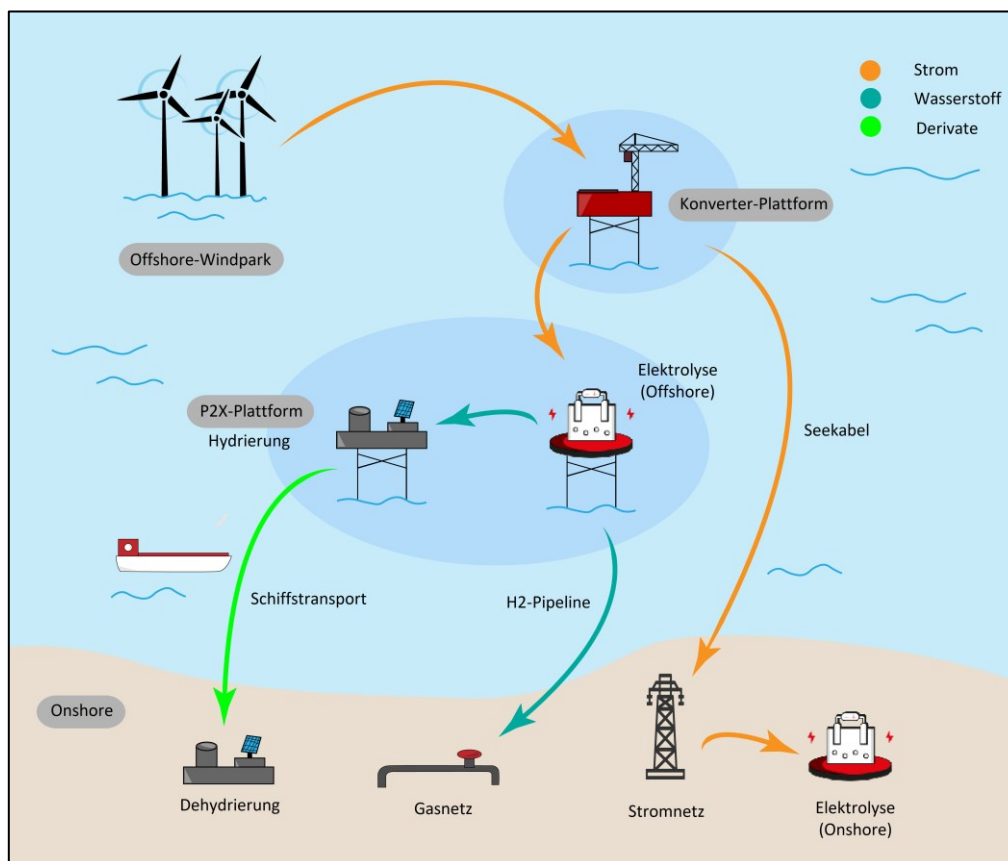


Abbildung 3: Logistische Anbindung Energietransport

Durch Auswahl und Konfiguration einer entsprechenden H2-Infrastruktur werden nach anschließender Simulation Energietransportoptionen aufgezeigt, welche einen direkten Vergleich von Kosten und Wirtschaftlichkeit ermöglichen. Dafür wurde ein Kostenmodell aufgestellt, in dem die vorherigen Projektergebnisse mit einfließen. Dies ermöglicht die wirtschaftliche Bewertung der Logistikketten inklusive der Verluste bis zum Verbraucher. Das Kostenmodell wurde so konzipiert, dass alle relevanten Parameter zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit vom Nutzer selbst eingegeben werden können. Weiterhin ist eine unabhängige Nutzung als sog. Stand-alone-Software möglich. Voraussetzung für den Betrieb ist das Datenverarbeitungsprogramm MS-Excel.

Die Steuerung der Programmabläufe wurde mittels VBA-Programmierung durchgeführt. Für einen ordnungsgemäßen Betrieb ist daher die Aktivierung von Makros unabdingbar. Zur Daten-Ein- und Ausgabe wurde eine Import- und Exportfunktion eingebunden. Somit sind das Laden und Abspeichern verschiedener Szenarien als Funktion hinterlegt, was die Kommunikation mit anderen Tools ermöglicht. Die integrierte Datenbank kann vom Nutzer nach Belieben erweitert und angepasst werden.

Eine Bedienoberfläche, das sogenannte Graphical User Interface (GUI), verbindet die graphische Anzeige der Energieübertragungspfade mit einem Kontroll- und Eingabebereich für die entsprechende Technologieauswahl sowie eines Graphen zur Ergebnisdarstellung.

30. Energie-Symposium

In Abbildung 4 ist das GUI des Kostenmodells dargestellt. Die Technologieauswahl erfolgt mittels Mausclick auf die entsprechenden graphischen Elemente aus der Linken Darstellung. Anschließend kann der Nutzer eine Technologieauswahl im mittleren Bereich vornehmen und sich so ein beispielhaftes Szenario für die Energieübertragung konfigurieren.

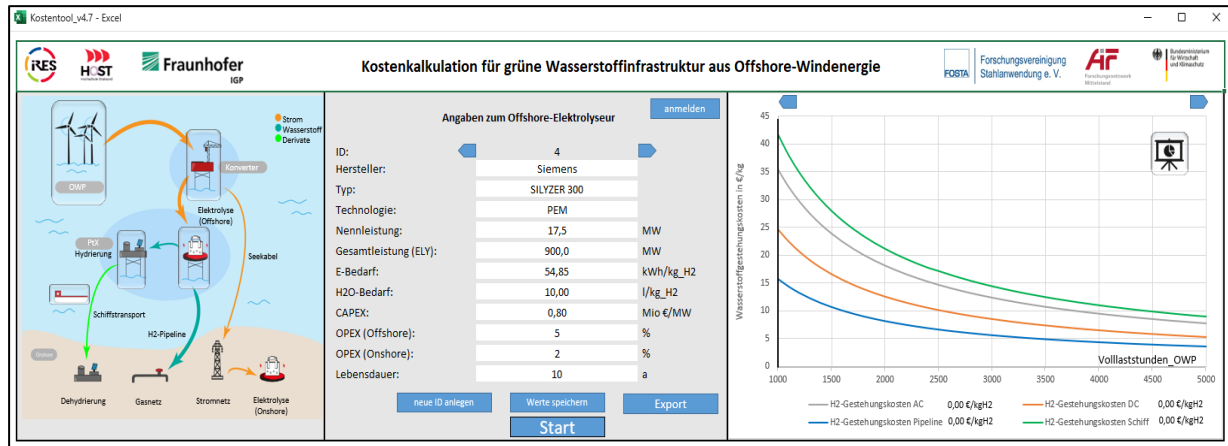


Abbildung 4: Startseite (GUI) des Kostenmodells

Nach erfolgter Simulation wird eine graphische Darstellung zur Wirtschaftlichkeitsabschätzung generiert. Dabei kann die Abschätzung variabel über die drei Parameter Leistung OWP, Vollbetriebsstunden pro Jahr und Distanz zum Festland erfolgen.

4. ZUSAMMENFASSUNG

Die PEM-Wasserelektrolyse hat sich als Referenztechnologie für den Offshore-Einsatz herauskristallisiert. Diese Technologie konnte sich in wichtigen Vergleichswerten deutlich durchsetzen. Obwohl die anderen Technologien nicht weit entfernt sind, könnte die zukünftige Entwicklung das Ergebnis ändern. Vor allem AEM und HTL befinden sich nach wie vor auf einem niedrigen TRL und werden sich in Zukunft weiterentwickeln müssen.

Gasförmiger Wasserstoff hat sich als Referenztechnologie für die Energiespeicherung etabliert. Die Nutzwertanalyse der verschiedenen Wasserstoffspeichertechnologien zeigte deutliche Vorteile bei kritischen Parametern für die Anbindung an Offshore-Windparks. Die Speicherung von Wasserstoff im TWh-Maßstab könnte durch Kavernenspeicher wirtschaftlich und sicher realisiert werden.

Die wirtschaftliche Bewertung des Standortes einer Elektrolyseanlage steht in direkter Abhängigkeit der entsprechenden Einflussfaktoren wie Distanz, Übertragungs- Leistung und Technologie. Weiterhin spielen auch Faktoren wie Netzanbindung, Umweltverträglichkeit, Bodenbeschaffenheit, Umsetzungsdauer und Gesamtkosten eine wichtige Rolle bei der Realisierung möglicher Projekte. Das Kostenmodell ermöglicht eine erste Kostenabschätzung für die Wasserstoffbereitstellung mittels ausgewählter Szenarien. Über entsprechende Parameter kann dabei die Systemleistung, die Distanz und die Volllaststunden des OWP variiert werden und ein direkter Vergleich der Energieübertragungstechnologie erfolgen.

Ziel dieses Abschnittes ist es, den wirtschaftlichsten Standort für die Wasserstoffproduktionsanlage zu identifizieren. Das Kostenmodell stellt ein Werkzeug dar, welches eine wirtschaftliche Betrachtung von komplexen Wind-Wasserstoff-Systemen im Bereich der Offshore-Wirtschaft ermöglicht und eine schnelle Abschätzung von H2-Gestehungskosten bereitstellt.

5. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Stratmann K: Green Hydrogen: Politicians Discover the Alternative to Electricity.
URL <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/energiewende-gruener-was-serstoff-politik-entdeckt-die-alternative-zum-strom/24856400.html?ticket=ST-9567294-SfkPANbu6JktDt90gpTp-ap5>. Update date: 2019-07-31 - Review date: 07. January 2022
- [2] Diermann R: Offshore factories: The hydrogen of the future will be produced at sea.
URL <https://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/offshore-wasser-stoff-wellen-wind-und-wasserstoff-a-24524291-ce70-4793-a322-5c1b8b1ae4f2>. Update date: 2020-06-10 - Review date: 07. January 2022
- [3] Hebling C., Ragwitz M., Smolinka T., et al. 2019. A Hydrogen Roadmap for Germany. Fraunhofer ISI, Fraunhofer ISE (Eds.), Karlsruhe & Freiburg. Available online at: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2019-10_Fraunhofer_Wasserstoff-Roadmap_fuer_Deutschland.pdf, Retrieved January 07 2022
- [4] Smolinka T., et.al. 2018. Studie IndWEDe Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. NOW GmbH P.43
- [5] Dincer I and Acar C. 2018. Comprehensive Energy Systems Hydrogen Production. Elsevier P.15
- [6] Lösch O., et.al. 2019. Bewertung der Direktreduktion von Eisenerz mittels Elektrolyse-Wasserstoff Technische Universität Darmstadt. Institut für Produktionsmanagement, Technologie und Werkzeugmaschinen (PTW) P. 21
- [7] Holst M., Aschbrenner S., Smolinka T., et al. 2021. Cost forecast for low- temperature electrolysis – technology driven bottom- up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis. Fraunhofer ISE. P 08-33
- [8] Stolzenburg K., Hamelmann R., Wietschel M., Lehmann J., et al. 2014. Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem. Abschlussbericht P. 115-155
- [9] D. G. Caglayan, et al. 2019 Technical Potential of Salt Caverns for Hydrogen Storage in Europe Institute of Energy and Climate Research, Techno-economic Systems Analysis (IEK-3), Forschungszentrum Juelich GmbH
- [10] Töpler J and Lehmann J. 2017. Hydrogen and Fuel Cell Technologies and Market Perspectives. Springer P. 28-29

INNOVATIVE PROZESSOPTIMIERUNG IN KLÄRANLAGEN: INSIGHTS ZU ANWENDUNGEN VON HYDROTHERMALER KARBONISIERUNG, BIOKOHLE UND WASSERELEKTROLYSE

Ole Heins¹, Alexander Matter¹

¹ Cratos GmbH, Hannover

1. EINLEITUNG

Nahezu jeder Industriezweig ist von neuen, umweltorientierten, regulatorischen Anforderungen betroffen. Kläranlagenbetreiber stehen vor der Herausforderung, bei ihren Anlagen der Größenklasse 4 ab 2028 Phosphor aus den Abwässern zurückzugewinnen zu müssen. Darüber hinaus müssen zahlreiche regulatorische Neuauflagen erfüllt werden. Diese Anforderungen stellen die Betreiber sowohl vor technische als auch vor wirtschaftliche Herausforderungen für eine potenzielle Neuausrichtung. Für solch einen Umbau hat ein Kläranlagenbetreiber gemeinsam mit dem dazugehörigen Landkreis eine techno-ökonomische Studie in Auftrag gegeben.

2. METHODIK UND MODELLBESCHREIBUNG

Im Fokus dieser Studie stehen insbesondere zwei Prozessketten: die Sauerstoffeinbringung in der Nitrifikation im Belebungsbecken und die Verwertung von Klärschlamm. Diese werden bzgl. ihrer technischen Möglichkeiten und der Wirtschaftlichkeit anhand von Alternativkonzepten analysiert. Durch den Aufbau der hydrothermalen Karbonisierung soll der Klärschlamm zu Biokohle verarbeitet werden. Diese Biokohle soll unter anderem zur Befuerung eines Dampfmotors zur Erzeugung von Strom und Wärme eingesetzt werden. Darüber hinaus soll eine Wasserelektrolyse integriert werden, die, neben der Wasserstoffproduktion, den erzeugten Reinsauerstoff lokal verwendet. Außerdem wird das Potenzial der Phosphorrückgewinnung durch die hydrothermale Karbonisierung betrachtet. Um die Realisierbarkeit dieser Aspekte zu prüfen, muss eine Systemmodellierung vorgenommen werden, die die Prozesse und ihre Ausgestaltung näher darstellt. Anhand von definierten Kennzahlen lassen sich die Alternativsysteme vergleichen und bzgl. ihrer Zukunftsfähigkeit bewerten. Die Konzeptlogik ist in Abbildung 1 abgebildet.

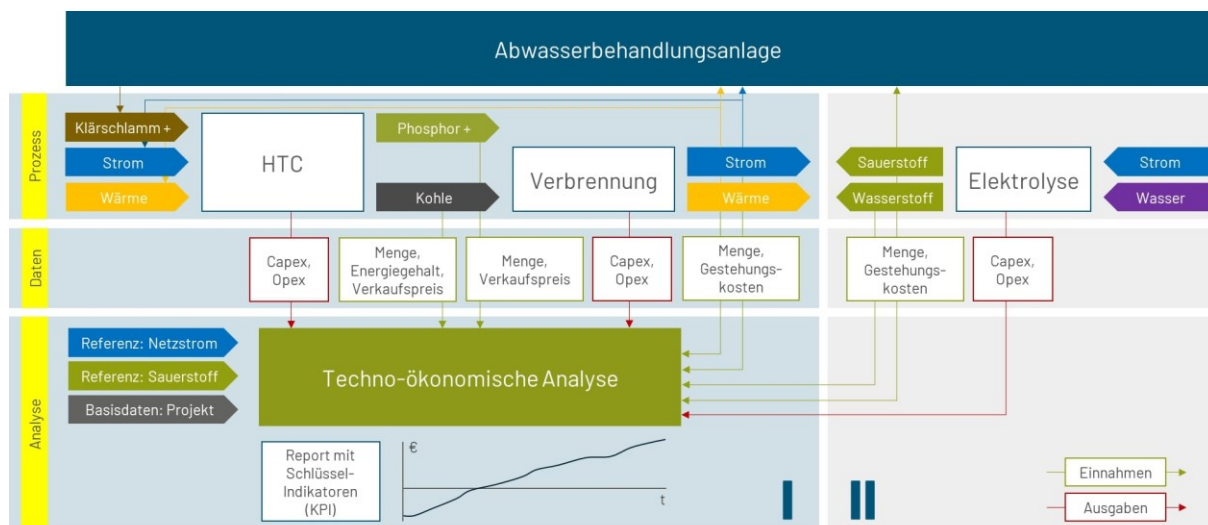


Abbildung 1: Studien- und Modellierungsübersicht

30. Energie-Symposium

Zur anschaulichen Darstellung der Modellierung wurden historische Daten der Kläranlage Kneese in Mecklenburg-Vorpommern als Grundlage verwendet. Zusätzlich wurden Herstellerangaben zu den Anlagen herangezogen (Elektrolyse, HTC, Dampfmotor). Somit wurde ein realistisches Abbild einer realen Gesamtanlage erzeugt.

Die Modellierung basiert auf historischen Angaben der Kläranlage, die öffentlich einsehbar in den Kläranlage-Tagebüchern sind. Hier sind Zu- und Ablauf, sowie Rechengut und Klärschlammengen ausgedeutet. Diese Angaben liegen der Modellierung zugrunde. Zusätzlich wurde anhand von Einbezug einiger Anlagenhersteller die technischen und wirtschaftlichen Parameter der hydrothermalen Karbonisierung und der nachgeschalteten energetischen Verwertung bereitgestellt.

Das Modell ist flexibel anpassbar und kann bei abweichender Dimensionierung angepasst werden. Die Ergebnisse lassen sich jedoch vergleichen, sodass ein allgemeingültiges Bild entsteht.

Die techno-ökonomische Auswertung basiert auf der Berechnung der Zahlungsflüsse der aufkommenden Kosten und potenziellen Erlöse, sowie dem Einbezug des WACC, um Kapitalkosten und Inflation zu berücksichtigen. So konnten anhand einiger Kennzahlen, wie dem internen Zinsfuß und dem Barwert die Strecken bewertet werden. Mithilfe von Sensitivitäten lassen sich die Ergebnisse genauer einordnen.

Die aufgestellte Modellierung zeigt ein Bild auf, die Kläranlagen ermöglichen könnte die zukünftigen regulatorischen Anforderungen zu erfüllen. Anhand der Modellierung können Abwassergesellschaften, Gemeinden und Entscheidungsträger die techno-ökonomische Tragweite der kommenden regulatorischen Anforderungen besser einordnen und strategische Ausrichtungen mit einer soliden Datengrundlage begründen.

3. AUSBLICK

Die Untersuchung und Modellierung des Anlagenkonzepts unterliegen einigen Unsicherheiten, die in weiteren Arbeiten untersucht werden müssen. So könnte unter Hinzunahme weiterer biogener Abfallstoffe die Auslastung der HTC-Anlage erhöht und somit die Gesamteffizienz maximiert werden. Weiterhin hängt die energetische Ausbeute vom verwendeten Klärgut ab, das standortspezifisch untersucht werden muss und über die Energieeffizienz entscheidet. Zusätzlich handelt es sich um ein Verfahren, das nicht weit im Markt verbreitet ist und somit keine Skaleneffekte in Fragen der Effizienz und Kosten erreichen konnte.

Die Einbindung eines Elektrolyseurs ermöglicht die Erschließung von weiterem Potenzial. So könnte unter Umständen der hergestellte Wasserstoff lokal oder regional eingebunden werden. Außerdem wurde die Möglichkeit die anfallende Abwärme einzubinden nicht betrachtet.

Im nächsten Schritt soll ein erster Demonstrator aufgestellt und getestet werden, der die technische Tragfähigkeit des Konzeptes untersucht. Anhand der Erkenntnisse können Anpassungen an der Modellierung getroffen werden.

METHYLFORMIAT – EIN NEUER WASSERSTOFFSPEICHER

Rui Sang,¹ Zhihong Wei,² Elisabetta Alberico,^{1,3} Duo Wei,¹ Jonas Massa,⁴ Peter Sponholz,⁴

Haijun Jiao,¹ Henrik Junge,¹ and Matthias Beller¹

¹Leibniz-Institut für Katalyse e.V., Rostock, Germany.

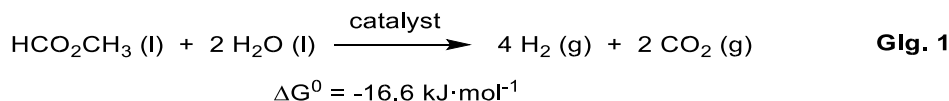
²Institute of Molecular Science, Key Laboratory of Materials for Energy Conversion and Storage of Shanxi Province, Shanxi University, Taiyuan, P. R. China.

³Istituto di Chimica Biomolecolare, Consiglio Nazionale delle Ricerche, Sassari, Italy.

⁴APEX Energy Teterow GmbH, Rostock-Laage, Germany.

Email: henrik.junge@catalysis.de

Die Nutzung erneuerbarer Energien ist von zentraler Bedeutung für die Verwirklichung einer Kreislaufwirtschaft. Diese ist für die weitere erfolgreiche globale wirtschaftliche Entwicklung unerlässlich. Die derzeit noch überwiegend eingesetzten fossilen Ressourcen sind zudem die Hauptursache für den Anstieg des Kohlendioxids in unserer Atmosphäre. Um diese Situation zu ändern, wird intensiv an der Einführung einer grünen Wasserstoffwirtschaft auf der Grundlage erneuerbarer Energien gearbeitet. In einer solchen zukünftigen Wasserstoffwirtschaft spielen insbesondere auch Wasserstoffspeichermaterialien und die Realisierung von chemischen Wasserstoffbatterien eine wichtige Rolle. [1]



In diesem Zusammenhang schlagen wir eine bisher wenig beachtete, jedoch industriell verfügbare Bulkchemikalie (Methylformiat, MF) als neues Wasserstoffspeichermaterial vor. Grundsätzlich können mit 1 Mol wässrigem MF als neuem Wasserstoffträger bis zu vier Mol Wasserstoff und zwei Mol CO₂ erzeugt werden (Gleichung 1). Damit hat MF eine Wasserstoffspeicherkapazität von 8,4 Gew.-%, was zwischen Methanol (12,1 Gew.-%) und Ameisensäure (4,4 Gew.-%) liegt und mit anderen LOHCs vergleichbar ist.

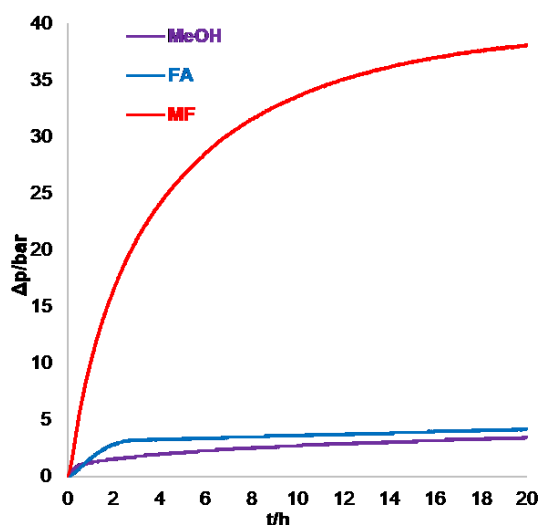


Abb. 1: Vergleich der Dehydrierung von Methanol, Ameisensäure (FA) und MF.

30. Energie-Symposium

Sehr vorteilhaft ist insbesondere die deutlich höhere Dehydrierungsrate von MF im Vergleich zu etablierten Wasserstoff-Energieträgern wie Methanol (20-fach) und Ameisensäure (5-fach, Abb. 1) unter identischen milden Bedingungen bei Verwendung eines Ru-Pincerkomplexes ($[\text{Ru}(\text{H})(\text{CO})\text{Cl}(\text{PNPPH})]$) als Katalysator.

Diese unerwarteten Ergebnisse veranlassten uns, den Mechanismus der MF-Dehydrierung eingehender zu untersuchen, einschließlich NMR-Untersuchungen, Röntgenanalysen der Keyspezies sowie DFT-Berechnungen. Im Allgemeinen kann die Dehydrierung von MF über zwei Wege erfolgen: (a) direkte Dehydrierung von MF oder (b) durch MF-Hydrolyse, gefolgt von Dehydrierung von Ameisensäure und Methanol.

Die durchgeführten mechanistischen Untersuchungen, KIE-Messungen, DFT-Berechnungen, Kristallisation des Zwischenprodukts $[\text{H-Ru-OCOOCH}_3]$, NMR-Studien und zeitaufgelöste Produktanalysen, belegen einen direkten MF-Dehydrierungsweg gemäß dem in Abb. 2 dargestellten katalytischen Zyklus: Unter basischen Bedingungen findet zunächst die Bildung der aktiven Spezies I statt, die nach nukleophilem Angriff von MF, Hydridtransfer und H_2 -Eliminierung zum Keyzwischenprodukt II führt. Nach Freisetzung von CO_2 wird der Komplex III gebildet. Anschließend erfolgt die Dehydrierung der Methoxy- und Ameisensäuregruppe und schließlich wird der aktive Katalysator I regeneriert. Darüber hinaus können I oder II aus III oder IV durch Ligandenaustausch bzw. durch MeOH -unterstützte MF-Bildung entstehen.

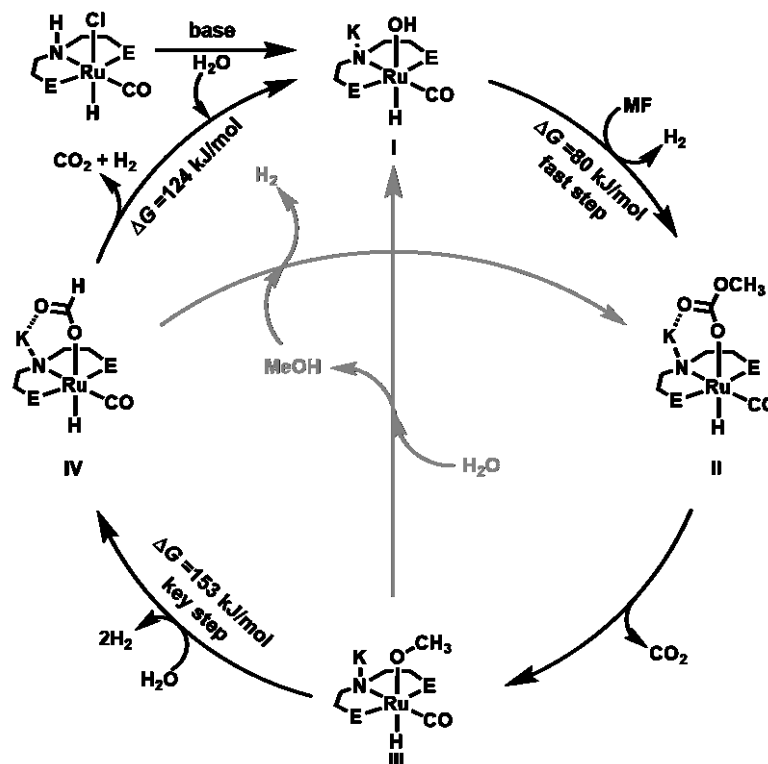


Abb. 2: Mechanismusvorschlag für die direkte MF-Dehydrierung unter Einbeziehung der Keyspezies $[\text{H-Ru-OCOOCH}_3]$

Um die vollständige Freisetzung des Wasserstoffs aus MF (vier Mol Wasserstoff pro Mol MF, Glg. 1) zu prüfen und die Stabilität unseres Katalysatorsystems zu demonstrieren, haben wir mehrere aufeinanderfolgende Runs der MF-Dehydrierung und Gasfreisetzung unter Verwendung von 84 mmol MF und 168 mmol H₂O durchgeführt. Da die Dehydrierungsreaktion in einem geschlossenen System einen Gleichgewichtszustand erreicht, wurden die gebildeten Gase nach Erreichen eines Druckplateaus freigesetzt. Die Volumina und die Gaszusammensetzung wurden nach jedem Durchlauf gemessen. Das Katalysatorsystem war für >25 aufeinanderfolgende Läufe stabil, was zu einer Gasfreisetzung von >4,3 l mit 2,5 l (103 mmol) H₂ führte. Das entspricht einer KatalysatorTON von >25.000. In einem weiteren Langzeitexperiment wurden insgesamt >9,4 l Gas mit 60 % H₂-Ausbeute (241 mmol), bezogen auf MF (100 mmol, 6,1 mL), freigesetzt. Das Verhältnis von H₂ zu CO₂ betrug 1,7/1, was nahezu dem erwarteten Verhältnis (H₂/CO₂ = 2/1) für die wässrige MF- Reformierung entspricht. Neben der kontinuierlichen Bereitstellung von Wasserstoff bei niedrigem Druck kann MF auch für die schnelle Erzeugung von Hochdruckwasserstoff eingesetzt werden, was insbesondere für Verbrennungs- oder Elektromotoren von Interesse ist. So führte die Verwendung von 310 mmol MF in Gegenwart von nur 6,5 ppm Katalysator [Ru(H)(CO)Cl(PNMePiPr)] zu einem Druck von 70 bar (2 h) bzw. 128 bar (10 h). Dies entspricht einer Katalysatorumsatzzahl TON(H₂) von >107.000 und einer Katalysatorumsatzfrequenz TOF(H₂)_{max} von >44.000 h⁻¹. Bemerkenswert ist, dass CO bei dieser Reaktion nicht nachweisbar war (Nachweisgrenze 10 ppm) und der erzeugte Wasserstoff somit auch direkt in PEM-Brennstoffzellen verwendet werden kann.

Neben MF bietet sich ein weiteres Derivat der Ameisensäure als Speichermedium für Wasserstoff an: Formamid. [2] Dieses System wird ebenfalls im Vortrag vorgestellt.

LITERATURVERZEICHNIS

- [1] R. Sang, Z. Wei, Y. Hu, E. Alberico, D. Wei, X. Tian, P. Ryabchuk, A. Spannenberg, R. Razzaq, R. Jackstell, J. Massa, P. Sponholz, H. Jiao, H. Junge, M. Beller, *Nature Catal.* 2023, 6, 543-550; Methyl formate as a hydrogen energy carrier.
- [2] D. Wei, X. Shi, H. Junge, C. Du, M. Beller, *Nature Commun.* 2023, 14:3726; Carbon neutral hydrogen storage and release cycles based on dual-functional role of formamides.



Methyl formate as a hydrogen energy carrier

Received: 13 August 2022

Accepted: 11 April 2023

Published online: 22 June 2023

Check for updates

Rui Sang^{1,5}, Zhihong Wei^{2,5}, Yuya Hu^{1,5}, Elisabetta Alberico^{1,2}, Duo Wei¹, Xinxin Tian², Pavel Ryabchuk¹, Anke Spannenberg¹, Rauf Razaq¹, Ralf Jackstell¹, Jonas Massa⁴, Peter Sponholz⁴, Haljun Jiao¹✉, Henrik Junge¹✉ & Matthias Beller¹✉

The use of renewable energy is central for the realization of a circular economy, which is essential for further global economic development. In this background, hydrogen storage materials play an important role. Here we propose a previously overlooked, industrially available bulk chemical (methyl formate, MF) as an efficient and practical hydrogen storage material. Utilizing appropriate catalysts, hydrogen production from MF is significantly faster than with other established chemical hydrogen carriers, such as formic acid and methanol, under very mild conditions. The optimized MF dehydrogenation system presented here is highly active (maximum turnover frequency (TOF_{max}) > 44,000 h^{-1} and turnover number > 100,000) and selective (CO undetectable). Moreover, the solvent-free MF dehydrogenation demonstrates its application potential. Here we show the dehydrogenation reaction of MF. We expect that these insights will serve as an inspiration for the development of alternative energy materials and new catalytic transformations.

The improvement of our current energy technologies in terms of sustainability for future human development represents one of the global challenges of the twenty-first century^{1,2}. With the aim of replacing fossil fuels and decreasing the anthropogenic emissions of CO_2 , worldwide efforts to utilize renewable energy are currently under way. Both the Paris and more recent Glasgow Agreements aim to avoid global warming and mitigate climatic changes via net-zero CO_2 emissions. The necessary paradigm shift of our present energy system can be achieved through the transformation of renewable wind, solar or hydro power to better storable chemical fuels^{3,4}. In this respect, hydrogen is considered to be a promising chemical energy carrier⁵ that could be produced from renewable resources, for example, via electrochemical water splitting^{6,7}. Indeed, the global hydrogen market is expected to reach around US\$700 billion by 2050^{8,9}. However, its chemical and physical properties, for example, its low volumetric energy content at ambient conditions (0.0023 kWh l^{-1}), its flammability and its explosive nature in oxygen-containing mixtures make its handling, storage and transportation cumbersome, energy-intensive and expensive, especially for long-term/long-distance applications^{10–13}. Both the development of a

chemical hydrogen economy and the exploration/discovery of alternative hydrogen energy carriers thus continue to attract a substantial amount of attention^{14–26}.

An ideal chemical hydrogen source should fulfil the following requirements: it should have high gravimetric and volumetric energy density, low toxicity, fit the present infrastructure, be practical in terms of handling and transportation, and the hydrogen should be cost- and energy-efficient to store as well as release. However, none of the current chemical hydrogen carriers fulfil all these prerequisites. For example (Fig. 1a), methanol²² (MeOH) and ammonia²⁷ are available on a bulk scale and possess a high hydrogen content, but they are classified as toxic and flammable according to the globally harmonized system of classification and labelling of chemicals (GHS^{EC}) of the United Nations (Fig. 1d)²⁸. Liquid organic hydrogen carriers (LOHCs)²⁹ based on arenes have medium hydrogen densities (5.8–7.3 wt%) and can be easily handled, but are less available and have toxicity problems (Fig. 1d). Formic acid (FA)¹⁷ is directly available from CO_2 , has favourable thermodynamic data (Fig. 1c) and can be easily dehydrogenated even under ambient conditions, but it has a

¹Leibniz-Institut für Katalyse, Rostock, Germany. ²Institute of Molecular Science, Key Laboratory of Materials for Energy Conversion and Storage of Shanxi Province, Key Laboratory of Chemical Biology and Molecular Engineering of Ministry of Education, Shanxi University, Taiyuan, P. R. China. ³Istituto di Chimica Biomolecolare, Consiglio Nazionale delle Ricerche, Sassari, Italy. ⁴APEX Energy Teterow GmbH, Rostock-Laage, Germany. ⁵These authors contributed equally: Rui Sang, Zhihong Wei, Yuya Hu. ✉ e-mail: haijun.jiao@catalsys.de; henrik.junge@catalsys.de; matthias.beller@catalsys.de

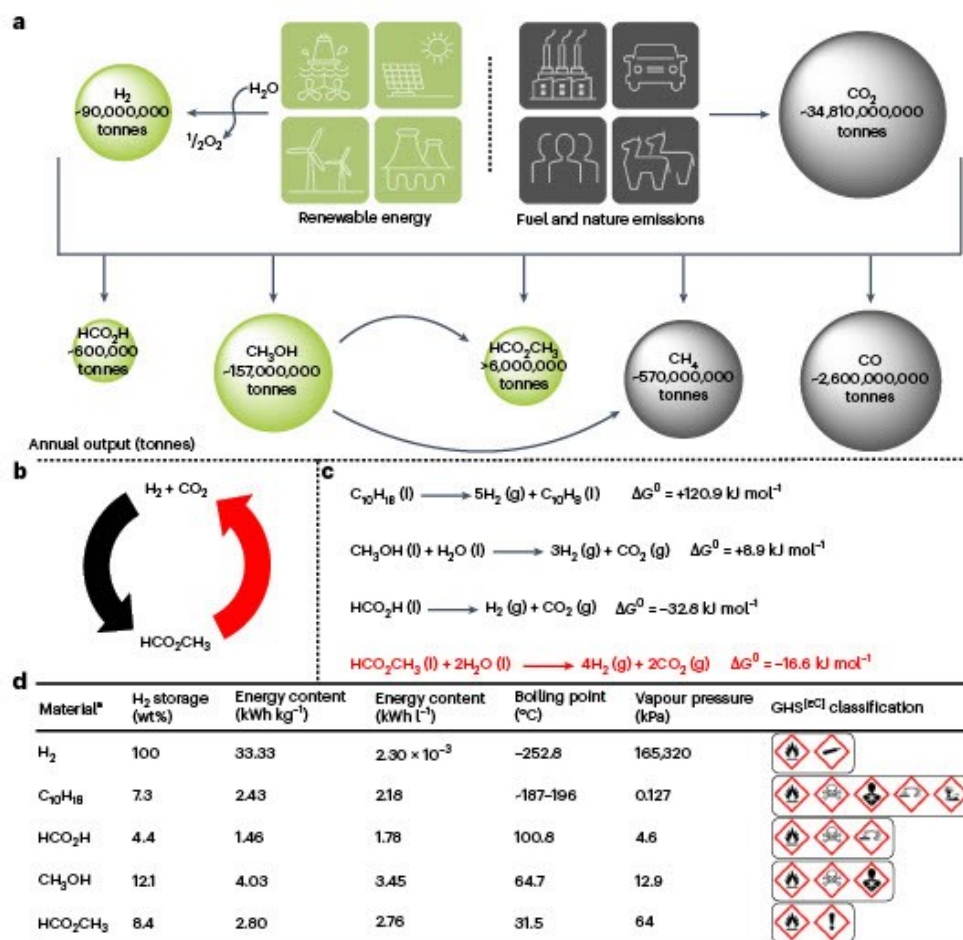


Fig. 1 | Selected hydrogen energy systems. **a**, Energy carriers based on CO₂ (the values in tonnes represent annual output from industry and nature emission). **b**, Using MF as a chemical hydrogen energy carrier (red indicates this work).

c, Selected catalytic dehydrogenation reactions (red indicates this work).

d, Properties of different hydrogen energy carriers. ^aThe data are based on the actual dehydrogenation chemical equations in **c**.

low hydrogen content (<5 wt%) and is corrosive (Fig. 1d). This means that there is still strong interest in new practical hydrogen vectors that avoid the abovementioned problems. Methyl formate (MF) drew our particular attention. As shown in Fig. 1d, MF has a hydrogen storage capacity (8.4 wt%) between those of MeOH (12.1 wt%) and FA (4.4 wt%) and comparable to other LOHCs. More specifically, the volumetric energy density of MF is equivalent to pressurized hydrogen at 1,200 bar. Notably, its dehydrogenation is thermodynamically favoured compared to other hydrogen carriers, except FA (Fig. 1c). Furthermore, MF is classified as non-toxic, non-irritating and non-corrosive (Fig. 1d), and it can easily be transported, refuelled and handled. At present, MF is produced industrially from MeOH carbonylation, and the global capacity of MF was >6 million metric tonnes per annum in 2016^{30,31}. In recent years, many research groups, including industry, have demonstrated the possibility of accessing MF through the hydrogenation of CO₂ in the presence of MeOH, which can also be generated utilizing CO₂ (refs. 32–41). Overall, this will allow for sustainable MF synthesis.

Taking all these facts into account, MF seems to be a promising hydrogen carrier, although, surprisingly, and to the best of our knowledge, it has not been proposed or described for this purpose yet. In addition, no precedent for MF dehydrogenation has been reported before (Fig. 1b).

Results

Catalytic MF dehydrogenation

Hydrogen generation from MF is possible in the presence of a number of ruthenium pincer catalysts, as found in previous works on FA and MeOH dehydrogenation^{17,21,22,42–45}. Among the tested catalysts (Table 1; for gas evolution curves see Supplementary Table 2), complexes **C1–C5**, including commercial ones, showed high productivity, with a hydrogen turnover number (TON(H₂)) of up to 21,500, and high activity, with a hydrogen turnover frequency (TOF(H₂)) of up to 8,300 h⁻¹. It is noteworthy that the CO content in the produced gas was <10 ppm when using **C1–C5**, which indicates a highly selective conversion of MF to hydrogen and CO₂. **C2** was chosen as the catalyst for further investigation due to its good performance and commercial availability. The reaction parameters, such as the amount of water, solvent, type and amount of base, and reaction temperature were studied in more detail (Supplementary Tables 3–7). First, the amount of water was varied (Supplementary Table 3), finding an optimal water range of 2–4 equiv. to MF. Notably, an insufficient amount of water led to more CO generation. Second, with the exception of acetonitrile, the use of co-solvents, such as tetrahydrofuran (THF), dioxane, *N,N*-dimethyloctylamine (DMOA) and dimethylformamide (DMF), provided similar hydrogen volumes (Supplementary Table 4). Regarding the base, KOH, NaOH, CsOH, K₂HPO₄ and K₃PO₄ are all appropriate for MF dehydrogenation;

Table 1 | Ru-catalysed MF dehydrogenation

Entry	Cat.	Δp (bar)	V (ml)	H ₂ /CO ₂ (%)	CO (ppm)	TON(H ₂)	TOF(H ₂) _{max} (h ⁻¹)
1	C1	37.4	3,540	58:42	<10	20,968	5,286
2	C2	38.1	3,645	58:42	<10	21,590	5,677
3	C3	33.9	3,163	58:42	<10	19,058	3,643
4	C4	36.9	3,488	57:43	<10	20,304	4,312
5	C5	38.0	3,564	57:43	Undetectable	20,746	8,376
6	C6	17.3	1,542	57:43	227	8,976	4,171
7	C7	3.9	230	56:44	2,672	1,315	408
8	C8	20.0	1,768	57:43	270	10,292	1,999
9	–	2.1	36	65:33	18,684	–	–

General conditions: under an Ar atmosphere, in a 100-ml autoclave, 4 μ mol Ru-catalyst (0.005 mol%, 48 ppm), 10 mmol KOH (0.561 g), 10.0 ml of triglyme, 84 mmol MF (5.2 ml), 168 mmol H₂O (3.0 ml), 90 °C and 20 h. The autoclave was cooled to room temperature and the pressure was carefully released to a manual burette. The content of the gas phase was analysed by GC. Additionally, captured CO₂ was collected in a burette by adding an aqueous solution of HCl to the reaction mixture. All experiments were performed at least twice, and the average gas pressures and values are shown with standard deviations <5%.

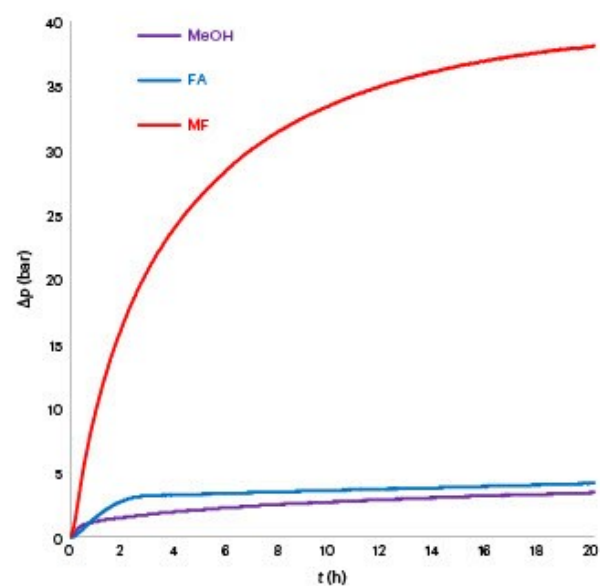
among these, KOH and K₃PO₄ performed best (Supplementary Table 5). Varying the amount of KOH in the range 0–60 mmol revealed an optimal range of 10–40 mmol, which also showed the necessity of the base (Supplementary Table 6). Finally, the reaction temperature was varied from 23 °C to 110 °C (Supplementary Table 7). A temperature between 90 °C and 100 °C led to the best gas evolution, with a CO content below 10 ppm. Notably, MF dehydrogenation is possible even at room temperature. In summary, using MF as a hydrogen carrier allows for hydrogen release under a variety of conditions, which makes it attractive for a number of applications.

Next, we compared the gas evolution rate using MF with established hydrogen energy carriers. MeOH and FA were dehydrogenated under identical mild conditions (Fig. 2). Remarkably, the initial gas evolution rate using MF is five times faster than that with FA and 20 times faster than with MeOH. These unexpected results prompted us to conduct a more in-depth study of the mechanism of MF dehydrogenation.

Mechanistic Investigations of MF dehydrogenation

First, the rate of MF dehydrogenation was studied systematically at temperatures between 60 and 90 °C. A linear Arrhenius plot was generated, resulting in an estimated activation energy, E_a , of 65 kJ mol⁻¹ (Fig. 3a). To understand the initial activation step for MF, H₂O was replaced by D₂O, and a secondary kinetic isotope effect (KIE) of $k_H/k_D = 1.40$ was observed (Fig. 3b, entry 2). Notably, a similar KIE ($k_H/k_D = 1.59$) was found when using DCOOCH₃ instead of HCOOCH₃ (Fig. 3b, entry 3). A slightly higher KIE ($k_H/k_D = 1.80$) was obtained with the combination of DCOOCH₃ and D₂O (Fig. 3b, entry 4). These KIE

measurements indicate that the formyl C–H group in MF can be more easily activated compared to the C–H bonds (KIE > 2) in other established hydrogen carriers (MeOH, FA and other LOHCs)^{16,17,21,24,46–49}. To understand this special reactivity, the details of MF dehydrogenation on a molecular level were derived from density functional theory (DFT) calculations. As shown in Fig. 3c and Supplementary Figs. 4–7, starting from the active [KRu–OH] complex with nucleophilic attack of MF, intermediate [KRu–O(H)CHOOCH₃] is generated through transition state **TS-MF-OH_K**. After that, hydrogen evolution might occur via two routes: MF direct dehydrogenation (Fig. 3c, red) or MF hydrolysis followed by dehydrogenation (Fig. 3c, blue). In the direct dehydrogenation case, H₂ release proceeds through **TS-CH_K** with a free energy barrier of 80 kJ mol⁻¹ to form the intermediate [KRu–OCOOCH₃], followed by CO₂ release through **TS-CO_{2,K}** to generate the intermediate [KRu–OCH₃]. The alternative MF hydrolysis route resulting in [KRu–OOCH] and CH₃OH formation via transition state **TS-CO_K** has a free energy barrier of 46 kJ mol⁻¹. The following CO₂ and H₂ release via decomposition of [KRu–OOCH] is determined by **TS-H₂/H₂O_K** with a free energy barrier of 124 kJ mol⁻¹, which also leads to the same intermediate [KRu–OCH₃]. Based on these calculations, we propose that H₂ and CO₂ are generated by a direct MF dehydrogenation pathway via the [KRu–OCOOCH₃] intermediate rather than [KRu–OOCH] due to the substantially lower effective energy barrier than that of the MF hydrolysis route (80 versus 124 kJ mol⁻¹). Although the formation of [KRu–OOCH] via the MF hydrolysis route is more favourable than the formation of [KRu–OCOOCH₃] via the MF direct dehydrogenation route, both thermodynamically and kinetically, the release of



General conditions: under Ar atmosphere in a 100-ml autoclave, 4 μmol **C2** catalyst (2.4 mg), 10 mmol KOH (0.561 g), 10.0 ml triglyme, 168 mmol H_2O (3.0 ml), 84 mmol substrate, 90 °C and 20 h.

Fig. 2 | Comparison of MeOH, FA and MF dehydrogenation. Plot of gas evolution (top) and details of the different hydrogen energy carriers and reaction conditions (bottom).

H_2 is the driving force for $[\text{KRu}-\text{OCOOCH}_3]$ formation. Moreover, the decomposition of $[\text{KRu}-\text{OCOOCH}_3]$ is kinetically more favoured than that of $[\text{KRu}-\text{OOCH}]$ (54 versus 124 kJ mol^{-1}). By using the Eyring and Arrhenius equations, the activation energies were calculated based on enthalpy barriers (Supplementary Fig. 7). As shown in Supplementary Table 10, the calculated E_a via the direct dehydrogenation mechanism ($E_a = 61 \text{ kJ mol}^{-1}$) matches the experimentally obtained value of 65 kJ mol^{-1} , which is much lower than that via MF hydrolysis route ($E_a = 121 \text{ kJ mol}^{-1}$). Furthermore, the dehydrogenation of $[\text{KRu}-\text{OCH}_3]$ (free energy barrier of 153 kJ mol^{-1}) is more difficult compared to hydrogen release from $[\text{KRu}-\text{OCOOCH}_3]$. Detailed DFT calculations for MF dehydrogenation in the absence of a base showed the same trend that the direct MF dehydrogenation pathway is more favourable than the MF hydrolysis route (95 versus 129 kJ mol^{-1}), but the effective energy barrier is higher than that under basic conditions by 15 kJ mol^{-1} (Supplementary Figs. 8–11). This is also qualitatively consistent with the experimental results (Supplementary Table 6 entries 1, 3 and 9) that the volume of released H_2 ($V(\text{H}_2)$) for MF as educt in the presence of a base is higher than without a base (3,645 versus 1,820 and 1,980 ml), as well as for HCOOH (359 ml) or MeOH (311 ml) as educts in the presence of a base (Fig. 2 and Supplementary Table 8).

According to the DFT calculations, both $[\text{K}-\text{Ru}-\text{OCOOCH}_3]$ (in the presence of base) and $[\text{H}-\text{Ru}-\text{OCOOCH}_3]$ (base-free conditions) are thermodynamically stable intermediates in the proposed direct MF dehydrogenation pathway. Indeed, it was possible to obtain crystals of the corresponding $[\text{H}-\text{Ru}-\text{OCOOCH}_3]$ complex that were suitable for X-ray analysis (Fig. 3d). When performing the MF dehydrogenation with this defined complex, a pressure curve was observed that is similar

to the one using precursor **C1**, supporting the existence of such active intermediates (Fig. 3e).

To detect other reaction intermediates and further verify the mechanism, a detailed NMR study of MF dehydrogenation was performed. The neutral complex $[\text{H}-\text{Ru}-\text{OH}]$ was prepared by mixing complex **C1** with $t\text{BuOK}$, followed by celite filtration and adding H_2O (Supplementary Fig. 25). Stoichiometric amounts of ^{13}C -labelled MF ($\text{H}^{13}\text{CO}_2\text{CH}_3$) were then added, and the reaction mixture was analysed by NMR (Supplementary Fig. 34). In agreement with the calculations, the thermodynamically most stable intermediates $[\text{H}-\text{Ru}-\text{OO}^{13}\text{CH}]$ and $[\text{H}-\text{Ru}-\text{O}^{13}\text{COOCH}_3]$ were detected as major products. In addition, $^{13}\text{CO}_2$, $\text{H}^{13}\text{CO}_2\text{CH}_3$, $\text{HCO}_2^{13}\text{CH}_3$, $\text{H}^{13}\text{CO}_2^{13}\text{CH}_3$, HCO_2CH_3 , $^{13}\text{CH}_3\text{OH}$ and CH_3OH were all observed in solution as well as H_2 in the gas phase after the reaction (Supplementary Figs. 30–33). The various ^{13}C -labelled products are explained by the reversible hydrogenation and dehydrogenation reactions, which formally lead to a scrambling of ^{13}C among MF and MeOH (ref. 50). Interestingly, complex $[\text{H}-\text{Ru}-\text{OCH}_3]$, which was assumed to be an important intermediate, was undetectable in the reaction mixture. To understand this observation, a stoichiometric experiment utilizing complex $[\text{H}-\text{Ru}-\text{OCH}_3]$ was performed at room temperature (Supplementary Fig. 35). After adding H_2O , complex $[\text{H}-\text{Ru}-\text{OH}]$ was detected as well as $[\text{H}-\text{Ru}-\text{OCH}_3]$. Both complexes disappeared immediately upon further addition of MF, resulting in the immediate formation of complexes $[\text{H}-\text{Ru}-\text{OOCH}]$ and $[\text{H}-\text{Ru}-\text{OCOOCH}_3]$ (Supplementary Fig. 42). All these NMR studies are in good agreement with the DFT calculations and strongly support the proposed direct MF dehydrogenation pathway.

Finally, a time-resolved analysis of the reaction revealed the consumption of a significant amount of MF (23%), even during the initial heating from room temperature to 90 °C, leading to H_2 , CO_2 , MeOH and FA/formate (Fig. 4a). During this period, the pH changed from 10.9 to 7.4 and then remained constant between 6.8 and 7.6 due to the formation of a buffer system. With ongoing reaction, MF was continuously consumed and the amounts of hydrogen, CO_2 and MeOH were further increased. A maximum amount of FA/formate was detected between 1 and 5 h.

All the mechanistic investigations, including KIE measurements, DFT calculations, crystallization of intermediate $[\text{H}-\text{Ru}-\text{OCOOCH}_3]$, NMR studies and time-resolved analysis, agree with the catalytic cycle shown in Fig. 4b. Initially, under basic conditions, formation of the active species **I** takes place, which, after nucleophilic attack of MF, hydride transfer and H_2 elimination, leads to key intermediate **II**. After release of CO_2 , complex **III** is formed. Subsequently, methoxy and formate group dehydrogenation occur and finally the active catalyst **I** is regenerated. In addition, **I** or **II** can be formed from **III** or **IV** by ligand exchange or via MeOH-assisted MF formation, respectively.

In general, by using 1 mol aqueous MF as a hydrogen carrier, up to four moles of hydrogen and two moles of CO_2 can be generated (Fig. 1c, equation in red). To prove this, and to demonstrate the stability of our catalyst system, we performed several consecutive runs of MF dehydrogenation and gas release by applying 84 mmol MF/168 mmol H_2O (Supplementary Table 19). As the dehydrogenation reaction reaches an equilibrium state in a closed system, the formed gases were released after reaching a pressure plateau. The volumes and gas constitution were measured after each run. The catalyst system was stable for more than 25 consecutive runs, resulting in a gas release of >4.3 l that contained 2.5 l (103 mmol) H_2 , corresponding to a catalyst TON of >25,000. In an additional long-term experiment, >9.4 l of gas, overall, was released, with 60% H_2 yield (241 mmol) based on MF (100 mmol, 6.1 ml; Supplementary Table 20). The detected ratio of H_2 to CO_2 was 1.7:1, which is near the expected ratio ($\text{H}_2/\text{CO}_2 = 2:1$) for MF aqueous reforming as in Fig. 1c. Apart from a continuous supply of hydrogen at low pressure, MF can be used advantageously for the rapid generation of high-pressure

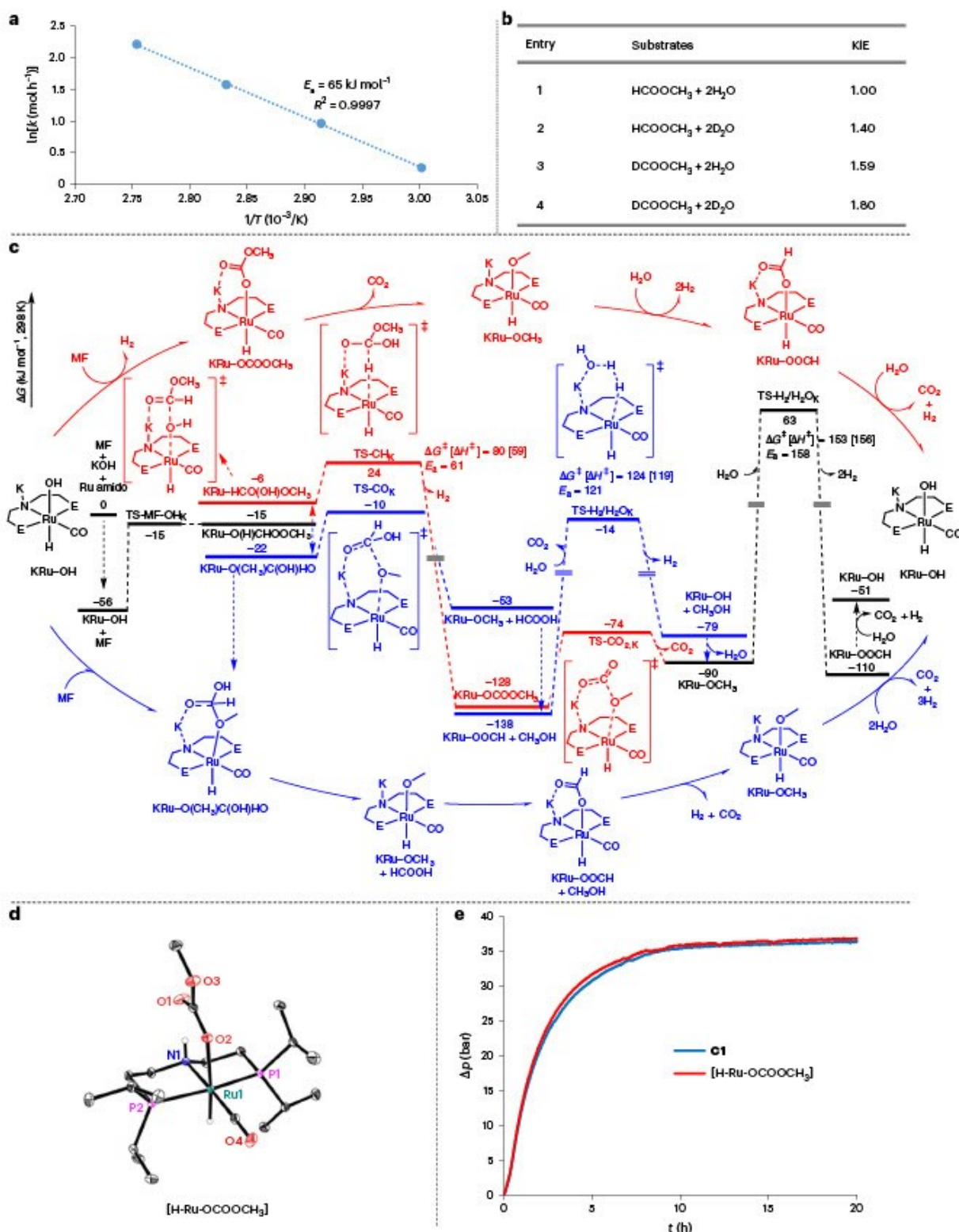


Fig. 3 | Mechanistic investigations of MF dehydrogenation. **a**, Arrhenius plot. **b**, KIE data. For the curve slopes, see Supplementary Table 9. **c**, Molecular details of the DFT calculations. E, PPh₃. Red colour route: MF direct dehydrogenation. Blue colour route: MF hydrolysis followed by dehydrogenation. **d**, Solid-state

structure of the key intermediate [H-Ru-OCOOCH₃] without carbon-bound hydrogen atoms. The displacement ellipsoids correspond to 30% probability. **e**, Dehydrogenation comparison using the intermediate crystal [H-Ru-OCOOCH₃] and its corresponding catalyst precursor C1.

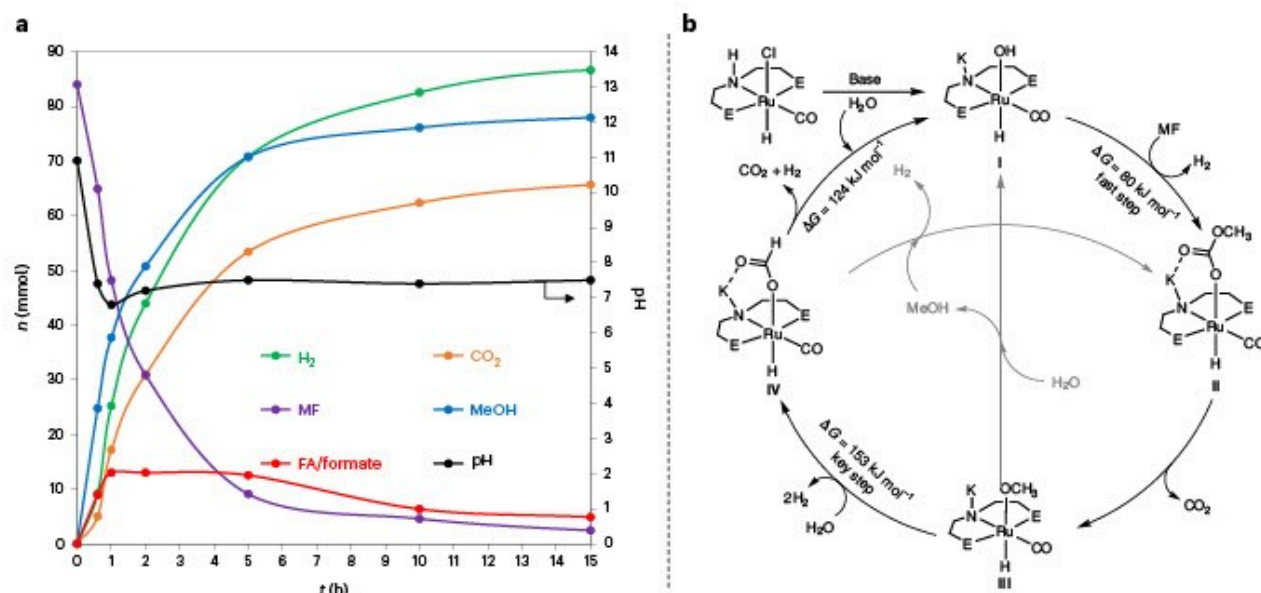


Fig. 4 | Mechanistic investigations of MF dehydrogenation. a, Time course study of compound distribution in MF dehydrogenation. **b**, The proposed catalytic cycle of MF dehydrogenation.

hydrogen, which is of specific interest for combustion or electric engines⁵¹. Using 310 mmol MF in the presence of only 6.5 ppm of catalyst **C5** resulted in a remarkable pressure (70 bar (2 h) and 128 bar (10 h)) (Supplementary Table 21). This corresponds to a catalyst TON(H₂) of >107,000 and TOF(H₂)_{max} of >44,000 h⁻¹. Notably, CO was undetectable in this reaction (Supplementary Fig. 45) and the produced hydrogen could be used directly⁵². Finally, directly using a mixture of the educts MF and H₂O, solvent-free dehydrogenation was performed in a closed autoclave (Supplementary Table 22). Remarkably, a pressure of more than 75 bar was obtained due to gas evolution in the presence of KOH and 25-ppm Ru-catalyst with TON(H₂) > 16,871.

In conclusion, we propose MF as a hydrogen storage material that allows for a carbon-neutral hydrogen energy cycle. Due to its physical and chemical properties, MF complements currently discussed chemical energy carriers. It is available as a multi-million-tonne-scale annual output, has good hydrogen density and is classified as non-toxic, non-irritating and non-corrosive (Fig. 1d). Furthermore, MF can be easily transported, refueled and handled. In the presence of an appropriate catalyst system, the gas evolution from aqueous MF reforming proceeds five times faster than with FA and 20 times faster than with aqueous MeOH under identical mild conditions. The developed optimal Ru-pincer complex for MF dehydrogenation is highly selective (CO undetectable) and highly active, with TOF(H₂)_{max} > 44,000 h⁻¹ and TON(H₂) > 100,000. Moreover, solvent-free MF dehydrogenation also demonstrates its application potential. Hydrogen generation from MF proceeding by this mechanism is supported by KIE measurements, DFT calculations and X-ray crystal structure and NMR studies.

Methods

Materials and characterization methods

All catalytic experiments were carried out under an Ar or N₂ gas atmosphere with exclusion of air. All liquid reagents were degassed or distilled before use and stored under Ar. All liquid reagents were protected by Ar after distillation or degassed with three freeze-thaw cycles using liquid N₂. Chemicals were purchased from Aldrich, TCI, Alfa, Fisher Chemical, Abcr, Deutero, Eurisotop and Cambridge

Isotope Laboratories. Catalysts **C1–C4**, **C6** and **C7** were purchased from Stem Chemicals. Catalyst **C5** was synthesized according to the procedure reported in ref. 42. Catalyst **C8** was synthesized according to the procedure reported in ref. 53. Air- and moisture-sensitive syntheses were performed under an Ar atmosphere in heating-gun vacuum-dried glassware. The liquid and solid products were characterized by ¹H NMR, ¹³C NMR and ³¹P NMR spectroscopy. The NMR spectra were recorded on Bruker Avance 300 (300 MHz) or 400 (400 MHz) NMR spectrometers. Quantitative ¹³C NMR measurements were performed with a Bruker AV400-MHz spectrometer, and the analysis time for each sample was no less than 1.5 h. MestReNova (version 14.0.1-23559) was used for interpreting and processing the NMR spectra. Gas chromatography (GC) analysis was performed on an Agilent Technologies 7890A GC system (HP Plot Q/FID, hydrocarbons, Carboxen/TCD, permanent gases; Ar carrier gas), with a CO quantification limit of 78 ppm, and on an Agilent Technologies 7890AGC system (HP Plot Q/FID, hydrocarbons, Carboxen/TCD, permanent gases; He carrier gas), with a CO quantification limit of 10 ppm. pH values were measured on a laboratory digital pH meter (Mettler Toledo AG, SevenEasy pH 8603) at room temperature (24 °C).

Calculation of the hydrogen volume, mole, yield, TON and TOF

The GC was calibrated with certified commercially available gas mixtures. GC samples were taken from the collected gas in the burette after every reaction to obtain the hydrogen percentage (GC_{H₂}) and CO₂ percentage (GC_{CO₂}) in the total gas. The amounts of H₂ and CO₂ (n) in mmol were calculated according to

$$n_{\text{H}_2} = \frac{V_{\text{gas}} \times \text{GC}_{\text{H}_2}}{V_{\text{m,H}_2,25^\circ\text{C}}} \quad (1)$$

$$n_{\text{CO}_2} = \frac{V_{\text{gas}} \times \text{GC}_{\text{CO}_2}}{V_{\text{m,CO}_2,25^\circ\text{C}}} \quad (2)$$

The H₂ TON and TOF were calculated by

$$\text{TON}_{\text{H}_2} = \frac{n_{\text{H}_2}}{n_{\text{cat}}} \quad (3)$$

$$\text{TOF}_{\text{H}_2} = \frac{n_{\text{H}_2}}{n_{\text{cat}} \times t} \quad (4)$$

where V_{gas} is the gas volume corrected by the blank volume, and the calculation of standard gas molar volume $V_{\text{m,H}_2,25^\circ\text{C}}$ and $V_{\text{m,CO}_2,25^\circ\text{C}}$ were carried out using

$$V_{\text{m,H}_2,25^\circ\text{C}} = \frac{RT}{p} + b - \frac{a}{RT} = 24.48 \text{ l mol}^{-1} \quad (5)$$

$$V_{\text{m,CO}_2,25^\circ\text{C}} = \frac{RT}{p} + b - \frac{a}{RT} = 24.36 \text{ l mol}^{-1} \quad (6)$$

where $R = 8.3145 \text{ m}^3 \text{ Pa mol}^{-1} \text{ K}^{-1}$, $T = 298.15 \text{ K}$, $p = 101,325 \text{ Pa}$, $a(\text{H}_2) = 24.7 \times 10^{-3} \text{ Pa m}^6 \text{ mol}^{-2}$, $a(\text{CO}_2) = 36.5 \times 10^{-2} \text{ Pa m}^6 \text{ mol}^{-2}$, $b(\text{H}_2) = 26.6 \times 10^{-6} \text{ m}^3 \text{ mol}^{-1}$ and $b(\text{CO}_2) = 42.7 \times 10^{-6} \text{ m}^3 \text{ mol}^{-1}$.

General measurement of MF dehydrogenation

All experiments were performed under an inert atmosphere (N_2 or Ar) with exclusion of air. An amount of one Ru-catalyst with a defined amount of base was added in an autoclave (pressure tube) under an ice bath, followed by certain amount of solvent, MF and H_2O injected by syringe. Next, the autoclave was flushed with N_2 (5 bar) and the pressure was released three times. The reaction was performed at a set temperature for a certain number of hours. The autoclave was then cooled using an ice-bath, and the pressure was carefully released through a room-temperature (25°C) condenser (the water temperature was controlled by a thermostat) to a manual burette to obtain the gas volume. The gas was analysed by GC. Additional CO_2 was collected via burette by adding HCl aqueous solution to the reaction liquid phase.

Data availability

All data generated or analysed during this study are included in this article and the corresponding Supplementary Information data files. Crystallographic data for the structure reported in this article have been deposited at the Cambridge Crystallographic Data Centre, under deposition number CCDC 2162048. Copies of the data can be obtained free of charge via <https://www.ccdc.cam.ac.uk/structures/>. All other data are available from the authors upon reasonable request.

References

1. Armaroli, N. & Balzani, V. The future of energy supply: challenges and opportunities. *Angew. Chem. Int. Ed.* **46**, 52–66 (2007).
2. Balzani, V. & Armaroli, N. *Energy for a Sustainable World: From the Oil Age to a Sun-Powered Future* (Wiley, 2010).
3. Johansson, T. B., Patwardhan, A. P., Nakićenović, N. & Gomez-Echeverri, L. *Global Energy Assessment: Toward a Sustainable Future* (Cambridge Univ. Press, 2012).
4. Obama, B. The irreversible momentum of clean energy. *Science* **355**, 126–129 (2017).
5. Marks, T. J. et al. Catalysis research of relevance to carbon management: progress, challenges and opportunities. *Chem. Rev.* **101**, 953–996 (2001).
6. Roger, I., Shipman, M. A. & Symes, M. D. Earth-abundant catalysts for electrochemical and photoelectrochemical water splitting. *Nat. Rev. Chem.* **1**, 0003 (2017).
7. Schneidewind, J., Cordero, M. A. A., Junge, H., Lochbrunner, S. & Beller, M. Two-photon, visible light water splitting at a molecular ruthenium complex. *Energy Environ. Sci.* **14**, 4427–4436 (2021).
8. *Hydrogen Economy Outlook* (Bloomberg Finance, 2020).
9. *A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe*. Report No. 52020DC0301 (European Commission, 2020); <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/GA/ALL/?uri=CELEX:52020DC0301>
10. Zhou, L. Progress and problems in hydrogen storage methods. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **9**, 395–408 (2005).
11. Eberle, U., Felderhoff, M. & Schüth, F. Chemical and physical solutions for hydrogen storage. *Angew. Chem. Int. Ed.* **48**, 6608–6630 (2009).
12. Niaz, S., Manzoor, T. & Pandith, A. H. Hydrogen storage: materials, methods and perspectives. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **50**, 457–469 (2015).
13. Kumar, A., Daw, P. & Milstein, D. Homogeneous catalysis for sustainable energy: hydrogen and methanol economies, fuels from biomass, and related topics. *Chem. Rev.* **122**, 385–441 (2022).
14. Stavila, V. et al. Nanostructured metal hydrides for hydrogen storage. *Chem. Rev.* **118**, 10775–10839 (2018).
15. Hamilton, C. W., Baker, R. T., Staubitz, A. & Manners, I. B–N compounds for chemical hydrogen storage. *Chem. Soc. Rev.* **38**, 279–293 (2009).
16. Mellmann, D., Sponholz, P., Junge, H. & Beller, M. Formic acid as a hydrogen storage material—development of homogeneous catalysts for selective hydrogen release. *Chem. Soc. Rev.* **45**, 3954–3988 (2016).
17. Sordakis, K. et al. Homogeneous catalysis for sustainable hydrogen storage in formic acid and alcohols. *Chem. Rev.* **118**, 372–433 (2018).
18. Bai, S.-T. et al. Homogeneous and heterogeneous catalysts for hydrogenation of CO_2 to methanol under mild conditions. *Chem. Soc. Rev.* **50**, 4259–4298 (2021).
19. Onishi, N., Laurenczy, G., Beller, M. & Himeda, Y. Recent progress for reversible homogeneous catalytic hydrogen storage in formic acid and in methanol. *Coord. Chem. Rev.* **373**, 317–332 (2018).
20. Wang, W., Wang, S., Ma, X. & Gong, J. Recent advances in catalytic hydrogenation of carbon dioxide. *Chem. Soc. Rev.* **40**, 3703–3727 (2011).
21. Boddien, A. et al. Efficient dehydrogenation of formic acid using an iron catalyst. *Science* **333**, 1733–1736 (2011).
22. Nielsen, M. et al. Low-temperature aqueous-phase methanol dehydrogenation to hydrogen and carbon dioxide. *Nature* **495**, 85–89 (2013).
23. Onishi, N. et al. Development of effective catalysts for hydrogen storage technology using formic acid. *Adv. Energy Mater.* **9**, 1801275 (2019).
24. Kar, S., Rauch, M., Leitus, G., Ben-David, Y. & Milstein, D. Highly efficient additive-free dehydrogenation of neat formic acid. *Nat. Catal.* **4**, 193–201 (2021).
25. Kothandaraman, J. et al. Efficient reversible hydrogen carrier system based on amine reforming of methanol. *J. Am. Chem. Soc.* **139**, 2549–2552 (2017).
26. Kallmeier, F. & Kempe, R. Manganese complexes for (de)-hydrogenation catalysis: a comparison to cobalt and iron catalysts. *Angew. Chem. Int. Ed.* **57**, 46–60 (2018).
27. Rossin, A. & Peruzzini, M. Ammonia–borane and amine–borane dehydrogenation mediated by complex metal hydrides. *Chem. Rev.* **116**, 8848–8872 (2016).
28. *GESTIS Substance Database* (Institut für Arbeitsschutz Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung, 2022); <https://gestis-database.dguv.de>
29. Zhu, Q.-L. & Xu, Q. Liquid organic and inorganic chemical hydrides for high-capacity hydrogen storage. *Energy Environ. Sci.* **8**, 478–512 (2015).
30. Rong, L., Xu, Z., Sun, J. & Guo, G. New methyl formate synthesis method: coal to methyl formate. *J. Energy Chem.* **27**, 238–242 (2018).
31. Kaiser, D., Beckmann, L., Walter, J. & Bertau, M. Conversion of green methanol to methyl formate. *Catalysts* **11**, 869 (2021).
32. Scott, M. et al. Methylformate from CO_2 : an integrated process combining catalytic hydrogenation and reactive distillation. *Green. Chem.* **21**, 6307–6317 (2019).

33. Federsel, C. et al. A well-defined iron catalyst for the reduction of bicarbonates and carbon dioxide to formates, alkyl formates and formamides. *Angew. Chem. Int. Ed.* **49**, 9777–9780 (2010).
34. Pazicky, M. et al. Preparing methyl formate comprises for example homogeneous-catalyzed reaction of mixture of for example hydrogen, catalyst and tertiary amine compound, phase separation of hydrogenated mixture, and extraction of catalyst residue with the compound. German patent DE102012014159A1 (2013).
35. Schieweck, B. G., Westhues, N. F. & Klankermayer, J. A highly active non-precious transition metal catalyst for the hydrogenation of carbon dioxide to formates. *Chem. Sci.* **10**, 6519–6523 (2019).
36. Corral-Perez, J. J. et al. Decisive role of perimeter sites in silica-supported Ag nanoparticles in selective hydrogenation of CO₂ to methyl formate in the presence of methanol. *J. Am. Chem. Soc.* **140**, 13884–13891 (2018).
37. Qin, S., Xin, F., Liu, Y., Yin, X. & Ma, W. Photocatalytic reduction of CO₂ in methanol to methyl formate over CuO–TiO₂ composite catalysts. *J. Colloid Interface Sci.* **356**, 257–261 (2011).
38. Chen, J., Xin, F., Qin, S. & Yin, X. Photocatalytically reducing CO₂ to methyl formate in methanol over ZnS and Ni-doped ZnS photocatalysts. *Chem. Eng. J.* **230**, 506–512 (2013).
39. Goeppert, A., Czaun, M., Jones, J.-P., Prakash, G. S. & Olah, G. A. Recycling of carbon dioxide to methanol and derived products—closing the loop. *Chem. Soc. Rev.* **43**, 7995–8048 (2014).
40. Kar, S. et al. Mechanistic insights into ruthenium–pincer-catalyzed amine-assisted homogeneous hydrogenation of CO₂ to methanol. *J. Am. Chem. Soc.* **141**, 3160–3170 (2019).
41. Kar, S., Goeppert, A. S. & Prakash, G. K. S. Integrated CO₂ capture and conversion to formate and methanol: connecting two threads. *Acc. Chem. Res.* **52**, 2892–2903 (2019).
42. Alberico, E. et al. Unravelling the mechanism of basic aqueous methanol dehydrogenation catalyzed by Ru–PNP pincer complexes. *J. Am. Chem. Soc.* **138**, 14890–14904 (2016).
43. Agapova, A., Junge, H. & Beller, M. Developing bicatalytic cascade reactions: ruthenium-catalyzed hydrogen generation from methanol. *Chem. Eur. J.* **25**, 9345–9349 (2019).
44. Gunanathan, C. & Milstein, D. Bond activation and catalysis by ruthenium pincer complexes. *Chem. Rev.* **114**, 12024–12087 (2014).
45. Wei, D., Sang, R., Sponholz, P., Junge, H. & Beller, M. Reversible hydrogenation of carbon dioxide to formic acid using a Mn–pincer complex in the presence of lysine. *Nat. Energy* **7**, 438–447 (2022).
46. Wang, Q. et al. New tricks for an old dog: Grubbs catalysts enable efficient hydrogen production from aqueous-phase methanol reforming. *ACS Catal.* **12**, 2212–2222 (2022).
47. Bielinski, E. A. et al. Base-free methanol dehydrogenation using a pincer-supported iron compound and Lewis acid Co-catalyst. *ACS Catal.* **5**, 2404–2415 (2015).
48. Wang, L. et al. Additive-free ruthenium-catalyzed hydrogen production from aqueous formaldehyde with high efficiency and selectivity. *ACS Catal.* **8**, 8600–8605 (2018).
49. Wu, Y. et al. Nonstoichiometric yttrium hydride—promoted reversible hydrogen storage in a liquid organic hydrogen carrier. *CCS Chem.* **2**, 974–984 (2020).
50. Dubey, A. & Khaskin, E. Catalytic ester metathesis reaction and its application to transfer hydrogenation of esters. *ACS Catal.* **6**, 3998–4002 (2016).
51. Fellay, C., Dyson, P. J. & Laurenczy, G. Viable hydrogen-storage system based on selective formic acid decomposition with a ruthenium catalyst. *Angew. Chem. Int. Ed.* **47**, 3966–3968 (2008).
52. Grasemann, M. & Laurenczy, G. Formic acid as a hydrogen source—recent developments and future trends. *Energy Environ. Sci.* **5**, 8171–8181 (2012).
53. Sung, K. M., Huh, S. & Jun, M. J. Syntheses of ruthenium(II) complexes containing polyphosphine ligands and their applications in the homogeneous hydrogenation. *Polyhedron* **18**, 469–479 (1999).

Acknowledgements

We acknowledge financial support from the European Union, the State of Mecklenburg-Vorpommern. Z.W. acknowledges support from the National Natural Science Foundation of China (22202123). We thank the analytical team of LIKAT (W. Baumann, S. Schareina, S. Buchholz, K. Fiedler, Dipl. Ing. A. Koch and E. F. Krake) for their kind support. We thank the engineers and technicians A. Kammer and A. Hutter for their kind support.

Author contributions

Conceptualization was provided by R.S., P.R., H. Junge and M.B. Catalytic experimental design and results analysis were carried out by R.S., Y.H. and D.W. DFT calculations were performed by Z.W., X.T. and H. Jiao. NMR studies and the SC-XRD experiments were conducted by E.A., R.S., H. Junge and A.S. Equipment assembly was performed by R.S., R.R. and R.J. Funding acquisition was carried out by P.S. and H. Junge. Project administration was performed by P.S., J.M., H. Junge and M.B. Writing (original draft) was carried out by Y.H., R.S., Z.W., E.A. and X.T. Supervision and writing (review and editing) were carried out by M.B., H. Junge, R.S. and H. Jiao. All authors have read and agreed to the published version of this paper.

Funding

Open access funding provided by Leibniz-Institut für Katalyse e.V. (LIKAT Rostock).

Competing interests

The authors declare no competing interests.

Additional information

Supplementary information The online version contains supplementary material available at <https://doi.org/10.1038/s41929-023-00959-8>.

Correspondence and requests for materials should be addressed to Haijun Jiao, Henrik Junge or Matthias Beller.

Peer review information *Nature Catalysis* thanks Ken-ichi Fujita and Yi-An Zhu for their contribution to the peer review of this work.

Reprints and permissions information is available at www.nature.com/reprints.

Publisher's note Springer Nature remains neutral with regard to jurisdictional claims in published maps and institutional affiliations.

Open Access This article is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License, which permits use, sharing, adaptation, distribution and reproduction in any medium or format, as long as you give appropriate credit to the original author(s) and the source, provide a link to the Creative Commons license, and indicate if changes were made. The images or other third party material in this article are included in the article's Creative Commons license, unless indicated otherwise in a credit line to the material. If material is not included in the article's Creative Commons license and your intended use is not permitted by statutory regulation or exceeds the permitted use, you will need to obtain permission directly from the copyright holder. To view a copy of this license, visit <http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>.

© The Author(s) 2023

TOOLS AND METHODS FOR HYDROGEN PLANT DESIGN

Tiia Jyrkänne^{1,2}, Jukka Mäkelä², Jari Kivelä², Hannu-Matti Vertanen², Merja Mäkelä¹

¹ South-Eastern Finland University of Applied Sciences, Kotka, Finland

² AFRY Finland, Kouvola, Finland

ABSTRACT

Key elements in designing a new hydrogen plant are investors, design engineers, design tools and builders. The design project life cycle takes place by standard procedures step by step. Every phase is monitored by quality management. The main phases in design projects are sales and delivery phases, both phases with many steps. The design tools are vital for the designers because the project team might have people from different countries working together and everyone needs updated and correct information. Every designer is like a piece of a puzzle and together they create a bigger picture. When we know what kind of a process plant we are designing, the designing process starts with the plant's process substance. If the substance is hydrogen, we need to consider the safety in the plant and how hydrogen as a substance affects the machines, the equipment and the materials which are used. When we know the process and properties of the hydrogen, we can start the designing process.

1. PROJECT BASICS IN ENGINEERING

Basic project life cycles are always based on the same phases. The content implementation may vary by customers' needs and demands. If the customer doesn't have their own implementation requirements, the designing company has its own standard project model, and that standard will be used. Main phases in a design project are called Sales phase and Delivery phase, both including many steps. The Sales phase starts with a Lead step, and it implies finding a potential project lead. When it is found, the lead finder directs it to Sales Responsible in the right organizational unit for evaluating its potential, and resources and experiences related to it. A Prospect step starts when the lead is defined as an opportunity, and it is assessed further. If a bid, tender or quotation is requested, this is the start of an opportunity. When there is a project and a client, the company starts to bid for getting a contract. The next step is to negotiate the terms of the contact. Once an agreement has been reached on the content and responsibilities, the contract will be formalized. A handover to the project managers and the design engineers takes place after the formalization of the contract. [1, pp. 10-25].



Figure 1. Sales Phase.

A Delivery phase consists of start-up, planning, executing and closing steps. Some preliminary calculations and designs have been made in the Sales phase for contract negotiations and pricing. The preliminary information will be re-analyzed, roles and responsibilities are decided, overall goals and objectives will be discussed for the project. The Project Manager and Sponsor are appointed, and the project budget is decided. When the start-up has reached its milestone, the planning can start with the decision of the Project Sponsor. Project management starts with a kick-off meeting with the project team in order to start the project.

30. Energie-Symposium

The planning for the project will be confirmed including a project schedule, quality assurance, resources, document and reporting requirements and a Health, Safety and Environment (HSE) work plan. At this point we know the engineering tools needed in the project and they will be set up. When the tools, documentation, resources, systems and processes are known, and the customer has approved them the designing can start. After this milestone, the start of the execution is authorized. The progress is monitored, changes and risks are managed, and regular status reports are submitted, while the execution is going on. The execution has many steps in the designing and the customer will approve the documents from every step. When the customer has approved the documentation and all contractual obligations have been fulfilled, the start of the closure can be authorized. [1, pp. 26-43].

A Closing phase includes accepting of the execution phase, releasing of resources, archiving the data, a final project report and warranty period commences. From the feedback of lessons learned, experiences will be utilized in future projects. When final report has been approved by the Project Sponsor, the project can be closed. [1, pp. 44-46].

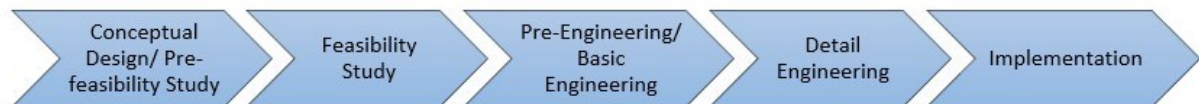


Figure 2. Delivery Phase, Execution.

Front-end loading (FEL) stands for pre-project planning steps. FEL1 is for conceptual design, FEL2 for feasibility study and in some cases Pre-engineering, and FEL3 for pre-engineering and basic engineering. The Conceptual designing step takes place when the overall plant planning is made, meaning plant size, location and broad technology to be used. A Feasibility study is an assessment of the functionality of the intended plant and its processes, and the project's viability. The study covers the overall aspects of technical, financial, market and operational feasibility. The Pre-engineering step can be a part of feasibility study or a preliminary plan how a new process should be designed. In case of renewing old facilities, the old facilities are inspected, and solutions that could be implemented together with the old facilities, are looked for. The Basic engineering step includes an accurate cost estimation and basic technical design, after this the customer makes the final decision on the implementation of the project. Detail engineering is a step when previous engineering solutions are expanded to produce detailed documentation that are ready for implementation, these documents are verified in phases: preliminary, certified, binding and as built. Preliminary calculations, documents and drawings are approved by the customer and the documentation becomes Certified for Engineering. This documentation is taken to the further designing and modified to be ready for implementation. When the customer approves these calculations, documents and drawings, they become Binding for Implementation. These documents are sent to the builders, installers and electricians to be used as construction and installation documents.

Factory Acceptance Testing (FAT) and Site Acceptance Testing (SAT) follow in the Implementation step. The FAT is implemented by the equipment manufacturer at the factory to validate the operation of the new equipment. This is a documented procedure. The SAT is implemented on-site after installation to make sure that the equipment works as it was intended. In the installation and SAT, the installers make corrections to the installation documents and drawings. The corrected "red pen" documents are returned to the design engineers. They modify the documents in the system to respond how they were built. Then the documents become As Built documents.

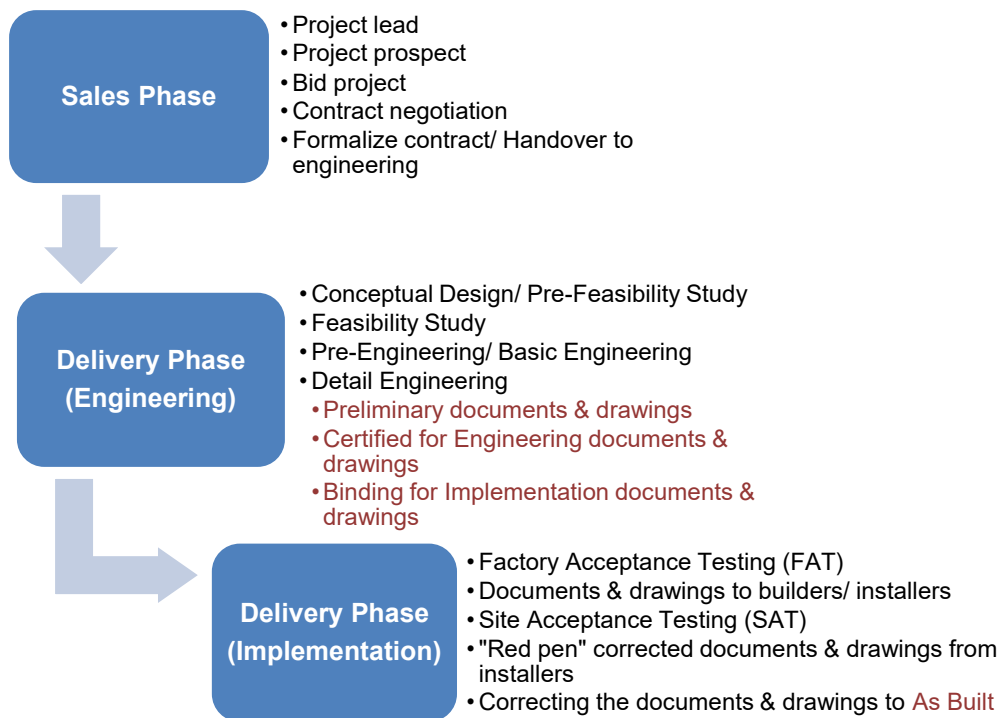


Figure 3. Key steps in main phases.

2. DESIGN TOOLS AND ACTIVITIES

An essential part of designing is the sharing of engineering tools and information. The designers in a project might be chosen from different companies or even countries. The information and the data need to be up-to-date and accessible to designers and to customers. An engineering tool environment that contains tool components for designing and information sharing, is needed. The safety of the data and the information are key factors in every project. The data is protected firstly by giving access rights to the tools only to those ones who need it, more specifically either to only look or to modify the data. The engineering tools are browser-based interfaces which make the access possible from every location and without any applications on your device. Used project tool components are based specifically on the needs of projects.

The company AFRY uses an engineering tool environment called Virtual Site Environment. It consists of six different tools: ProElina, Jalina, ModeACAD, WebPub, Export/Import and Virtual Site Reporting (Figure 4). The tools include database, drawing generation, publishing and reporting tools.

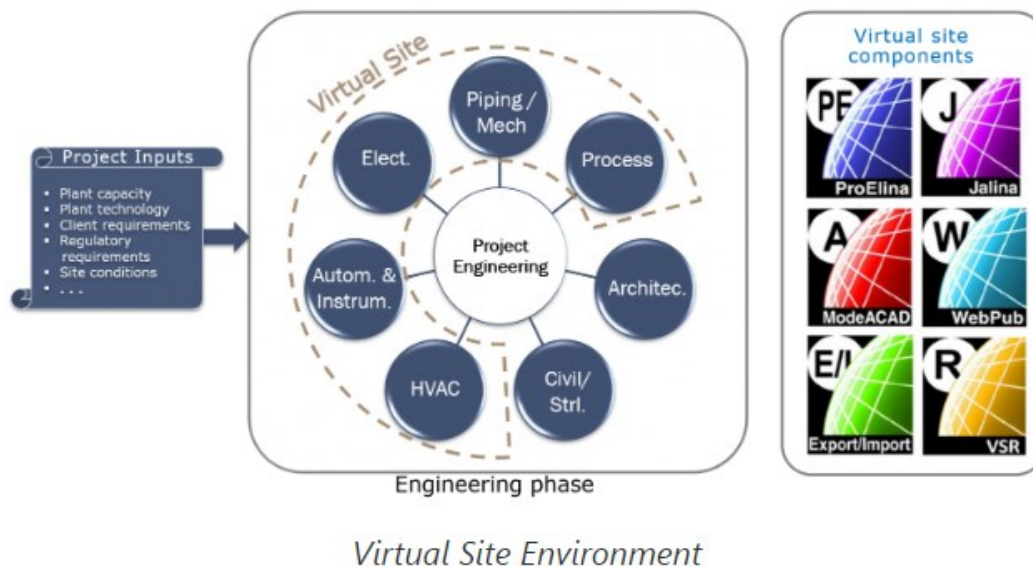


Figure 4. AFRY Virtual Site Environment [2, Sec. 1.1].

ProElina

Plant data management database. This is used for item definitions and management via data libraries and templates. Process, electrical and automation & instrumentation departments use the database, all the data can be linked together. Engineering items in ProElina are pumps, pipelines, valves, electrical circuits, instrumentation loops, DCS cabinets, signal connections, for example. Other Virtual Site components can access the information in ProElina. [2, Sec. 1.1].

Jalina

Functional descriptions for electrical circuits and instrumentation loops. The circuits and loops are defined in ProElina first. You can print out functional description documents in a HTML format and later convert them to Word or PDF document. [2, Sec. 1.1].

ModeACAD

AutoCAD drawing interface. This uses ProElina data, graphic symbol libraries and an AutoCAD drawing application to enable automated drawing generation. AutoCAD symbols and data blocks are mapped to attributes, these are defined in ProElina. [2, Sec. 1.1].

Virtual Site Reporting (VSR)

Application for generating reports. This contains predefined report templates, and the data is retrieved from ProElina. For every project the templates and fields can be customized. The reports are generated in PDF and Spreadsheet formats. [2, Sec. 1.1].

WebPub

Browsing and outputting technical plant data and documents. A WebPub view can be adapted to user's own needs by categories and links. [2, Sec. 1.1].

Import/Export

Importing and exporting bulk data in and out of ProElina. The transfer takes place in a spreadsheet format. [2, Sec. 1.1].

30. Energie-Symposium

VSE Share (Previous version Share@Afrý)

Internal document management system. Designers add the standard documents and drawings in a data library. Every design department has its own folder that contains the department's documents, lists and drawings. Everyone in the project can view the data. The drawings generated in ProElina can be configured to be posted into VSE Share automatically. [2, Sec. 1.1].

DocHotel

Document management system for external parties. Application for publishing and viewing documents and drawings. [2, Sec. 1.1].

When project design tools are known for a project, there are some preliminary information needed (Figure 5). Tool setup requires definitions, before the tool set up request is sent to AFRY IT Service Portal. When the project is done only inside the company we use a Project homepage, which has links to every tool application. If there are other companies working in the project, the VSE is used.

Essential information to check before ordering project tools

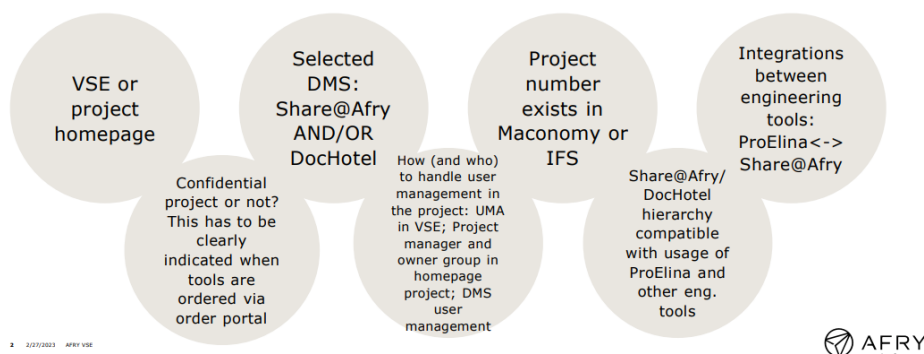


Figure 5. Preliminary information for engineering tools [3].

3. SPECIAL REQUIREMENTS IN HYDROGEN PROJECTS

Hydrogen is a great way to decarbonize the industry sector. There aren't any official guidelines for hydrogen in Finland right now. Finnish Safety and Chemicals Agency (TUKES) is publishing guidelines for hydrogen at the end of 2023 or in early 2024. The process and the process substance are key elements when we start designing new plants. When we know the overall process, we know what form the process substance is in, whether it is in liquid or gas form. The effects of the process substance could be toxic or explosive in case of leakage or appliance breakage. There are safety regulations and standards we follow in designing, and they determine the safety features we must use. The safety features include ATEX classifications, safety distances, ventilation, machinery, equipment, actuators, and gas detectors. When explosive gas is present, the electrical aspect plays a big part in preventing ignition sparks from machinery and cabling across the plant. The structural designing prevents additional damages from explosion pressure.

When the process substance is hydrogen, its properties are highly important in the safety aspect of designing. Hydrogen flammability range in air is 4-75 vol%, detonability range in air is 18-59 vol% and it only needs 0.02 mJ ignition energy.

30. Energie-Symposium

Hydrogen has a low density of 0,09 g/dm³, a small molecular size and it is positively buoyant above 22 K (-251,15 °C), what makes it highly leaky and diffusive upon release in its gas form. This causes an accumulation risk of flammable gas mixture in case of leakage. Because of the small molecular size and diffusivity, there is a need to choose the right appliances, tanks and pipe materials. [4].

Properties of hydrogens make it a flammable substance and implying an ATEX classification for the process plant is mandatory [5]. In the beginning the explosion risk is assessed. The next step is to zone the hazardous places. The categories are based on the probability of the presence of an explosive substance, as well as whether the physical state of the substance is gas or dust. The categories are zone 0 & 20: inside containers, pipes or equipment, zone 1 & 21: vicinity of zones 0 & 20; meaning inadequately sealed pumps and valves, zone 2 & 22: vicinity of zones 0,1,20 & 21; coupled bolted joints. There is no zone: spaces around pipes and storages of unopened metal containers. The zones must be marked with EX marking and separated with black and yellow line. The precautions need to be assessed and designing should be based on the studies. After the classifications and precaution studies, an Explosion protection document is mandatory, it includes workspace and equipment studies. [6].

The ways to prevent the explosion risk is to *prevent the formation* of explosive gas mixtures. This can be prevented with gas alarms, ventilation to prevent accumulation of flammable or explosive gas mixtures in a case of a leakage, maintenance and inspection on equipment. If the preventing of the formation is not possible, actions to *prevent the ignition* of the explosive gas mixtures are carried out by selecting right electrical and mechanical equipment and wiring, materials on the floors and workwear, isolation and cooling of hot surfaces. Thermal imaging cameras can be used to identify and monitor process hot spots radiating exothermic heat. Whenever possible, equipment should be placed outside of zoned areas in order to minimize the ignition risk caused by equipment, as well as allowing use of non-ATEX equipment. Electrical device overload protection must comply with local electrical safety standards in addition to ATEX specific standard [7], which is designed to limit the surface temperature of the electrical device below the ignition temperature of the explosive substance. It must be possible to disconnect the power supply to electrical equipment from outside of the zoned area. Additionally, the requirements for equipotential bonding of electrical equipment within the zoned area are more stringent. If the explosion risk cannot be removed, there are structural designs to *mitigate the effects* of the explosion. *Equipment selection* follows ATEX equipment categories which are derived from the process substance state as gas or dust and zone classification and temperature class [6]. Otherwise, the equipment is based on basic calculations and design.

There are a few things to consider with the ventilation effects on the ATEX classification. First the positioning of the ventilation outlets should consider the characteristics of the gas. If the gas is hydrogen, the outlets are placed high because hydrogen is lighter than air. If there is underpressure related to other spaces, it affects the mechanical ventilation control. Allowed limits for gas concentration in the air are less than 25 % of the lower flammability limit, and it is for hydrogen 4 vol%. The ventilation must be monitored and measured continuously. [6].

The structural precautions are explosion relief, suppression, resistant design and propagation prevention [6]. The means to relief the explosion with structures are lightened walls and doors and explosion hatches, and these can be designed on the walls or roofs or equipment [8]. The supporting structures are reinforced, and the working principle on the hatches and lightened walls are that they will be opened by pressure or in some cases by heat. The doors and the hatches are meant to open or break and let the explosion pressure release through the hatch or the door or break the weak wall. The way to control the equipment explosion suppression is to inject rapidly extinguishing agents into the equipment [9]. One way to ensure the safety of the workers in plants is to build the control room to resist explosion.

30. Energie-Symposium

These control rooms are built with thick steel walls and inside features that can withstand the explosion pressure without breaking. The way to prevent explosion propagation is to isolate the explosion only to a certain area, by isolating explosion mechanically or with safety gaps, also by using narrow gaps to extinguish the flames more easily.

The process substance properties have effects on the materials by its state, moisture, pressure and corrosiveness. Hydrogen affects the materials of the pipelines and the actuators in the pipelines. The process point defines the state of the hydrogen, and we can define the needed material properties for the pipelines [10] and actuators. Carbon steel pipes can be used with calculated corrosion allowance [11], and in a case when it is trace heated to prevent condensation in the pipe. If there is high condensation in the pipelines, Hastelloy (nickel-molybdenum alloy) C22 or C276 pipes are used for its corrosion resistance, for example. We apply the same material requirements for actuators, but we must also design them by ATEX classifications. Material properties are critical for pipelines, actuators, equipment and tanks to prevent leaks and overall breakage under the influence of the process substance. Hydrogen can cause embrittlement and cracking in pipes, it affects the mechanical properties of the pipe material (Figure 6).

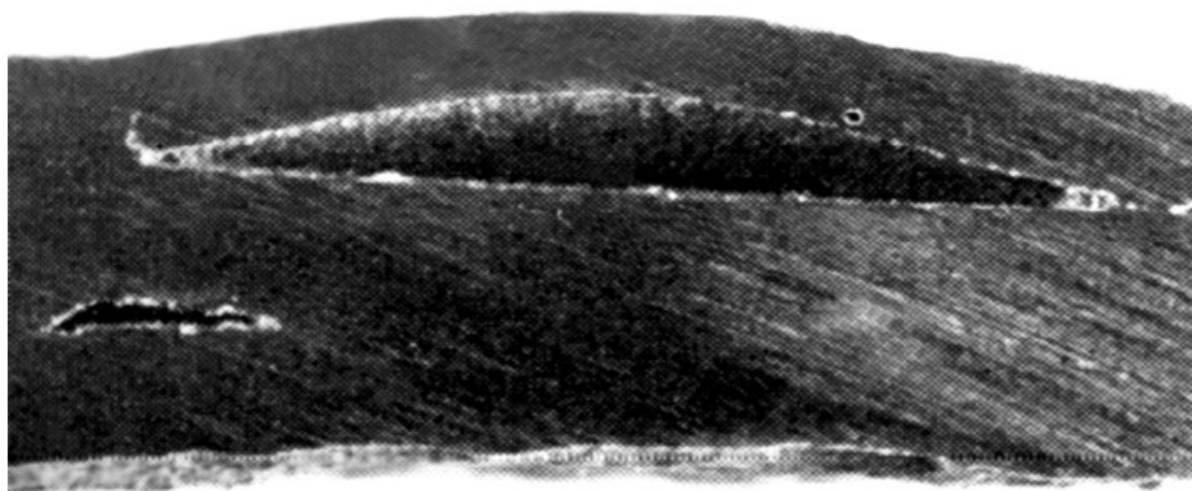


Figure 6. Steel pipe fracture from hydrogen [12].

4. CONCLUSIONS

When designing a new plant, design is a key factor in its safety and sustainability. Design engineers' expertise and design standards are essential to the success of the projects. Flexible design tools enable global collaboration in projects. Sharing tools ensure up-to-date information for all project participants. The chemical and physical properties of hydrogen affect the choice of machinery, equipment, pipelines, and actuators, especially concerning their materials. The main design points in hydrogen projects for explosive atmospheres are the prevention of formation and ignition, mitigation of effects, and equipment selection.

30. Energie-Symposium

5. BIBLIOGRAPHY

- [1] S. Helin, AFRY Sales and Project Model, 1.3 ed. 2023. Accessed: Oct. 11, 2023. [Online]. Available: Company internal material, not available.
- [2] General Instructions 6.0. 2023. AFRY VSE Help Portal. Accessed: Oct. 10, 2023. [Online]. Available: Company internal material, not available.
- [3] Ordering VS Tools For Project. 2023. AFRY VSE Help Portal. Accessed: Oct. 10, 2023. [PDF]. Available: Company internal material, not available.
- [4] K. Verfondern."Hydrogen fundamentals". Biennial Report on Hydrogen Safety. <http://www.hysafe.net/wiki/BRHS/OFD-Chapter1> (accessed Oct. 12, 2023).
- [5] Explosive atmospheres – Part 10-1: Classification of areas – Explosive gas atmospheres. SFS-EN IEC 60079-10-1:2021. Oct. 2023 [Online]. Available: <https://online.sfs.fi/>
- [6] Finnish Safety and Chemicals Agency. S.a. Potentially explosive atmospheres. [Online]. Available: <https://tukes.fi/en/industry/potentially-explosive-atmospheres>
- [7] Explosive atmospheres – Part 14: Electrical installations design, selection and erection. SFS-EN 60079-14:2015 + AC:2016. Oct. 2023 [Online]. Available: <https://online.sfs.fi/>
- [8] Smart Machine Technologies, INC. Reusable explosion doors & hatches. Safety devices. <https://www.smartmachine.com/safety-devices/explosion-relief-doors/> (accessed Oct.14, 2023).
- [9] StuvEx. Explosion suppression. Products. <https://www.stuvex.com/en/products/explosion-suppression> (accessed Oct.14, 2023).
- [10] Metallic industrial piping. Part 2: Materials. SFS-EN 13480-2:2017 + A1:2018 + A2:2018 + A3:2018 + A7:2020 + A8:2021. Oct. 2023 [Online]. Available: <https://online.sfs.fi/>
- [11] Metallic industrial piping. Part 3: Design and calculation. SFS-EN 13480-3:2017 + A1:2021 + A2:2020 + A3:2020 + A4:2021 + A5:2022. Oct. 2023 [Online]. Available: <https://online.sfs.fi/>
- [12] Influence of hydrogen on stress-strain state of pipeline, Institute for Problems in Mechanical Engineering Russian Academy of Sciences, Oct. 12. 2023, doi: <http://dx.doi.org/10.18720/SPBPU/2/z18-9>

ENTWICKLUNG EINER DAMPFSTRAHLWÄRMEPUMPE ZUR TRINKWARMWASSERBEREITUNG UND DEZENTRALEN RÜCKLAUFAUSKÜHLUNG IN WÄRMENETZEN

Ö. Kacmaz¹, M. Wiegand¹, O. Opel¹

¹ Fachhochschule Westküste, Heide

ABSTRACT

Die Effizienz von Wärmenetzen steht in engem Zusammenhang mit der Rücklauftemperatur, die idealerweise unter 40 °C gehalten werden sollte. Verträge mit Wärmeversorgungsunternehmen legen häufig dezentrale Rücklauftemperaturen unter 40 °C fest. Aufgrund von Legionellenprävention, insbesondere bei Speicher-Trinkwassererwärmern, ist eine Unterschreitung der Zirkulationswarmwassertemperatur von 55 °C nicht möglich, was zu erhöhten dezentralen Rücklauftemperaturen führt, vor allem im Zirkulationsbetrieb während des Sommerbetriebs. Dies erfordert den Einsatz von Rücklauftemperaturbegrenzern, was sowohl die Wirtschaftlichkeit als auch die Trinkwasserhygiene beeinflusst.

Um dieser Herausforderung zu begegnen, schlagen wir die Entwicklung einer thermisch angetriebenen Dampfstrahlwärmepumpe vor, um den dezentralen Rücklauf des Fernwärmenetzes unabhängig von der Betriebsart auf 35 °C zu kühlen. Der vorgeschlagene Kreisprozess umfasst eine Umwälzpumpe, Hoch- und Niederdruckverdampfer, Dampfstrahlverdichter, Kondensator und Expansionsventil. Für die verfahrenstechnische Entwicklung wird ein MATLAB-Modell verwendet, wobei ein natürliches Kältemittel (Isobutan) aufgrund seiner herausragenden thermophysikalischen Eigenschaften für die relevanten Temperaturen von Wärmenetzen und Trinkwassersystemen eingesetzt wird. Der Einsatz hoch entflammbarer Kältemittel der Sicherheitsklasse A3 mit niedrigem Global Warming Potential betont die Bedeutung von Sicherheitsmaßnahmen, insbesondere bei der Innenaufstellung der Dampfstrahlwärmepumpe.

1. EINLEITUNG

In bestehenden Wärmenetzen der dritten Generation [1] manifestiert sich ein wiederkehrendes Problem: Die gebäudeseitigen Fernwärmerücklauftemperaturen lassen sich oft nicht effektiv auf das gewünschte Niveau senken, wenn das Warmwasser allein durch Fernwärme ohne zusätzliche Nacherwärmung bereitgestellt wird. Diese Unzulänglichkeit wirkt sich nachteilig auf die Gesamteffizienz des Wärmenetzes aus. In der anhaltenden Diskussion tauchen daher fortwährend finanzielle Anreize für Gebäudebetreibende auf, etwa in Form von Boni oder Sanktionen [2], um niedrigere Rücklauftemperaturen auf Seiten der Gebäude zu erzwingen. Allerdings ist es im Kontext der Legionellenprävention unumgänglich, das Temperaturniveau von 60/55 °C beim Erwärmen von Warmwasser beizubehalten. Eine Abweichung von diesem Standard ist nicht gestattet. Legionellen, potenziell gesundheitsgefährdende Bakterien, erfahren bereits eine Reduktion ihres Wachstums ab Temperaturen über 50 °C. Temperaturen über 60 °C führen zu ihrem Absterben [3]. Die Fachliteratur stellt eingehende Untersuchungen zur Realisierbarkeit der Wärmeableitung, insbesondere durch Solarthermie, innerhalb eines Wärmepumpenprozesses, welcher von einem kompressorlosen Verdichter, auch als Strahlverdichter bekannt, angetrieben wird bereit [4]. Diese Studien fokussieren darauf, wie dieser fortschrittliche Ansatz zur Kühlung des gebäudeseitigen Rücklaufs genutzt werden kann, um die gewonnene Wärme auf ein höheres Temperaturniveau zu heben, beispielsweise für die Nachbeladung von Speichern. Die vorliegende Arbeit vertieft die Problematik durch die Vorstellung eines mathematischen Modells und die präzise Simulation der angewandten Methodik.

30. Energie-Symposium

Ziel ist es, die Anwendbarkeit dieses fortschrittlichen Ansatzes auf bestehende Wärmenetze herauszuarbeiten und seine potenziellen Vorteile herauszustellen.

2. BESCHREIBUNG EINER DAMPFSTRAHLWÄRMEPUMPE

Der Kreisprozess einer Dampfstrahlwärmepumpe, in dem ein Kältemittel zirkuliert, besteht aus einer Umwälzpumpe, einem Hochdruck- sowie Niederdruckverdampfer, einem Dampfstrahlverdichter, einem Kondensator und einem Expansionsventil. Die Anordnung dieser Bauteile entspricht einer Dampfstrahlkältemaschine, die sich in einen Antriebs- und Verdichtungskreislauf aufteilt [5]. Ebenso wie in einer konventionellen Kompressionswärmepumpe oder -kältemaschine mit elektrisch angetriebenen Verdichter besitzen beide Anlagen dieselben Bauteile. Lediglich die hydraulische Einbindung der Wärmeübertrager ist ungleich. Während die Nutzwärmeübertragung in einer Wärmepumpe oberhalb der Umgebungstemperatur stattfindet, geschieht dies in einer Kältemaschine unterhalb der Umgebungstemperatur. Eine Dampfstrahlwärmepumpe besitzt anders als eine Kompressionswärmepumpe einen thermisch angetriebenen Dampfstrahlverdichter [6].

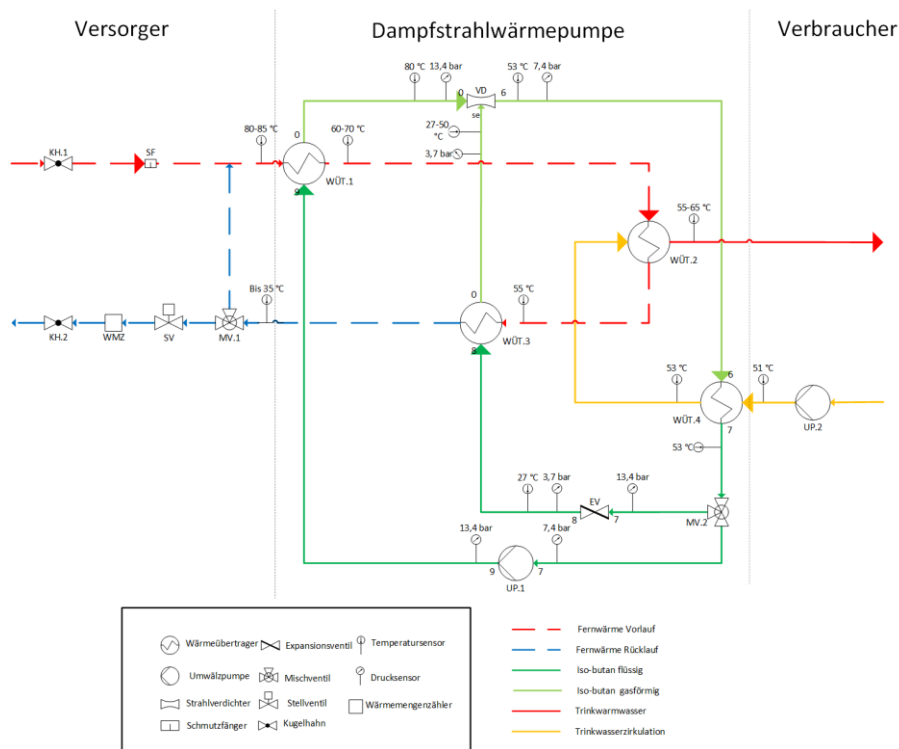


Abbildung 1: Anlagenschema einer Dampfstrahlwärmepumpe

Die Umwälzpumpe bewirkt eine Druckerhöhung des Treibstroms. Dieser wird im Hochdruckverdampfer unter Wärmezufuhr aus dem Wärmenetz verdampft. Die Übertragung der Wärme aus dem Fernwärmenetz an das Trinkwassersystem erfolgt über einen weiteren hydraulisch angeordneten Wärmetauscher zwischen Hoch- und Niederdruckverdampfer, der jedoch bei Temperaturen von 80 °C und darunter in das System eingeschaltet wird. Der Saugstrom wird im Niederdruckverdampfer unter weiterer Wärmezufuhr aus dem Wärmenetz verdampft, wodurch der dezentrale Rücklauf ausgekühlt wird (siehe Abbildung 1). Im Dampfstrahlverdichter werden der Treib- und Saugstrom zusammengeführt, während der Saugstrom durch den Treibstrom verdichtet wird. Im Kondensator erfolgt die Kondensation des Mischstroms unter Wärmeabgabe an das Trinkwassersystem. Nach dem Kondensator wird der Mischstrom in Saug- und Treibstrom aufgeteilt und der Saugstrom im Expansionsventil entspannt.

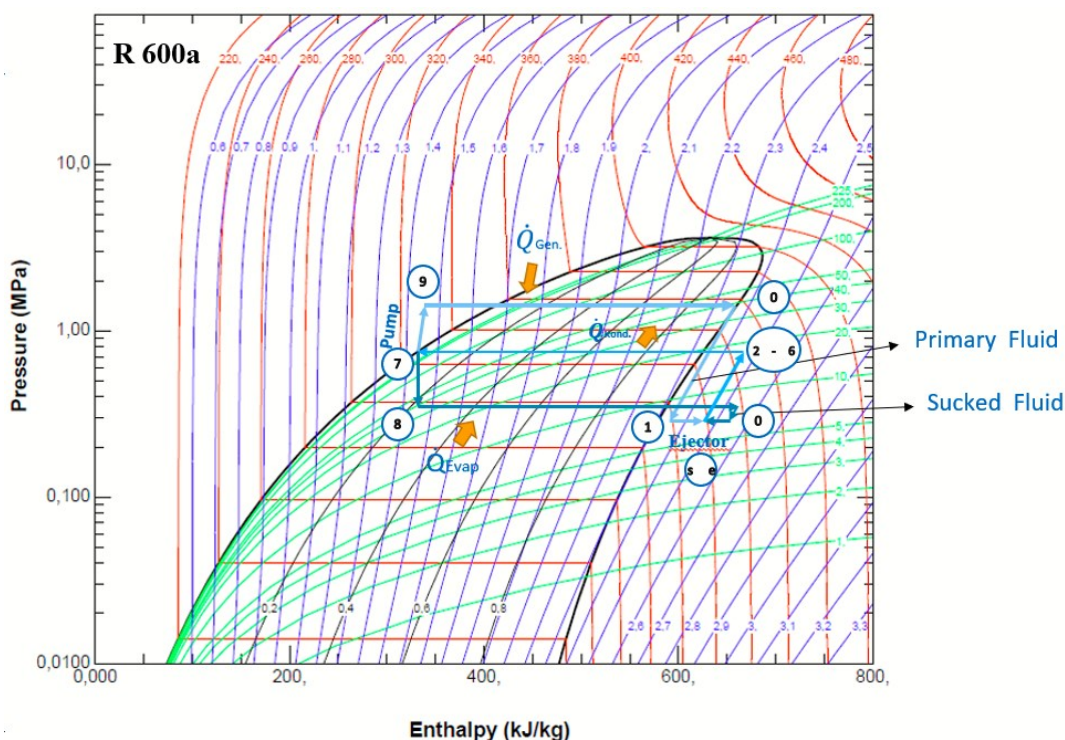


Abbildung 2: log(p), h-Diagramm von R-600a mit qualitativen Zustandsänderungen

Die dargestellten Zustandsänderungen, insbesondere jene des Dampfstrahlverdichters, werden zunächst idealisiert betrachtet (siehe Abbildung 2) im Bereich von Punkt 0 bis 6. Die im Dampfstrahlverdichter dissipativ entstehende irreversible Entropie wird daher vernachlässigt, weshalb die Entspannung und Verdichtung in diesem Fall als isentrop angenommen werden.

2.1 ISOBUTAN-VERDAMPFUNG IN PLATTENWÄRMETAUSCHER-SIMULATION

Wärmetauscher werden zur Übertragung von Wärme zwischen verschiedenen Medien, einschließlich verschiedener Kältemittel, verwendet. Eine der zentralen Aufgaben in diesem Projekt besteht darin, dass die Wärmequelle, bestehend aus Heißwasser aus der Fernwärmeleitung, ihre Wärme an das Kältemittel Isobutan weiterleitet. Insbesondere ist es erforderlich, dass das Heißwasser, welche Temperaturen von $\geq 80\text{ °C}$ aufweisen kann, seine Wärme bei variierenden Druckbedingungen an dem Isobutan abgibt, so dass dieses Isobutan unter den gewünschten Druckverhältnissen verdampft. Nach einer umfangreichen Literaturrecherche wurde festgestellt, dass ein adäquates Modell für den Wärmetauscher in einem Plattenwärmetauscher besteht [7]. In diesem Kontext wurde eine Simulation unter Verwendung von MATLAB durchgeführt. Die Simulation verdeutlicht die Verdampfungsrate (x) von Isobutan bei unterschiedlichen Temperaturen, verschiedenen Durchflussmengen und abweichenden Druckniveaus in Abhängigkeit von der Anzahl der Platten des Wärmetauschers (siehe Tabelle 1). Interne Druckverluste wurden in diesen Wärmetauschermodellen nicht berücksichtigt. In Rahmen des Projekts wurde ein Hochdruckverdampfer modelliert. Die Ergebnisse der Modellierung sind in der Tabelle 1 dargestellt. Ein Niederdruckverdampfer und ein Kondensatormodell wurden ebenfalls entworfen.

Tabelle 1: Verdampfungsrate (x) von Isobutan bei unterschiedlichen Temperaturen, verschiedenen Durchflussmengen und verschiedenen Druckniveaus

m-Wasser (kg/s)	m-KM (kg/s)	P-KM (Bar)	T-Wasser (°C)	T-KM (°C)	WT-Platten zahl	x
0,18	0,035	12,19	88	53	20	1
0,18	0,035	12,19	88	53	10	1
0,08	0,035	12,19	88	53	20	0,46
0,19	0,025	12,49	85	53	20	1
0,18	0,025	12,49	85	53	20	0,999
0,18	0,025	12,49	85	53	10	0,997
0.2	0,025	11,36	80	53	10	0.997
0.2	0,025	11,36	80	53	20	1

2.2 ANGABE DER EFFIZIENZ

Die Effizienz einer Wärmepumpe wird durch den COP dargestellt; die Bilanzierung von Nutzen und Aufwand ergibt für eine Dampfstrahlwärmepumpe:

$$COP = \frac{|\dot{Q}_K|}{\dot{Q}_{Hv} + \dot{Q}_{Nv} + \dot{W}_P}$$

Mit dem ersten Hauptsatz der Thermodynamik für offene Systeme unter Vernachlässigung der kinetischen und potenziellen Energie:

$$\dot{Q}_{12} + \dot{W}_{12} = \dot{m} (h_2 - h_1)$$

dem Massenstromverhältnis:

$$\mu = \frac{\dot{m}_s}{\dot{m}_t}$$

dem Mischstrom:

$$\dot{m}_m = \dot{m}_t + \dot{m}_s$$

und der Approximation des Expansionsventils als adiabate Drossel:

$$h_7 = h_8$$

ergibt sich der COP der Dampfstrahlwärmepumpe zu:

$$COP = \frac{(\mu + 1) (h_6 - h_7)}{(h_0 - h_7) + \mu (h_{se} - h_7)}$$

Die Energy Efficiency Ratio einer Dampfstrahlkältemaschine entspricht:

$$EER = \mu \frac{(h_{se} - h_7)}{(h_0 - h_7)}$$

Anders als bei der Dampfstrahlkältemaschine, in der, sofern die Differenzen der spezifischen Enthalpien nahezu gleich sind, die EER ungefähr dem Massenstromverhältnis entspricht, hat das Massenstromverhältnis auf den COP der Dampfstrahlwärmepumpe kaum noch Einfluss, da dieses sowohl im Zähler als auch im Nenner vorkommt, wodurch dessen mathematischer Einfluss ausgehebelt wird.

2.3 DER DAMPFSTRAHLVERDICHTER

Ein Dampfstrahlverdichter besteht aus zwei ineinander ragenden Laval-Düsen und einem Ansaugstutzen. Im Ejektor tritt das vom Generator (siehe Abbildung 3) kommende Treibmittel mit hohem Druck und geringer Geschwindigkeit in die Treibdüse ein. Nach der Expansion verlässt es den Treibdüsenaustritt mit hoher kinetischer Energie und niedrigem statischen Druck. Dadurch wird das unter niedrigem Druck stehende (angesaugte) Fluid in die vom Verdampfer (zwischen 8-0 Abbildung 1) des Kühlkreislaufs kommende Saugdüse gezogen, in der die Auskühlung der Fernwärme erfolgt. Aufgrund des großen Geschwindigkeitsunterschieds zwischen dem Treib- und dem Saugfluid entsteht eine Scherschicht zwischen den beiden Strömen, die zur Beschleunigung des Saugstroms führt [8]. Der Zustand, in dem das angesaugte Fluid die Schallgeschwindigkeit erreicht, wird oft als Doppelstoßbetrieb ("double shock") bezeichnet. Der Mischvorgang nach der Austrittsebene der Treibdüse ist recht komplex. Die Strömung des Treibstroms kann durch eine Reihe schräger/normaler Stoßwellen charakterisiert werden, die als Stoßfolge bezeichnet werden [9, 10]. Der statische Druck des Treibstroms steigt während dieses Vorgangs allmählich an, bis er sich dem Druck des angesaugten Kältemittels angleicht. Je nach Betriebsbedingungen kommt es nach Abschluss des Mischvorgangs zu einem abschließenden Stoß irgendwo im Bereich der konstanten Fläche oder am Anfang des Diffusors [8].

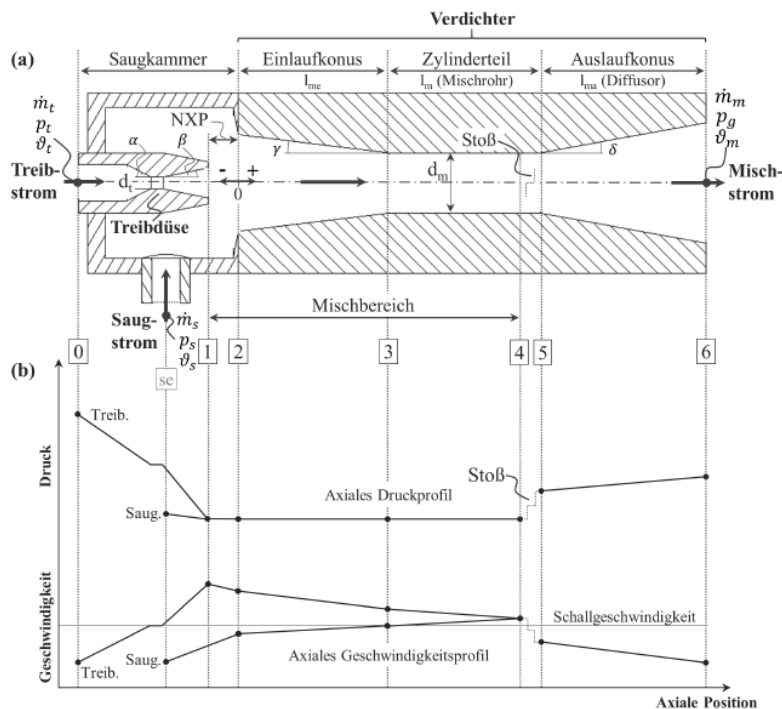


Abbildung 3: Druck- und Geschwindigkeitsprofil im Dampfstrahlverdichter [5]

3. THERMOPHYSIKALISCHE EIGENSCHAFTEN DES KÄLTEMITTEL

Um die Dampfstrahlwärmepumpe zu betreiben, ist es notwendig, dass die thermophysikalischen Eigenschaften des Kältemittels mit den Zustandsänderungen des Kreisprozesses in Einklang stehen. Zunächst müssen der Treib-, Saug- und Gegendruck den Siededrücken der Wärmenetz- und Trinkwarmwassertemperaturen entsprechen, um eine Verdampfung beziehungsweise Kondensation zu gewährleisten. Dadurch wird das Treibdruck- und Verdichtungsverhältnis betriebspunktabhängig festgelegt. Während die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes über die Außentemperatur als Führungsgröße geregelt wird, ergibt sich die Trinkwassertemperatur in einem Speicher-Ladesystem in Abhängigkeit des Betriebs (Zapfbetrieb, Zirkulationsbetrieb) und/oder der hydraulischen Einbindung. Die Rücklauftemperatur des Wärmenetzes wird als Kompromiss zwischen der höchstmöglichen Auskühlung und einem möglichst hohen COP gewählt. Des Weiteren sind thermophysikalische Eigenschaften wie eine hohe spezifische Verdampfungsenthalpie oder ein hoher Wärmeübergangskoeffizient vorteilhaft.

3.1 SICHERHEITSTECHNISCHE MAßNAHMEN

Sofern die Dampfstrahlwärmepumpe im Rahmen des Projekts aufgestellt wird, ist in Abhängigkeit der Sicherheitsklasse des verwendeten Kältemittels und der Kältemittel-Füllmenge die Einbringung erweiterter sicherheitstechnischer Maßnahmen im Übergaberaum zu prüfen [11].

Insbesondere bei hoch entflammaren Kältemitteln der Sicherheitsklasse A3 sorgen bereits geringe Kältemittel-Füllmengen dafür, dass erweiterte sicherheitstechnische Maßnahmen zum Tragen kommen, um die Bildung eines explosiven Gemischs aus Kältemittel und Raumluft zu verhindern. Wird beispielsweise für R-600a eine Kältemittel-Füllmenge von 172 Gramm überschritten, so sind die Hochdruckbauteile oder die gesamte Anlage im freien oder in einem Maschinenraum anzuordnen. Des Weiteren besteht die Möglichkeit ein belüftetes Gehäuse zu verwenden. Gemeinsam haben diese sicherheitstechnischen Maßnahmen den Ausgleich zur Außenluft. Durch die Anordnung der Hochdruckbauteile oder der gesamten Anlage im freien oder Maschinenraum sowie der Verwendung eines belüfteten Gehäuses wird die Bildung eines explosiven Gemischs verhindert [12].

4. METHODIK

Aufgrund der entscheidenden Rolle des Massenstroms und der Kondensationstemperatur (T_{con}) bzw. des Drucks für den Betrieb und die Effizienz des Strahlverdichters war es primär erforderlich, diese Parameter zu bestimmen. Diese beiden Parameter wurden auch für das mathematische Modell in Excel benötigt. Da es in der Literatur keine spezifischen Untersuchungen für Propan (R290) gab, wurde zunächst das Kältemittel R245fa betrachtet. In der Studie von Yen et al. [13] liegen umfassende Werte für den Temperaturbereich zwischen der Kondensationstemperatur (T_{con}) von 28-39 °C vor. Interpolations- und Extrapolationsergebnisse wurden bereits in vorherigen Arbeiten ausführlich dargelegt. Durch den Vergleich dieser Ergebnisse mit den Erkenntnissen von Hernandez wurde $\mu = 0,2$ ermittelt.

Um die Eignung des Systems für den Einsatz von Propan zu untersuchen, wurde ein mathematisches Modell in Excel entwickelt, basierend auf dem Iterationsmodell von Eames et al. [14] und Pounds et al. [15], mit dem Parameter μ . T_{cr} wird durch eine Iteration bestimmt [14, 15]. Das Modell bestätigte, dass $T_{cr} \geq 55$ °C mit einem angenommenen μ -Wert von 0,2 erreichbar ist, jedoch an der kritischen Grenze für Propan liegt. Berechnungen mit Isobutan wurden ebenfalls durchgeführt und werden im nächsten Abschnitt ausführlich erläutert.

30. Energie-Symposium

Die Drücke des Kältemittels (Hoch- und Niederdruck) sind entscheidend, da der Gegendruck für den Kondensator von Temperaturen und Drücken abhängt. Das mathematische Modell ermöglicht auch die Bestimmung des Durchmessers der Treibdüse, was für die Realisierung des Systems wesentlich ist. Da das mathematische Modell nicht für eine dynamische Simulation geeignet ist, wurde zusätzlich ein dynamisches Modell für die Simulation in MATLAB-Simscape [16] entwickelt, insbesondere für den Strahlverdichter als wichtigsten Teil der Anlage. Allerdings war eine Validierung notwendig, da der Strahlverdichter in MATLAB SimScape erst im Jahr 2023 veröffentlicht wurde. Die Ergebnisse zeigen einen Vergleich der experimentell gemessenen Temperaturen und Durchflussraten mit MATLAB ($T_t = 83\text{ °C}$, $T_s = 9\text{ °C}$). Dabei ergeben sich Durchflussraten von $M_s = 0,0056\text{ kg/s}$ und $M_t = 0,00546\text{ kg/s}$. Dies unterstreicht die hohe Übereinstimmung zwischen den MATLAB- und experimentellen Ergebnissen und untermauert die Zuverlässigkeit von MATLAB für Simulationen.

5. ERGEBNISSE

5.1 ERGEBNISSE DER MATHEMATISCHEN METHODE

In der Abbildung 4 werden als Ergebnis des mathematischen Modells die Kondensationstemperaturen dargestellt, die sich bei unterschiedlichen Treib- und Saugtemperaturen bilden. Die Y-Achse zeigt die Temperatur, die X-Achse zeigt die Kondensationstemperatur bei verschiedenen Treib- und Saugtemperaturen. Wie in der gleichen Grafik zu sehen ist, sind die Ergebnisse auch für verschiedene μ -Zahlen dargestellt. Diese Diagramme wurden jedoch durch eine Optimierung der Flächenverhältnisse erstellt, d. h. $A1/A_t$ wurden so angepasst, dass die optimalen T_{cr} -Ergebnisse erzielt wurden. Dies wurde in Excel separat für jedes μ bei jeder Treib- und Saugtemperatur berechnet.

Die Kondensationstemperaturen für jede Treibtemperatur, Saugtemperatur und jeden μ -Wert, die sich aus dieser mathematischen Methode ergeben, sind mit Zahlen angezeigt. Wie aus diesem Diagramm ersichtlich wird, liegt die Kondensationstemperatur bei einer Treibtemperatur von $\geq 85\text{ °C}$ und bei einer Saugtemperatur von $\geq 40\text{ °C}$ über 55 °C (siehe Abbildung 4). Darüber hinaus wird bei $\mu = 0,2$ auch bei einer Ansaugtemperatur von 30 °C eine Kondensationstemperatur $\geq 55\text{ °C}$ erreicht.

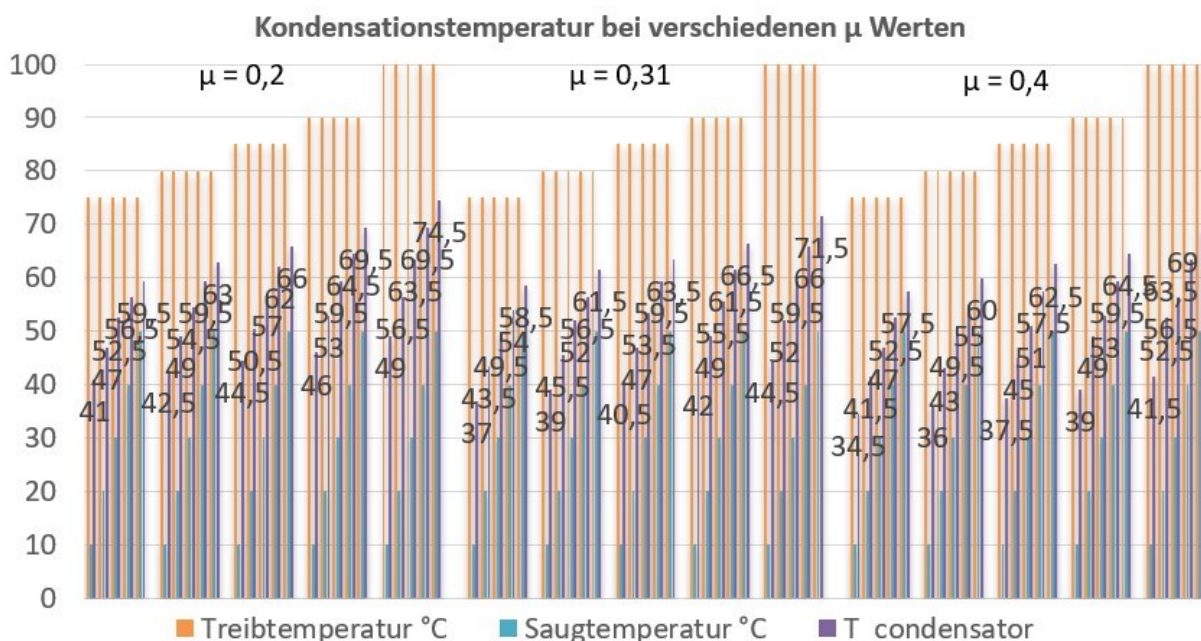


Abbildung 4: Kondensationstemperatur der Ergebnisse der mathematischen Methode

30. Energie-Symposium

Entscheidend ist hier jedoch die Berücksichtigung der Treibtemperaturen von 80 °C und 75 °C. Diese Temperaturen sind besonders wichtig. Denn dieses Fernwärmenetz in München gehört zur 3. Generation, d.h. der $T_{FW} \geq 80 \text{ °C}$ eingestellt und diese Wärmequelle wird die Treibtemperaturen erwärmen/überhitzen. Die Anlage muss entsprechend ausgelegt werden.

In der folgenden Tabelle 2 werden die verschiedenen μ -Werte für 75 und 80 °C Treibtemperatur etwas ausführlicher analysiert.

Tabelle 2: μ -Werte für 75 und 80 °C Treibtemperatur

$\mu=0,2$	Treibtemperatur von 75 °C Saugtemperatur von 40, 50 °C	Kondensationstemperatur $\geq 55 \text{ °C}$
	Treibtemperatur von 80 °C Saugtemperatur von 30, 40, 50 °C	
$\mu= 0,3$	Treibtemperatur von 75 °C Saugtemperatur von 50 °C	
	Treibtemperatur von 80 °C Saugtemperatur von 40-50 °C	
$\mu= 0,4$	Treibtemperatur von 75 °C Saugtemperatur von 50 °C	
	Treibtemperatur von 80 °C Saugtemperatur von 40-50 °C	

5.2 ERGEBNISSE DER MATLAB-SIMSCAPE

In der Literatur wurden Ergebnisse mit R 600a entweder mittels CFD-Analysen oder experimenteller Untersuchungen erzielt. Vor der Analyse der MATLAB-Simulation wurde eine Validierung durchgeführt, da MATLAB-Simscape die STV erst bei Version 2023a veröffentlicht. Die Validierung ermöglicht einen Vergleich der Leistung von MATLAB im Verhältnis zu anderen Analysen, insbesondere CFD- oder experimentellen Analysen.

Die Ergebnisse der MATLAB-Simscape-Analyse wurden daraufhin untersucht, ob die Treibtemperatur im Bereich von 75 °C bis 100 °C (siehe Abbildung 5) und die Saugtemperatur im Bereich von 10 °C bis 50 °C (in 10er-Schritten) eine Kondensationstemperatur von $\geq 55 \text{ °C}$ erreichen können.

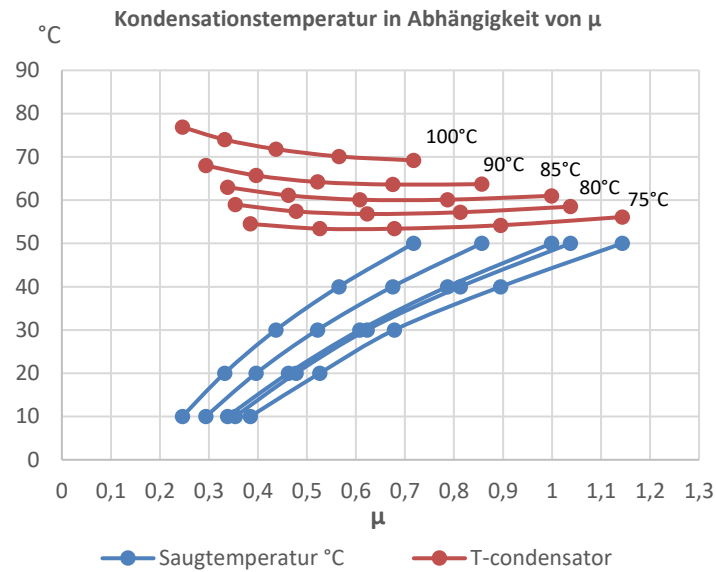


Abbildung 5: Kondensationstemperaturen der MATLAB-Simulation

Die Ergebnisse sind in Abbildung 5 dargestellt. Allerdings wird hier das Flächenverhältnis als konstant angenommen (ob dies jedoch das optimale Verhältnis ist, wird in dieser Studie nicht untersucht). Darüber hinaus werden die μ -Werte und Temperaturen sowie das Flächenverhältnis und die Temperaturen nach den simulationsdynamischen Analysen vom System bestimmt. Hier zeigt sich, dass bei Treibtemperaturen von 85 °C und darüber die Kondensationstemperatur ≥ 55 °C und sogar näher an 60 °C liegen. Bei Treibtemperaturen von 80 °C kann bei Ansaugtemperaturen von 10 °C und 50 °C eine Kondensationstemperatur = 59 °C erreicht werden. Zudem fällt die Kondensationstemperatur bei einer Treibtemperatur von 80 °C auch bei unterschiedlichen μ -Werten nie unter 55 °C. Bei einer Absenkung der Treibtemperatur auf 75 °C zeigt sich, dass bei Saugtemperaturen von 10 °C und 50 °C die Kondensationstemperatur oberhalb von 55 °C liegt, während bei Temperaturen zwischen der Saugtemperatur die Kondensationstemperatur sehr nahe bei 55 °C liegt.

In diesen Ergebnissen ist jedoch zu erkennen, dass die μ -Werte mit steigender Saugtemperatur zunehmen. Dies hat zur Folge, dass mit steigendem μ (siehe Abbildung 5) im Niederdruck-Verdampfer mehr Kühlung erreicht wird als bei niedrigem μ . Das heißt, es wird eine bessere Abkühlung in der Fernwärmenetz erreicht, die ebenfalls Ziel dieses Projekts ist. Als Ergebnis wird klar, dass die Kondensationstemperatur bei den gewünschten Vorlauf- und Saugtemperaturen über 55 °C erreicht werden kann.

6. DISKUSSION - AUSBLICK

Diese Studie verfolgt das Ziel, durch die Integration von Fernwärme die Zirkulationsrücklauftemperatur zu erhöhen und somit eine energetisch effiziente, kompressorlose Kältemaschine zu realisieren. Gleichzeitig soll die Rücklauftemperatur des Fernwärmenetzes gesenkt werden. Die detaillierte Vorstellung der erforderlichen Anlage umfasst den sorgfältigen Abgleich vorhandener Strahlverdichter-Systeme, um ihre Eignung für das Projekt zu verifizieren. Im Betrieb dieser Systeme ist es entscheidend, dass das Massenstromverhältnis μ einen definierten Wert nicht unterschreitet, um einen effektiven Saugstrom in den Strahlverdichter zu gewährleisten. Zusätzlich offenbart die theoretische Analyse, dass das Massenstromverhältnis in dieser spezifischen Dampfstrahlwärmepumpe praktisch keinen signifikanten Einfluss auf die Leistungszahl hat. Dies wird weiterhin durch gezielte theoretische Untersuchungen bestätigt.

Die Ergebnisse der Studie, sowohl aus dem mathematischen Modell als auch aus dem MATLAB-Modell, belegen die Erreichung der angestrebten Kondensationstemperaturen von über 55 °C unter bestimmten vorgegebenen Bedingungen. Zusätzlich wurden Simulationen von Hochdruckwärmetauschern durchgeführt, wobei die resultierenden Erkenntnisse in nachfolgenden Fachbeiträgen umfassend behandelt werden. In dieser Studie konnte nicht untersucht werden, ob die erforderlichen zwei Stöße auftreten oder nicht. Zu diesem Zweck wird angestrebt, die experimentelle Umgebung vorzubereiten und diese Schocks unter den gewünschten Bedingungen in zukünftigen Studien zu erzeugen.

Die erzielten Resultate gewährleisten, dass der Strahlverdichter, als zentrales Element der Anlage, innerhalb des gewünschten Temperatur- und Druckbereichs operiert. Der nächste Schritt beinhaltet die ganzheitliche Integration des Systems, bestehend aus Wärmetauschern, Strahlverdichter, Ventilen und Pumpen, in einer Simulationsumgebung. Dieser innovative Ansatz birgt das Potenzial zur Effizienzsteigerung von Wärmenetzen, indem er den Bedarf an Warmwasser deckt und simultan die Rücklauftemperatur der Wärmenetze absenkt. Eine weiterführende Modellierung, Entwicklung und Optimierung werden in zukünftigen Forschungsarbeiten eingehend behandelt.

DANKSAGUNG

Dieses Projekt wird mit Mitteln des BMWK über das Zentrale Innovationsprogramm Mittelstand (ZIM) unter dem Förderkennzeichen KK5309302MP1 gefördert.

REFERENCES

- [1] H. Lund et al., "4th Generation District Heating (4GDH)", *Energy*, vol. 68, pp. 1–11, 2014, doi: 10.1016/j.energy.2014.02.089.
- [2] Martin Beer, "Die Zukunft der Fernwärme. Dokumentation des Fachworkshops zum „Masterplan 100 % Klimaschutz“ am 9. Mai 2017.", Stadt Kiel, Kiel, May. 2017. [Online]. Available: kiel.de/klimaschutz
- [3] H. Y. Buse, M. E. Schoen, and N. J. Ashbolt, "Legionellae in engineered systems and use of quantitative microbial risk assessment to predict exposure", *Water research*, vol. 46, no. 4, pp. 921–933, 2012, doi: 10.1016/j.watres.2011.12.022.
- [4] S. Varga, A. C. Oliveira, and B. Diaconu, "Analysis of a solar-assisted ejector cooling system for air conditioning", *International Journal of Low-Carbon Technologies*, vol. 4, no. 1, pp. 2–8, 2009, doi: 10.1093/ijlct/ctn001.
- [5] F. Kuebel-Heising, "Untersuchung des Stofftransports in einem n-Octan/Wasser-betriebenen Dampfstrahlverdichter zur Anwendung in der Kältetechnik", 2021.
- [6] K. Ö, "NWF2023_Fachartikel_Kacmaz_Ömer",.
- [7] P. R. Pereira et al., "Experimental results with a variable geometry ejector using R600a as working fluid", *International Journal of Refrigeration*, vol. 46, pp. 77–85, 2014, doi: 10.1016/j.ijrefrig.2014.06.016.
- [8] S. Varga, A. C. Oliveira, X. Ma, S. A. Omer, W. Zhang, and S. B. Riffat, "Experimental and numerical analysis of a variable area ratio steam ejector", *International Journal of Refrigeration*, vol. 34, no. 7, pp. 1668–1675, 2011, doi: 10.1016/j.ijrefrig.2010.12.020.
- [9] A. Bouhanguel, Philippe Desevaux, and E. Gavignet, "Flow visualization in supersonic ejectors using laser tomography techniques", *International Journal of Refrigeration-revue Internationale Du Froid*, vol. 34, pp. 1633–1640, 2011.
- [10] Y. Bartosiewicz, Z. Aidoun, and Y. Mercadier, "Numerical assessment of ejector operation for refrigeration applications based on CFD", *Appl Therm Eng*, vol. 26, pp. 604–612, 2006.

30. Energie-Symposium

- [11] DIN EN 378-1:2021-06, Kälteanlagen und Wärmepumpen_- Sicherheitstechnische und umweltrelevante Anforderungen_- Teil_1: Grundlegende Anforderungen, Begriffe, Klassifikationen und Auswahlkriterien; Deutsche Fassung EN_378-1:2016+A1:2020, Berlin.
- [12] DIN EN 378-3:2020-12, Kälteanlagen und Wärmepumpen_- Sicherheitstechnische und umweltrelevante Anforderungen_- Teil_3: Aufstellungsort und Schutz von Personen; Deutsche Fassung EN_3783:2016+A1:2020, Berlin.
- [13] R. H. Yen et al., "Performance optimization for a variable throat ejector in a solar refrigeration system,", International Journal of Refrigeration, vol. 36, no. 5, pp. 1512–1520, 2013, doi: 10.1016/j.ijrefrig.2013.04.005.
- [14] I. Eames, S. Aphornratana, and H. Haider, "A theoretical and experimental study of a small-scale steam jet refrigerator,", International Journal of Refrigeration, vol. 18, no. 6, pp. 378–386, 1995, doi: 10.1016/01407007(95)98160-M.
- [15] D. A. Pounds, J. M. Dong, P. Cheng, and H. B. Ma, "Experimental investigation and theoretical analysis of an ejector refrigeration system,", International Journal of Thermal Sciences, vol. 67, pp. 200–209, 2013, doi: 10.1016/j.ijthermalsci.2012.11.001.
- [16] MATLAB-SimScape, 2023. [Online]. Available: <https://matlab.mathworks.com/>

EINFLUSS LOKALER LADEINFRASTRUKTUR AUF DEN HOCHLAUF VON ELEKTROFAHRZEUGEN UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DER SIEDLUNGS- UND RAUMSTRUKTUR IN BERLIN

Romy Seiler¹, Tabea Katerbau¹, Jakob Wegner¹

¹ Reiner Lemoine Institut, Berlin

ABSTRACT

In der vorliegenden Studie wird der Einfluss öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur (LIS) auf den Hochlauf von Elektro-PKW (E-PKW) im urbanen Raum am Beispiel Berlin untersucht.

Frühere Studien zeigten bereits einen signifikanten Zusammenhang zwischen der Ladeinfrastruktur und der Verbreitung von Elektrofahrzeugen. Jedoch weisen diese häufig geringere räumliche Auflösungen auf. Diese Untersuchung trägt dazu bei, die bestehenden Wissenslücken diesbezüglich zu schließen und die Zusammenhänge im urbanen hoch aufgelösten Raum besser zu verstehen.

Um den Einfluss der LIS auf den Hochlauf von Elektrofahrzeugen (EV) zu analysieren, werden Random Forest Regressionen genutzt. Die erstellten Modelle beziehen sich auf neun verschiedene abhängige Variablen, darunter die Anteile an batterieelektrischen Fahrzeugen (BEVs), Plug-in-Hybrid-Fahrzeugen (PHEVs) und EVs am PKW-Bestand sowie unterschiedlichen Nutzungssituationen. Die unabhängigen Variablen umfassen Faktoren, welche die Soziodemografie, Infrastruktur und Points of Interests (POI) in den jeweiligen Planungsräumen abbilden.

Die Ergebnisse zeigen einen positiven Einfluss der Ladesäulendichte auf den Anteil von Elektrofahrzeugen. Dieser Effekt ist in Modellen, welche nur die privaten EV betrachten, eher marginal, während er in den Gesamtmodellen stärker auftritt. Die Kaltmiete weist einen deutlich positiven und die Bevölkerungsdichte einen negativen Einfluss auf den EV-Anteil auf. Alle anderen untersuchten Faktoren zeigen keine signifikanten Auswirkungen. Des Weiteren werden nichtlineare Abhängigkeiten festgestellt, beispielsweise wird der Einfluss der Ladeinfrastruktur in den Modellen mit privaten Elektrofahrzeuganteilen erst bei hoher Bevölkerungsdichte sichtbar. Die Erkenntnisse der Untersuchung helfen beim besseren Verständnis der Faktoren, die den Hochlauf von Elektrofahrzeugen in urbanen Gebieten beeinflussen.

1. EINLEITUNG

Weltweit wird Elektromobilität als eine der bedeutendsten Technologien betrachtet, um den Ausstoß von Kohlenstoffdioxid- und anderen Schadstoffemissionen zu reduzieren. In Berlin haben sich die Regierungen der vergangenen Jahre dazu entschlossen, eine Vorreiterrolle in der Förderung nachhaltiger Verkehrslösungen einzunehmen und den Einsatz von EVs aktiv zu unterstützen. Dafür ist es wichtig, die Faktoren zu verstehen, die den Markthochlauf von EVs beeinflussen. EVs umfassen hierbei BEVs und PHEVs. In diesem Paper legen die Autor:innen den Fokus auf die Untersuchung der Auswirkungen des Ladeinfrastrukturausbaus und der Siedlungs- und Raumstruktur auf den Markthochlauf von Elektrofahrzeugen in Berlin. Die Analysen werden in Rahmen des Forschungsprojektes EIMobileBerlin [1] durchgeführt, dessen Ziel unter anderem die Untersuchung der Auswirkungen von LIS auf die Stickstoffdioxidmissionen ist. Dafür wird ein Ursache-Wirkungsmodell entwickelt, wobei die hier dargestellten Zusammenhänge ein Teil dessen beleuchten.

Vorherige Studien haben anhand von Regressionsanalysen den Einfluss verschiedener Faktoren auf die Anzahl an EVs analysiert ([2]–[6]). Einige dieser Studien haben die Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur als einen bedeutsamen Faktor hervorgehoben ([2], [4]–[6]). Wappelhorst et al. [3] nimmt eine Unterteilung auf verschiedene Regionstypen (städtisch, intermediär, ländlich) vor.

30. Energie-Symposium

Dabei zeigt der urbane Raum hier keinen signifikanten Zusammenhang zwischen Ladesäulendichte und EV-Anteil. Weitere untersuchte Faktoren von den genannten Quellen umfassen unter anderem die Bevölkerungsdichte, lokale Spritpreise, den Anteil der Wohngebäude mit einer oder zwei Wohnungen, das durchschnittliche verfügbare Einkommen, den Anteil erneuerbarer Energien, den Bildungsstatus, finanzielle Anreize sowie die lokale Präsenz von Produktionsanlagen für Elektrofahrzeuge im Land. Es ist anzumerken, dass von den genannten Studien nur Sommer und Vance [2] sowie Wappelhorst et al. [3] geografisch auf Deutschland Bezug nehmen, während alle anderen Studien im internationalen Kontext stehen. Zudem ist festzustellen, dass alle Untersuchungen eine deutlich kleinere Auflösung als die Analyse dieses Papers haben. Hier setzt diese Untersuchung an und beschränkt sich ausschließlich auf Berlin.

2. METHODIK

2.1 DATENGRUNDLAGE

Die Datengrundlage dieser Untersuchung umfasst 448 Planungsräume, die auf der Systematik der lebensweltlich orientierten Räume vom Bundesamt für Statistik basieren. Nach einer Bereinigung der Datenlücken verbleiben insgesamt 424 Planungsräume. Tabelle 1 fasst die verwendeten Daten zusammen, beschreibt diese und enthält die dazugehörigen Quellen.

Die Datenquelle für den Ladesäulen-Bestand und die Zuordnung zu den jeweiligen Planungsräumen stützt sich auf öffentlich verfügbare Informationen aus dem Energieatlas von Anfang 2022. Zur Analyse des PKW-Bestandes werden Zulassungszahlen verwendet, die vom Amt für Statistik Berlin-Brandenburg zur Verfügung gestellt werden. Diese Daten werden nach privater und gewerblicher Nutzungssituation sowie Fahrzeugtyp (EV, BEV, PHEV) differenziert. Abbildung 1 visualisiert die Verteilung von EV-Anteil und Ladesäulendichte auf die Planungsräume in Berlin. Sowohl der EV-Anteil als auch die Ladesäulendichte konzentrieren sich vor allem auf das Zentrum von Berlin. Der EV-Anteil ist allerdings auch in vereinzelt Randgebieten mit über 3,5% vergleichsweise hoch.

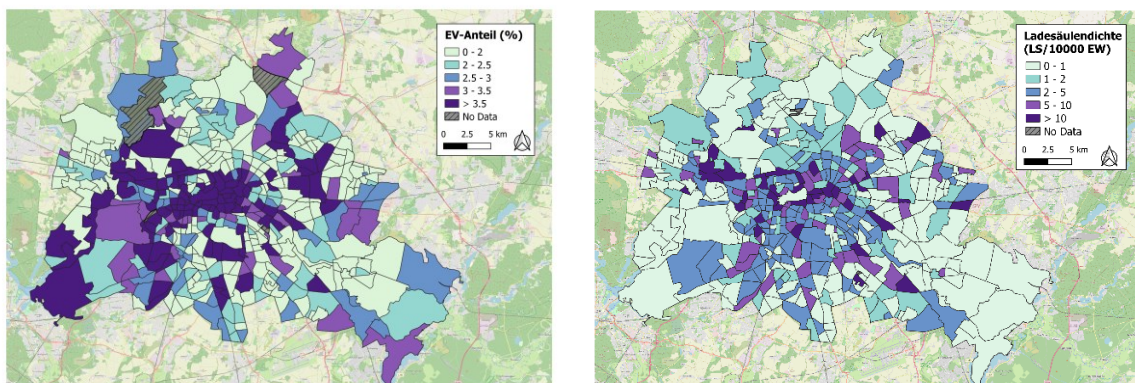


Abbildung 1: Darstellung von EV-Anteil (links, Stand 31.12.2021) und Ladesäulendichte (rechts, Stand 01.01.2022) in den Berliner Planungsräumen

Des Weiteren liegen kleinräumige Daten zur Bestandsuntersuchung für die Planungsräume vor, die aus unterschiedlichen Jahren stammen. Für die Analyse wird der Bestand an Ladesäulen (LS) auf die Anzahl der Einwohnenden bezogen, um eine Relation zu den Nutzenden herzustellen und damit die Verfügbarkeit von LS abzubilden. Außerdem schafft diese Herangehensweise eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu anderen Studien, die denselben Bezug gewählt haben ([3]–[6]). Andere Raumparameter, wie Tankstellen, Supermärkte und Parkplätze werden auf die Fläche des jeweiligen Planungsraumes bezogen, um die unterschiedlichen Größen der Planungsräume zu berücksichtigen.

Tabelle 1: Zusammenfassung verwendeter abhängiger und unabhängiger Variablen für die Regressionsmodelle

Kategorie	Variable	Beschreibung	Quelle
Abhängige Variablen			
EV-Bestand	EV(g), EV(p), EV-Anteil	Anteil von Elektrofahrzeugen (EVs)/ batterieelektrische Fahrzeugen (BEVs)/ Plug-in-Hybridfahrzeugen (PHEVs) jeweils in Bezug auf gewerblich (g) oder privat (p) genutzte und kumulierte PKWs.	Amt für Statistik Berlin-Brandenburg, Stand 31.12.2021
	BEV(g), BEV(p), BEV-Anteil		
	PHEV(g), PHEV(p), PHEV-Anteil		
Unabhängige Variablen			
Sozio-demografische Faktoren	Kaltmiete	Durchschnittlicher Mietpreis (€/m ²)	IBB Wohnungsmarktbericht 2017, Investitionsbank Berlin
	Anteil Ein- und Zweifamilienhäuser (EZFH)	Prozentualer Anteil an Wohngebäuden mit ein oder zwei Wohnungen	Geoportal Berlin, Amt für Statistik Berlin-Brandenburg, Zensus2011_BE
	Bevölkerungsdichte ¹	Anzahl an Einwohnenden (EW) bezogen auf die Fläche (1/km ²)	Umweltatlas Berlin, Einwohnerdichte 2020
Infrastruktur	Ladesäulendichte ¹	Anzahl an Ladesäulen auf Zehntausend Einwohnende	Energieatlas Berlin, Stand 01.01.2022
	Straßendichte ¹	Länge der Straßen bezogen auf die Fläche (m/m ²)	OpenStreetMap, 2023
	Parkplatzdichte ¹	Anteil der Fläche von Parkplätzen am Planungsraum	
	Taxidichte ¹	Anzahl an Taxiständen bezogen auf die Fläche (1/km ²)	
	Installierte PV-Leistung ¹	Installierte PV-Leistung bezogen auf die Fläche (kWp/km ²)	Umweltatlas Berlin, Solaranlagen – Photovoltaik 2015
Points of Interest	Gebäude mit Arbeitsstellen ¹	Anzahl der Gebäude mit Arbeitsstellen bezogen auf die Fläche (1/km ²)	Geoportal Berlin/ ALKIS Berlin (Amtliches Liegenschaftskatasterinformationssystem), 2019
	Supermarktdichte ¹	Anzahl der Supermärkte bezogen auf die Fläche (1/km ²)	OpenStreetMap, 2023
	Tankstellendichte ¹	Anzahl an Tankstellen bezogen auf die Fläche (1/km ²)	

2.2 RANDOM FOREST REGRESSION

Zur Untersuchung der Zusammenhänge zwischen den Elektrofahrzeuganteilen (Zielvariablen) und der Raum- und Siedlungsstruktur (Prädiktoren) wurden Regressionen mit dem Random Forest Algorithmus in Python mit dem Machine-Learning-Modul scikit-learn durchgeführt. Die Daten werden in Trainings- (75 Prozent) und Testdaten (25 Prozent) geteilt. Das hier gezeigte Bestimmtheitsmaß (R^2) gibt die Anpassungsgüte der Modelle an die Testdaten wieder. Der Random Forest ist nach Breiman [7] für Klassifikation und Regression verwendbar und basiert auf einer Vielzahl von Entscheidungsbäumen. Er ist relativ robust gegenüber Ausreißern und tendiert im Vergleich zu einzelnen Entscheidungsbäumen nicht zur Überanpassung. Das Machine-Learning Verfahren wird neben der Vorhersage auch eingesetzt, um Zusammenhänge und Kausalitäten zu ergründen [8].

¹ Dieser Datensatz liegt in einer höheren Auflösung vor als benötigt wird und wird deshalb auf die Planungsräume kumuliert.

Der Random Forest eignet sich auch zur Abbildung nicht linearer und nicht monotoner Zusammenhänge. Die Relevanz einzelner Variablen wird unter anderem durch den decrease in accuracy score beurteilt, welcher den Beitrag des Prädiktors zur Modellgenauigkeit darstellt. Einzelne Beziehungen werden über partial dependence plots gezeigt. Dabei wird der Zusammenhang von einem oder zwei Prädiktor(en) und der jeweiligen Zielvariablen dargestellt, während die anderen unabhängigen Variablen marginalisiert werden [9].

Insgesamt werden neun Random Forest Regressionen durchgeführt. Als abhängige Variablen dienen jeweils für private und gewerbliche Fahrzeuge sowie die Gesamtheit der Fahrzeuge der BEV-, PHEV- und EV-Anteil. Die unabhängigen Variablen sind in allen Modellen gleich (siehe Kapitel 2.1 zur Datengrundlage).

In einer Sensitivitätsanalyse wurden ausgewählte Hyperparameter am Beispiel des EV-Modells über eine randomisierte Suche optimiert. Dies führte zwar zu einer Verbesserung des Bestimmtheitsmaßes im Trainingsdatensatz, jedoch zu einer Verschlechterung im Testdatensatz. Die anfangs abgestimmten Hyperparameter² werden demnach beibehalten.

3. ERGEBNISSE

Tabelle 2 gibt einen Überblick über die Modellgüte der durchgeführten Regressionen. Alle Modelle mit gewerblichen Elektrofahrzeuganteilen (g) weisen ein unzureichendes Bestimmtheitsmaß auf und werden von der folgenden Analyse daher ausgeschlossen. Die verwendeten Prädiktoren sind für diese Modelle unzureichend und sollten für eine Interpretation der Zusammenhänge erweitert werden.

Tabelle 2: Kennzahlen zur Modellgüte (Bestimmtheitsmaß und RMSE) für alle neun Random Forest Regressionen (p=privat, g=gewerblich)

Abhängige Variable	R ²	RMSE
BEV-Anteil	0,47	1,09
PHEV-Anteil	0,31	1,06
EV-Anteil	0,44	1,72
BEV(p)-Anteil	0,33	0,38
PHEV(p)-Anteil	0,26	0,34
EV(p)-Anteil	0,39	0,64
BEV(g)-Anteil	0,05	4,70
PHEV(g)-Anteil	0,06	6,31
EV(g)-Anteil	0,10	8,08

Die kumulierten Modelle (private + gewerbliche Anteile) weisen im Vergleich zu den Modellen mit privaten Fahrzeuganteilen (p) durchgehend ein höheres Bestimmtheitsmaß auf. Auch wenn die g-Modelle nicht zur weiteren Analyse verwendet werden können, führt die Berücksichtigung der dazugehörigen Daten zu einer Verbesserung der Modellgüte der kumulierten Modelle. Dabei ist zwar ein größerer mittlerer Fehlerwert RMSE (root mean square error) zu beobachten (im Durchschnitt 1,29 Prozent E-Fahrzeuganteile), jedoch unterliegen die gewerblichen Zulassungszahlen und damit die Gesamtzahlen auch größeren Streuungen als die privaten Fahrzeugzahlen. BEV-Anteile lassen sich besser vorhersagen als PHEV-Anteile.

² Die gewählten Hyperparameter sind random_state=40, n_estimators=100, min_samples_leaf=20 für die neun Modelle. Alle anderen Parameter entsprechen dem default-Wert des RandomForestRegressor von scikit-learn.

30. Energie-Symposium

Die Kaltmiete ist durchgehend in allen analysierten Modellen der wichtigste Faktor und damit der stärkste Prädiktor für die Vorhersage von Elektrofahrzeuganteilen (vgl. Abbildung 2). Sie charakterisiert als soziodemografischer Faktor die Raumstruktur und kann als Indikator für das Einkommen gesehen werden. Bereits Frenzel et al. konnten zeigen, dass Nutzer:innen von Elektrofahrzeugen über ein höheres Einkommen verfügen als Nutzer:innen von konventionellen Fahrzeugen [10].

In den kumulativen Modellen unterscheidet sich die Relevanz der Bevölkerungs- und Ladesäulendichte je nach Modell: Beim BEV-Anteil ist die Bevölkerungsdichte bedeutsamer als die Ladesäulendichte, beim PHEV-Anteil ist das Gegenteil der Fall. Alle anderen Faktoren haben keinen nennenswerten Einfluss.

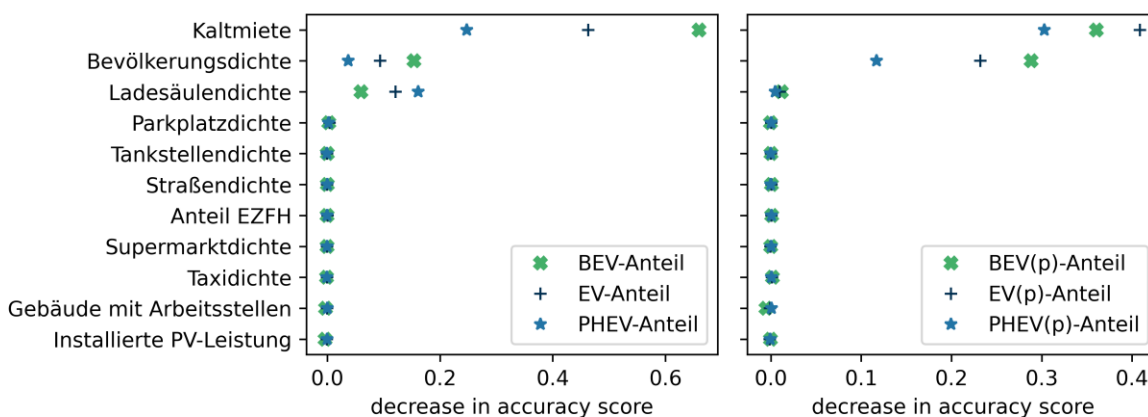


Abbildung 2: Darstellung der Bedeutung der einzelnen Faktoren in ihrem Beitrag zur Modellgenauigkeit für die Gesamt- (linke Abbildung) und p-Modelle (rechte Abbildung)

In den p-Modellen ist die Bevölkerungsdichte der zweitstärkste Faktor. Die Ladesäulendichte spielt hier nur eine sehr geringe Rolle, bei den BEV-Anteilen etwas stärker als bei den PHEV-Anteilen. Auch hier sind alle anderen Faktoren unwesentlich bei der Vorhersage der Fahrzeuganteile.

In Abbildung 3 werden die detaillierten Zusammenhänge zwischen den als relevant identifizierten unabhängigen und den jeweiligen abhängigen Variablen am Beispiel der EV-Modelle dargestellt³. Der größte Unterschied ist beim Einfluss der Ladesäulendichte erkennbar, der geringste bei der Bevölkerungsdichte. Während im EV(p)-Modell die Ladeinfrastruktur einen kaum sichtbaren Effekt zeigt, ist beim EV-Modell eine deutlich positive nichtlineare Abhängigkeit erkennbar. Bis zu einer Ladesäulendichte von rund sieben LS/10000 EW ist nur ein leicht positiver Zusammenhang sichtbar. Über diesem Wert ist ein stark positiver Zusammenhang zu sehen, der sich antilogarithmisch verhält und zum Ende hin bis auf null abschwächt. Der sprunghafte Anstieg ist dabei auf die PHEVs zurückzuführen, bei den BEVs verläuft die Funktion monotoner, aber auch leicht positiv steigend. Im Gegenteil dazu steht in den p-Modellen ein überwiegend gleichmäßig positiver, linearer Verlauf im PHEV(p)-Modell einem nichtmonotonen Verlauf im BEV(p)-Modell bezüglich der Ladesäulendichte gegenüber.

Auch für den EV-Anteil in Abhängigkeit zur Kaltmiete ist im kumulativen Modell eine nicht lineare Funktion mit positiver Steigung ersichtlich. Dieser Verlauf ist bei den BEV- und PHEV-Teilmodellen sehr ähnlich. Beim EV(p)-Modell ist dagegen ein annähernd linearer positiver Zusammenhang zur Kaltmiete erkennbar.

³ Zu beachten ist hier, dass es sich um verschiedene abhängige Variablen handelt, die einen unterschiedlichen Wertebereich abdecken (Ordinate).

30. Energie-Symposium

Die Beziehung zwischen Elektrofahrzeuganteilen und Bevölkerungsdichte ist bei allen untersuchten Modellen sehr ähnlich. Mit steigender Bevölkerungsdichte sinkt der Elektrofahrzeuganteil, wobei sich der Effekt mit höherem Raumdruck abschwächt (exponentielle Abnahme).

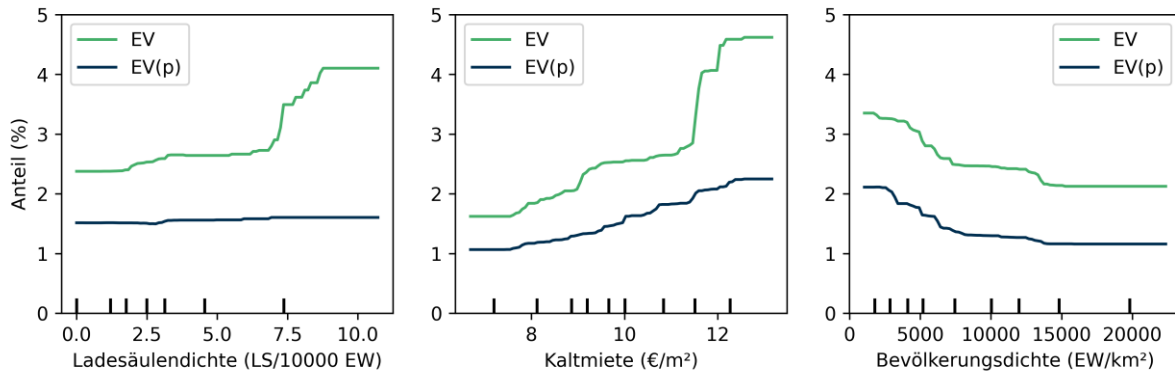


Abbildung 3: Vergleich der marginalisierten Zusammenhänge (partial dependence) von Ladesäulendichte, Kaltmiete und Bevölkerungsdichte mit den Elektrofahrzeuganteilen am Beispiel der Modelle EV und EV(p)

Diese Ergebnisse decken sich nur zum Teil mit den Erkenntnissen aus der Studie von Wappelhorst et al. [3], widersprechen sich teilweise sogar: Bezüglich der Bevölkerungsdichte kann auch in der erwähnten Studie ein deutlich negativer Effekt auf den BEV-Anteil nachgewiesen werden. Dieser besteht jedoch nur im überregionalen Vergleich und nicht für den PHEV-Anteil bzw. für den urbanen Bereich im Detail. Das Gleiche gilt für die Ladesäulendichte. Möglicherweise sind die verschiedenen Ergebnisse darauf zurückzuführen, dass in Wappelhorst et al. [3] die Anzahl an Neuzulassungen betrachtet werden, während hier die Elektrofahrzeugbestände in die abhängige Variable einfließen. Darüber hinaus können die unterschiedlichen Erkenntnisse zum Teil durch die Betrachtung des Zusammenhangs zwischen den Faktoren untereinander erklärt werden.

Abbildung 4 zeigt die Abhängigkeit der Elektrofahrzeuganteile (Effekte kumuliert über BEV- und PHEV- bzw. gewerbliche und private Anteile) von jeweils zwei Faktoren und damit deren Interaktion untereinander. Bezüglich der Ladesäulendichte ist hier deutlich erkennbar, dass sich ein größerer Einfluss im Bereich um 7,5 LS/10000 EW ergibt, welcher sowohl im Vergleich mit der Bevölkerungsdichte, als auch im Vergleich mit der Kaltmiete sichtbar ist. Bewegt sich der Wertebereich deutlich darunter oder darüber, wird der Einfluss geringer bzw. verschwindet zum Teil sogar ganz. Dies zeigt, dass der Einfluss der Ladeinfrastruktur in Berlin nicht gleichmäßig über die vorliegende Ladesäulendichte verteilt ist. Im unteren Bereich der Ladesäulendichte ist hierbei der größte Effekt bei mittlerer Bevölkerungsdichte und Kaltmiete zu beobachten. Auch der Effekt von Kaltmiete und Bevölkerungsdichte ist ungleichmäßig verteilt: Beispielsweise ist der Einfluss der Kaltmiete auf den EV-Anteil im mittleren Bereich der Bevölkerungsdichte am stärksten. Oberhalb von 15.000 EW/km² ist gar kein Effekt der Bevölkerungsdichte mehr zu beobachten und die Kaltmiete wirkt sich allein auf den Elektrofahrzeuganteil aus. Das Gleiche gilt für die Ladesäulendichte.

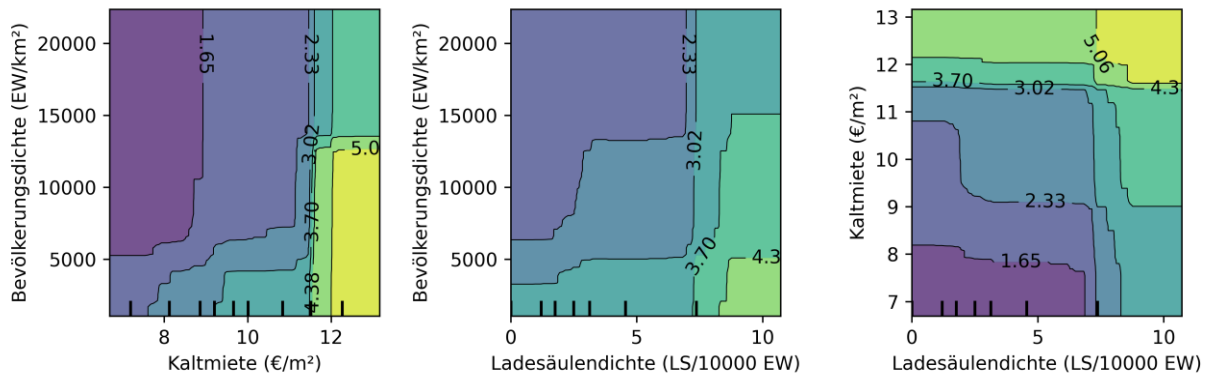


Abbildung 4: Darstellung der Abhängigkeiten zwischen den Faktoren Kaltmiete, Bevölkerungs- und Ladesäulendichte am Beispiel des EV-Anteils (Gesamtmodell)

Im EV(p)-Modell zeigt sich ebenso eine Heterogenität bezüglich der Interaktion mit der Bevölkerungsdichte: Während im unteren Bereich der Bevölkerungsdichte kaum ein Effekt zu erkennen ist, ist in der oberen Hälfte (ab ca. 12.500 EW/km²) ein leichter Effekt der Ladesäulendichte auf den EV(p)-Anteil sichtbar. Dies ist vermutlich darauf zurückzuführen, dass mit steigendem Raumdruck die Möglichkeiten private Ladeinfrastruktur zu nutzen sinken und damit der Bedarf für öffentliche Ladeinfrastruktur steigt. Dagegen zeigt sich der Zusammenhang von Ladesäulendichte zur Kaltmiete eher homogen: Der Einfluss der Ladesäulendichte ist über den gesamten Bereich der Kaltmiete zwar positiv, aber marginal im Umfang.

4. FAZIT

Die Ergebnisse der Random Forest Regressionen zeigen im Durchschnitt einen geringen, positiven Effekt der Ladesäulendichte auf die Elektrofahrzeuganteile. Dieser ist in den Gesamtmodellen deutlich stärker ausgeprägt als in den p-Modellen. Die Bevölkerungsdichte zeigt einen deutlich negativen, die Kaltmiete einen deutlich positiven Zusammenhang zu den E-Fahrzeuganteilen, wobei letzterer am stärksten ist. Bei allen anderen untersuchten Faktoren (Parkplatzdichte, installierte PV-Leistung, Anteil Ein- und Zweifamilienhäuser, Gebäude mit Arbeitsstellen, sowie Taxi-, Supermarkt-, Tankstellen- und Straßendichte) ist kein Effekt erkennbar. Ein Teil der soziodemografischen Faktoren und die Ladesäulendichte beeinflussen demzufolge die Elektrofahrzeuganteile. Alle anderen Faktoren der Infrastruktur wie auch die Points of Interest haben keinen Einfluss auf den erwähnten Hochlauf.

Die im Detail untersuchte Wirkung der Ladesäulendichte auf die Anteile der Elektrofahrzeuge am privaten, gewerblichen und gesamten PKW-Bestand zeigt eine inhomogene Verteilung. Beispielsweise ist ein sichtbarer positiver Einfluss der Ladesäulendichte in allen p-Modellen erst ab einer hohen Bevölkerungsdichte (im Durchschnitt ab ca. 12.500 EW/km²) vorzufinden. Dies kann vermutlich auf den steigenden Bedarf nach öffentlicher LIS mit steigendem Raumdruck erklärt werden. In den kumulativen Modellen ist nach einem eher moderaten Anstieg im unteren Bereich der Ladesäulendichte ein deutlicher Anstieg der Elektrofahrzeuganteile ca. zwischen sieben und neun LS/10000EW zu erkennen, der sich darüber hinaus bis auf null abflacht.

Die Interaktionen zwischen den Faktoren sind nicht konsistent über Skalen und Modelle, der Einfluss der einzelnen Faktoren ist hingegen ähnlich. Der größte Unterschied liegt im Vergleich der Wirkung von Bevölkerungs- und Ladesäulendichte zwischen den kumulativen und p-Modellen.

Da andere Untersuchungen zur Wirkung der Ladeinfrastruktur auf die Elektrofahrzeuganteile vorwiegend geringere geografische Auflösungen haben, leistet diese Studie einen Beitrag zum Verständnis der Zusammenhänge im urbanen Raum. Hier erweist sich eine Methodik, die auch nicht lineare Zusammenhänge abbilden kann, als geeignet.

5. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Reiner Lemoine Institut, „ElMobileBerlin“, <https://reiner-lemoine-institut.de/elmobileberlin/>.
- [2] S. Sommer und C. Vance, Do More Chargers Mean More Electric Cars? DE: RWI, 2021.
- [3] S. Wappelhorst, C. Shen, G. Bieker, und K. Morrison, „ELECTRIC VEHICLES FOR EVERYONE? STATE, DISTRICT, AND CITY LEVEL UPTAKE PATTERNS IN GERMANY“, 2022.
- [4] X. Li, P. Chen, und X. Wang, „Impacts of renewables and socioeconomic factors on electric vehicle demands – Panel data studies across 14 countries“, Energy Policy, Bd. 109, S. 473–478, Okt. 2017.
- [5] W. Sierzchula, S. Bakker, K. Maat, und B. van Wee, „The influence of financial incentives and other socio-economic factors on electric vehicle adoption“, Energy Policy, Bd. 68, S. 183–194, Mai 2014.
- [6] E. Narassimhan und C. Johnson, „The role of demand-side incentives and charging infrastructure on plug-in electric vehicle adoption: analysis of US States“, Environ. Res. Lett., Bd. 13, Nr. 7, Juli 2018.
- [7] L. Breiman, „Random Forests“, Mach. Learn., Bd. 45, Nr. 1, S. 5–32, Okt. 2001.
- [8] Q. Zhao und T. Hastie, „Causal Interpretations of Black-Box Models“, J. Bus. Econ. Stat., Bd. 39, Nr. 1, S. 272–281, Jan. 2021.
- [9] J. H. Friedman, „Greedy function approximation: A gradient boosting machine.“, Ann. Stat., Bd. 29, Nr. 5, Okt. 2001.
- [10] I. Frenzel, J. Jarass, S. Trommer, und B. Lenz, „Erstnutzer von Elektrofahrzeugen in Deutschland. Nutzerprofile, Anschaffung, Fahrzeugnutzung.“, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V (DLR), Berlin, 2015.

HYDROGEN PRODUCTION AND FUEL CELL TECHNOLOGIES ANALYSIS

Lucas Knüpfer Hafemann¹, Gabriel Henrique Wienhage¹, Jonathan Utzig¹, Vinicyus Rodolfo Wiggers¹

¹ University of Blumenau, Brazil

ABSTRACT

In this work, the market for electrolyzers was analysed, with the aim of comparing its main characteristics to identify the supply of equipments as well as the data provided by the manufacturers. The research was directed to catalogs found online. A total of ten models were analysed. It was also studied all the types of fuel cells available at relevant literatures. A table was built with the aim of comparing its main parameters, as well as the main advantages and disadvantages of each type of equipment, looking to show all the existing possibilities for its use in energy production. With the research done, it is expected to find a viable path for the production of Green Hydrogen and its use in fuel cells, aiming a process as clean as possible. High Hydrogen purity values were found for the electrolyzers, as well as a broad variety in terms of pressure, temperature and maximum productivity. The fuel cells showed a capability to be used in all sorts of applications, offering different values of temperature, efficiency, power and used fuel.

1. INTRODUCTION

The debate around the adoption of ecologically sustainable fuels is gaining more and more prominence in industry and in everyday life. The abundant use of fossil fuels, despite its prevalence, is generating serious environmental impacts, which makes it imperative to search for new products and technologies that can replace them [1]. Among the existing alternatives, hydrogen appears as a promising option. In this context, an in-depth analysis of the main characteristics of the equipment responsible for producing clean hydrogen available on the market was undertaken. The general objective is to identify commercially available equipment and analyze its characteristics to produce hydrogen for use in fuel cells [2]. For this analysis, we used catalogs from several manufacturers, accessible online, to extract essential information and carry out a comprehensive comparison. This analysis aimed to verify both the variety of models available and the data provided to potential buyers [3]. At the same time, a compilation of data from various literary sources on fuel cells was carried out, a device that has the promising ability to use hydrogen as fuel to generate energy. By comparing the main characteristics of the different types of cells, we tried to identify their advantages and disadvantages. The final objective is to provide a clearer vision of the existing possibilities for the use of these technologies, with a view to promoting a more sustainable approach to energy generation [4].

2. RESULTS

The first equipment analyzed was the electrolyzer. Table 1 lists the ten different models used in this research, and Table 2 the information collected from catalogues.

Table 1: devices researched.

Number	Brand	Model
1	Longi	LHy-A1000
2	INEOS	BICHLOR
3	Suzhou	GHM-100
4	AUYAN	AOQING_1000A
5	Cummins	HyLYZER 200-30
6	Cummins	HySTAT 100-10
7	H2B2	EL600N
8	Plug	EX-425D
9	Thyssenkrupp	20 MW AWE
10	GHS	HyProvide A-Series

Table 2: information collected from catalogues.

Mode I	Productivity	Electrolyte	Pressure	Temperature	Purity	Power
1	1.000 Nm ³ /h	Alcaline	1,6 MPa	5 °C - 40 °C	99,99%	4,4 kWh/Nm ³
2	700 Nm ³ /h	Alcaline	0,04 MPa	90 °C	-	-
3	100 Nm ³ /h	Alcaline	1,6 MPa	-	99,70%	4,4 kWh/Nm ³
4	1.000 Nm ³ /h	Alcaline	1,6 MPa	40 °C	99,80%	4,4 kWh/Nm ³
5	200 Nm ³ /h	PEM	3 MPa	-	99,99%	4,6 kWh/Nm ³

30. Energie-Symposium

6	100 Nm ³ /h	Alcaline	1 MPa	-	99,99%	5,0 kWh/Nm ³
7	600 Nm ³ /h	PEM	4 MPa	45 °C	99,90%	5,1 kWh/Nm ³
8	200 Nm ³ /h	PEM	4 MPa	20 °C - 40 °C	99,99%	4,1 kWh/Nm ³
9	4.000 Nm ³ /h	Alcaline	0,3 MPa	-	99,90%	4,5 kWh/Nm ³
10	90 Nm ³ /h	Alcaline	3,5 MPa	20 °C - 35 °C	99,98%	4,8 kWh/Nm ³

In terms of productivity, the electrolyzers that indicated the lowest values were the one from GHS, with a maximum production of 90 Nm³/h, the HySTAT® 100-10 from Cummins, with 100 Nm³/h and the one from Suzhou, also with 100 Nm³/h of Hydrogen. These three models are alkaline electrolyzers, however this does not mean that this type of equipment has a reduced capacity when compared to PEMs, it just indicates a greater range of productivity values available on the market [5].

The PEM models show the following maximum production values: 200 Nm³/h, for the Plug model and the Cummins HyLYZER® 200-30, and 600 Nm³/h, for the H2B2 model. The productivity range indicated by PEM models is more restricted than alkaline models [6]. The remaining alkaline models have high productivity: the INEOS model has a maximum Hydrogen production of 700 Nm³/h; the Longi and AUYAN models present 100 Nm³/h and the Thyssenkrupp model appears with the highest capacity of all those analyzed, with 4000 Nm³/h [7].

Observing these data, it can be concluded that Thyssenkrupp's 20MW AWE equipment is the best model, as it has the highest productivity among all those studied. However, it is worth remembering that to produce 4000 Nm³/h of Hydrogen, it is necessary to feed the equipment in the same proportion, as well as the aforementioned challenge of storing the gas. For applications that aim to commercialize Hydrogen after its production, it is likely that the equipment with the highest productivity will be seen as ideal, however for cases in which the gas produced is intended to be used for other industrial processes, the model that best meets the requirements must be chosen for existing demands [8].

Of the ten models analyzed, three are described as PEM type. They are: the HyLYZER® 200-30 model, produced by Cummins; the EL600N, from H2B2 and the EX-425D, from the manufacturer Plug [9].

There were seven alkaline models analyzed: the LHy-A1000, from Longi; BICHLOR, from INEOS; the GHM-100, from Suzhou; AOQING_1000^a, from AUYAN; the HySTAT® 100-10, from Cummins; the 20MW AWE, from Thyssenkrupp and the HyProvide A-Series, from GHS [10].

It is an advantage that both types of electrolyzer have a wide variety available. Each type has its advantages and disadvantages and the availability of both allows the customer to choose according to their specific needs [11].

The PEM models analyzed present close output pressure values, with a maximum of 3 MPa in the case of the HyLYZER® 200-30, from Cummins and 4 MPa for the H2B2 and Plug models [12].

With the exception of the GHS model, which had a pressure of 3.5 MPa, in general alkaline electrolyzers have a lower outlet pressure than PEM ones. The Longi, Suzhou and AUYAN models indicate a pressure of up to 1.6 MPa, while the Cummins HySTAT® 100-10 shows 1 MPa and the INEOS approximately 0.0385 MPa (converted value) [13].

Once again, the Thyssenkrupp model stands out, the 20MW AWE, with an indicated pressure of 0.3 MPa. This model presented the highest productivity (4000 Nm³/h) and the lowest output pressure.

30. Energie-Symposium

This explains the high volume of Hydrogen produced, since gas with lower pressure occupies a smaller volume than pressurized gas. The model is most recommended for applications that aim to use Hydrogen in a subsequent process, which does not require the gas at high pressure, as its storage will be difficult due to these conditions [14].

Not all manufacturers provide the appropriate temperature ranges for the device to operate. Among those that provide information, the INEOS model stands out for having the highest temperature, at 90 °C [15]. The PEM models from manufacturers H2B2 and Plug show a similar operating temperature of 45 °C and 40 °C, respectively. Alkaline models have a temperature range close to 40 °C, indicating that this is generally the maximum temperature at which the equipment works properly. It is worth mentioning that Longi brand equipment has a temperature range between 5 °C and 40 °C, which can allow for not very strict temperature control, as small variations do not alter its operation [16].

Right from the start, we can confirm one of the biggest advantages of electrolysis mentioned in the literature: the high purity of the Hydrogen produced. The model from the manufacturer Longi, as well as that from Plug and both from Cummins have a Hydrogen purity of 99.99%, an extremely high value.

This high purity is very important, as a low purity would result in the need for some subsequent process to purify the Hydrogen, which would result in extra costs, as well as increased production time.

Even the Suzhou brand model, which had the lowest purity of 99.70%, has a very high index. It is worth noting that the INEOS brand model did not provide the purity of the Hydrogen produced [17].

In relation to energy consumption, there is a low variation between the values presented. This parameter varies between 3.9 kWh/Nm³ and 5.1 kWh/Nm³ [18].

Models from manufacturers Longi and AUYAN have the same consumption range, between 3.9 kWh/Nm³ and 4.4 kWh/Nm³. The minimum operating value of 3.9 kWh/Nm³ is the lowest presented among all equipment, however this means operating with minimum production, since with maximum productivity consumption increases to 4.4 kWh/Nm³ [19].

In relation to energy consumption with maximum productivity, the Plug electrolyser presents the lowest value, with 4.1 kWh/Nm³. The biggest consumer is the H2B2 equipment, with a consumption of 5.1 kWh/Nm³ [20].

The Thyssenkrupp model, which has the highest production capacity, with up to 4000 Nm³/h of Hydrogen, has a consumption of 4.5 kWh/Nm³, having greater energy efficiency than other models. This, however, does not mean that this model is the best in terms of energy consumption, since, as mentioned previously, the Hydrogen generated leaves at a pressure considered low. As the desired pressure may be higher than that offered, a subsequent pressurization process may be necessary, resulting in greater energy consumption [21].

We also collect data on fuel cells, due to the possible use of Hydrogen produced through electrolyzers. Table 3 demonstrates the main data provided by literature on fuel cells.

Table 3: current types of fuel cell and its main characteristics.

Type	Electrolyte	Electrodes	Catalysts	Temperature	Efficiency	Power	Fuel
PEFC	Hydrated ion	Carbon	Platinum	40 °C - 80 °C	40% - 60%	250 kW	H2
AFC	Potassium hydroxide	Transition metals	Platinum	65 °C - 90 °C	45% - 60%	20 kW	H2
PAFC	Fosforic acid	Carbon	Platinum	220 °C	36% - 38%	50 kW	Natural gas
MCFC	Carbonates	Nickel	Nickel	700 °C	45% - 60%	1.000 kW	Hydrocarbons
SOFC	Ceramics	Ceramics	Ceramics	1.000 °C	50% - 65%	1.000 kW	CO2

30. Energie-Symposium

Each cell uses a different type of electrolyte. PAFC and AFC cells have electrolytes in a liquid state, in an aqueous solution. The PAFC cell uses Phosphoric Acid, while the AFC uses an aqueous solution of Potassium Hydroxide [21].

The SOFC cell uses a solid ceramic electrolyte, generally consisting of Zirconium Oxide and the MCFC uses a carbonate electrolyte, also in the solid state. PEFC cells use a solid electrolyte, in the form of a polymeric ion, but it must be constantly hydrated for the device to function properly [22].

The cells also differ in the use of electrodes made of different materials. PAFC and PEFC cells use electrodes made from Carbon. These electrodes cannot come into contact with Oxygen, as this would result in the formation of Carbon Monoxide, which would be considered contamination of the equipment. The alkaline cell type, called AFC, usually uses transition metals as electrodes, as well as other metals that are not considered noble. MCFCs also do not require noble metals, generally using Nickel and Nickel Oxide. The SOFC cell makes use of only ceramic materials, generally including Zirconium.

None of the cell types stands out for the use of high-cost electrodes, all of them function adequately without the use of noble materials.

Not all cells require a catalyst to operate, but each one has a catalyst considered ideal in the case of its use to accelerate the process [23].

PEFC, PAFC and AFC cells use catalysts made from platinum, a metal that is expensive to obtain. When possible, there is a preference for using the cell without catalysts. AFC cells also work with catalysts made from Nickel, a material with a lower cost than Platinum.

MCFCs use Nickel catalysts, not requiring the use of any noble material. SOFC cells use catalysts made from ceramic materials, such as perovskite, made up of Calcium Oxide and Titanium.

The high cost of some catalysts can be a negative factor for selecting a certain type of cell, but most of them work either without the use of a catalyst or with lower-value catalysts [23].

Each type of cell has a maximum temperature at which it can operate. In most cases this temperature is defined by the electrolytes, as they must be in the appropriate phase to function correctly and a temperature that is too high or too low could generate a change in physical state.

For example, the PEFC cell must operate at a temperature between 40 °C and 80 °C, otherwise the water necessary for hydration of the ion begins to evaporate. PAFCs operate at a temperature of up to 220 °C, to ensure that their electrolyte does not solidify. AFC cells also operate at low temperatures, between 65 °C and 90 °C [24].

SOFCs operate at the highest temperatures, reaching up to 1000 °C, but studies indicate that they can function adequately at lower temperatures, around 650 °C. MCFC cells also operate at high temperatures, up to 700 °C.

PAFC and PEFC cells require more precise control of their temperatures, as electrolytes are very sensitive to thermal changes. Cells that operate at high temperatures do not need this fine control, but equipment that operates at temperatures close to 1000 °C also poses challenges, as they limit the variety of materials that can be used to build the cell [25].

The efficiency of a cell is an important parameter to be considered when selecting equipment. A high efficiency means that the fuel inserted will be used to produce the desired energy, while a low efficiency means that the fuel's potential will be, in part, wasted.

SOFC cells have a slightly higher efficiency than other types, around 65%. AFC, PEFC and MCFC cells have a maximum efficiency of 60% and PAFC cells have the lowest efficiency, at maximum 38% [26].

For comparison purposes, an internal combustion engine in a traditional vehicle can have an efficiency of just 20% and close to 40% in more modern engines. This shows that even cells with lower efficiency can compete with the engines that are currently used in automobiles and easily outperform the most efficient cells.

SOFC and MCFC cells are capable of generating very high power: 1MW. The other cells have significantly lower power. PEFC cells have a maximum power of 250 kW, while PAFC cells can have powers greater than 50 kW. AFCs are the devices with the lowest power, rarely reaching 20 kW.

30. Energie-Symposium

That is, SOFC and MCFC cells can be used for applications that operate on a large scale, while cells such as AFC are more used for operations on a reduced scale or in stationary conditions [27].

In general, all cell types mentioned are capable of operating using Hydrogen as their fuel. For example, AFC cells only work with pure Hydrogen as fuel, so care must be taken with contaminants, as they can cause a reaction with the Potassium Hydroxide electrolytes.

PEFC cells also preferably operate with Hydrogen gas, but without the purity requirement that AFCs have. PAFC cells use natural gas as fuel, with care taken into account the presence of sulfuric compounds, as their high concentration causes loss of cell efficiency. This natural gas must contain less than 1% Carbon to ensure the best possible functioning of the device [28].

MCFC cells use carbides as fuel, particularly coal and natural gas. These are abundant and easily accessible fuels, which is why they end up being used in greater quantities than Hydrogen. SOFC cells allow the use of various hydrocarbons and even Carbon Dioxide [28].

The possibility of using Hydrogen, a clean fuel, in all types of cells is a great advantage for this type of equipment. However, it is clear that other fuels, such as coal and natural gas, continue to be used on a large scale, as long as they are economically advantageous.

3. CONCLUSIONS

The market presents several electrolyzer options for the production of Green Hydrogen, with different operating parameters, for different production scales, from different manufacturers. In terms of energy consumption, it is concluded that the equipment from the manufacturer Longi stands out compared to others, as it has high productivity and its consumption is the lowest analyzed. There is no right way to decide which is the best electrolyser, but energy consumption is a good parameter for selecting the most appropriate one, as it implies less environmental damage and reduced costs. Fuel cells also come in different sizes, for different applications and flexible temperature ranges. SOFC type cells can be considered the most advantageous for use, as they have high power and high efficiency, and combined with the Longi electrolyzer, can produce high amounts of energy with low impact on the environment. However, there are still challenges in this process. The main one is cost, as the electrolysis process is still more expensive than other methods of producing Hydrogen. The large companies and institutions that currently cause much of the pollution and would be capable of generating a positive impact with the use of clean fuels have no environmental interest. As long as fossil fuels are more profitable than clean fuels, the necessary transition to reduce the environmental impact caused by them will hardly occur. To change this scenario, government measures and popular movements are necessary to force or encourage the use of clean fuels such as Green Hydrogen. Actions of this type that already exist give hope that things can change, but the ideal scenario is still far from happening.

4. BIBLIOGRAPHY

[1] AUYAN. AOQING_1000A. [S. l.: s. n.], 2023.

Disponível em: https://www.auyanglobe.com/Hydrogen-Production/Hydrogen-Production-Electrolyzer.html?gclid=EAlalQobChMIIMft_4Ta_glVB2SRCh0ggQvoEAAYAAEgl-zPD_BwE#TECHNICALDATA. Acesso em: 16 maio 2023.

[2] CÉLULAS A COMBUSTÍVEL DE BAIXA POTÊNCIA PARA APLICAÇÕES ESTACIONÁRIAS. Quim. Nova, [S. l.], ano 2002, v. 25, n. 3, p. 470-476, 19 set. 2001. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/qn/a/vC8Y8sTNKS476gW5nVnnQDw/?format=pdf&lang=pt>. Acesso em: 3 jun. 2023.

[3] CHIAPPINI, Gabriel. Rio Grande do Norte fecha novos acordos para produção de hidrogênio verde. Epbr, [S. l.], p. 1-1, 3 mar. 2023. Disponível em: <https://epbr.com.br/rio-grande-do-norte-fecha-novos-acordos-para-producao-de-hidrogenio-verde/>. Acesso em: 4 jun. 2023.

30. Energie-Symposium

- [4] CUMMINS. HYDROGEN: THE NEXT GENERATION DISCOVER CUMMINS ELECTROLYZER TECHNOLOGIES. [S. l.: s. n.], 2023.
Disponível em: <https://mart.cummins.com/imagelibrary/data/assetfiles/0071313.pdf>. Acesso em: 17 maio 2023.
- [5] E3. Hydrogen Opportunities in a Low-Carbon Future: An Assessment Of Long-Term Market Potential in the Western United States. [S. l.: s. n.], 2020.
Disponível em: https://www.ethree.com/wp-content/uploads/2020/07/E3_MHPS_Hydrogen-in-the-West-Report_Final_June2020.pdf. Acesso em: 1 jun. 2023.
- [6] EL-SHAFIE, M., KAMBARA, S. and HAYAKAWA, Y. (2019) Hydrogen Production Technologies Overview. *Journal of Power and Energy Engineering*, 7, 107-154.
<https://doi.org/10.4236/jpee.2019.71007>
- [7] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. NOTA TÉCNICA EPE/DPG/SPG/01/2022. [S. l.], 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-654/NT%20Hidrog%C3%AAnio%20Cinza.pdf>. Acesso em: 1 jun. 2023.
- [8] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. NOTA TÉCNICA EPE/DPG/SPG/02/2022. [S. l.], 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-654/NT%20Hidrogenio%20Azul.pdf>. Acesso em: 1 jun. 2023.
- [9] FUEL Cell Handbook. [S. l.: s. n.], 2004.
Disponível em: <https://www.netl.doe.gov/sites/default/files/netl-file/FCHandbook7.pdf>. Acesso em: 6 maio 2023.
- [10] GAMBOU, F.; GUILBERT, D.; ZASADZINSKI, M.; RAFARALAHY, H. A Comprehensive Survey of Alkaline Electrolyzer Modeling: Electrical Domain and Specific Electrolyte Conductivity. *Energies* 2022, 15, 3452. <https://doi.org/10.3390/en15093452>
- [11] GENTIL, Vicente; CARVALHO, Ladimir José de Coautor. *Corrosão.7*. Rio de Janeiro: LTC, 2022. 1 recurso online. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/books/9788521637998>. Acesso em: 26 jun. 2023.
- [12] GHS. HyProvide™ A-Series. [S. l.: s. n.], 2023.
Disponível em: <https://greenhydrogen.dk/wp-content/uploads/2021/02/A-Series-brochure-120421.pdf>. Acesso em: 20 maio 2023.
- [13] GLOBAL SYNGAS TECHNOLOGIES COUNCIL. Syngas Production. In: *Partial Oxidation*. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://globalsyngas.org/syngas-technology/syngas-production/partial-oxidation/>. Acesso em: 2 jun. 2023.
- [14] H2 HYDROGEN EXPO SOUTH AMERICA, 2023, Rio de Janeiro. Hydrogen Expo SA [...]. [S. l.: s. n.], 2023.
- [15] H2B2. 210617 H2B2 Electrolyzer Catalogue Summary. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: <https://www.h2b2.es/wp-content/uploads/2021/06/210617-H2B2-Electrolyzer-Catalogue-Summary.pdf>. Acesso em: 20 maio 2023.
- [16] HERNÁNDEZ-GÓMEZ, Ángel; RAMÍREZ, Victor; GUILBERT, Damian. Investigation of PEM electrolyzer modeling: Electrical Domain efficiency and specific energy consumption. *International Journey of Hydrogen Energy*, 2020.
- [17] HYDROGEN production: Overview of Technology Options. [S. l.: s. n.], 2009.

30. Energie-Symposium

- [18] INEOS. BICHLOR™ ELECTROLYSER. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: https://www.ineos.com/businesses/ineos-electrochemical-solutions/products/bichlor-electrolyser/?gclid=EAlaIQobChMI0sj7tpPV_gIVzkFIAB2atQ22EAAAYASAAEgLTAvD_BwE. Acesso em: 12 maio 2023.
- [19] JACINTO JUNIOR, S. G.; QUINTELLA, S. A. .; ALVES, D. R. .; CONDE, I. B. .; CASTRO, J. S. de .; LEITINHO, J. L. . Fuel cells: possibilities and limitations. Research, Society and Development, [S. l.], v. 11, n. 5, p. e40111528522, 2022. DOI: 10.33448/rsd-v11i5.28522. Disponível em: <https://rsdjournal.org/index.php/rsd/article/view/28522>. Acesso em: 26 jun. 2023.
- [20] LONGI (ed.). Eletrolisador de água alcalina. [S. l.: s. n.], 2023.
Disponível em: <https://www.longi.com/br/products/hydrogen/lhy-a1000/>. Acesso em: 11 maio 2023.
- [21] MACHADO, Nayara. Brasil e Índia liderarão expansão de biocombustíveis em 2023-2024. Epbr, [S. l.], p. 1-1, 1 jun. 2023. Disponível em: <https://epbr.com.br/brasil-e-india-liderarao-expansao-de-biocombustiveis-em-2023-2024/>. Acesso em: 4 jun. 2023.
- [22] PLUG. Plug EX-425D Electrolyzer. [S. l.: s. n.], 2023.
Disponível em: <https://resources.plugpower.com/electrolyzers/ex-425d-f041122>. Acesso em: 20 maio 2023.
- [23] CORTEZ, Karine Alves. PRODUCAO-DE-HIDROGÊNIO-A-PARTIR-DA-OXIDACAO-PARCIAL-DO-METANO-EMPREGANDO-CARBETO-DE-MOLIBDENIO-EM-OXIDO-DE-CERIO-COMO-CATALISADOR. 2008. Dissertação (Pós-graduação de Engenharia) - UFRJ, [S. l.], 2008. Disponível em: <http://portal.peq.coppe.ufrj.br/index.php/dissertacoes-de-mestrado/2009-1/216-producao-de-hidrogenio-a-partir-da-oxidacao-parcial-do-metano-empregando-carbeto-de-molibdenio-em-oxido-de-cerio-como-catalisador/file>. Acesso em: 17 maio 2023.
- [24] RIO Grande do Norte concretiza parcerias internacionais para iniciar teste de produção de H2 verde. H2 Hydrogen Expo, [S. l.], p. 1-1, 11 mar. 2023.
Disponível em: <https://www.hydrogenexpo.com.br/pt/post/rio-grande-do-norte-concretiza-parcerias-internacionais-para-iniciarteste-de-produ%C3%A7%C3%A3o-de-h2-verde>. Acesso em: 4 jun. 2023.
- [25] ROSA, Aldo Vieira da. Processos de energias renováveis. Rio de Janeiro: GEN LTC, 2014. 1 recurso online. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/books/9788595152045>. Acesso em: 26 jun. 2023.
- [26] SUZHOU. GHM-100. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: <https://www.sghec.com/product/hydrogen-generator/>. Acesso em: 9 maio 2023.
- [27] THE WORLD'S Largest and Most Efficient Solid Oxide Electrolyzer. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.bloomenergy.com/bloomelectrolyzer/>. Acesso em: 1 jun. 2023.
- [28] THYSSENKRUPP. Large-scale water electrolysis. [S. l.: s. n.], 2023.
Disponível em: https://www.ammoniaenergy.org/wp-content/uploads/2022/08/Johann-Rinnhofer-20220824-thyssenkrupp_nucera_AWE-AEA-Present_2206-V1A.pdf. Acesso em: 20 maio 2023.

DIE KOMMUNALE WÄRMEPLANUNG ALS LEITINSTRUMENT DER ENERGIEWENDE

Arvid Langenbach

IWEN Energy Institute gGmbH

Die Wärmewende stellt die größte Herausforderung der Energiewende in Deutschland da. Der Anteil des Wärmeverbrauchs am Gesamtenergieverbrauch liegt seit über 15 Jahren recht konstant bei rund 56 % und ist damit der bedeutendste Sektor und auch der größte Hebel für die Energiewende [Umweltbundesamt auf Basis AGEB, 2023]. Hauptenergieträger der aktuellen Wärmeversorgung sind mit Erdgas, Öl und Kohle fossile Energieträger. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Wärmeversorgung liegt bei lediglich 13 % [Agentur für Erneuerbare Energien, 2021]. Dieser Anteil hat sich seit 2005 nur leicht von damals neun Prozent erhöht. Die Bundesregierung hat das Ziel einer klimaneutralen Wärmeversorgung bis zum Jahr 2045 ausgerufen. Um dieses Ziel zu erreichen, muss die Wärmewende in den nächsten Jahren deutlich an Tempo gewinnen. Hierzu wird nun mit dem kürzlich vom Bundestag verabschiedeten Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (WPG) der rechtliche Rahmen geschaffen.

Das Wärmeplanungsgesetz ist ein zentraler Baustein zur Umsetzung der Wärmewende in Deutschland. Es soll klimafreundliche kommunale Lösungen stärken und die kommunale Wärmeplanung zur zentralen Navigationshilfe in der Wärmewende machen. Das Gesetz setzt den Rahmen für die künftig verfügbaren Infrastrukturen und bildet das Rückgrat der zukünftigen klimaneutralen Wärmeversorgung. Das Wärmeplanungsgesetz wird zusammen mit dem Gebäudeenergiegesetz zum 1. Januar 2024 in Kraft treten. Es legt den Fokus auf den Aus- und Umbau der notwendigen Netzinfrastrukturen und räumt den Investitionen in den Bau der für die Wärmewende notwendigen Infrastrukturen ein "überragendes öffentliches Interesse" ein. Zudem betont es die Notwendigkeit einer finanziellen Absicherung und Planungssicherheit für die Infrastrukturinvestitionen, die für die Wärmewende notwendig sind.

Das WPG verpflichtet die Länder für die Durchführung einer flächendeckenden Wärmeplanung zu sorgen. Für Großstädte mit mehr als 100.000 Einwohnern gilt eine Erstellungsfrist bis 30.06.2026, für alle anderen Gemeinden bis zum 30.06.2028. Für Gemeindegebiete mit weniger als 10.000 Einwohnern wird vereinfachtes Verfahren zur Verfügung gestellt. In einigen Bundesländern, wie Baden-Württemberg und Schleswig-Holstein existieren bereits Landesgesetze zur Verpflichtung über die Wärmeplanerstellung. Den Betreibern bestehender Wärmenetze wird im neuen WPG vorgegeben, die Wärmenetze bis 2030 mindestens zu 30 Prozent und bis 2040 zu 80 Prozent mit Wärme zu speisen, die aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme hergestellt wurde. Für neue Wärmenetze wird ein entsprechender Anteil von 65 Prozent verlangt (ab 01.03.2025). Dabei gilt eine Biomasse-Deckelung von 15 % in Netzen mit einer Gesamtlänge von mehr als 50 km. Weiterhin gilt unvermeidbare Abwärme aus der Müllverbrennung als klimaneutral.

Die Kommunale Wärmeplanung ist dabei ein strategischer Ansatz für die Wärmeversorgung in Deutschland. Sie zielt darauf ab, die Wärmeversorgung unter Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten auf die Nutzung erneuerbarer Energien oder nicht vermeidbarer Abwärme umzustellen. Die Umsetzung innovativer Lösungen für die Wärmeversorgung wirft jedoch nicht nur technische Fragen auf, sondern betrifft in erheblichem Maße auch die organisatorische Gestaltung und rechtliche Umsetzung. Daher sind ergänzende regulatorische sowie prozess- und maßnahmenbezogene Ansätze zu untersuchen. Der Nutzen der Wärmeplanung besteht für die Kommunen dabei als Strategie- sowie als Kommunikationsinstrument. Es erlaubt eine umfassende Betrachtung durch die Untersuchung der gesamten kommunalen Gemarkung und ermöglicht der Gemeinden eigenen Gestaltungsfreiraum und die Chance zu einer energetischen Unabhängigkeit.

30. Energie-Symposium

Das Ziel ist die Weichenstellung für eine sichere, klimaneutrale und preisstabile Wärmeversorgung im Zieljahr, bei der alle verfügbaren Potenziale an erneuerbaren Energien erhoben werden. Im Rahmen der Planerstellung wird das Gemeindegebiet in Eignungsgebiete für eine zentrale oder dezentrale Versorgung eingeteilt, was Planungssicherheit für Wohnungs- und Hauseigentümer mit sich bringt sowie Hinweise auf die zukünftige Notwendigkeit für den Stromnetzausbau gibt. Energieberater und Handwerker erhalten durch den Wärmeplan Einsichten in die langfristige Entwicklung der Wärmeversorgung und sind somit bei Fragen zu künftigen Versorgung aussagefähig, Dies schafft Planungssicherheit für alle Beteiligten.

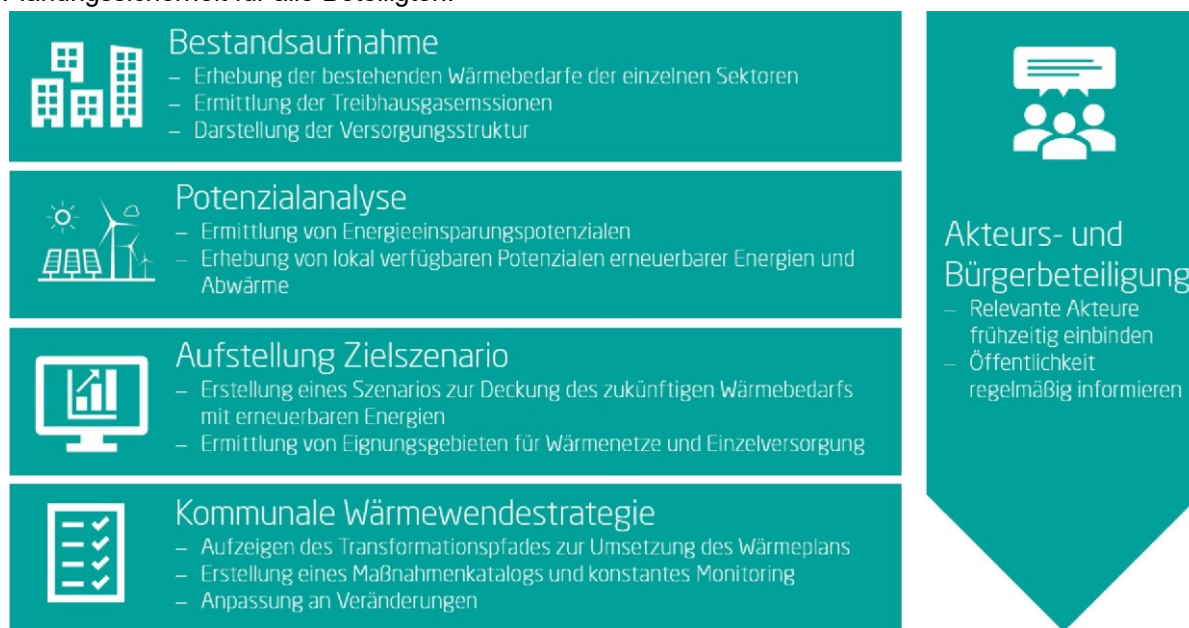


Abbildung 1: Übersicht der Bestandteile der kommunalen Wärmeplanung

Die Wärmeplanung gliedert sich formal in vier Phasen: Bestandsanalyse, Potenzialanalyse, Aufstellung des Zielszenarios und die Erstellung der kommunalen Wärmewendestrategie. Die Bestandsanalyse, dient dazu, den aktuellen Wärmebedarf in einer Region zu erfassen und die vorhandenen Wärmequellen zu identifizieren. Dieser Prozess beinhaltet mehrere Schritte:

- **Datenerhebung:** Hierbei werden Informationen über die Gebäudetypen und deren Baualtersklassen gesammelt. Diese Daten sind wichtig, um den aktuellen Wärmebedarf zu ermitteln und zukünftige Bedarfe abzuschätzen.
- **Identifizierung der vorhandenen Wärmequellen.**
- **Erhebung des aktuellen Wärmebedarfs und -verbrauchs sowie der daraus resultierenden Treibhausgasemissionen.**
- **Angaben zur Versorgungs- und Heizungsstruktur des Gebäudebestandes:** Hierbei werden Details zur Versorgungsstruktur sowie die Beheizungsstruktur der vorhandenen Gebäude erfasst.

Wichtig dabei ist stets die Einbeziehung bereits geplanter Maßnahmen. Bei der Bestandsanalyse sollten auch zukünftige Maßnahmen berücksichtigt werden, die in der Zukunft einen Einfluss auf die künftige Wärmeversorgung haben könnten. Dazu gehören beispielsweise die Erschließung von Neubaugebieten oder Ausbaurbeiten an der Infrastruktur. Die Bestandsanalyse ist ein wichtiger erster Schritt in der kommunalen Wärmeplanung, da sie ein umfassendes Bild von der aktuellen Wärme-Situation liefert und so die Grundlage für die Identifizierung von Potenzialen und die Entwicklung eines umfassenden und zukunftsorientierten Wärmeplans bildet.

30. Energie-Symposium

An die Bestandsanalyse schließt sich die Potenzialanalyse an. Ziel der Potenzialanalyse ist es, die verfügbaren erneuerbaren Energieressourcen zu erfassen. Dabei wird das technische Potenzial aller erneuerbaren Energieträger (Biomasse, tiefe und oberflächennahe Geothermie, Solarthermie auf Frei- und Dachflächen, Umweltwärme, Abwärme aus Industrie und kommunalen Abwässern) ermittelt. Außerdem wird geprüft inwieweit erneuerbarer Strom für Wärmeanwendungen genutzt werden kann (einschließlich Kraft-Wärme-Kopplung).

Bei der Aufstellung des Zielszenarios ist es das Ziel, die identifizierten Bedarfe und Potenziale in konkrete Zukunftsszenarien zu übersetzen. Dabei werden folgende Fragen geklärt:

- Wo wird wie viel Wärme gebraucht?
- Wie und wo kann die Wärme klimaneutral erzeugt werden?
- Welche Anpassungen werden hierzu benötigt?

Es findet eine Einteilung des Untersuchungsgebiets in Eignungsgebiete für eine leitungsgebundene und eine dezentrale Wärmeversorgung und ggf. Gebiete mit weiterem Untersuchungsbedarf statt. Mit dem Ziel einer Identifikation von Maßnahmen, um das Zielszenario zu erreichen, schließt die Aufstellung der Wärmewendestrategie die kommunale Wärmeplanung ab. Dabei werden Maßnahmen sowohl priorisiert als auch zeitlich in Umsetzungsplänen aufgestellt. Dazu wird eine Verstetigungsstrategie entwickelt, mit der der Wärmeplan an zukünftige Entwicklungen angepasst und erweitert werden kann. Es findet im weiteren Verlauf der Transformation eine kontinuierliche Kontrolle von Soll- und Ist-Zustand statt. Äußerst wichtig zum Gelingen der kommunalen Wärmeplanung ist die frühzeitige Einbindung aller relevanten Akteure vor Ort sowie die regelmäßige Beteiligung der Öffentlichkeit. Zu den relevanten Akteuren gehören:

- Kommunalverwaltung
- Stadtwerke und Energieversorger
- Eigentümer und Bewohner von Gebäuden/Wohnungsgesellschaften
- Industrie und Gewerbe als Verbraucher oder Erzeuger von Abwärme

Auch bevor das WPG zum Jahresbeginn 2024 in Kraft tritt und damit die Verpflichtung der Kommunen zur Wärmeplanung eingeführt wird, können Gemeinden und Städte eine Wärmeplanung angehen. Dazu existiert bereits eine entsprechende Impulsförderung im Rahmen der Kommunalrichtlinie mit attraktiven Förderquoten. Gemeinden erhalten für die Beauftragung von externen Dienstleistern zur Erstellung eines kommunalen Wärmeplans eine Zuwendung in Höhe von 90 % der Kosten, finanzschwache Gemeinden sogar 100 %. Diese Förderquoten sinken für im Jahr 2024 gestellte Anträge auf 60 % bzw. 80 %, können aber weiterhin genutzt werden, solange noch kein Landesgesetz zur Umsetzung des WPG im Bundesland der Gemeinde existiert. Der Bewilligungszeitraum beträgt 12 Monate. Voraussetzung ist, dass noch kein Fokus- oder Klimaschutzteilkonzept für das Handlungsfeld Wärme- und Kältenutzung vorliegt bzw. eine kreisangehörige Kommune noch nicht an entsprechenden Konzepten des Landkreises beteiligt war.

Die kommunale Wärmeplanung ist ein wichtiger erster Schritt auf dem Weg zu einer klimaneutralen Wärmeversorgung und spielt eine entscheidende Rolle bei der Umsetzung der Energiewende auf kommunaler Ebene.

INCREASING WIND ENERGY AND HYDROGEN PRODUCTION AND THEIR IMPACTS IN FINLAND

Mäkelä, M.¹, Immonen, S.²

¹ South-Eastern Finland University of Applied Sciences, Kotka, Finland

² Afry Finland, Kouvola, Finland

ABSTRACT

This article is dealing with the status of Finnish power production, its recent progress and challenges. The wind energy capacity in Finland has been increasing during the five last years from 2000 MW to 6000 MW. Many new wind farms were commissioned especially in 2022, while the net import of electricity was decreasing. The net import was 15 % in 2022, clearly less than the rates 20-25 % of earlier 20 years. The Finnish chemical industries require plenty of hydrogen. With more wind power, it has become more interesting to start producing green hydrogen using excessive wind power. The production of hydrogen using electrolysis processes needs a lot of electricity. Several novel hydrogen production projects have been planned, some even started, especially for industrial needs. Some interesting Finnish project cases will be presented. The electricity prices in Finland were especially high in the wintertime 2022-2023. The prices of electricity for household customers were very stabilized in earlier times. Now in 2023 the prices are expected to stabilize to a new, higher level.

1. WIND ENERGY PROGRESS IN FINLAND

The total electricity consumption in Finland has been slightly decreasing in average after 2007. The consumption by source is presented in Figure 1. The consumption of nuclear power and hydro power have been rather constant during the years. During the last five years wind power has been increasing significantly. The wind power consumption has increased from 7 % in 2018, to 14 % in 2022. Solar power covers about one percent. [1]

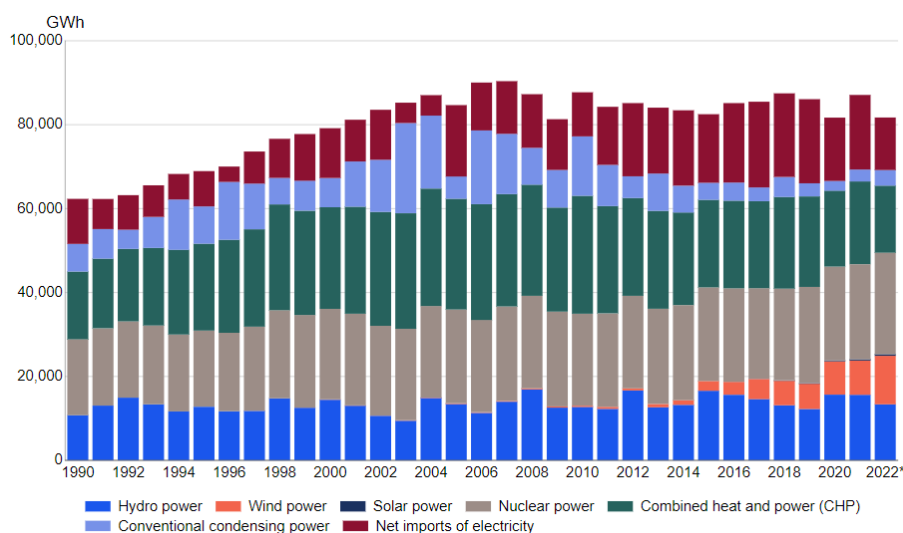


Figure 1: Power generation by source in Finland in 1990-2022 [1].

30. Energie-Symposium

The seasonal power demand in Finland varies a lot. The power demand extends from the mild summertime needs of 7000 MW capacity to the cold wintertime needs of 15000 MW capacity. On one hand, the nuclear power companies mostly offer a rather uniform maximum production to the market because their operations costs remain about the same regardless of the production capacity. On the other hand, the output production power of nuclear power plants would be easily controllable. The annual nuclear power will be increasing since 2023, because the Olkiluoto reactor OL3 with its 1600 MW started its commercial operation in April 2023. Now the nuclear power capacity in Finland totals 4400 MW.

On a windy day the wind power production even exceeds the nuclear power and other production participants' capacities (Figure 2). Thus, on such an interesting day the total production may cover the whole consumption, and no special power reserve capacities or electricity imports are needed, like in the evening of the day 7.10.2023. The day was rather chilly, about 4 degrees in Southern Finland and a few minus degrees in Northern Finland. We are able to see a lot of variability in wind power production during one day.

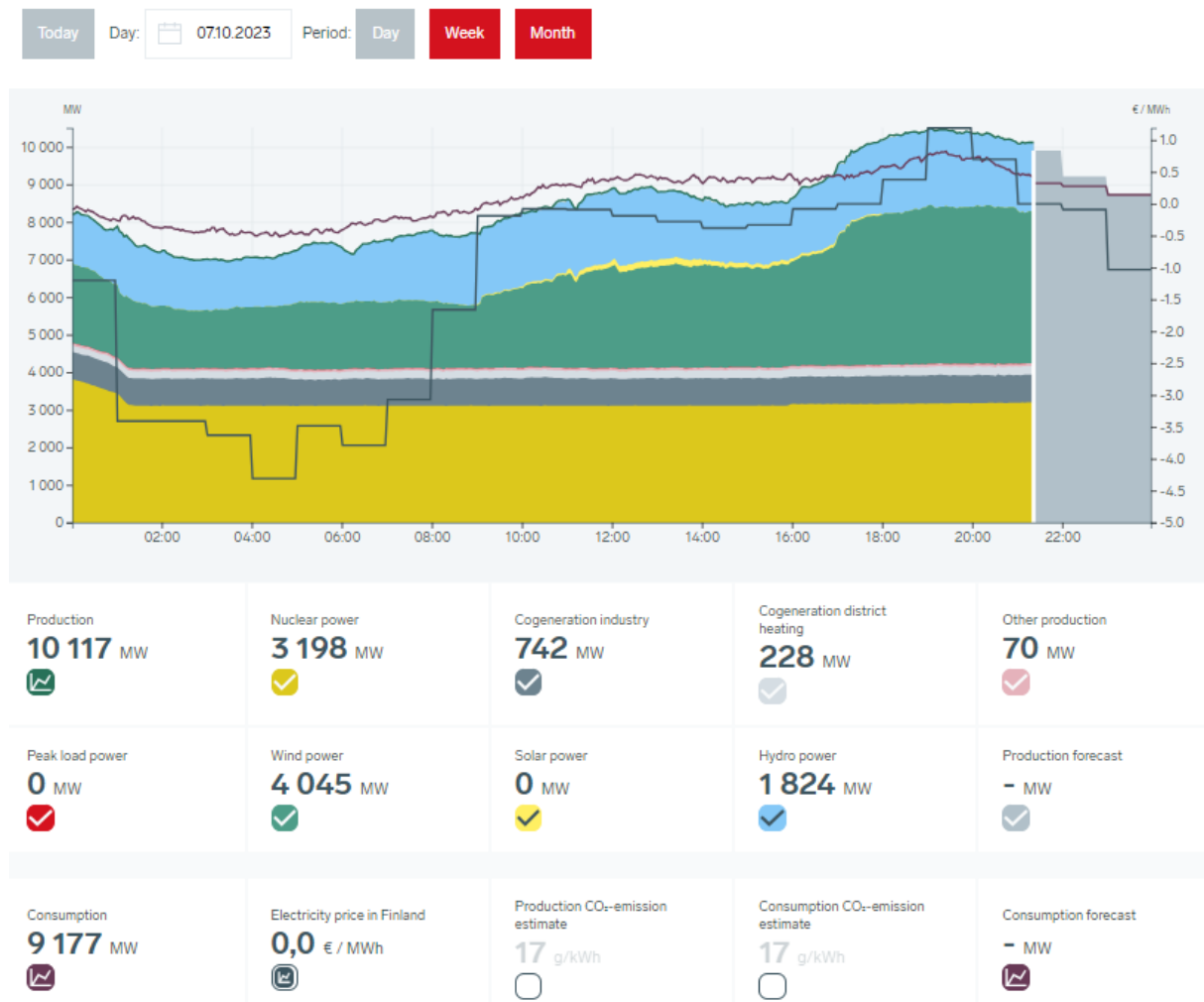


Figure 2: Power production on a windy day with a low market price [2].

30. Energie-Symposium

The total wind energy capacity in Finland has been increasing significantly during the last five years about 4000 MW. The wind conditions are adequate in most locations, and the country is spacious with a limited population. There are no primary obstructions against wind power. The public confidence on economy and those rather high prices of Nordpool market in the autumn and wintertime 2021 encouraged investors of the wind power sector, and a wind power boom started.

There are 1500 installed wind turbines in Finland, in 2023, with the cumulative capacity of over 6000 MW [2]. Most Finnish wind turbines are located on the western coast. Only very few wind turbines are located in Eastern Finland due to some military restrictions. From January to June 2023, 75 new wind turbines were commissioned with the cumulative rated power of 440 MW. More than 3000 MW wind power capacity is planned to be constructed in 2023-2025. The wind power market has grown significantly in 2018-2023 but only two new investment decisions have been made in 2023. The wind power market in Finland may be at least temporary saturating. [3].

There are two leading wind turbine suppliers in Finnish projects, one Danish and one German company [3]. The ownerships of wind farms are divided to dozens of mostly domestic companies, there are no large dominant owners at the moment. Some specialized service supplier companies and some energy production companies take care of the operation and maintenance activities of wind power production.

2. NEEDS AND POSSIBILITIES OF HYDROGEN

The total energy consumption of energy in Finland, in 2022 was 1296 PJ (360 TWh), while the final consumption was 1058 PJ (294 TWh). The final consumption of energy by sector in 2022 was allocated in the following way: industries 45 %, space heating 27 %, transportation 15 %, others 13 %. The most important energy sources in the total energy consumption were wood-based fuels (28 %), nuclear power (20 %) and oil (20 %). The wind power covered 3 % of the total energy consumption. [4]

The electricity supply in 2022 in Finland came from nuclear power (30 %), industrial and district heating CHP (20 %), hydro power (16 %), wind and solar power (15 %), net imports of electricity (15 %) and from other sources (4 %). The total consumption of electricity decreased in 2022 by 6 % compared to 2021, because significant changes took place in the energy source supply and in the prices of electricity markets. These changes caused more flexibility in the consumption behaviour.

Finland is an industrial country with rather high energy consumption. About 44 % of electricity is used in industries, mostly in forest, metal and chemical industries. Exceptionally in the forest industries, the pulp production is self-sufficient with its own heat and power production. Today about 150 000 tons of hydrogen is needed annually for industries, and 99 % of it is produced from natural gas using steam reforming (SMR) [5]. Green hydrogen would be needed in several industrial fields in order to reduce carbon dioxide emissions. Currently large users of hydrogen are oil refining, chemical industries and biodiesel production in pulp industries.

The usage of hydrogen is expected to increase significantly in chemical industries, metal industries and transportation, for example. A needed infrastructure for transportation should be built. There are about 20 hydrogen projects in design, in 2023. Most of these projects concern e-fuels based on green hydrogen, produced using electrolysis processes. There are feasible carbon dioxide recovery possibilities in district heating and pulp industry CHP production. It is estimated that Finland could produce 10 % of green hydrogen in Europe, in 2030. [5] [6]

30. Energie-Symposium

The sector coupling between energy users, renewable energy supply and hydrogen in Finland is presented in Figure 3. Industries, space heating and transport are large energy users in Finland. Industrial and district heating CHP facilities produce heat and power for space heating and industries. With excessive wind power, green hydrogen can be produced and stored. With the help of carbon dioxide recovery from the CHP facilities, synthetic e-fuels, such as methane, methanol and ammonia can be produced for chemical industries and transport. The forest industries and chemical industries produce biodiesel but the hydrogen needed in their production comes from SMR processes, not from electrolysis processes, see the dashed line connections.

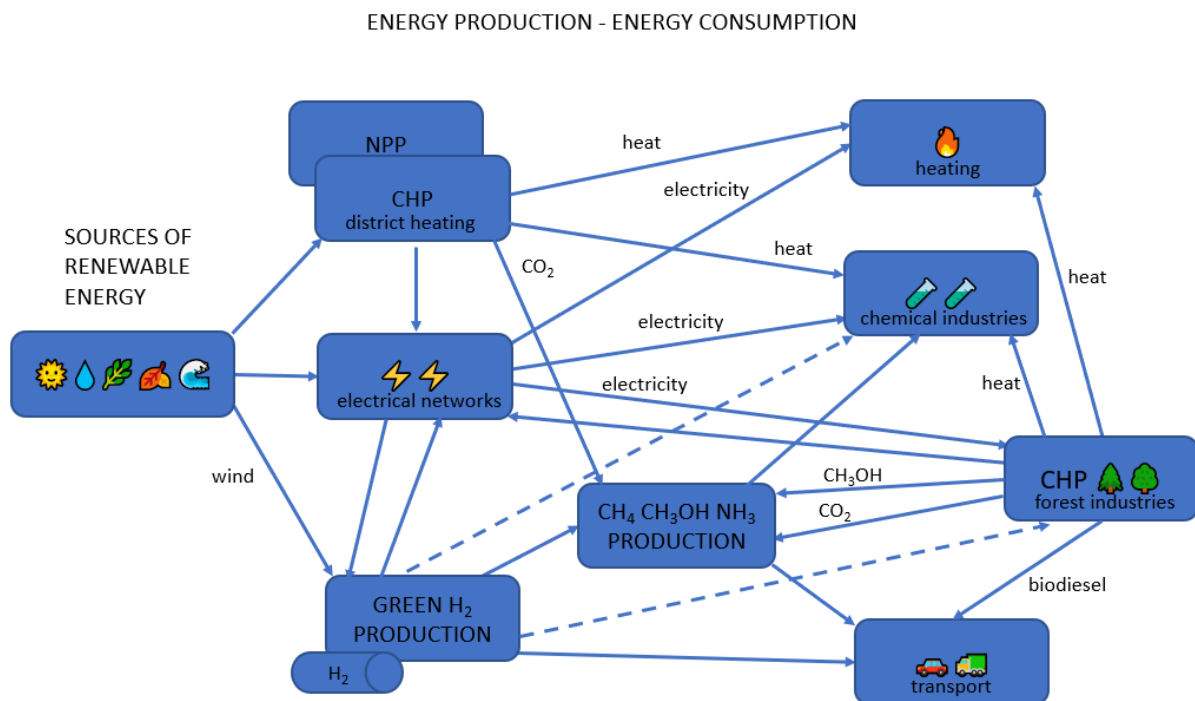


Figure 3: Sector coupling of energy production and consumption in Finland.

2.1 Green hydrogen production starting

A lot of hydrogen is needed for the production of ammonia, fertilizers, petrochemical products and synthetic fuels, for example. In Harjavalta, in Western Finland an industrial-size hydrogen production plant will be starting in 2024. The electrolysis production facility will contain four 5 MW German electrolyzers. The planned capacity of this first plant will be 20 MW, and this pioneering company is aiming at the total 1 GW capacity by 2031 [7]. The planned hydrogen production is based on an electrolysis process by splitting water into hydrogen and oxygen using electricity according to Equation 1.



A partner company in the district has developed industrial technology and will start a methane production using the hydrogen from the electrolysis company and carbon dioxide from neighbouring industrial sources. The production facility utilizes a biocatalytic process which is basically based on the Sabatier methane production in Equation 2.



30. Energie-Symposium

The methane production process takes place in biological solid material reactors which have operation temperatures from 50 to 70 degrees Celsius. There are no overpressures, mixing or continuous pumping in processes. The energy efficiency of the process is expected to be about 82 % from hydrogen to methane [8]. The whole production concept of methane is presented in Figure 4.

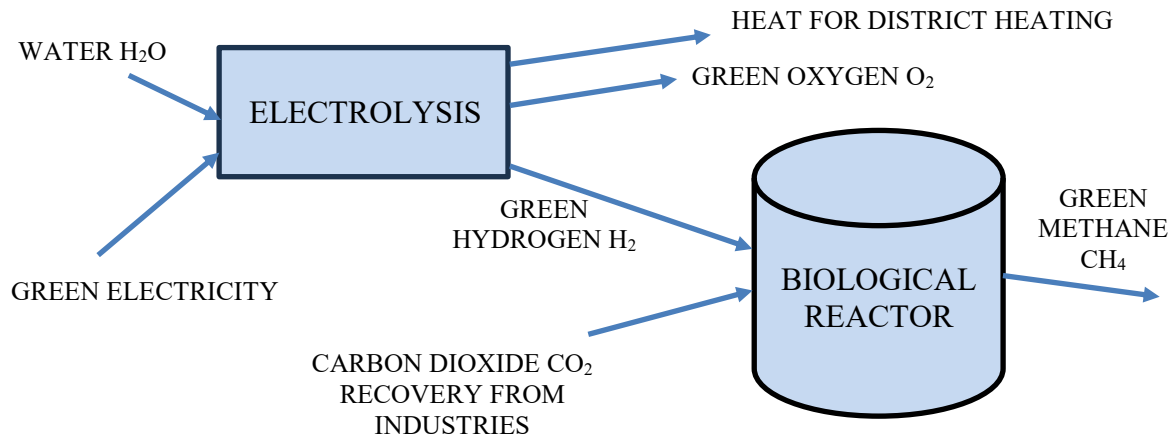


Figure 4: Methanization based on hydrogen and carbon dioxide recovery.

There is a dozen of commercial, mill-wide projects related to synthetic gases in a design or in a construction phase, in Finland. Most of them are worked out in collaboration with local energy production companies. It is estimated that the carbon dioxide emissions of 24 million tons annually from pulp mills would well cover the needs for synthetic fuel production.

2.2 Aiming at green steel production

Since centuries steel has been produced by using coal and coke to remove oxygen from iron ore. This removal process causes plenty of carbon dioxide emissions (Figure 5). The iron industries are estimated to be the biggest single carbon dioxide producers with its 7 % of total carbon dioxide emissions.

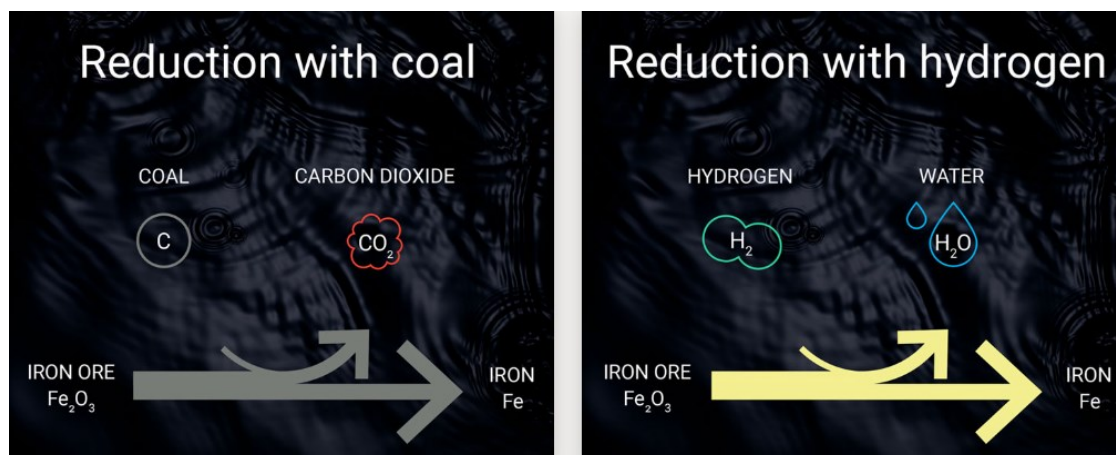


Figure 5: Iron ore reduction with coal and with hydrogen [9].

30. Energie-Symposium

A large Nordic steel company aims at green steel production using hydrogen in the future. The company started a few years ago with its joint venture partner companies a developing project aiming at fossil-free steel products. There are several ways how carbon dioxide emissions can be reduced in steel industries [10]. One way would be to use hydrogen in the needed oxygen reduction process. The production changes in steel industries will take years. The first fossil-free steel should be in the market in 2026. The company will implement significant improvements in its steel works in Sweden and Finland during the next 10-15 years. [9]

The company has its steel works also in Finland, on the Western coastline. A lot of electricity is needed in steel production, and the wind farms of the Finnish Western coast could probably offer electricity and hydrogen at a reasonable price in the future. Using hydrogen, these steel works would reduce the carbon dioxide emissions significantly in Finland.

3. IMPACTS OF INCREASING WIND ENERGY AND HYDROGEN ON SOCIETY

The driving forces against hydrogen economy are the IPCC agreement of the year 2015 and the EU Green Deal program of the year 2019 aiming at the carbon neutrality by the year 2050. Most countries have published their hydrogen roadmaps, or are at least planning hydrogen economy strategies. Research institutes work out scenarios on hydrogen future. The Finnish Government published a governmental resolution on hydrogen in 2023 based on an extensive study. The hydrogen economy offers an opportunity for Finland but there are also uncertainties, such as the reliable assessment of Finnish competitiveness and international demand. According to [6] there is no need for governmental hydrogen production but hydrogen research activities should be supported.

The wind power capacity has been increasing significantly in Finland during the last five years. This implies that we have varying power production in our networks more than before. Principally the output power of wind turbines can be controlled easily. The Finnish transmission lines today are considered as rather strong. Due to varying production conditions, the Finnish transmission system operator Fingrid encourages wind power producers to participate in reserve markets. In this way the reliability and cost-efficiency of power production could be ensured. Without power output limitations of wind turbines, next reserve mechanisms can be used:

- Fast Frequency Reserve FFR (1 sec.)
- Frequency Containment reserves FCR-D down (10 sec.)
- automatic Frequency Restoration Reserve aFRR down (5 min.)
- balancing energy and balancing capacity markets mFRR down (15 min.).

The costs of energy affect industrial activities and lifestyles of population. The electricity markets were very stabilized in 2011-2021 in Finland. Instead, the wholesale market prices in Nordic electricity markets have been varying a lot since 2021. The monthly wholesale prices in euros / MWh in 2019-2023 are given in Figure 6.

30. Energie-Symposium

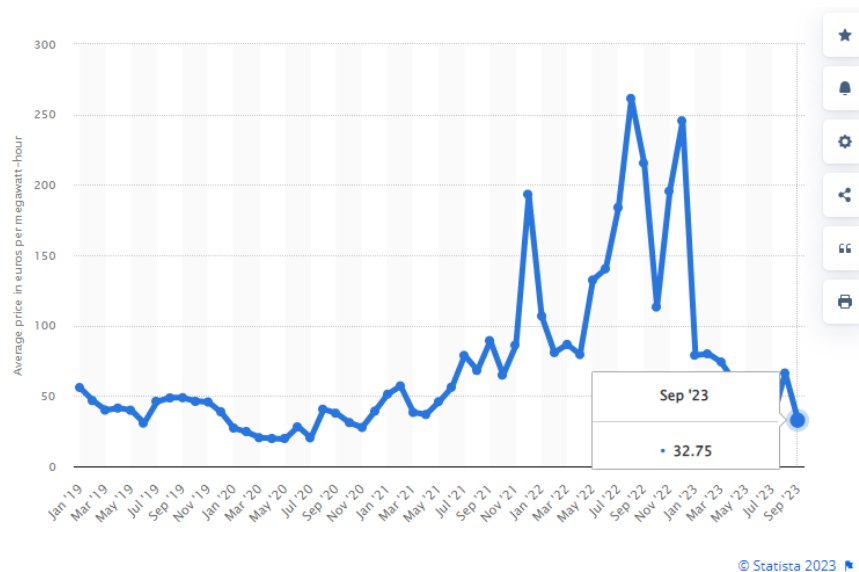


Figure 6: Monthly average wholesale market prices of electricity in 2019-2023 in Finland [11].

The trend of electricity prices for households in Finland in 2012-2022 is presented in Figure 7. The prices are given in cents / kWh, and they include energy, transmission, services and taxes. The increasing prices have resulted in very varying agreements with energy companies and thus in customer dissatisfaction.

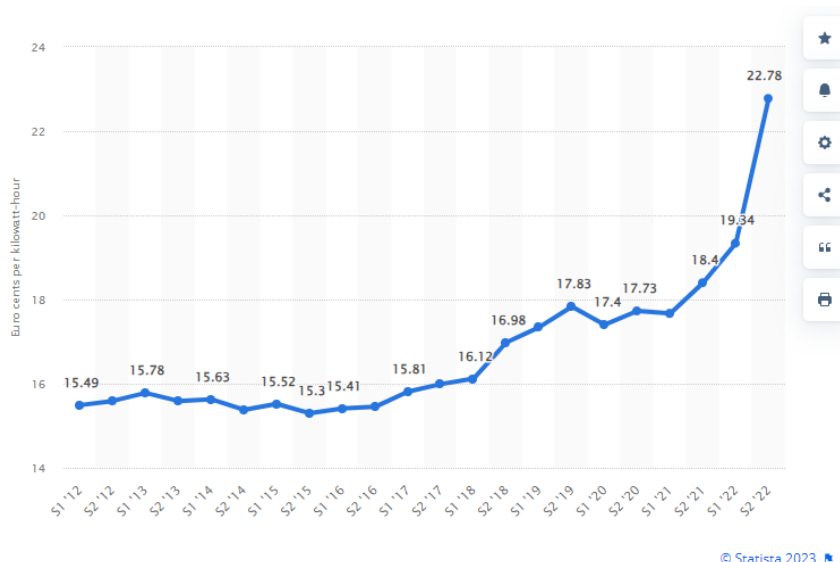


Figure 7: Semiannual average household prices of electricity in 2012-2022 in Finland [12].

There is no hydrogen refilling infrastructure for private customers, yet. Thus, vehicles with hydrogen tanks, fuel cells and electric motors are rare. The recharging of plug-in electric vehicles (PEV) and plug-in hybrid electric vehicles (PHEV) is available in most towns and bigger villages. There are 3.2 million vehicles in Finland. From 2.8 million cars, 64 000 are full-electric and 120 000 rechargeable hybrid cars in July, 2023.

30. Energie-Symposium

According to some studies, the use of methane is expected to be temporary in a longer term, in replacing today's natural gas. However, it could have a role as a fuel in heavy vehicles.

4. CONCLUSIONS

If we intend to stick to the IPCC temperature goals, we have to utilize and combine current and new technologies. These newer methods imply electrification, hydrogen economy, sustainable biofuels, sector coupling and carbon dioxide recovery, for example. In industries hydrogen could partly replace fossil fuels if electrification cannot be used. In a longer term, hydrogen or synthetic fuels could mostly replace fossil fuels in maritime and aviation transport. There are opportunities for wind power and hydrogen production in Finland.

5. BIBLIOGRAPHY

- [1] Supplies and total consumption of electricity 1990-2022. Statistics of Finland, Helsinki, Finland, 2023. Available in: <https://www.stat.fi/en/publication/cl8lmyfdcqgc70dukvv6dsrdd>.
- [2] State of the power system - Production in Finland. Fingrid, Helsinki, Finland. Available in: <https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/power-system/>.
- [3] Wind power on the first half of 2023 in Finland. Finnish Wind Power Association 30.6.2023, Helsinki, Finland, 2023. Available 8.10.2023 in: https://tuulivoimayhdistys.fi/media/tuulivoima_vuositolastot_first_half_2023_in_english-1.pdf.
- [4] Official Statistics of Finland (OSF): Energy supply and consumption [online publication]. Reference period: 2022. ISSN=1799-7976. Statistics Finland [Referenced: 19.4.2023]; Helsinki, Finland, 2023. Available 8.10.2023 in: <https://stat.fi/en/publication/cl8lmyfdcqgc70dukvv6dsrdd>.
- [5] Sivill, I., Bröckl, M., Semkin, N., Ruismäki, A., Pilpola, H., Laukkanen, O., Lehtinen, H., Takamäki, S., Vasara, P., Patrone, J., Vetytalous – mahdollisuudet ja rajoitteet Hydrogen economy – Opportunities and limitations. Valtioneuvoston kanslia, Helsinki, 2022. ISBN pdf: 978-952-383-413-2. 234 p.
- [6] Valtioneuvoston periaatepäätös vedystä – Government resolution on hydrogen. Valtioneuvoston julkaisuja – Publications of the Finnish Government 2023:17, Finnish Government, Helsinki, 2023. ISBN pdf: 978-952-383-990-8. 20 p. Available 8.10.2023 in: <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-383-990-8>
- [7] Producer of green hydrogen and forerunner of Power-to-X technology in Finland. P2X Solutions, Espoo, Finland. Available 15.10.2023 in: <https://p2x.fi/en/>.
- [8] Biometanointi – Biomethanization. Q Power, Parainen, Finland. Available 15.10.2023 in: <https://qpower.fi/fi/teknologia/>.
- [9] Anderson, J., Emissions reductions in the steel industry – A guideline on green steel. SSAB, Sweden, 2022. 14 p.
- [10] Average monthly electricity wholesale prices in Finland in 2019-2023. Statista Account, Helsinki Finland, 2023. Available 15.10.2023 in: <https://www.statista.com/statistics/1271437/finland-monthly-wholesale-electricity-price/>.
- [12] Electricity prices for households in Finland from 2012 to 2022, semiannually. Statista Account, Helsinki Finland, 2023. Available 15.10.2023 in: <https://www.statista.com/statistics/418122/electricity-prices-for-households-in-finland/>.

ANALYSE VON EFFIZIENZ VON LUFT-ERDWÄRMETAUSCHERN ALS WÄRMEQUELLE FÜR LUFT/WASSER-WÄRMEPUMPEN

Hassan Mahach, Karsten Rauber, Bodo Groß und Stephan Schulte

Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES) gGmbH, Saarbrücken, Deutschland

ABSTRACT

In diesem Beitrag werden die Arbeiten im Rahmen des Forschungsprojektes AMELi (Analyse der Machbarkeit, Effizienz und Wirtschaftlichkeit von Luft-Erdwärmetauschern als Wärmequelle für Luft/Wasser-Wärmepumpen) vorgestellt. Ziel des Projektes ist es, die Effizienz von Luft-Erdwärmetauschern als Wärmequelle für eine Luft/Wasser-Wärmepumpe im Kontext der Bodeneigenschaften und des Klimas in Deutschland zu untersuchen. Ausgehend von dem für eine bestimmte Wärmepumpe erforderlichen Luftvolumenstrom wird eine Parameterstudie unter Berücksichtigung der Parameter des Luft-Erdwärmetauschers (Rohrlänge, Anzahl der Rohre, Durchmesser, Abstand zwischen den Rohren und Tiefe) durchgeführt. Hierfür werden dynamische Simulationen mit der Software TRNSYS für 300 Kombinationen von Luft-Erdwärmetauscher-Parametern durchgeführt. Die thermische Leistung des Luft-Erdwärmetauschers in Kombination mit der Luft/Wasser-Wärmepumpe wird anhand der Luft-Erdwärmetauscher-Austrittstemperatur, der Leistungszahl der Wärmepumpe und der Heizleistung bewertet. Die vorliegende Arbeit wird als erste Untersuchung des vorgeschlagenen Systems betrachtet. Der Schwerpunkt liegt auf der Untersuchung des Einflusses des Abstandes zwischen den Rohren auf die Temperaturerhöhung durch den Luft-Erdwärmetauscher sowie auf vorläufigen Ergebnissen zur Effizienz des Luft-Erdwärmetauschers in Kombination mit einer Luft/Wasser-Wärmepumpe.

1. EINLEITUNG

Die wesentliche Motivation hinsichtlich der Zielsetzungen der Energiewende liegt in der Substitution fossiler Energieträger durch Erneuerbare Energien [1]. Im Gebäudebereich lässt sich dies z.B. durch die Nutzung von Umweltwärme realisieren, wozu in den allermeisten Fällen eine Wärmepumpe erforderlich ist. Mit ca. 205.000 verkauften Geräten im Jahr 2022 ist die Luft/Wasser-Wärmepumpe (LWP) die am häufigsten eingesetzte Technologie zur Nutzung von Erneuerbarer Energie in Form von Umweltwärme [2]. Ein Nachteil der LWP ist ihre geringe Effizienz bei niedrigen Außentemperaturen. Gleichzeitig ist aber der Wärmebedarf der Gebäude bei niedrigen Außentemperaturen am höchsten. Daher besteht hier ein großes Potenzial, die Effizienz von LWP durch Vorwärmung der Außenluft mittels Luft-Erdwärmetauscher (L-EWT) zu steigern. Aufgrund der thermischen Trägheit des Erdreichs bleibt die Temperatur im Untergrund in einer bestimmten Tiefe das ganze Jahr über nahezu konstant [3]. Diese Temperatur liegt in der Nähe der mittleren Jahrestemperatur der Außenluft am jeweiligen Standort. Daher ist diese Temperatur im Winter/Sommer höher/niedriger als die der Außenluft, so dass der Untergrund im Winter/Sommer als Wärmequelle/Wärmesenke fungieren kann. Beim L-EWT wird die Außenluft durch erdverlegte Rohre geleitet und dadurch erwärmt/abgekühlt. Dies führt zu einer Anhebung/Absenkung der Lufttemperatur und damit zu einer deutlichen Effizienzsteigerung der LWP, was mit einer erheblichen Reduzierung des Energieverbrauchs einhergeht und somit einen nicht unerheblichen Beitrag zur Energiewende leisten kann. Die Leistung von L-EWT wird stark von den klimatischen und pedologischen Bedingungen [4] sowie von den Auslegungsparametern wie Rohrlänge, Rohrdurchmesser, Einbautiefe, Strömungsgeschwindigkeit, Rohrabstand und Anzahl der Rohre beeinflusst [5, 6, 7 & 8].

In diesem Zusammenhang gibt es zahlreiche F&E-Aktivitäten, da ein gut dimensionierter L-EWT zu erheblichen Energieeinsparungen führen kann [9]. Eine kürzlich durchgeführte Studie [10] kam zu dem Schluss, dass L-EWT den thermischen Komfort sowohl im Winter als auch im Sommer nachhaltig verbessern und durch Optimierung von Auslegung und Betrieb trotz hoher Anfangsinvestitionskosten langfristig wirtschaftlich sein können. Eine weitere Studie [11] untersuchte L-EWT für fünf über Frankreich verteilte Klimazonen, darunter kontinentales, alpines, ozeanisches und mediterranes Klima, und zeigte, dass L-EWT unter bestimmten Bedingungen in allen Klimazonen gute Leistungen erbringen kann. Daher kann die Verwendung von L-EWT als Wärmequelle für LWP sowie die Kombination anderer aktiver und passiver Hybridsysteme mit L-EWT als vielversprechende Möglichkeit zur Steigerung der Effizienz der Gebäudeenergieversorgung im Rahmen eines Gesamtsystemansatzes angesehen werden. Die Kombination von L-EWT mit LWP ermöglicht deren effizienten Betrieb auch in Regionen mit niedrigen durchschnittlichen Außentemperaturen [12]. Allerdings sind weitere Studien erforderlich, um die thermische Leistung, die klimatischen Vorteile und die Wirtschaftlichkeit innovativer hybrider L-EWT-Systeme numerisch und/oder experimentell zu bewerten. Hier bestehen derzeit noch große Forschungslücken [11]. Ziel des vorliegenden Forschungsvorhabens "AMELi" ist es, die Machbarkeit und Effizienzsteigerung von LWP in Kombination mit L-EWT im spezifischen Kontext der deutschen Boden- und Klimaverhältnisse zu untersuchen. Die Ergebnisse dieser Arbeit beschränken sich auf das Klima und den Bodentyp von Saarbrücken.

2. BESCHREIBUNG UND MODELLIERUNG

Das untersuchte L-EWT-System ist ein offener Kreislauf, der aus parallelen Rohren mit gleichem Durchmesser und gleicher Länge besteht, die in einer bestimmten Tiefe verlegt sind. Die Außenluft wird mit einer konstanten Geschwindigkeit durch die Rohre geleitet, um sie zu erwärmen, bevor sie die LWP erreicht. Das Funktionsprinzip des L-EWT in Verbindung mit der LWP ist in Abbildung 1 dargestellt.

Der L-EWT wird mit einem instationären dreidimensionalen TRNSYS-Modell TYPE 460 modelliert, das sowohl den fühlbaren als auch den latenten Wärmeübergang zwischen der Luft und den L-EWT Rohren auf der Grundlage von Energie- und Massenbilanzen behandelt, wobei von einer konstanten Lufttemperatur über einem bestimmten Rohrquerschnitt ausgegangen wird. Das mathematische Modell berücksichtigt die Auswirkungen der meteorologischen Sonneneinstrahlung und der Temperatur an der Oberfläche durch den Wärmewiderstand und den Sonnenabsorptionskoeffizienten der Oberfläche. Letzterer wird mit der Außenlufttemperatur gleichgesetzt. Der thermische Effekt von Reibungsverlusten wird ebenfalls im Modell berücksichtigt. Als Randbedingung wird ab einem Abstand von 20 m um die Rohre die Bodentemperatur als adiabatisch angenommen, da die Wärmeübertragung zwischen Luft und Rohren hier keine Auswirkungen mehr auf den Boden hat. Die anfängliche Bodentemperatur wird auf einen Wert gesetzt, der dem Jahresmittel der Lufttemperatur am Standort entspricht. Für die Simulation wird nur der horizontale Teil der L-EWT-Rohre berücksichtigt, da der vertikale Teil am Ein- und Austritt der L-EWT-Rohre als gut isoliert angenommen werden kann. Das Modell TYPE 460 wurde anhand experimenteller und analytischer Ergebnisse umfassend validiert. Die Ergebnisse dieser Validierung zeigen, dass das Modell TYPE 460 die Luftaustrittstemperatur der L-EWT mit einem maximalen Fehler von $\pm 0,5$ °C vorhersagt. Weitere technische Details dazu, sowie grundsätzlich zum mathematischen Modell TYPE 460 sind in [13] zu finden. Mit diesem gut validierten Modell wurden kürzlich umfangreiche Parameterstudien an dem L-EWT und ihrer Kopplung an ein Gebäude in einem warmen, halbtrockenen Klima durchgeführt [5, 6, 7 & 8].

Der betrachtete L-EWT muss zunächst auf den für die LWP erforderlichen Luftvolumenstrom ausgelegt werden. Die LWP wurde so ausgewählt, dass der Wärmebedarf des zu beheizenden Gebäudes gedeckt werden kann. Als Referenzgebäude wurde ein SFH 100 (Single-Family-House; Einfamilienhaus) ausgewählt.

30. Energie-Symposium

Das SFH 100 Gebäude wurde von der Internationalen Energieagentur (IEA) im Rahmen des Solar Heating and Cooling Programme (SHC) entwickelt, um die Systemlösungen der verschiedenen Projekte des IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38 [14] zu vergleichen. Die Heizlast entspricht etwa einem Gebäude, das nach dem deutschen Baustandard "WSVO95 (DE)" [15] gebaut ist. Gemäß Task 44 / HPP Annex 38 wird zur Deckung des Wärmebedarfs des SFH 100 eine LWP der Firma Viessmann mit der Bezeichnung "Vitocal Typ AWHI 351.A10/AWHO 351.A10" eingesetzt. Bei einer Lufteintrittstemperatur von 2 °C und einer Sekundärkreisvorlauftemperatur von 35 °C (A2/W35 °C) beträgt bei dieser LWP die Heizleistung 10,6 kW, die elektrische Leistung 2,9 kW und die Leistungszahl (COP) 3,6. Der maximale Luftvolumenstrom ist mit 3500 m³/h angegeben und wird im Rahmen der Simulation als konstant angenommen. Das Leistungsdiagramm der LWP "Vitocal 350-A Typ AWHI 351.A10" ist in Abbildung 2 dargestellt.

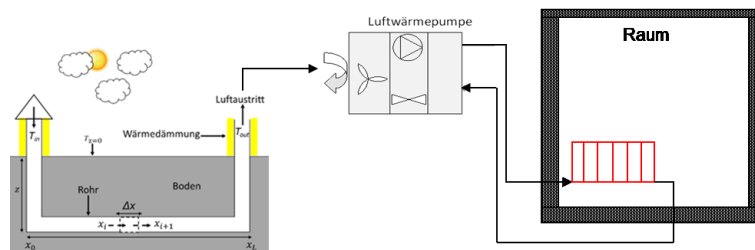


Abbildung 1: Prinzip des Luft-Erdwärmetauschers in Verbindung mit einer Luft/Wasser-Wärmepumpe

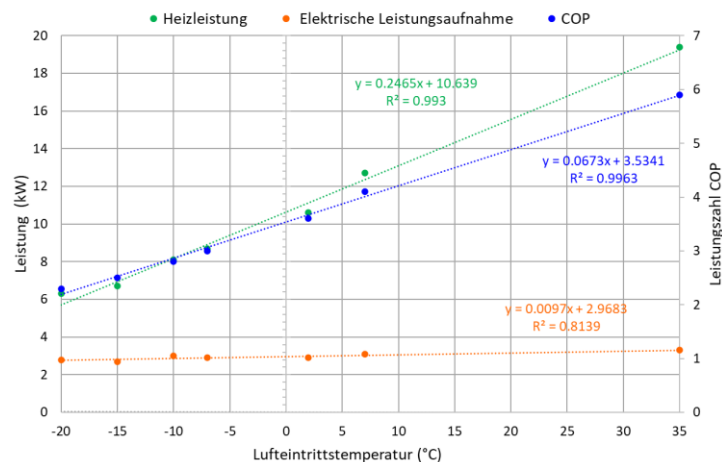


Abbildung 2: Leistungsdiagramme der Luft/Wasser-Wärmepumpe Typ AWHI 351.A10/AWHO 351.A10

3. METHODIK

Im Rahmen der Studie soll die Machbarkeit der Nutzung von L-EWT als Wärmequelle für eine LWP unter den spezifischen Umweltparametern Deutschlands, einschließlich der Bodenbedingungen und des Klimas, bewertet werden. Um dieses Ziel zu erreichen, wurden für das AMELi-Projekt zwei Regionen ausgewählt, die das Klima und die Bodenbedingungen in Deutschland gut repräsentieren. Für diese Studie wurde ein Werkzeug namens "ThermoMap" verwendet, das im Rahmen eines von der EU kofinanzierten Projekts (FP7-ICT Policy Support Programme) entwickelt wurde, an dem 12 Forschungs- und Industriepartner aus 9 EU-Mitgliedstaaten beteiligt waren [16]. Mit diesem Instrument konnten zwei verschiedene Regionen mit unterschiedlichen meteorologischen Bedingungen und Bodeneigenschaften identifiziert werden: Saarbrücken und Cottbus.

Für die Stadt Saarbrücken wurden zwei verschiedene Bodentypen ausgewählt. Die vorliegende Arbeit konzentriert sich jedoch nur auf das Klima und einen der Bodentypen von Saarbrücken. Die meteorologischen Daten der Stadt Saarbrücken sind in Abbildung 3 dargestellt. Die thermophysikalischen Eigenschaften des Bodens und des L-EWT-Rohrmaterials werden als konstant angenommen. Diese Eigenschaften sind in Tabelle 1 aufgeführt. Der Schwerpunkt dieser Arbeit liegt auf der Untersuchung der Auswirkungen des Abstands zwischen den Rohren, dem erreichten Temperaturanstieg durch den L-EWT sowie auf einer ersten Analyse der resultierenden Leistungsverbesserung der LWP. Wie im vorhergehenden Abschnitt erläutert, wird der maximale Luftdurchsatz der ausgewählten LWP von 3500 m³/h als konstanter Auslegungsparameter für den L-EWT betrachtet. Im L-EWT soll wiederum eine konstante Luftgeschwindigkeit von 3 m/s herrschen. Der Luftvolumenstrom je Rohr ergibt sich aus der Multiplikation der Luftgeschwindigkeit mit der Querschnittsfläche und die Anzahl der parallelen Rohre indem der maximale Luftdurchsatz der LWP durch den Luftdurchsatz je Rohr dividiert wird. Tabelle 2 zeigt den Variationsbereich der einzelnen Parameter und deren Referenzwerte. Die resultierende Anzahl der Simulationen ist in Tabelle 3 angegeben. Diese Studie wurde unter Verwendung des typischen meteorologischen Jahres von Saarbrücken (TMY) durchgeführt [17]. Der L-EWT wird im Dauerbetrieb während der Heizperiode betrieben. Die Heizperiode ist definiert, wenn die durchschnittliche Außenlufttemperatur der letzten 24 Stunden unter 15 °C liegt. Da initial die Bodentemperatur mit der mittleren jährlichen Lufttemperatur von Saarbrücken gleichgesetzt wird, werden dynamische Simulationen für zwei aufeinander folgende Jahre durchgeführt. Die Simulation des ersten Jahres bezieht sich nur auf die thermische Konditionierung des Bodens und berücksichtigt die Einflüsse des L-EWT und der klimatischen Bedingungen über die Bodenoberfläche. Es wird davon ausgegangen, dass die Lufttemperatur und die Luftfeuchtigkeit am Einlass des L-EWT den Außenluftbedingungen entsprechen.

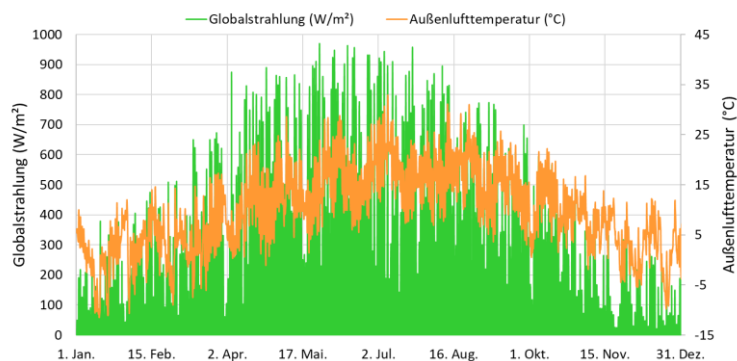


Abbildung 3: Stündlicher Verlauf der Außenlufttemperatur und der Globalstrahlung des TMY von Saarbrücken [17]

Tabelle 1: Thermophysikalische Eigenschaften der in den Simulationen verwendeten Materialien

Material	Dichte (kg·m ⁻³)	Wärmekapazität (kJ·m ⁻³ ·K ⁻¹)	Wärmeleitfähigkeit (W·K ⁻¹ ·m ⁻¹)
Erde	1.500	2.110	1,31
PVC-Rohrmaterial	1.560	476,65	0,2
Luft ^a	1,292	1,29	0,023

^aEigenschaften bei 0 °C (die Eigenschaften der Luft werden im Rechenprogramm als temperaturabhängig betrachtet).

Tabelle 2: Referenzwerte der Parameter und ihre Variationsbereiche

Parameter	Referenzwert	Bereich der Variation	Variationsschritt
Länge des Rohrs (m)	70	20-150	10
Innendurchmesser des Rohrs (m)	0,1 (5 mm Dicke)	-----	-----
Einbringtiefe im Erdreich (m)	4	1-6	1
Gesamt-Luftdurchsatz (m ³ /h)	3500	-----	-----
Anzahl der Rohre	41	-----	-----
Abstand zwischen den Rohren (m)	3D	1D-6D	1

Tabelle 3: Anzahl durchgeführter dynamischer Simulationen

L-EWT-Parameterkombinationen	Anzahl der Simulation
Rohrlänge und Abstand zwischen den Rohren	216
Rohr Länge und Tiefe	84

4. ERGEBNISSE

Die Ergebnisse werden in Form von Konturdiagrammen der Temperaturerhöhung im L-EWT sowie der Leistungszahl der Wärmepumpe und der Heizleistung dargestellt. Zur Vereinfachung sind die Ergebnisse nur für die zwei Außenlufttemperaturen 0 °C und -10 °C, dargestellt. Abbildung 4 zeigt die Konturdiagramme der Temperaturerhöhung im L-EWT für verschiedene Tiefen und Rohrlängen in Abhängigkeit vom Rohrabstand d . Die Ergebnisse werden für einen Rohrquerschnitt D von 0,1 m und die daraus resultierende Anzahl von 41 Rohren dargestellt. Der Abstand zwischen den Rohren wird als Funktion des Rohrdurchmessers D ausgedrückt. Im Allgemeinen zeigen die Ergebnisse, dass die Temperaturdifferenz zwischen dem Einlass und dem Auslass des L-EWT mit zunehmendem Abstand zwischen den Rohren zunimmt, da die Wechselwirkung zwischen den Rohren verringert wird. Somit nimmt der Einfluss der Wechselwirkung mit zunehmendem Rohrabstand ab. Die Temperaturerhöhung beträgt bei einer Verlegetiefe von 4 m und einem Rohrabstand von $d = 1D$ ca. 6,8 °C und erhöht sich auf 10 °C, wenn der Abstand auf $d = 6D$ vergrößert wird (Abbildung 4 b). Die Ergebnisse zeigen, dass die L-EWT Rohre umso kürzer sein können (vergleiche Abbildung 4 a), je größer der Abstand zwischen den Rohren ist bzw. dass die Verlegetiefe entsprechend verringert werden kann (Abbildung 4 b). Bei einer konstanten Verlegetiefe von 4 m (Abbildung 4 a) zeigen die Ergebnisse, dass bei gleichbleibender Temperaturerhöhung durch den L-EWT die Rohrlänge um ca. 21 m verkürzt werden kann, wenn der Abstand zwischen den Rohren von 1D auf 3D vergrößert wird. Während bei einer weiteren Vergrößerung auf $d = 6D$, die Rohrlänge nur um weitere 10 m verkürzt werden kann. Bei konstanter Rohrlänge (Abbildung 4 b) kann bei gleichbleibender Temperaturerhöhung durch den L-EWT die Verlegetiefe um ca. 1,25 m verringert werden, wenn der Abstand zwischen den Rohren von 1D auf 3D erhöht wird. Von 3D auf 6D verringert sich die Verlegetiefe nur noch um 0,25 m. In einer weiteren Parameterstudie, auf die im Weiteren nicht eingegangen wird, wurden die Simulationen für einen Rohrquerschnitt von 0,2 m und eine Rohranzahl von 10 wiederholt. Dabei konnte grundsätzlich ein ähnlicher Verlauf festgestellt werden. Der Einfluss des Abstandes zwischen den Rohren war hier jedoch größer, da es über die größere Rohroberfläche einen größeren Wärmefluss in die Erde gibt. Es ist darauf hinzuweisen, dass für eine abschließende Beurteilung des Einflusses des Rohrabstandes weitere Parameter, wie insbesondere der Flächenbedarf des L-EWT und die Gesamtinvestitionskosten, berücksichtigt werden müssen. Aufgrund der nachfolgend dargestellten Ergebnisse wird jedoch davon ausgegangen, dass der Einfluss des Rohrabstandes ab einem Rohrabstand größer als 3D nicht mehr signifikant ist.

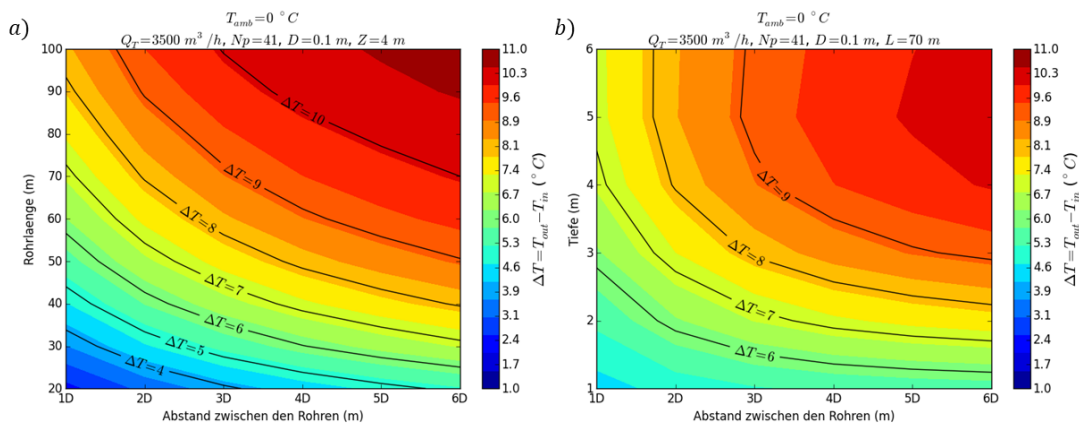


Abbildung 4: Temperaturerhöhung im Luft-Erdwärmetauscher für verschiedene Variationen von Rohrabstand, Rohrlänge und Verlegetiefe; N_p : Anzahl der Rohre, D : Rohrdurchmesser [m], Z : Verlegetiefe im Erdreich [m], L : Rohrlänge [m], T_{amb} : Außenlufttemperatur [°C], Q_T : Luftvolumenstrom [m³/h]

Nach der Untersuchung des Einflusses des Rohrabstandes werden die Temperaturerhöhungen im L-EWT sowie die Verbesserung der Wärmepumpenleistung für verschiedene Rohrlängen und Verlegetiefen dargestellt. Der Abstand zwischen den Rohren ist auf $d = 3D$ festgelegt. Die Abbildung 5, Abbildung 6 und Abbildung 7 zeigen die Konturdiagramme der Temperaturerhöhung im L-EWT, die Leistungszahl der Wärmepumpe und die Heizleistung der Wärmepumpe für verschiedene Rohrlängen und Verlegetiefen. Die Ergebnisse sind für zwei Außenlufttemperaturen dargestellt, nämlich 0 °C und -10 °C. Die Ergebnisse zeigen, dass L-EWT ein großes Potenzial zur Steigerung der Wärmepumpenleistung haben. Wie aus den Ergebnissen hervorgeht, verschlechtert sich die thermische Leistung der L-EWT bei sehr niedrigen Außenlufttemperaturen geringfügig, während die Verbesserung der Wärmepumpenleistung in diesen Zeiträumen am größten ist. Am Beispiel des L-EWT mit 41 Rohren mit je 0,1 m Durchmesser und 40 m Länge, die in 2 m Tiefe mit einem Abstand zwischen den Rohren von $d = 3D$ verlegt sind, zeigt Abbildung 5 a, dass der L-EWT bei einer Außenlufttemperatur von 0 °C die Lufttemperatur um etwa 5,13 °C erhöht. Nimmt man letztere statt der Umgebungstemperatur als Eintrittstemperatur der betrachteten Wärmepumpe an, so ergeben sich eine Leistungszahl von 3,88 und eine Heizleistung von 11,9 kW bzw. eine Steigerung der Leistungszahl um 10,8 % und der Heizleistung um 11,9 % (siehe Abbildung 6 und Abbildung 7). Bei einer Außenlufttemperatur von -10 °C erhöht der L-EWT die Lufttemperatur um 14,3 °C (Abbildung 5 b) auf 4,3 °C entspricht. Dadurch kann die Leistungszahl der Wärmepumpe um 36,55 % (von 2,8 auf 3,82) und die Heizleistung um 44,4 % (von 8,1 kW auf 11,7 kW) gesteigert werden (siehe Abbildung 6 und Abbildung 7). Darüber hinaus zeigen die Ergebnisse erneut, dass die Lufttemperatur im L-EWT mit zunehmender Tiefe und Rohrlänge ansteigt.

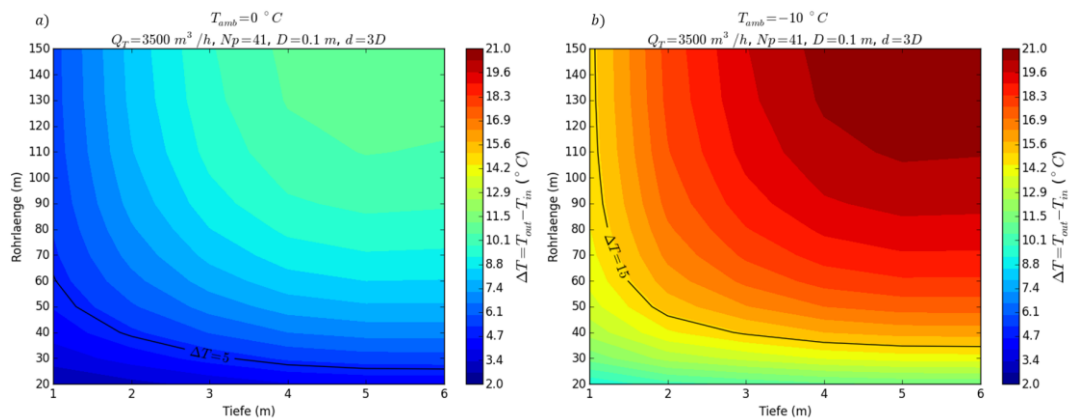


Abbildung 5: Temperaturerhöhung im Luft-Erdwärmetauscher für verschiedene Werte der Rohrlänge und Tiefe, dargestellt für zwei Außenlufttemperaturen; N_p : Anzahl der Rohre, D : Rohrdurchmesser [m], d : Rohrabstand [m], T_{amb} : Außenlufttemperatur [°C], Q_T : Luftvolumenstrom [m³/h]

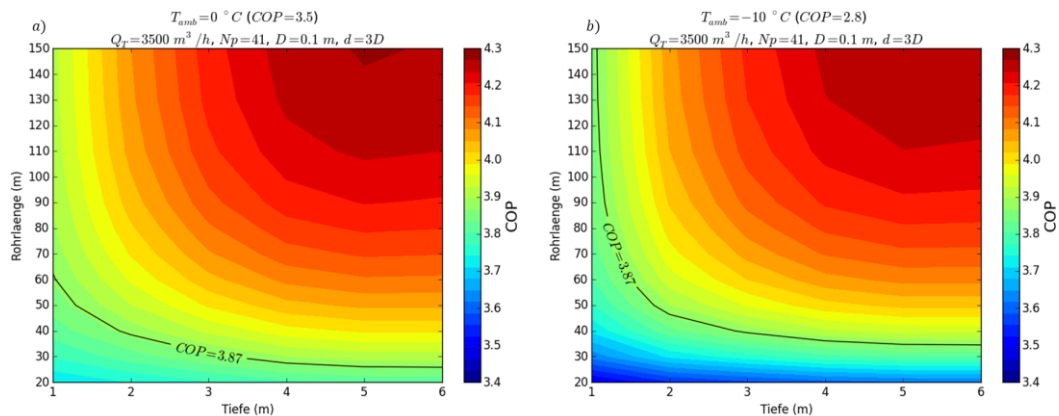


Abbildung 6: Leistungszahl der Wärmepumpe in Kombination mit dem Luft-Erdwärmetauscher für verschiedene Werte der Rohrlänge und Tiefe bei zwei Außenlufttemperaturen; N_p : Anzahl der Rohre, D : Rohrdurchmesser [m], d : Rohrabstand [m], T_{amb} : Außenlufttemperatur [°C], Q_T : Luftvolumenstrom [m³/h], COP: Leistungszahl der Wärmepumpe bei T_{amb}

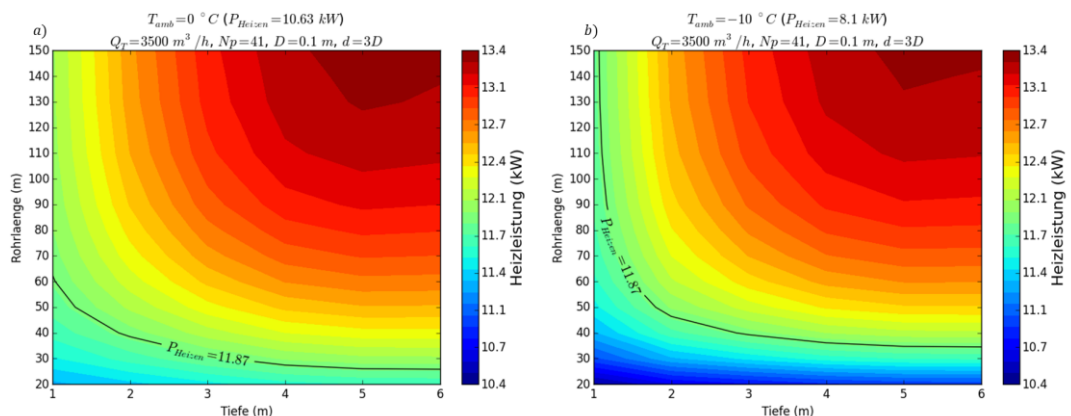


Abbildung 7: Heizleistung der Wärmepumpe in Kombination mit dem Luft-Erdwärmetauscher für verschiedene Werte der Rohrlänge und Verlegetiefe bei zwei Außenlufttemperaturen; N_p : Anzahl der Rohre, D : Rohrdurchmesser [m], d : Rohrabstand [m], T_{amb} : Außenlufttemperatur [°C], Q_T : Luftvolumenstrom [m³/h], P_{Heizen} : Heizleistung der Wärmepumpe bei T_{amb}

5. FAZIT UND AUSBLICK

Eine erste Untersuchung zur Effizienzsteigerung einer Luftwärmepumpe durch die Kombination mit einem L-EWT wurde für die Boden- und Klimaverhältnisse in Deutschland durchgeführt. Die Studie wurde auf der Grundlage einer parametrischen Untersuchung durchgeführt, bei der drei Parameter des L-EWT berücksichtigt wurden, nämlich die Rohrlänge, die Tiefe und der Abstand zwischen den Rohren. Die Ergebnisse wurden in Bezug auf den Temperaturanstieg im L-EWT, die Leistungszahl der Wärmepumpe und die Heizleistung dargestellt. Die Ergebnisse zeigen, dass der Abstand zwischen den Rohren auf das Dreifache des Rohrdurchmessers festgelegt werden kann, da sich die Wärmeleistung des L-EWT über diesen Wert hinaus nicht signifikant verbessert. Es sollten jedoch auch andere Parameter, einschließlich wirtschaftlicher und technischer Aspekte wie Investitionskosten und Flächenbedarf, berücksichtigt werden, um einen vollständigen Überblick über die Auswirkungen des Rohrabstandes zu erhalten.

Die bisherigen Ergebnisse zeigen, dass der L-EWT ein sehr großes Potenzial zur Verbesserung der Leistung von LWP hat. Die Ergebnisse bilden die Grundlage für eine detaillierte Analyse von L-EWT in Kombination mit Luftwärmepumpen unter Berücksichtigung weiterer Parameter sowie der sich ergebenden Wechselwirkungen zwischen den Parametern. Im weiteren Verlauf des Vorhabens sollen insbesondere die Investitionskosten in Abhängigkeit von den Parametern des L-EWT untersucht werden, um die Wirtschaftlichkeit der Kombination von L-EWT und LWP genauer zu beleuchten.

6. DANKSAGUNG

Das Projekt wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz unter dem Förderkennzeichen FKZ 03ENM0012 gefördert und vom Projektträger Jülich begleitet.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

7. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Bundesgesetzblatt-Archiv (2020, 8. August) Gesetz zur Vereinheitlichung des Energieeinsparrechts für Gebäude und zur Änderung weiterer Gesetze; zuletzt aufgerufen: 09.02.2023
- [2] Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie (BDH)BDH: Verband für Effizienz und erneuerbare Energien - Artikel (bdh-industrie.de),zuletzt aufgerufen am 15.02.2023
- [3] H. Mahach, B. Benhamou, C. Schmidt, B. Groß and H. Altgeld, "Evaluation of the Thermal Performance of an Earth to Air Heat Exchanger Connected to a Single-Family House for Air Heating and Cooling Under European Climates", IRSEC' 2021, 2021,
- [4] O. Ozgener, L. Ozgener, J.W. Tester, "A practical approach to predict soil temperature variations for geothermal (ground) heat exchangers applications", Int. J. Heat Mass Transf. 62, 2013
- [5] H. Mahach, and B. Benhamou, "Extensive Parametric Study of Cooling Performance of an Earth-to-Air Heat Exchanger in Hot Semi-arid Climate," ASME J. Therm. Sci. Eng. Appl., 2021, 13(3)
- [6] Mahach, H., and Benhamou, B., 2018, "Cooling Performance of an Earth to Air Heat Exchanger in Hot Semi-Arid Climate Parametric Study," Proceedings of the 6th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC'18), Rabat Morocco, 2018
- [7] H. Mahach, and B. Benhamou 2021, "Study of the Design of an Earth-to-Air Heat Exchanger for Low Energy Air Cooling and Heating of a School in Desert Climate," AIP Conf. Proc., 2021
- [8] H. Mahach, F. Lafqir, B. Benhamou, A. Bennouna, C. Schmidt, B. Groß, and H. Altgeld, H. "Impact of an Earth-Air Heat Exchanger Combined With Nighttime Ventilation on Indoor Thermal Comfort of a Residential Building in Hot Semi-Arid Climate." ASME. J. Sol. Energy Eng. 2023
- [9] K. Agrawal, G. Agrawal, R. Misra, M. Bhardwaj, and D. Jamuwa, 2018, "A Review on Effect of Geometrical, Flow and Soil Properties on the Performance of Earth Air Tunnel Heat Exchanger," Energy Build. 176, 120–138
- [10] N. Soares, N. Rosa, H. Monteiro, J.J. Costa, 2021, "Advances in standalone and hybrid earth-air heat exchanger (EAHE) systems for buildings: A review," Energy Build, 253
- [11] M. Cuny, A. Lapertot, J. Lin, B. Kadoch, O. Le Metayer, 2020, "multi-criteria optimization of an earth-air heat exchanger for different French climates," Renewable Energy, 157, 342-352
- [12] C. Baglivo, P.M. Congedo, 2017, "An innovative solution to increase the performances of an air-cooled heat pump by horizontal air-ground heat-exchangers", Energy Procedia 126, 187–194
- [13] M. Khabbaz, B. Benhamou, K. Limam, P. Hollmuller, H. Hamdi and A. Bennouna, "Experimental and Numerical Study of an Earth-to-Air Heat Exchanger for Air Cooling in a Residential Building in Hot Semi-Arid Climate," Energy Build, 2016
- [14] R. Dott, M. Y. Haller, J. Ruschenburg, F. Ochs, and J. Bony, "The Reference Framework for System Simulations of the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38 Part B: Buildings and Space Heat Load A technical report of subtask C Report C1 Part B Final -Revised," 2013.
- [15] Energieeffizienzklassen A+ bis H für Gebäude, www.effizienzhaus-online.de/energieeffizienzklasse, zuletzt aufgerufen: 16.10.2023
- [16] ThermoMap, www.thermomap.eu, zuletzt aufgerufen: 16.10.2023
- [17] Meteonorm, www.meteonorm.com, zuletzt aufgerufen: 16.10.2023

DRUCKLOSE UND SICHERE WASSERSTOFFSPEICHERUNG MIT SALZEN

Jonas Massa¹, Volkan Turan¹, Dr. Peter Sponholz¹

¹ APEX Group, Rostock

ABSTRACT

Erneuerbare Energien sicher und effizient speichern, das ist ein wichtiger Baustein einer erfolgreichen Energiewende.

Unter diesem Leitgedanken wird gerade ein Wasserstoffspeichersystem von der APEX Group und dem Leibniz-Institut für Katalyse vorangebracht, welches das Wasserstoffgas vollständig sicher und effizient Ein- und Ausspeichern kann. Hierzu wird das Wasserstoffgas an eine Trägerflüssigkeit (Hydrogencarbonatlösung) gebunden und dadurch eine wasserstoffbeladene Lösung erzeugt (Formiatlösung). Die entladene sowie die mit Wasserstoff beladene Flüssigkeiten sind ungiftig, nicht entzündlich und praktikabel zu handhaben. Durch diese Eigenschaften ist Wasserstoff für jedermann einsetzbar und die Hemmschwelle der Verwendung durch hohe Akzeptanz gering.

1. EINLEITUNG

Aktuelle Krisenlagen in unmittelbarer europäischer Nähe und geopolitische Spannungen erhöhen neben den ambitionierten Klimazielen den Druck die hiesige Energieinfrastruktur nachhaltig und resilienter zu gestalten. Aufgrund dessen, dass auch ein intensiver Ausbau erneuerbarer Energieanlagen im Inland den eigenen Bedarf nicht in der Gesamtheit abdecken kann, wird Deutschland auf lange Sicht immer auf Energieimporte angewiesen bleiben [1]. Nichtsdestotrotz ist es jedoch erforderlich hiesige Potentiale an erneuerbaren Energien und deren Speicherung vollständig auszubauen und die damit verbundenen Chancen zu nutzen. Gerade Norddeutschland könnte von diesem Hochlauf im hohen Maße partizipieren.

Auf globaler Ebene besteht je nach geographischer Lage ein Ungleichgewicht zwischen Verfügbarkeit und Bedarf grüner Energie. Daher kann in Gegenden mit viel Sonnenintensität und durchgängig hohen Windgeschwindigkeiten mehr Energie erzeugt werden, als am Standort tatsächlich benötigt wird [2]. Diese kann dann in Wasserstoff umgewandelt und regional sowie global gehandelt werden, der dann wiederum durch Brennstoffzellen, Gaskraftwerke oder Motorenkraftwerke energetisch verwertet oder in der Industrie stofflich zum Beispiel zur Reduktion von Eisenerz bei der Stahlherstellung verwendet wird. Neben der räumlichen Trennung von Erzeugung und Verbrauch kann Wasserstoff diese beiden Vorgänge auch zeitlich entkoppeln. Mithilfe eines stofflich speicherbaren Energieträgers lassen sich Differenzen im Stromnetz zwischen anliegender Last und fehlender Bereitstellung durch wetterbedingte Fluktuationen dynamisch ausgleichen und für die erforderliche Netzstabilität sorgen. Aufgrund der sich daraus resultierenden Wichtigkeit von Wasserstoff für sowohl die Klimaziele als auch die energetische Unabhängigkeit, veröffentlichte die Bundesregierung im Jahr 2020 die Nationale Wasserstoffstrategie [3]. Kernziel ist neben der Schaffung regulatorischer Voraussetzung für einen Hochlauf der Technologie insbesondere auch, die Versorgung mit grünem Wasserstoff zu sichern. Die Marke, bis zum Jahr 2030 in der Bundesrepublik eine Elektrolyseleistung von insgesamt 5 GW installieren zu wollen, wurde in der Neuerung der Nationalen Wasserstoffstrategie vom Juli 2023 sogar noch auf 10 GW verdoppelt [4], wodurch nun ambitionierte Ziele definiert wurden. „Zeitgleich wird auch ein Konzept für Wasserstoffspeicher erarbeitet, dass die sukzessive Umrüstung bestehender Gasspeicher und den notwendigen Neubau von Wasserstoffspeichern integriert.“

30. Energie-Symposium

Vorgesehen ist hierbei insbesondere eine intelligente Verzahnung des Stromsystems mit Elektrolyseuren und der Wasserstoff-Speicherinfrastruktur, um Flexibilitätsoptionen für die Energiewende zu gewinnen und den Stromnetzausbaubedarf zu begrenzen. Ferner sollen nationale Wasserstoffreserven angelegt werden, „um unabhängiger von Erzeugungs- und Importausfällen zu werden.“ [4] Diesbezüglich kam eine Gruppe von Branchenverbänden in einer Studie zum Ergebnis, dass sich langfristig selbst nach vollständiger Umwidmung aller Kavernen hin zu Wasserstoff immer noch eine Differenz von 41 TWh zwischen Speicherbedarf und aktueller Kapazität der Gasspeicher einstellen wird, die sich bei Anwendung von Wasserstoff erst durch einen Zubau von 40 weiteren Gaskavernenspeichern durchschnittlicher Größe abdecken ließen [5].

Das aktuelle Fehlen einer Speicherstrategie lässt sich primär wohl durch mangelnde technologische Lösungen erklären. Denn trotz des enormen Potenzials des Wasserstoffs als Energieträger bestehen auch Problematiken in der Umsetzung. Wasserstoff liegt bei Umgebungsbedingungen als leicht entzündliches Gas mit äußerst ungünstigen Energiedichten vor. Das erschwert sowohl die Handhabung als auch die Praktikabilität in der Industrie. Um diese Probleme zu umgehen, liegen bereits eine Vielzahl von Konzepten und Prozessen vor, das Gas entweder auf physikalische oder chemische Weise in seinen Eigenschaften derart zu verändern, dass es besser speicherbar und transportierbar wird.

Zusammen mit dem Leibniz-Institut für Katalyse entwickelt die APEX Group eine Speichertechnologie, welche die Wasserstoffspeicherung effizient und sicher mittels Salzen umsetzt. Unser Ziel ist auf Basis dieser sehr Technologie zunächst dezentrale Wasserstoffhubs zu bauen, welchen den überschüssigen Strom aus den ertragreichen Zeiten in eine Wasserstoffträgerflüssigkeit (Salzlösung) einspeichern und bei Bedarf zeitlich entkoppelt wieder zur Verfügung stellen. Auf diesem Wege können die saisonalen Effekte der erneuerbaren Energien ausgeglichen und ein breiter Einsatz dieser ermöglicht werden.

Neben dem Einsatz als stationärer Speicher wird auch der Einsatz der Technologie als globaler Wasserstoffträger vorangebracht. Wasserstoff wird dabei reversibel an das unbeladene Salz gebunden, wodurch ein beladenes Salz entsteht. Die chemische Reaktion findet katalytisch in wässriger Lösung statt. Durch Kristallisation der einzelnen Salze kann die Energiedichte im Anschluss auf das erforderliche Maß für den Transport erhöht werden. Abbildung 1 verdeutlicht schematisch, wie ein Energietransport mithilfe von unseren Salzen aussehen kann.

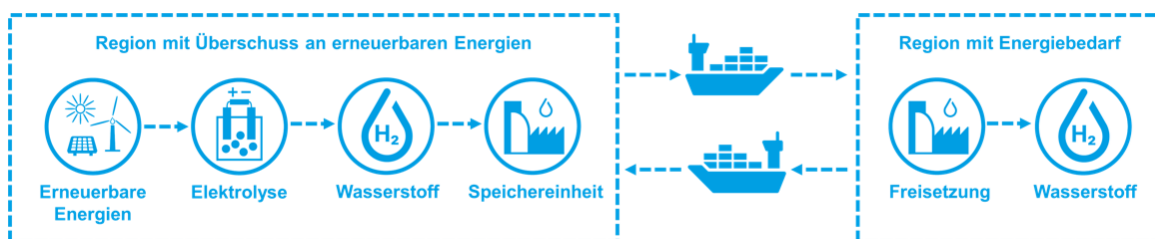


Abbildung 1: Vereinfachte Darstellung des Energietransportkonzepts basierend auf Formiat-Salzen

Bei den verwendeten Substanzen handelt es sich um ungiftige und nicht brennbare Salze, die in wässriger Lösung eine leichte Handhabung ermöglicht. Es bedarf weder besonderer Förder- noch Speichertechnik.

2. NEUHEIT DER SPEICHERTECHNOLOGIE UND ABGRENZUNG ZUM STAND DER TECHNIK

Zwar besitzt ein Kilogramm Wasserstoff circa das Dreifache an Energie verglichen zu einem Kilogramm Benzin, gleichzeitig ist die volumetrische Energiedichte von Benzin zu reinem Wasserstoff bei 25 °C bezogen auf den Heizwert aber ca. 1700-mal größer. Diese Zahlen verdeutlichen gut ein Problem der Wasserstoffwirtschaft. Die Speicherung und Lagerung von Energie in Form von Wasserstoff bei Umgebungsbedingungen sind nicht wirtschaftlich. Es müssen also andere Wege gefunden werden, den Wasserstoff speicherfähig zu machen. Beispiele hierfür sind Verflüssigung oder Komprimierung des Gases, aber auch chemisches Binden des Wasserstoffs an andere Trägermoleküle. Die Prozesse und Verfahren, Wasserstoff speicherfähig zu machen, lassen sich also gut in zwei verschiedene Kategorien einteilen, die physikalischen und chemischen Methoden. Abbildung 2 gibt einen guten Überblick über gravimetrische und volumetrische Energiedichten einiger betrachteten Energieträger.

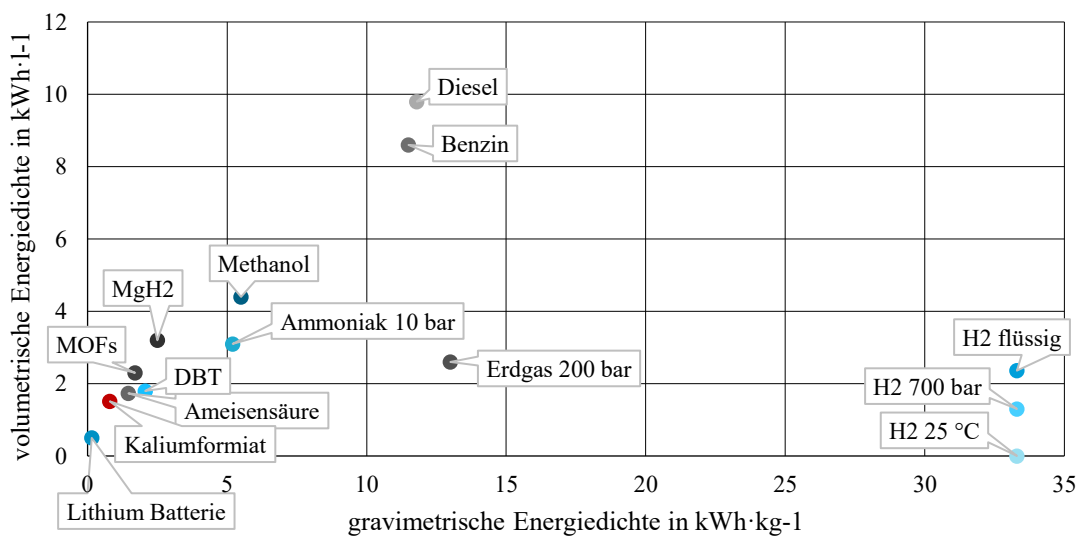


Abbildung 2: Gravimetrische und volumetrische Energiedichten verschiedener Energieträger im Vergleich

Die schiere Anzahl an möglichen Prozessen zur Optimierung der Speicherfähigkeit zeigt jedoch eine weitere Schwierigkeit. Es existiert bisher keine allgemeingültige Lösung, die alle Anforderungen erfüllt, die aus der Politik, Industrie oder der Öffentlichkeit gefordert werden. Neben den Energiedichten gibt es eine Vielzahl weiterer Kriterien, die eine Rolle bei der Wahl für eine geeignete Lösung spielen. Große Bedeutung besitzen auch Wirkungsgrade. Hier müssen Fragen beantwortet werden wie: Wie effizient ist die Technologie? Kann das Speichermedium gut gelagert und transportiert werden? Welche Verluste treten bei der Verwertung auf? Hinzu kommen Bedenken zur Sicherheit. Ist der Stoff toxisch? Entflammbar? Explosiv? Zwar versucht man, den Energiesektor zu dekarbonisieren, aber nicht nur CO₂ ist schädlich für die Umwelt. Es gilt also auch, die Auswirkungen auf die Umwelt zu bewerten. Wie groß ist der äquivalente CO₂-Fußabdruck? Bestehen Gefahren für Ökosysteme und Gewässer? Neben diesen Fragen kommen auch Anforderungen aus der Industrie. Wie muss das Speichermedium gefördert werden? Welche Interaktionen mit anderen Materialien wie zum Beispiel Korrosion bestehen? Wie teuer ist das Medium und wie verfügbar? Neben der Wirtschaftlichkeit sollte auch die Akzeptanz bei der Bevölkerung nicht vernachlässigt werden. Aus welchen Ländern müssen Rohstoffe importiert werden? Entstehen neue geopolitische Abhängigkeiten?

30. Energie-Symposium

Oftmals werden bei Vergleichen von Speichertechnologien nur die Energiedichten nicht jedoch all die anderen Parameter mitberücksichtigt. Genau hier liegen aber die Besonderheiten und einzigartigen Chancen von Formiaten. Das gesamte Konzept, dieses Salz als Wasserstoffspeicher zu verwenden, beruht auf dem zyklischen Be- und Entladen eines Trägers durch chemische Reaktion, sodass sich die Zusammensetzungen des beladenen und des entladenen Stoffs unterscheiden. Das Besondere am hier beschriebenen Speichersystem ist, dass es sich bei den beiden Stoffzusammensetzungen um zwei verschiedene in der Industrie gut bekannte Salze handelt. Beim beladenen Salz handelt es sich um Kaliumformiat und beim unbeladenen um Kaliumhydrogencarbonat. Aufgrund der Bindung von Wasserstoff an das Hydrogencarbonat wird dieser drucklos und vollständig sicher in Form des Formiatsalzes gespeichert und somit ungefährlich. Darüber hinaus handelt es sich bei dem Hydrogencarbonat-Salz um einen Stoff mit hoher gesellschaftlicher Akzeptanz, da dieser als „Natron“ in vielen Haushalten zu finden ist und keine Umweltauswirkungen besitzt. Im Zuge dieser bereits breiten Verwendung von Hydrogencarbonat kann sich gegenüber anderen Wasserstoffspeichern ein Kostenvorteil ergeben, da das Material in großen Mengen verfügbar und kostengünstig zu beschaffen ist.

Zwar handelt es sich beim Formiat um das Salz der Ameisensäure, jedoch bedeutet dieser kleine Unterschied in der Speicherform erhebliche Änderungen in chemischen Eigenschaften und den daraus resultierenden Prozessen. Während das Beladen, die sogenannte Hydrierung, von Kohlenstoffdioxid zu Ameisensäure eine endergonische Reaktion ist ($\Delta_r G^0 = 32,9 \text{ kJ/mol}$) [6, 7] und somit nicht freiwillig abläuft, handelt es sich bei den chemischen Reaktionen des Formiat-Hydrogencarbonat-Systems weder um endergonische noch exergonische, sodass sowohl das Be- als auch Entladen, die Dehydrierung, schon bei deutlich mildereren Bedingungen stattfinden kann [8].

Statt eines Energieträgers, der aus der unbeladenen in die beladene Form seinen Aggregatzustand von gasförmig zu flüssig wechselt, liegen im zu betrachtenden System nun zwei in Wasser gelöste Salze vor. Beide Reaktionen können in flüssiger Phase stattfinden und bis auf die Zu- oder Abfuhr von Wasserstoff in das System entfällt die Handhabung mit Gasen vollständig, was die technischen Prozesse vereinfacht.

Das Reaktionsschema in Abbildung 3 veranschaulicht die Funktionsweise des chemischen Systems.

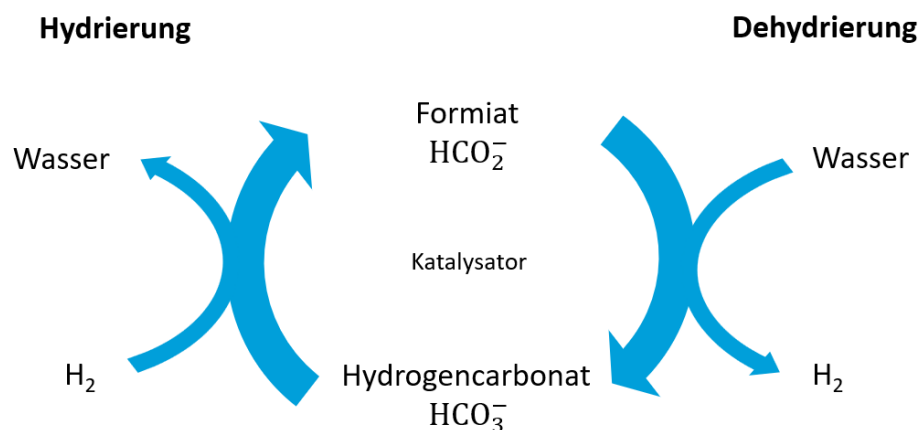


Abbildung 3: Reaktionsschema der katalytischen Hin- und Rückreaktion des Formiat-Hydrogencarbonat-Systems

30. Energie-Symposium

Neben den bereits erwähnten positiven Aspekten bietet das Stoffsystem noch eine Vielzahl weiterer Vorteile. Beide Salze sind nicht toxisch, nicht explosiv und nicht entflammbar. Sie besitzen keinerlei schädigende Wirkung auf die Umwelt oder aquatische Systeme. Obwohl es sich beim Formiat um das Salz der Ameisensäure handelt, ist es nicht korrosiv. Alle diese Vorteile machen das Handling mit diesen Stoffen besonders attraktiv. In gelöster Form lassen sich die Salzlösungen ohne aufwändige Sicherheitstechnik pumpen und sowohl in gelöster wie auch in fester Form sind sie auf unbegrenzte Zeit drucklos bei Umgebungsbedingungen lagerbar. Hinzu kommt, dass sowohl der Speicher-, als auch der Entladeprozess, die beide in wässriger Lösung stattfinden, sehr hohe Effizienzen aufweisen. Vergleicht man das Formiat/Hydrogencarbonat-Speichersystem mit den am Markt verfügbaren Wasserstoffspeichern, wird die Abgrenzung zum Stand der Technik offensichtlich. Einen Überblick zur Bewertung mehrerer Kenngrößen verschiedener Energieträger zeigt Abbildung 5. Speicherkonzepte, welche den Wasserstoff in elementarer Form speichern (gasförmig, flüssig oder adsorbiert), sind durch die erforderlichen Speicherbedingungen (sehr hoher Druck oder sehr geringe Temperaturen) für überregionale Anwendung unpraktikabel und apparativ aufwendig. Neben diesen Nachteilen ist der Transport von Wasserstoff in elementarer Form nicht vollständig ungefährlich.

Bessere Transporteigenschaften für hohe Distanzen bieten Power-to-X Produkte wie zum Beispiel Ammoniak oder Methanol. Diese zeigen eine enorm hohe Energiedichte, jedoch nur mäßige energetische Gesamteffizienzen. Die mäßigen Wirkungsgrade sind meist darauf zurückzuführen, dass CO₂ als Speichermolekül dient und zuvor erst aufwendig aus Abgasen oder Umgebungsluft gewonnen werden muss. Zudem stellen die meisten Stoffe wie Ammoniak und Methanol eine potenzielle Gefährdung für Mensch und Umwelt bei einem Austritt dar.

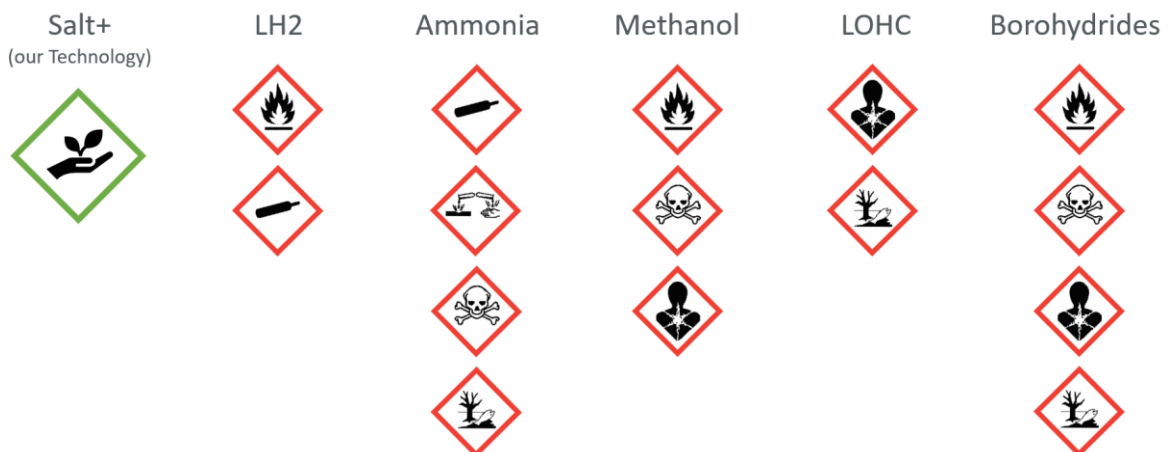


Abbildung 4: GHS Gefahrensymbole verschiedener am Markt diskutierten Wasserstoffträger im Vergleich

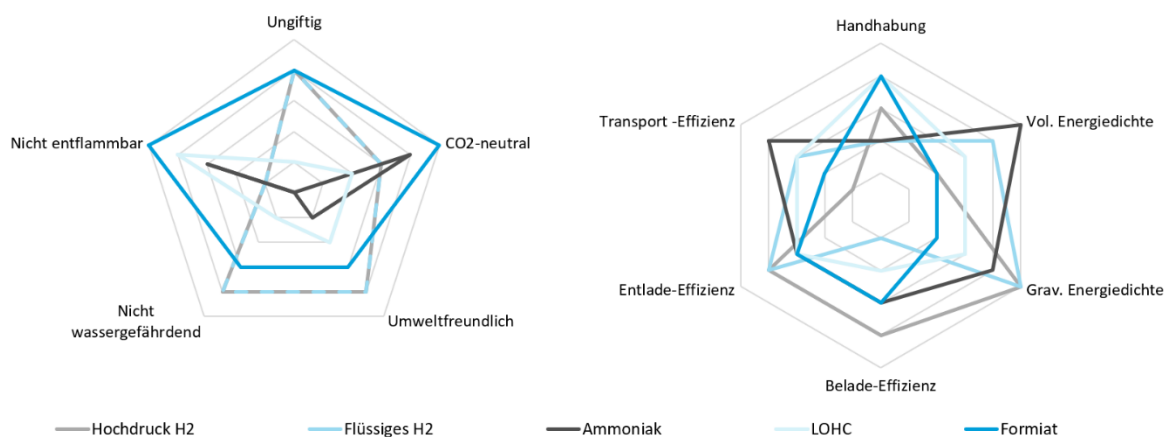


Abbildung 5: Spinnennetzdiagramm zur Bewertung verschiedener Energieträger anhand mehrerer Kenngrößen

Die Hydrogenious GmbH nutzt Dibenzyltoluol als flüssigen organischen Wasserstoffträger (Liquid Organic Hydrogen Carrier – LOHC) [9]. Dieses Öl ist ebenfalls ein Gefahrstoff, hat jedoch den Vorteil, dass das Wasserstoffträgermolekül in beladener und entladener Form transportiert werden kann und somit nicht erst wie das Ammoniak erzeugt werden muss. Dieser energetische Vorteil wird aber durch die hohe Wärmemenge bei der Freisetzung von Wasserstoff nivelliert, da aufgrund des hohen Temperaturniveaus (300 °C) eine Integration von Abwärme nahezu unmöglich ist. Die Wirkung auf Mensch und Umwelt sind jedoch höchst bedenklich [10]. Das Dibenzyltoluol wird als stark gesundheitsschädlich, karzinogen, mutagen und wassergefährdend eingestuft.

Trotz der geringeren Energiedichte, die das Kaliumformiat-Salz im Vergleich zu anderen diskutierten Energieträgern besitzt, sprechen also eine Vielzahl anderer Parameter für das Formiat. Die mögliche Wandlung zwischen der Speicherform als Lösung (Salz in Wasser aufgelöst) oder Feststoff (kristallines Salz) ermöglicht zudem auch eine Verknüpfung zweier Anwendungsfälle, den stationären Betrieb und den Transport. Während bei einer Anwendung von Lösung die Effizienz sehr hoch und die Speicherdichte aber gering ist, kann durch Auskristallisieren die Energiedichte in Form des kristallinen Salzes durch Verringerung der Effizienz erhöht werden. Für den Transport kommt daher nur das feste Salz oder ein hochkonzentrierter Slurry in Frage.

Wir sind uns sicher, dass die vorgestellte Technologie einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten kann und treiben deswegen die Forschung und Vermarktung in großen Schritten voran.

3. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Friedrich Ebert Stiftung Landesbüro MV, Wasserstoff-Technologie für Mecklenburg-Vorpommern. [Online]. Available: <http://library.fes.de/pdf-files/bueros/schwerin/18599.pdf>
- [2] Hydrogen - Chile seeking green hydrogen export corridor to Europe - Renewable Energy Magazine, at the heart of clean energy journalism. [Online]. Available: <https://www.renewableenergymagazine.com/hydrogen/chile-seeking-green-hydrogen-export-corridor-to-20220113> (accessed: Jan. 14 2022).
- [3] BMWi, "Die Nationale Wasserstoffstrategie," 2020. [Online]. Available: https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/downloads/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf;jsessionid=FFC34BAC35997525F046C98C45E1B4A6.live722?__blob=publicationFile&v=1
- [4] BMWK, "Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie,"
- [5] F. Güßgen, "40 neue Speicher für grünes Gas," Wirtschaftswoche. [Online]. Available: <https://www.wiwo.de/unternehmen/energie/40-neue-speicher-fuer-gruenes-gas-ohne-erdgas-wird-der-speicherbedarf-noch-groesser/28421582.html#:~:text=Die%20Kosten%3A%2012%2C8%20Milliarden,40%20zus%C3%A4tzliche%20Kavernenspeicher%20n%C3%B6tig%20sein.>
- [6] A. Álvarez et al., "Challenges in the Greener Production of Formates/Formic Acid, Methanol, and DME by Heterogeneously Catalyzed CO₂ Hydrogenation Processes," *Chemical reviews*, vol. 117, no. 14, pp. 9804–9838, 2017, doi: 10.1021/acs.chemrev.6b00816.
- [7] D. Mellmann, P. Sponholz, H. Junge, and M. Beller, "Formic acid as a hydrogen storage material - development of homogeneous catalysts for selective hydrogen release," *Chemical Society reviews*, vol. 45, no. 14, pp. 3954–3988, 2016, doi: 10.1039/c5cs00618j.
- [8] Grubel, Jeong, Yoon, Autrey, "Challenges and opportunities for using formate to store, transport and use hydrogen,"
- [9] Hydrogenious LOHC Technologies, Hydrogenious LOHC Technologie - Grundlagen und Funktionsweise. [Online]. Available: <https://www.hydrogenious.net/index.php/de/hydrogenious-2-2/lohc-technology/> (accessed: Jul. 16 2022).
- [10] European Chemicals Agency, Substance Information of Dibenzyltoluene. [Online]. Available: <https://echa.europa.eu/substance-information/-/substanceinfo/100.043.710> (accessed: Feb. 28 2023).

ERMITTLUNG VON MERKMALEN UND ZIELGRÖßEN IM F&E-PROJEKT WINDGISKI

Carsten Fichter, Nele Uhlenwinkel, Sandra Peters-Erjawetz

fkwind/Hochschule Bremerhaven, An der Karlstadt 8, 27568 Bremerhaven

ABSTRACT

Für die Erreichung der Klimaziele besteht die Notwendigkeit, neue Windenergieflächen zu identifizieren. Das Ziel im F&E-Projekt WindGISKI ist eine effiziente und unterstützende Flächenidentifikation von Potenzialflächen für Windenergie-Projekte automatisiert zu ermöglichen. Dafür wird im Rahmen des Projektes ein Geoinformationssystem (GIS) entwickelt, welches mit Hilfe von Künstlicher Intelligenz (KI) Flächen bewertet und somit die Erfolgsaussichten eines Windenergie-Projektes systematisch vorhersagt. Die Grundlage für das Erheben großer Datenmengen und einer Ableitung von Flächenempfehlungen (Flächengüte) bilden Flächeninformationen. Diese Flächeninformationen (Merkmale) sind beispielsweise flächenbezogene Auswirkungen von artenschutzrechtlichen Themen und wurden, neben einer Literaturrecherche, in semistrukturierten, richtungsweisenden Experteninterviews ermittelt. In diesem Zuge wurden ebenfalls die Zielgrößen, welche die Güte einer geeigneten Fläche für Windenergieanlagen beschreiben, erfasst. Hierzu hat sich ein interdisziplinäres Team aus Ingenieur-, Umwelt-, Sozial- und Informatikwissenschaften in der Zusammenarbeit mit der Wirtschaft gebildet. Durch diese Zusammenarbeit ist es möglich, die Themen Technik, Umwelt und Artenschutz, soziale Aspekte und Künstliche Intelligenz zu vereinen.

1. EINLEITUNG

Die Windenergie hat in den letzten Jahrzehnten eine rasante Entwicklung durchlaufen. Allerdings gab und gibt es auch immer wieder Kritik und Widerstand gegen den Ausbau der Windenergie. Insbesondere der Landschaftsschutz und der Naturschutz spielen eine Rolle, da Windparks oft in ländlichen Gebieten errichtet werden und Auswirkungen auf die Tier- und Pflanzenwelt haben können. Trotz dieser Herausforderungen wird der Ausbau der Windenergie an Land in Deutschland weiter vorangetrieben und es werden neue Flächen für den Bau von Windparks ausgewiesen bzw. benötigt. Planungs- und Genehmigungsverfahren sollen erheblich beschleunigt werden. Mit dem „Windenergie-an-Land-Gesetz“ [1] werden den Ländern Flächenziele für den Ausbau der Windenergie vorgegeben. Bis Ende 2032 müssen die Länder zwei Prozent der Bundesfläche für die Windenergie ausweisen. Die Bundesländer müssen sicherstellen, dass sie ihre Flächenziele zu bestimmten Stichtagen erreichen. Im Projekt WindGISKI werden Merkmale und Ziele für die Windenergieflächenbewertung untersucht, wobei die Merkmale Auskunft darüber geben, welche Parameter sich auf eine Fläche auswirken, während die Ziele aus Sicht der Projektentwicklung betrachtet werden, woraus wiederum eine Flächengüte abgeleitet wird. Anhand der im Projekt identifizierten Flächenmerkmale und Zielgrößen zeichnet sich bereits ein Handlungsbedarf an einigen Stellen des Planungsprozesses von Windenergieanlagen ab.

2. ERMITTLUNG VON MERKMALEN

Eine der Hauptfragen, welcher sich WindGISKI stellt, ist, mit welchen Informationen eine potenzielle Fläche für die Nutzung von Windenergie beaufschlagt werden muss, um insgesamt eine möglichst reibungslose und schnelle Umsetzung zu erzielen. Hierzu wurden in einem ersten Schritt Flächenmerkmale aus einer Literaturrecherche ermittelt. Anschließend erfolgten in diesem Zuge semistrukturierte Experteninterviews mit Projektierer*innen, Planer*innen und Vertreter*innen aus Kommunen/Landkreisen und Politik, welche zwar nicht repräsentativ für Deutschland gelten, aber wertvolle und richtungsweisende Einschätzungen von Personen mit spezifischem Fachwissen liefern.

30. Energie-Symposium

Beispielsweise geht es dabei um die Akzeptanz der beteiligten Bevölkerung oder umweltschutztechnische Hemmnisse. Es fließen auch demografische und soziologische Merkmale mit ein. Die Realisierung hängt von den verschiedenen Faktoren ab, welche sich zusätzlich gegenseitig beeinflussen.

Nach der Abbildung dieser Merkmale werden diese bewertet. Diese Bewertung bildet die Grundlage für die Beschreibung der Flächengüte von potentiellen Windenergieflächen und Durchführbarkeit von Vorhaben zum Ausbau der Windenergie. Die ermittelten Datensätze werden genutzt, um ein Deep Learning Modell zu trainieren. Dieses Deep-Learning Modell spricht Flächenempfehlungen hinsichtlich der Flächengüte für ein 50 x 50 m großes GIS-Karten-Raster auf Bundesebene aus.

Die Merkmale beeinflussen das Ziel, eine Windenergiefläche zu entwickeln, positiv, negativ oder schließen Flächen aus. Die Merkmale haben verschiedene Ausprägungen hinsichtlich des Nutzungsgrades von Flächen. Weiterhin sind diese unterschiedlichen Bereichen zuzuordnen: technisch, Umwelt, Artenschutz, sozial, rechtlich. Je nach Merkmal lassen sich diese z.B. in Form von Algorithmen für die Fläche ableiten. Die identifizierten Merkmale wurden in 10 Merkmalskategorien aufgeteilt. Die folgende Tabelle 1 zeigt die Merkmalskategorien und Beispiele von Merkmalen, die in die jeweilige Kategorie fallen sowie die Anzahl von Nennungen der Merkmale je nach Merkmalskategorie aus den richtungsweisenden Experteninterviews.

Tabelle 1: Beispiele von Merkmalen sowie Anzahl der Nennungen der Merkmale, je nach Merkmalskategorie, aus den Experteninterviews

Merkmalskategorie	Merkmale (Beispiele)	Anzahl Nennung von Merkmalen/Merkmalskategorien in Interviews
Soziologische Faktoren	Infrastrukturelle Vorbelastung, Regionale Wertschöpfung	52
Natur-/Landschaftsschutz und Artenschutz	FFH-Gebiete, Natura 2000, Naturschutzgebiete, Vorkommen kollisionsgefährdeter Vogelarten	38
Sonstige Merkmale	Baurecht, Flächeneigentümerstruktur	30
Infrastruktur	Verkehrswege: Bundesautobahnen, Kreisstraßen, Schienenverkehr, Freileitungen	25
Siedlungsstruktur	Gewerbe- und Industriegebiet, Denkmalgeschützte Gebäude, Friedhöfe	25

30. Energie-Symposium

Merkmalskategorie	Merkmale (Beispiele)	Anzahl Nennung von Merkmalen/Merkmalskategorien in Interviews
Technische Aspekte	Windpotenzial, Nähe zu bestehenden Windparks	20
Luftverkehr	Zivile Flugsicherungseinrichtungen: DVOR, Nachttieffluggebiete	18
Wald	Waldschutzgebiete	8
Immissionsschutz	Lärm, Schall, Schattenwurf	5
Wasserschutz	Überschwemmungsgebiete, Trinkwasser-/Heilquellenschutzgebiete	1

Am häufigsten wurden Merkmale aus den Merkmalskategorien Soziologische Faktoren, Natur-/Landschaftsschutz und Artenschutz genannt.

Die gegenwärtige und die geplante Bodennutzung von Flächen werden in Raumordnungsplänen oder Flächennutzungsplänen dargestellt. In diesen werden potentielle Windenergieflächen ausgewiesen. Die vorliegenden Flächen erlauben jedoch keine Aussage darüber, ob es weitere Kriterien gibt, welche die Flächenentwicklung verzögern. Diese sind beispielsweise die Einstellung der Bevölkerung gegenüber Windenergie vor Ort, etc.. Sinnvollerweise werden im Rahmen des Projektes weitere, beispielsweise sozialwissenschaftliche Merkmale, in solchen GIS-Karten Systemen ergänzt, um mögliche Konfliktrisiken rechtzeitig zu erkennen und einen angemessenen Umgang damit zu ermöglichen.

3. ERMITTLUNG VON ZIELGRÖßEN

Die zu ermittelnden Zielgrößen umfassen die Güte einer geeigneten Fläche für Windenergieanlagen sowie die Durchführbarkeit von Windenergievorhaben. Diese wurden, ebenso wie die Merkmale, im Rahmen semistrukturierter Interviews mit Projektierer*innen, Planer*innen sowie Vertreter*innen von Kommunen/Landkreisen und aus der Politik erfragt. Das mit Abstand am häufigsten genannte, übergeordnete Ziel ist die Wirtschaftlichkeit, über den gesamten Betrachtungsweg von der Flächenausweisung und Anlagenplanung bis hin zur Umsetzung bzw. dem Betrieb betrachtet. In gleichem Zuge werden Aspekte zur Realisierungsgeschwindigkeit und Realisierungswahrscheinlichkeit von den Interviewpartner*innen beschrieben. Aus Sicht der Planer*innen und Projektierer*innen sollen auf den ins Auge gefassten Potenzialflächen möglichst große Leistungen im Megawattbereich durch hohe Wind-/Energieausbeuten installiert werden. Es sollen möglichst große Windparkprojekte entstehen, die einen laufenden Cashflow und die Erzielung hoher Renditen gewährleisten. Hierbei werden Parameter wie die Vermeidung/das Geringhalten von finanziellen Risiken, eine Stabilität der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen bei dem Erwerb neuer Flächen sowie insbesondere die Vermeidung von Anlagenstillständen (technisch, physikalisch- bzw. windbedingt und aus genehmigungsrechtlicher Perspektive gesehen) als besonders bedeutsam erachtet.

Aus Sicht der Vertreter*innen aus Politik und Landkreisen besteht, neben der Wirtschaftlichkeit, insgesamt das übergeordnete Ziel, zusätzlich relevanten Raum für Windenergie durch Flächenausweisung für die Windenergie zu schaffen. Zur Erfüllung der Kriterien des Windenergieflächenbedarfsgesetz [1] und der Aktionspunkte im klimafreundlichen Konjunkturprogramm „Bund-Länder-Strategie zur Flächenausweisung“ [2] sollen alle vorhandenen Potenziale ausgeschöpft sowie das technisch Machbare umgesetzt werden.

30. Energie-Symposium

Es sollen möglichst „Pufferflächen“ geschaffen, Sektorenkopplung betrieben und wirtschaftliche Chancen für klein- und mittelständige Unternehmen durch weitere Flächenausweisungen geschaffen werden, um den Ausbau der Windenergie voranzutreiben.

4. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Ziel des interdisziplinären Projektes WindGISKI ist es, Informationen für potentielle Windenergieflächen zentral in einem Geoinformationssystem (GIS) darzustellen. Hierzu wird die Flächengüte ermittelt, welche Aussagen sowohl über die Eignung für einen Ausbau der Windenergie als auch über potentielle Konflikte gibt. Somit können potentielle Flächenkonflikte, welche zu einer Verzögerung des Windparkprojekts führen, frühzeitig benannt und ebenso können Einflussgrößen erkannt werden, welche sich förderlich auf eine Umsetzung auswirken. Dies führt zu einer zügigeren Projektentwicklung. Somit kann die installierte Gesamtleistung von Windenergieanlagen in Deutschland signifikant gesteigert werden. Anhand der im Projekt identifizierten Merkmale und Zielgrößen zeichnet sich bereits ein Handlungsbedarf an einigen Stellen des Planungsprozesses von Windenergieanlagen ab. Auf Grundlage der, in den semistrukturierten Interviews gesammelten, Merkmale und Zielgrößen wird fortan eine Onlinebefragung mit weiteren Experten*innen durchgeführt. In diesem Zuge wird eine Bewertung der Merkmale hinsichtlich ihrer Relevanz zur Ermittlung von Potenzialflächen auf einer Skala von 1 bis 5 durchgeführt, um eine Gewichtung zu erlangen. Diese bildet eine Grundlage für ein anschließendes, expertenbasiertes Flächenscoring. Daraufaufgehend werden das expertenbasierte- sowie das KI-Scoring in einem GIS-System in ausgewählten Planungsregionen implementiert und evaluiert. Abschließend werden Handlungsempfehlungen ausgesprochen und zur Verfügung gestellt.

5. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Wind-an-Land-Gesetz, Mehr Windenergie für Deutschland: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/wind-an-land-gesetz-2052764>, 2023
- [2] Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses zum Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie zu Flächen, Planungen und Genehmigungen an Land, Berichtsjahr 2022: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/EEG-Kooperationsausschuss/2022/bericht-bund-laender-kooperationsausschuss-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=16

6. PARTNER*INNEN DES PROJEKTES WINDGISKI

- Institut für Statik und Dynamik der Leibniz Universität Hannover
- Institut für Integrierte Produktion Hannover (IPH) gGmbH
- Institut für Sozialwissenschaften (UOL) der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg
- Nefino GmbH
- LEE Landesverband Erneuerbare Energien Niedersachsen | Bremen e.V.
- ARSU-Arbeitsgruppe für regionale Struktur- und Umweltforschung GmbH
- Institut für Informationsverarbeitung der Leibniz Universität Hannover
- fk-wind: Institut für Windenergie der Hochschule Bremerhaven

7. PROJEKTRÄGER UND PROJEKTFÖRDERER

- Zukunft – Umwelt – Gesellschaft (ZUG)
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz

PARALLELE WASSERSTOFFEINSPRITZUNG IN DIESELMOTOREN

Axel Rafter, Stefan Bleeck

¹ Hochschule Wismar, Fakultät für Ingenieurwissenschaften, Bereich Seefahrt, Anlagentechnik und Logistik

Abstract

Nowadays the transport over the seaways plays a crucial role in the world wide trading. The seaborne trade has a fraction of estimated about 80 percent of goods of the world wide trading. That overwhelming effort is done by ships, harbor facilities and landside traffic. The environmental issues like greenhouse effects and global warming are present in all industrial and commercial sectors, also in seafaring. That means, that also the seaborne trade has to become greener. On the other side, ships are driven nowadays with heavy fuel oil (HFO) that contains a high part of sulfur also. Lets consider, that in early 2020 about 98140 [1] ships were participated on seaborne trade. Furthermore, the number of ships in the world fleet is expected to grow by about 6,4% over the next five years [2]. That results in a growing Greenhouse gas (GHG) footprint and finally a massive environmental pollution world wide. Nevertheless, even new built ships are equipped by conventional diesel engines and/or are able to use alternative fuels like CNG, LNG or LPG also not free of GHG.

The question is, how new ships should be build and how can existing ships be retrofitted to meet the requirements of IMO's EXXI index for greener environment? The today approaches for achieving that goals pointing on new technologies like fuel cells, batteries and new alternative green fuels like Methanol, Ammonia and Hydrogen. While new technologies are preferred for new ship concepts, the use of conventional diesel engines and gas turbines should be considered for retrofit solution of the existing ships. This article presents a principle solution how diesel engines could be operated with dual fuel (diesel and hydrogen) as a possible retrofit solution.

Heutzutage spielt der Transport über den Seeweg eine entscheidende Rolle im weltweiten Handel. Der Seehandel macht einen Anteil von schätzungsweise 80 Prozent der Güter des weltweiten Handels aus. Dies ist von Schiffen, Hafenanlagen und dem Landverkehr zu leisten. Umweltprobleme wie Treibhauseffekte und globale Erwärmung sind in allen Industrie- und Gewerbebereichen präsent, auch in der Seefahrt. Es ist notwendig, dass der Seehandel umweltfreundlicher werden muss. Andererseits werden viele Schiffe heutzutage mit Schweröl (HFO) angetrieben, der ebenfalls einen hohen Schwefelanteil enthält. Anfang 2020 waren etwa 98140 [1] Schiffe im Seehandel tätig und es wird erwartet, dass die Zahl der Schiffe in der Weltflotte in den nächsten fünf Jahren um etwa 6,4 % wachsen wird [2]. Dies führt zu einem wachsenden Treibhausgas-Fußabdruck und letztendlich zu einer massiven Umweltverschmutzung weltweit. Dennoch sind auch neu gebaute Schiffe mit konventionellen Dieselmotoren ausgestattet und/oder können alternative Kraftstoffe wie CNG, LNG oder LPG nutzen, die ebenfalls nicht frei von Treibhausgasen sind. Die Frage ist, wie neue Schiffe gebaut werden sollten und wie bestehende Schiffe nachgerüstet werden können, um die Anforderungen des EXXI-Index der IMO für eine umweltfreundlichere Umwelt zu erfüllen. Die heutigen Ansätze zur Erreichung dieser Ziele basieren auf neuen Technologien wie Brennstoffzellen, Batterien und neuen alternativen als auch umweltfreundlichen Kraftstoffen wie Methanol, Ammoniak und Wasserstoff. Während für neue Schiffskonzepte neue Technologien bevorzugt werden, sollte für die Nachrüstung bestehender Schiffe der Einsatz konventioneller Dieselmotoren und Gasturbinen in Betracht gezogen werden. In diesem Artikel wird eine prinzipielle Lösung vorgestellt, wie Dieselmotoren mit Dual-Fuel (Diesel und Wasserstoff) als mögliche Nachrüstlösung betrieben werden könnten.

1. Einleitung

Heutzutage spielt der Transport über die Seewege eine entscheidende Rolle im weltweiten Handel, wobei die Seefahrt schätzungsweise etwa 80 Prozent der Güter des weltweiten Handels befördert. Diese Aufgabe wird von Schiffen, Hafenanlagen und dem zugehörigen landseitigem Verkehr geleistet. Umweltprobleme wie Treibhauseffekte und globale Erwärmung sind in allen Industrie- und Handelssektoren präsent, auch in der Seefahrt. Das bedeutet, dass auch der Seehandel grüner werden muss. Neu gebaute Schiffe werden zurzeit üblicherweise mit konventionellen Dieselmotoren ausgestattet oder können alternative Kraftstoffe wie CNG, LNG oder LPG verwenden, welche jedoch auch nicht frei von Kohlendioxid verbrennen.

Die Frage ist, wie können neue Schiffe gebaut und bestehende Schiffe nachgerüstet werden, um die Anforderungen an eine grünere Umwelt zu erfüllen?

Die heutigen Ansätze zur Erreichung dieser Ziele des EXXI-Index der IMO konzentrieren sich auf neue Technologien wie Brennstoffzellen, Batterien sowie alternative grüne Kraftstoffe wie Methanol, Ammoniak und Wasserstoff. Bei Schiffsneubauten werden neue Technologien direkt integriert. Eine Nachrüstlösung für ca. 6,4% der bestehenden Schiffe von 98140 [1] in den nächsten fünf Jahren muß, auch eine Modifikation von konventionellen Dieselmotoren in Betracht ziehen. Daher ist es wichtig konventionelle Dieselmotoren für die genannten alternativen Kraftstoffe nutzbar zu machen. Einen alternativen Kraftstoff stellt Wasserstoff dar. Als Energieträger könnte Wasserstoff in der Industrie, aber auch direkt auf See im Schiffsbetrieb genutzt werden.

Zur Erforschung der Herausforderungen einer Wasserstoffnutzung hat die Bundesregierung u.a. Wasserstoff-Leitprojekte ins Leben gerufen: H2Giga, TransHyDE und H2Mare. In letzterem wurde das Projekt OH22KuesSe gestartet, um die Verwendung von auf See produziertem Wasserstoff direkt in der Seefahrt zu untersuchen. In diesem Rahmen soll ein Demonstrator errichtet werden, um die technischen und sicherheitsbezogenen Aufgaben zu definieren und umzusetzen. Neben dessen prinzipiellen Aufbau werden erste Ergebnisse vorgestellt.

2. Bestehende Lösungen

Innovative Lösungen sind im Bereich der Landstromversorgung als auch im Betrieb von Hafengeräten und Anlagen vertreten. Beispielsweise werden Portalkräne des Antwerp Terminal Services (ATS) mit Diesel und Wasserstoff betrieben. Dazu wurden durch die Firma CMB.TECH [3] Dieselmotoren zum Dual-Fuel-Motor umgerüstet. Auch im Nutzkraftfahrzeugsegment wird an der Verwendung von Wasserstoffmotoren geforscht, beispielsweise durch Dienstleister und Zulieferer wie FEV [4] und AVL [5].

Für den Bereich der Schiffsantriebe werden in Neubauten sowohl Brennstoffzellen, beispielsweise in Booten mit Antrieben von Yanmar [6] als auch Verbrennungsmotoren eingesetzt. Im Falle der Applikation von Verbrennungsmotoren als maritimen Antrieb findet man vorwiegend MAN mit dem D2862 H2 DUAL FUEL, eine Retrofit-Lösung eines V12 Marinediesels mit 749 kW bei 2.100 min⁻¹ [7]. Der Wasserstoff wird hierbei in einem konventionellen nicht für Wasserstoff optimierten common-rail Dieselmotor durch die Lufteinlasskanäle der Ladeluft zugeführt und durch mindestens 5% Dieselumischung kontrolliert gezündet und verbrannt. Die Abgaswerte wurden im Mittel auf ca. 50% reduziert, der Spitzenwert lag bei ca. 80%. Erstmals eingesetzt wurden die Aggregate auf der „Hydrocat 48“, gebaut in der Werft Windcat Workboats.

Aber auch Caterpillar bietet mehrere Generatorsätze an, welche bis 25 % Wasserstoff in Erdgas zumischen können [8]. Mit dem G3516H, welcher für Leistungen bis zu 1250 kW bei 50 oder 60 Hz ausgelegt ist, können sogar bis zu 100% Wasserstoff gefahren werden.

Retrofit-Konzept

Es stellt sich nun die Frage, wie die Ertüchtigung bzw. die Umrüstung konventioneller Dieselmotoren technisch erfolgen kann?

Im Grunde gibt es zwei Möglichkeiten Dieselmotoren mit Wasserstoff in zugemischter Weise zu betreiben. Zum einen die Einblasung im Saugrohr, auch Port Fuel Injektion (PFI) genannt, zum anderen die direkte Einblasung in die Brennkammer, auch Direct Injection (DI) genannt.

Bei der Saugrohreinjektion (PFI) wird Wasserstoff gasförmig, mit niedrigen Drücken von ca. 6 bar [11] eingeblasen. Vorteilhaft sind der einfache Aufbau sowie eine einfache Betriebsweise. Problematisch wirkt sich die Verdrängung von Luft im Ansaugtrakt und dem Brennraum durch den gasförmigen Wasserstoff aus. Aufgrund der weiten Explosionsgrenzen von 4 bis 77 Vol.-% [9] und des großen gravimetrischen Energiegehaltes sowie der hohen Zündtemperatur von 560 °C ist eine Anwendung als PFI machbar. Letzteres ist auch in Dieselmotoren realisierbar, da Diesel bereits bei ca. 220 – 255 °C [10], Biodiesel zwischen ca. 283 – 285 °C zündet und die Motoren die hohen Zündtemperaturen in der Regel nicht erreichen. Nachteile sind bei der PFI die potentiell geringere Leistungsdichte (Leistung je Hubraum), die hohe Flammgeschwindigkeit verbunden mit hohen Spitzendrücken als auch mögliches Frühzünden durch Glutnester und mögliches Klopfen. Aus Sicherheitsaspekten sind Frühzündungen und eine Wasserstoffanreicherung im Kurbelgehäuse aufgrund des Blow-By, d.h. der Wasserstoffaustritt aus dem Brennraum vorbei an den Kolbenringen, zu unterbinden.

Die genannten Nachteile der PFI können durch die technisch aufwendigere direkte Einblasung kurz vor Zündung bzw. während der Brennphase größtenteils umgangen werden. Gefährliche explosionsfähige Gemische treten nur noch zeitlich begrenzt oder im Fehlerfall bei Zündaussetzern auf. Das DI-Verfahren ermöglicht zudem den Betrieb im Dieselp Prozess, was höheren Leistungsdichten und eine Beschränkung der Spitzendrücke ermöglicht, Während beim PFI-Verfahren der Otto-Prozess vorherrschend ist, was man anhand der Druckkurven unten erkennen kann, Abbildung 5.

Die Zündung kann durch Diesel als Pilotstrahl erfolgen oder aber durch Funken. Letzte erfordern eine Zündvorrichtung bzw. Zündkerzen, welche nachgerüstet werden müssten. Da der Aufwand einer Umrüstung beim Retrofit minimal und die Maschinenanlage flexibel bezüglich des Kraftstoffes gehalten werden sollen, stehen die Pilotzündung mit Diesel und sofern umsetzbar, selbstzündende Verfahren des Wasserstoffes im Vordergrund der Untersuchungen. Für die Einblasung des Wasserstoffes sind gesteuerte Ventile erforderlich. In der Einspritztechnik sind heutzutage magnetisch gesteuerte Ventile vorherrschend, es gibt aber auch piezogesteuerte Ventile.

Demonstrator-Konzept

Für die Versuche am Demonstrator wurden handelsübliche magnetisch gesteuerte Einspritzventile verwendet. Für ein Retrofit erforderliche zusätzliche elektronische Baugruppen und Softwarekomponenten zur Überwachung des Motorprozesses und die Ansteuerung des Einspritzventils sind entwickelt und appliziert worden [3, 7, 8]. Hier besteht nach wie vor Bedarf in der Weiterentwicklung und Adaptierung an verschiedene Dieselmotoren. Letzteres ist für den Demonstrator ebenfalls erforderlich und musste im Hause umgesetzt werden.

Im Bereich Anlagensicherheit wurden ebenfalls Konzepte erarbeitet, um den Explosionsschutz, den Brandschutz als auch die allgemeine Arbeitssicherheit beim Umgang mit Wasserstoff befüllten Druckgeräten anzupassen. Hierzu wurden u.a. alle Wege, auf denen Wasserstoff konvektieren und diffundieren kann betrachtet und bewertet, Abbildung 1. In Tab. 1 sind grundlegende Maßnahmen gelistet, um die Sicherheit einer Schiffmaschinenanlage für die Wasserstoffnutzung anzupassen.

Tab. 1: Übersicht sicherheitsrelevanter Retrofit Maßnahmen.

Nr.:	Maßnahme	Wirkung
1	Gaswarneinrichtung im Maschinenraum Abgasstrang	Überwachung ex-gefährdeter Bereiche und Vermeidung Bildung gefährlicher explosionsfähiger Atmosphäre
2	Technische Lüftung Maschinenräume (inklusive Überwachung des Luftstromes, vgl. TRGS 722)	Verhinderung der Entstehung gefährlicher Atmosphäre im Maschinenraum (Umgebung Maschinenanlage)
3	Kurbelwellengehäusespülung (inklusive Überwachung des Luftstromes, vgl. TRGS 722)	Verhinderung der Entstehung gefährlicher Atmosphäre im Kurbelwellengehäuse eines Dual-Fuel-Motors, vgl. auch [3, 4]
4	Inertisierung vor Wasserstoffbetrieb	Verhinderung der Entstehung gefährlicher Atmosphäre im Inneren von wasserstoffführenden Komponenten
5	Ausgasungsmöglichkeit / Sammelstelle für Gas im Kühlwasser	Reduzierung der Möglichkeit einer Anreicherung von Wasserstoff (Gas) im Kühlwasser
6	Ex-sichere Auslegung Abgastrakt auf PN16 oder Vermeidung wirksamer Zündquellen oder Spülung des Abgastraktes mit Luft	Verhinderung einer Zündung bzw. Eindämmung einer etwaigen Explosion
7	Vermeidung wirksamer Zündquellen im Ansaugtrakt	Verhinderung einer Zündung
8	Ausreichender Blitzschutz	Vermeidung wirksamer Zündquellen
9	Auslegung Wasserstoffstrang als „auf Dauer technisch dicht“	Verhinderung von Leckagen während Betrieb durch konstruktive Maßnahmen
10	Überwachung etwaiger vorhandener technisch dichter Anlagenbereiche z.B. Kühlwasser-, Ölkreisläufe wenn erforderlich	Verhinderung von Leckagen während Betrieb durch Inspektions- und Wartungsmaßnahmen

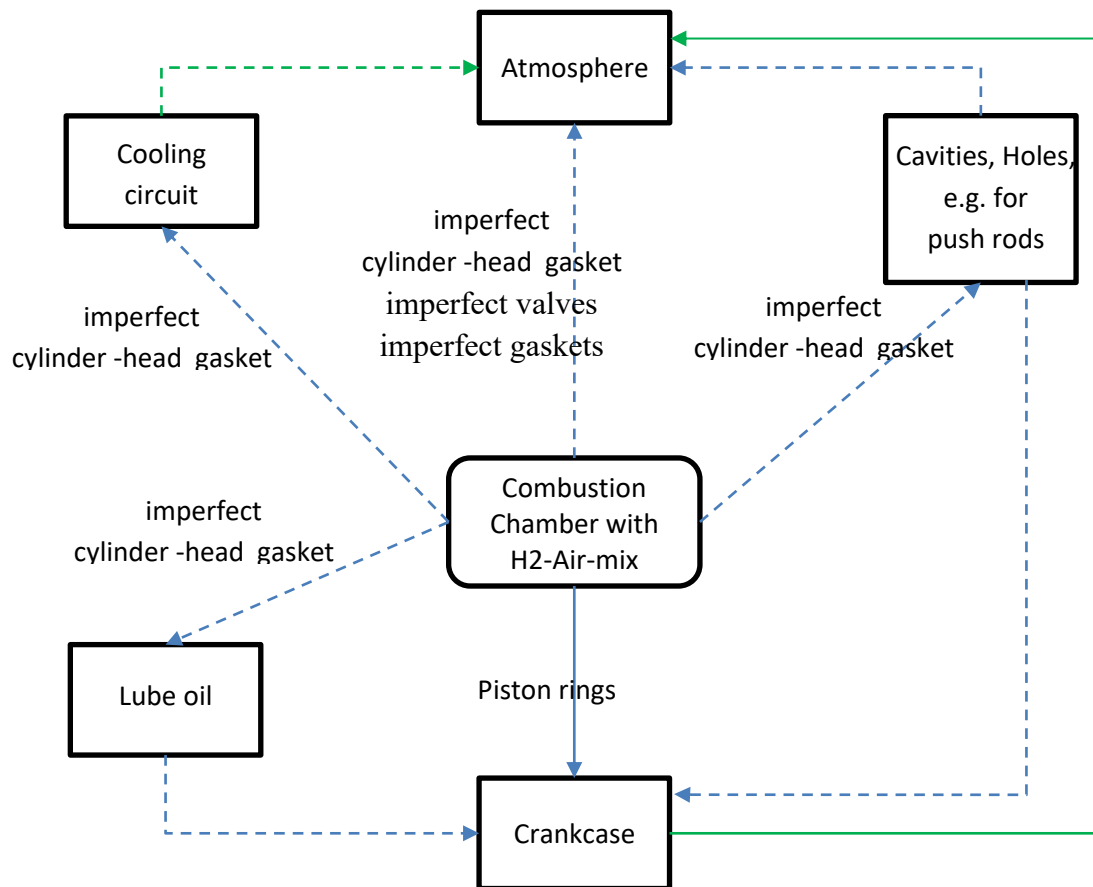


Abbildung 1: Wasserstoffflüsse im Motor

Blaue Linien: Wasserstoffleckströme

Grüne Linien: zu forcierender Wasserstoffstrom
(z.B. Spülluft, Ausgasung)

Gestrichelte Linie: Wasserstoffleckstrom bei defekter Dichtung

Glatte Linie: wahrscheinlich anzunehmender Leckstrom im Betrieb

Der Demonstrator

Zur praktischen Untersuchung des Retrofit-Konzepts wurde ein Demonstrator, als Teststand für ein mittelschnell laufenden Dual-Fuel-Motor, realisiert. Lasten aus dem Schiffsbetrieb, z.B. die Generator- oder Propellerkennlinie, werden abgebildet.

Ziel des Aufbaus ist eine möglichst einfache Errichtung durch in Industrie und Seefahrt übliche Ausrüstung und die Bewältigung des in diesem Rahmen herausfordernden Wasserstoffhandlings (siehe Abbildung 3).

Der Testmotor ist ein älterer 1-Zylinder 4 Takt Dieselmotor mit Wirbelkammer des Typs 1 NVD18, welcher für industrielle Zwecke und maritime Anwendungen ausgelegt wurde, Abbildung 2. Der Dieselmotor kann für den jeweiligen Anwendungszweck konfiguriert werden. Für die Nutzung von Wasserstoff ist der Motor jedoch nicht ausgelegt, wie viele andere (maritime) Dieselmotoren auch. Das ist

letztendlich eine der Herausforderungen bei der Umrüstung im Retrofit !

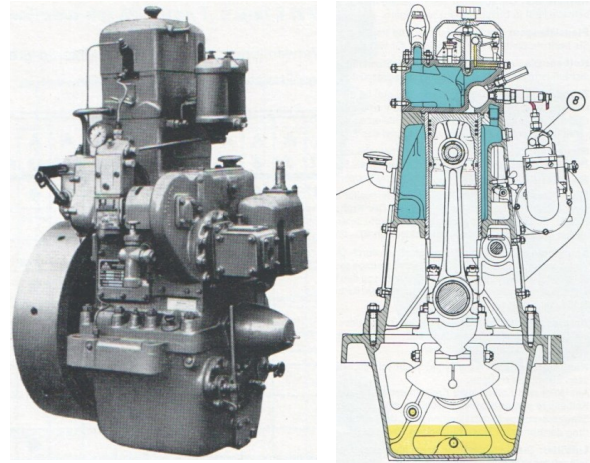


Abbildung 2: Der Testmotor 1 NVD18.

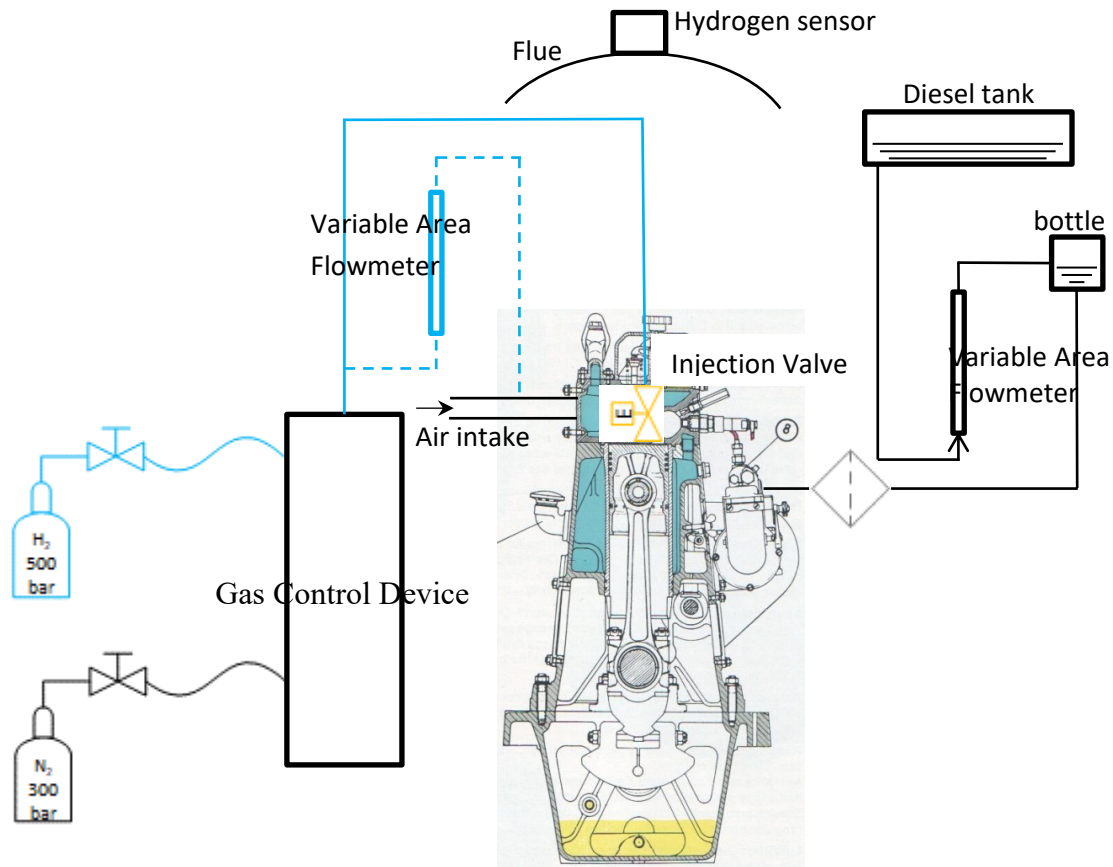


Abbildung 3: Schematische Darstellung des Demonstrators mit DI und PFI (gestrichelt).

Ergebnisse der Wasserstoffbeimischungen

Aus Gründen der Einfachheit wurde zunächst eine PFI durchgeführt. Hierbei wurde Wasserstoff in den Luftstrom mit geringem Überdruck von einigen mbar bis ca. 1 bar kontinuierlich eingeblasen. Der geringe Überdruck ist erforderlich, um die Strömungsverluste in dem in Abbildung 3 gestrichelten Pfad, welcher aus sehr engen Querschnitten besteht, zu überwinden. Entscheidend für die Versuche war die Messung des Durchflusses an Wasserstoff und Diesel zur Erstellung von Bilanzen und Gegenüberstellungen, wie in Abbildung 4. Während der Motor im Dieselpetrieb operiert, wurde Wasserstoff durch öffnen eines Regelventils nahe dem Einlassventil in das Ansaugrohr eingeblasen, deren Durchfluss gemessen und schließlich durch die Dieselflamme gezündet wurde.

30. Energie-Symposium

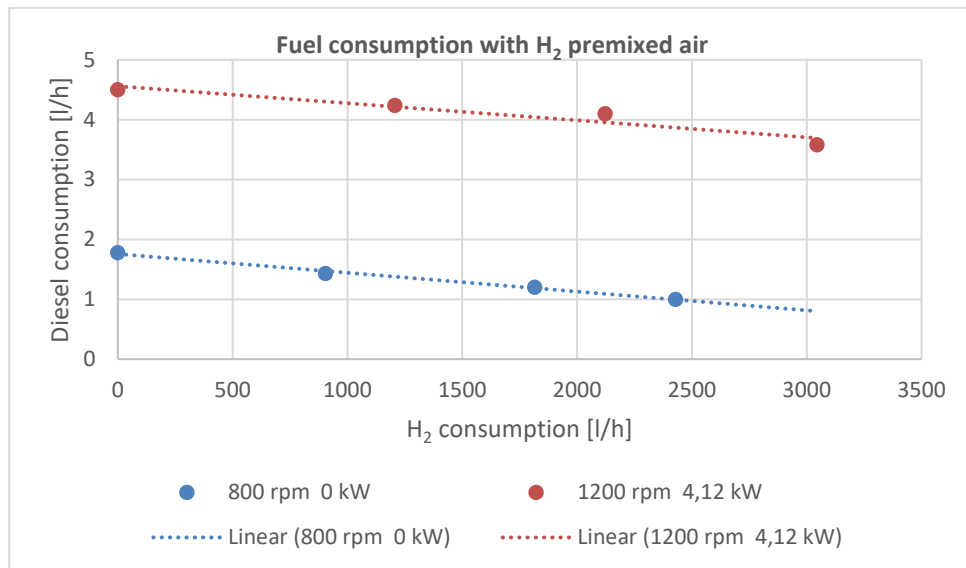


Abbildung 4: Gegenüberstellung der Verbräuche im Dual-Fuel betrieb.

Die Druckverläufe sind nicht in Grad Kurbelwinkel abgebildet, sondern über der Zeit, da die komplexen physikalischen und chemischen Prozesse zeitabhängig miteinander verschachtelt sind. Auch für die Sicherheit relevante Kenngrößen, wie die Druckanstiegsgeschwindigkeit werden in Bezug zur Zeit angegeben, welche man in zeitaufgelösten Graphiken direkt ablesen kann.

Aus Abbildung 5, aufgezeichnet bei einem Betriebszustand von 1200 min^{-1} unter $4,12 \text{ kW}$ Generatorleistung mit 3045 l/h ($0,255 \text{ g/h}$) Wasserstoffbeimischung, ergibt sich ein Druckanstieg von ca. 66 bar/ms . Verglichen mit denen von Diesel ca. 71 bar/ms ist dieser geringer. Darüber hinaus ist zu beobachten, dass der maximale Druckanstieg als auch der Spitzendruck vom Wasserstoffgehalt abhängig ist. So wurden bei anderen Wasserstoffmischungen Werte von ca. 80 bar/ms aufgezeichnet. Beim Spitzendruck wurde ein Wert von ca. 68 bar gemessen, welcher den von Diesel (ca. 67 bar) geringfügig überwiegt. Es wurden aber auch Spitzendrucke beobachtet, welche unterhalb denen im Dieselmotor sind. Hierzu sind weitere Untersuchungen erforderlich, um einen größeren Datenpool zu generieren, aus welchem fundiertere Kenntnisse abgeleitet werden können. Fakt ist, dass eine geringe Wasserstoffbeimischung bis zu den in Tab. 2 genannten Maß bei Dieselmotoren möglich ist, ohne Motoren erhöhen und damit schädlichen Druckbelastungen auszusetzen.

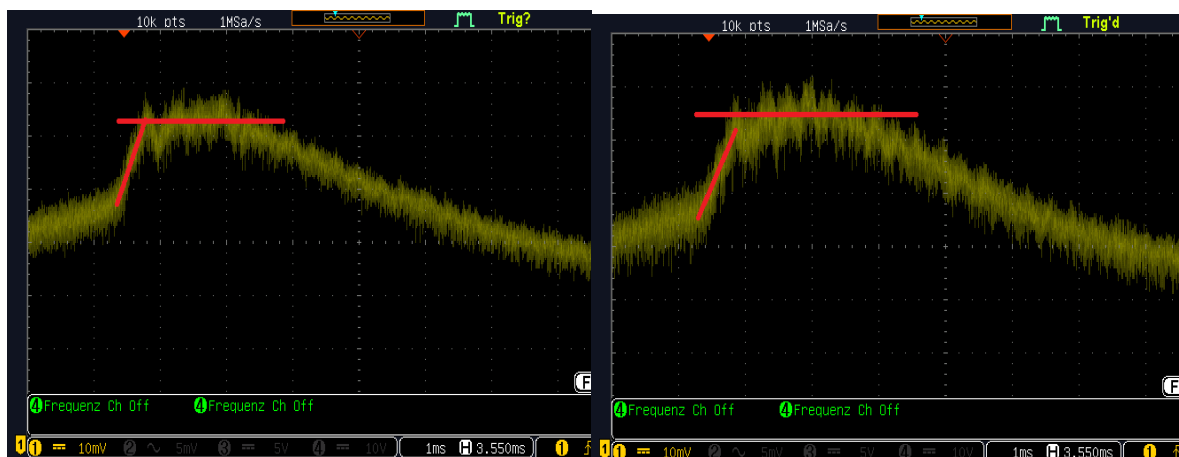


Abbildung 5: Typischer zeitlicher Druckverlauf während einer Verbrennungsphase von Diesel in Luft (links) sowie Diesel im Wasserstoff-Luft-Gemisch(rechts).

30. Energie-Symposium

In Tab. 2, Abbildung 6 und Abbildung 7 zeigt sich ferner eine geringfügige Abnahme der CO₂- sowie der Kohlenstoffmonoxid- (CO-) Konzentration als auch eine Tendenz in der Steigerung des Wirkungsgrades. Während die Werte für CO₂ plausibel erscheinen, sind die Werte im Bereich CO und Wirkungsgrad durch weitere Messungen zu verfestigen.

Tab. 2: Übersicht eines Lastpunktes in Abhängigkeit von der Wasserstoffbeimischung.

Drehzahl [min ⁻¹]	Elektrische Last [kW]	Wasserstoff-einblasung [l/h]	CO ₂ -Konzentration [Vol.-%]	CO ₂ -Einsparung [%]	CO-Konzentration [ppm]	Änderung Wirkungsgrad [%]
1200	4,12	0	5.4	0	240	0
1200	4,12	1207	5.2	3.7	220	0.57
1200	4,12	2122	4.9	9.3	220	0.91
1200	4,12	3045	4.7	13	220	2.4

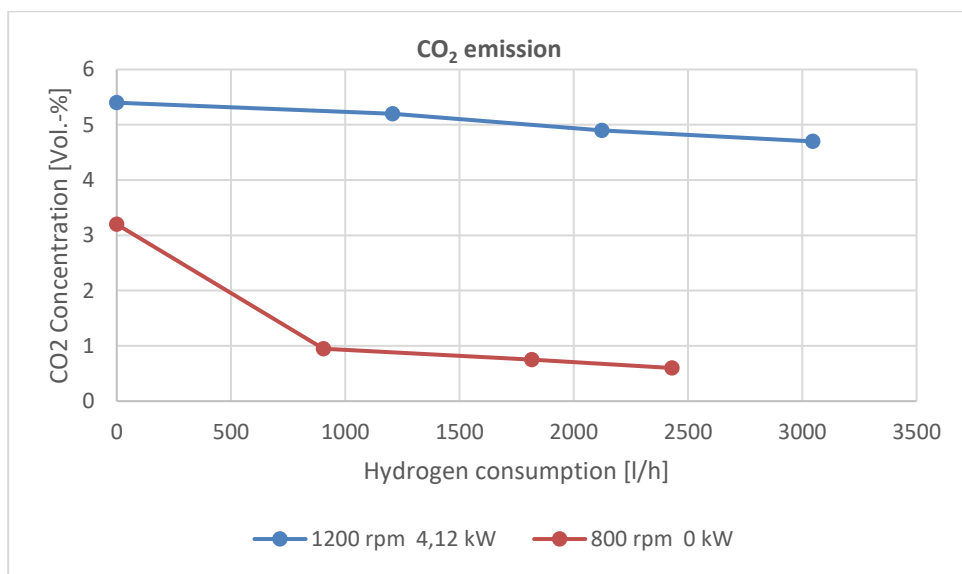


Abbildung 6: Kohlenstoffdioxid-Emission bei Wasserstoffzumischung.

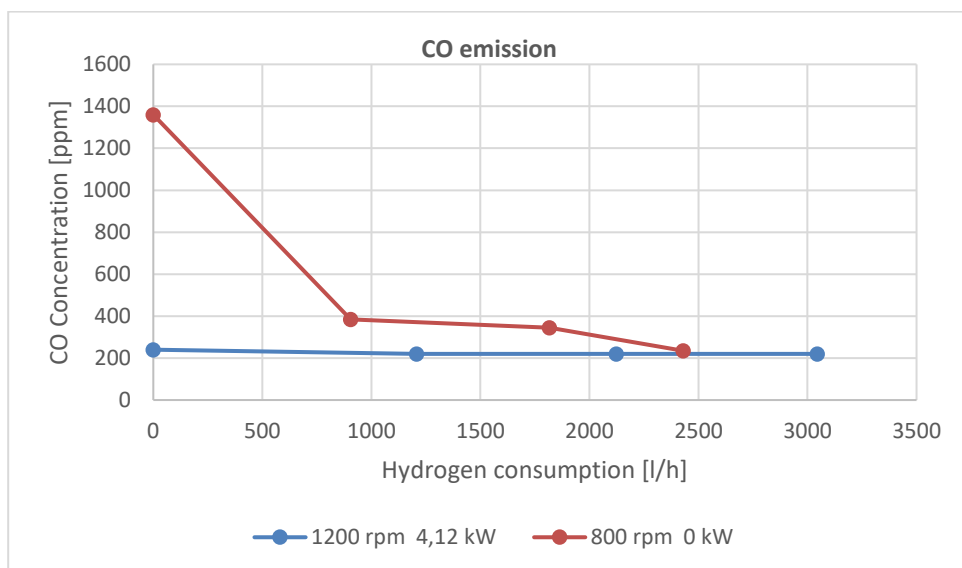


Abbildung 7: Kohlenstoffmonoxid-Emission bei Wasserstoffzumischung.

3. Zusammenfassung und Ausblick

Die vorgestellte Arbeit beschäftigt sich mit Retrofit-Ansätzen von Dieselmotoren zur Ertüchtigung jener als Dual-Fuel Motor (Diesel – Wasserstoff), um vorhandene Dieselmotoren im Bereich Seefahrt tauglich für diesen alternativen Kraftstoff zu machen.

In diesem Paper wurden bisherige Lösungen auf diesem Gebiet durch Auszüge aus Veröffentlichungen aufgezeigt. Ein Retrofit-Konzept wurde vorgestellt und beruht auf einem ganzheitlichen schiffsbezogenen Ansatz. In diesem Rahmen wurden Einspritzmethoden diskutiert, als auch für das Retrofit erforderliche Komponenten aufgeführt. Bezüglich der Sicherheitsthemen sind Vorschläge für die Umsetzung bei einer Umrüstung auf Wasserstoff erarbeitet und genannt worden. Als wichtigste Maßnahmen stellten sich die Überwachung der Atmosphäre sowie die Luftumwälzung bzw. Durchlüftung der betroffenen Bereiche heraus, in welchen Wasserstoff sich ansammeln kann.

Für eigene Untersuchungen wurde ein Demonstrator errichtet, welcher weiter ausgebaut wird, um einzelne Aspekte des vorgestellten Retrofit-Konzeptes zu evaluieren.

Erste Ergebnisse sind verfügbar. Die Druckanstiege und Spitzendrücke sind tendenziell bei Wasserstoff leicht erhöht, jedoch sind die Werte in derselben Größenordnung wie im Dieselmotor und zum Teil auch geringer. Es sind weitere Messdaten erforderlich, um diese Tendenzen klarer abbilden zu können. Eine erste Aussage ist, dass eine geringe Wasserstoffbeimischung, bei Dieselmotoren möglich ist, ohne die Motoren wesentlich erhöhten und damit schädlichen Druckbelastungen auszusetzen. Inwieweit ein Motor wasserstoffverträglich ist, hängt jedoch von dessen Auslegung insbesondere von seiner Toleranz gegenüber höheren Druckwerten ab.

Weitere positive Effekte wurden mit einer tendenziell niedrigeren Freisetzung von Kohlenstoffdioxid und Kohlenstoffmonoxid beobachtet. Die Einsparung von Kohlenstoffdioxid betrug maximal 0,7 Vol.-%. Bei Kohlenstoffmonoxid wurden betriebspunktabhängig 20 ppm weniger gemessen. Beispielsweise im Leerlauf war die Reduktion von Kohlenstoffmonoxid mit ca. 1125 ppm weitaus höher.

Ebenfalls zeigte sich eine Tendenz, dass mit steigendem Wasserstoffanteil sich der Wirkungsgrad erhöht. Auch hierzu bedarf es weitere Untersuchungen, da eine Kraftstoffersparnis mit einer Reichweitenerhöhung einhergeht, was für operative Aspekte als auch die Betriebskosten von Schiffen sehr wichtig ist.

In naher Zukunft soll der Demonstrator als Direkteinspritzer (DI-Methode) umgerüstet werden, um ein Dieselmotorverfahren mit Wasserstoff abzubilden.

4. Literaturverzeichnis

- [1] United Nations, MARITIME TRANSPORT SERVICES AND INFRASTRUCTURE SUPPLY : United Nations Conference on Trade and Development, UNCTAD, New York: 2020. last download: https://unctad.org/system/files/official-document/rmt2020ch2_en.pdf , 30.08.2023
- [2] Baltic and International Maritime Council (BIMCO), WORLD FLEET TO GROW BY 6.4% OVER THE COMING FIVE YEARS, DOWN FROM 7.4% IN PREVIOUS 5 YEARS, Copenhagen: BIMCO, 2021. last download: https://www.bimco.org/news/market_analysis/2021/20210624-world_fleet_to_grow_by_slower_in_next_5_years , 30.08.2023
- [3] CMB.TECH, Antwerp Terminal Services (ATS) and CMB.TECH launch World's First Hydrogen Dual Fuel Straddle Carrier, Antwerpen: CMB.TECH, MARCH 30th, 2023. last download: <https://cmb.tech/news/antwerp-terminal-services-ats-and-cmb.tech-launch-worlds-first-hydrogen-dual-fuel-straddle-carrier#uxm-settings> , 25.09.2023
- [4] FEV Group GmbH, Pressemitteilung FEV treibt Entwicklung des Wasserstoff-Verbrennungsmotors voran, Aachen: FEV, 08. Oktober 2020. last download: https://www.fev.com/uploads/media/PM_Hydrogen-Engine.pdf , 26.09.2023
- [5] AVL List GmbH, AVL Advances Development of Hydrogen Internal Combustion Engine For CO2 Neutral Transportation, Hydrogen Central, February 15, 2021. last download: <https://hydrogen-central.com/avl-hydrogen-internal-combustion-engine-co2-neutral-transportation/> , 26.09.2023
- [6] Takehiro. Maruyama, Takuya. Hiraiwa, Yukihiko. Kimura, Yanmar Develops Maritime Hydrogen Fuel Cell System Towards a Carbon Neutral Society, Osaka: Yanmar Holdings Co., Ltd., 22.12.2021. last download: <https://www.yanmar.com/global/about/ymedia/article/maritime-hydrogen-fuel-cell.html> , 26.09.2023
- [7] MAN, MAN Engines: The first dual fuel hydrogen engines in use on a work boat, Nachrüstung von V12-Marinedieselmotor; 749 kW Leistung; bis zu 80% CO2-Reduzierung, MAN Truck & Bus München: MAN, 01.06.2022. last download: <https://press.mantruckandbus.com/corporate/download/1197161/2022-06-manengines-de-d2862-hydrogen-dualfuel.pdf> , 26.09.2023
- [8] Caterpillar Inc., Caterpillar to Offer Power Solutions Operating on 100% Hydrogen to Customers in 2021, DEERFIELD, IL USA: Caterpillar Inc., 01.09.2021. last download: https://www.cat.com/en_US/news/engine-press-releases/caterpillar-to-offer-power-solutions-operating-on-100-hydrogen-to-customers-in-2021.html , 26.09.2023
- [9] GESTIS-Stoffdatenbank, Wasserstoff, ZVG Nr: 7010 , CAS Nr: 1333-74-0 , DEGUV, 2023 last download: <https://gestis.dguv.de/data?name=007010> , 05.07.2023
- [10] GESTIS-Stoffdatenbank, Dieselmotortreibstoff, ZVG Nr: 536303 , CAS Nr: 68476-34-6-74-0 , DEGUV, 2023 last download: <https://gestis.dguv.de/data?name=536303> , 05.07.2023
- [11] Bosch, Gasoline port fuel injection, The economic solution for tailored performance, Robert Bosch GmbH, 2023 last download: <https://www.bosch-mobility.com/en/solutions/powertrain/gasoline/gasoline-port-fuel-injection/> , 02.10.2023

LEXU+ - INTEGRATED LOW EXERGY CONCEPTS FOR BUILDINGS

*Karsten Rauber¹, René Basters², Hassan Mahach¹, Stephan Schulte¹, Bodo Groß¹
und Matthias Pahn²*

¹ Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES) gGmbH, Saarbrücken, Deutschland

² Rheinland-Pfälzische Technische Universität Kaiserslautern-Landau (RPTU), Kaiserslautern, Deutschland

ABSTRACT

Die zentrale Projektidee von LEXU+ ist die Entwicklung von vorgefertigten, selbsttragenden Sandwichfassaden-Elementen für Sanierungen im Gebäudebestand. Die Sandwichfassaden-Elemente bestehen aus zwei durch eine Dämmung getrennte, aktive Schichten und können sowohl Umweltenergie gewinnen, als auch aktiv die Wärmeverluste der angrenzenden Räume reduzieren bzw. diese temperieren. Zusätzlich dient das System als Wärme- / Kältespeicher. Die Entwicklungsarbeiten umfassen die Integration der thermischen Funktionen und die statische Auslegung der Sandwichfassaden-Elemente unter Nutzung neuer, wärmebrückenreduzierter Verbindungstechniken sowie die Umsetzung des Systems an einer Demonstrationsfassade. Durch Integration in die überbetriebliche Ausbildung und Untersuchung des praxisnahen Betriebsverhaltens der Bauteile im Testbetrieb sowie ein begleitendes, umfangreiches Monitoringprogramm zur Validierung der theoretischen Modelle und Konzepte, werden die Voraussetzung für weitere Praxisanwendungen und zur Steigerung der Akzeptanz in der Baupraxis geschaffen.

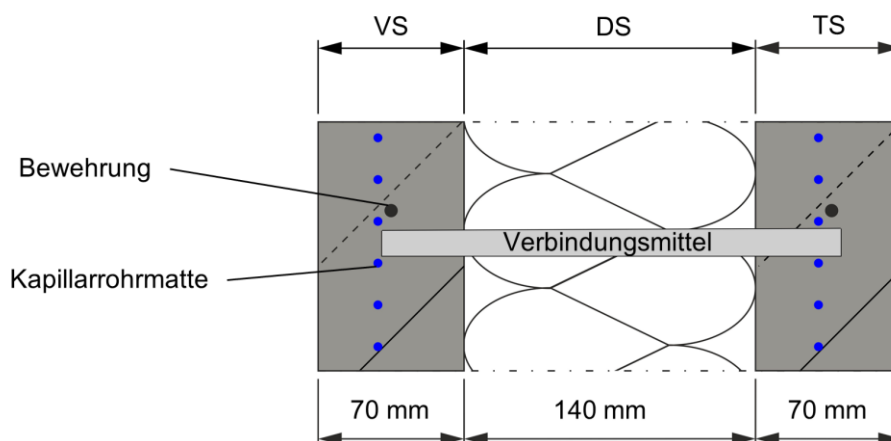
1. MOTIVATION, THEMA UND GESAMTZIEL

Eine wesentliche Motivation hinsichtlich der Zielsetzungen der Energiewende liegt – auch im Kontext der Ziele des „Gebäudeenergiegesetz“ [1] (GEG) – in der Substitution fossiler Energieträger durch Erneuerbarer Energien, sowie in der Flexibilisierung von deren Nutzungs- und Einsatzmöglichkeiten bei gleichzeitiger Steigerung der Effizienz. Im Gebäudebereich lässt sich dies z.B. durch die Nutzung von Umweltwärme realisieren, wozu in den allermeisten Fällen eine Wärmepumpe erforderlich ist. Für die Nutzung von Umweltwärme sind niedrige Temperaturniveaus von Vorteil. Dies lässt sich z.B. durch das Zusammenspiel einer hochwertigen Dämmung mit einem niederexergetischen Temperierungssystem erreichen. Solche Systeme haben ein großes Potential zur Substitution fossil befeuerter Heizungssysteme und zur Einsparung von Primärenergie und Treibhausgasemissionen, sind jedoch vor allem im Neubau zu finden. Im Rahmen von LEXU+ wird ein vorgefertigtes Sandwichfassaden-Element zur Sanierung von Bestandsgebäuden entwickelt. Dieses besteht aus einer außenliegenden Wandtemperierung (aWT), einer integrierten Dämmschicht und einem Fassadenabsorber. Die Schichten sind durch geeignete Verbindungs- und Befestigungsmittel verbunden und können leicht an Bestandswände angebracht werden. Die außenliegende Wandtemperierung ist ideal für die Nutzung von niederexergetischen Energieströmen geeignet. Dabei wird die Gebäudestruktur „von außen“ thermisch aktiviert und kann zur Speicherung von Wärme/Kälte nutzbar gemacht werden. Durch den im Wandaufbau integrierten Fassadenabsorber werden niederexergetische Wärmeströme aus Umweltwärme & Solarstrahlung gewonnen. Durch die Sanierung mittels des entwickelten Sandwichfassaden-Elements wird die Bestandswand zu einer multifunktionalen Fassade erweitert. Zur Erreichung einer langfristigen Akzeptanz bei potenziellen Anwendern sowie im Hinblick auf einen erforderlichen Marktzugang bedarf es um Nachweise bezüglich der technischen und wirtschaftlichen Umsetzbarkeit sowie deren Validierung. Das Gesamtziel von LEXU+ ist daher die Entwicklung, Erprobung und Validierung sowie die praxisgerechte Weiterentwicklung eines energiesparenden Wandtemperiersystems in Fertigteilbauweise.

Im Folgenden werden die statischen Einwirkungen, die thermische Bauteilentwicklung und die Umsetzung des entwickelten Sandwichfassaden-Elementes innerhalb des Projektes vorgestellt.

2. LEXU+ SYSTEMAUFBAU

Das im Projekt LEXU+ entwickelte und untersuchte vorgefertigte Sandwichfassaden-Element ist ein Bauteil aus zwei parallel zueinander angeordneten Betonschalen, der Vorsatzschale und der Tragschale. Diese sind durch eine Anzahl von gleichmäßig verteilten, stabförmigen Verbindungsmitteln sowie durch eine vollflächige, elastisch-plastische Zwischenschicht als Dämmschicht miteinander gekoppelt. Die Dämmschicht besteht aus einer Kerndämmung aus extrudiertem Polystyrol (XPS) mit einer Wärmeleitfähigkeitsgruppe (WLG) 035 und einer Dicke von 140 mm. Die Verbindung der Schalen erfolgt mit neu entwickelten stabförmigen Verbindungsmitteln aus glasfaserverstärktem Kunststoff. Die 70 mm Betonschalen bestehen aus Stahlbeton der Festigkeitsklasse C 35/45. Sowohl in die Vorsatzschale als auch in die Tragschale können Kapillarrohrmatten eingelegt werden, so dass die Vorsatzschale als Massivabsorber und die Tragschale als Außenwandtemperierung genutzt werden können. Es wird eine möglichst filigrane Bauweise angestrebt, um Ressourcen zu sparen, die Treibhausgasemissionen der Sandwichfassaden-Elemente zu minimieren und die normativen Vorschriften zu erfüllen. Aufgrund der Verwendung von Kapillarrohrmatten können die Betonschalen jedoch nicht dünner als 70 mm ausgeführt werden, um eine Betondeckung von 20 mm zu gewährleisten. Aus den angegebenen Abmessungen ergibt sich für das Sandwichfassaden-Element ein U-Wert von $0,236 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$. Damit wird der in der GEG 2020 für die erstmalige Errichtung, den Ersatz oder die Erneuerung von Außenwänden festgelegte Höchstwert von $0,24 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ eingehalten [1]. Neben den Anforderungen der GEG und der Statik wurde bei der Entwicklung berücksichtigt, dass das System komplett in einem Fertigteilewerk hergestellt, auf die Baustelle geliefert und dort möglichst einfach montiert werden kann. In Abbildung 1 ist beispielhaft der Wandaufbau mit den dazugehörigen Abmessungen dargestellt.



**Abbildung 1: Aufbau des Sandwichfassaden-Elements;
VS: Vorsatzschale, DS: Dämmschicht, TS: Tragschale**

Die Anbindung der Sandwichfassaden-Elemente an eine Bestandswand erfolgt mittels Stahlprofilen. Hierzu werden standardisierte L-Profile mit angeschweißter Knagge verwendet. Die Profile werden mithilfe von Ankerstangen an der Bestandswand montiert. Daran anschließend wird die Tragschale der vorgefertigten Sandwichfassaden-Elemente mittels Autokrans in die Stahlprofile eingehängt. In einem letzten Schritt wird die Fuge zwischen Bestandswand und Tragschale des Sandwichfassaden-Elements mit fließfähigem Vergussmörtel vergossen, um eine thermische Kopplung zwischen dem Sandwichfassaden-Element und der Bestandswand zu gewährleisten. In Abbildung 2 ist die Anbringung eines Sandwichfassaden-Elements mit den maximal möglichen Abmessungen dargestellt.

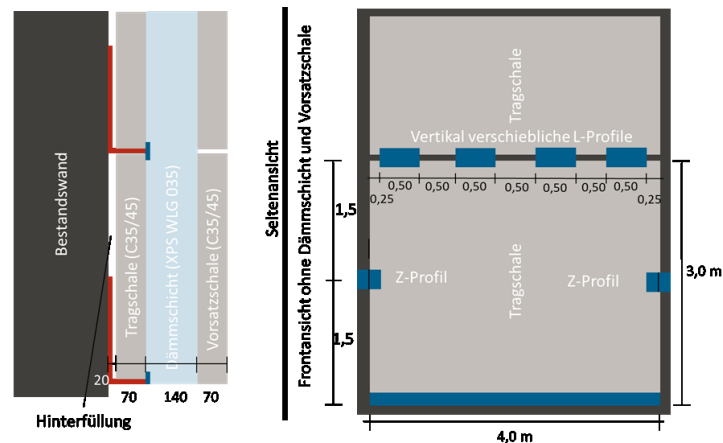


Abbildung 2: Anbringung eines Sandwichfassaden-Elements mit maximal möglichen Bauteilabmessungen

3. STATISCHE BETRACHTUNG DES SANDWICHFASSADEN-ELEMENT

Auf das Wandsystem, bestehend aus den mehrschichtigen Sandwichfassaden-Elementen und der Bestandswand sowie der vergossenen Verbundfuge wirken eine Reihe von temporären und permanenten Kräften. Diese sind in Abbildung 3 dargestellt.

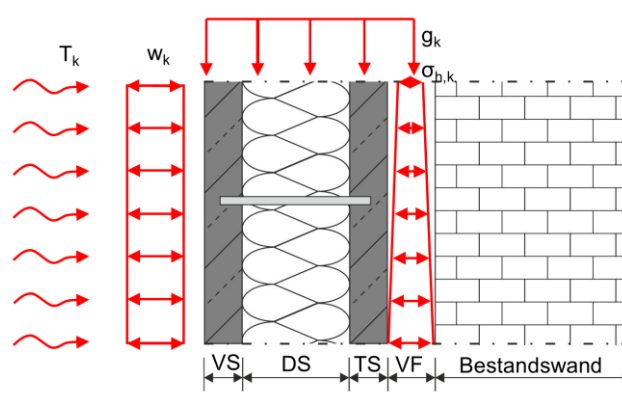


Abbildung 3: Äußere Einwirkungen auf das Sandwichfassaden-Element; VS: Vorsatzschale, DS: Dämmschicht, TS: Tragschale, VF: vergossene Verbundfuge

Im Endzustand sind nachfolgende charakteristische Einwirkungen auf die Betonschalen zu berücksichtigen:

- Eigenlast g_k der Betonschalen nach DIN EN 1991-1-1 [2],
- Windbelastung w_k (Druck oder Sog) entsprechend DIN EN 1991-1-4 [3],
- Temperaturdifferenzen ΔT_k und $\Delta \vartheta_k$ nach DIBt 1995 [4],
- Schwinden der Betonschalen nach DIN EN 1992-1-1 [5].

Zusätzlich wirkt sowohl auf die Tragschale als auch auf die Bestandswand, im Bau- bzw. Montagezustand der Frischbetondruck $\sigma_{h,k}$ nach DIN 18218 [6] infolge der Verfüllung der Verbundfuge.

30. Energie-Symposium

In Abhängigkeit von der Richtung der jeweiligen Krafteinwirkung werden die Vorsatzschale und die Tragschale sowohl senkrecht als auch parallel zu ihrer Ebene beansprucht. Dabei werden die Einwirkungen senkrecht zur Schalenebene über die Plattentragwirkung und die Einwirkungen parallel zur Schalenebene über die Scheibentragwirkung aufgenommen und über die kraftschlüssig vergossene Verbundfuge in die tragenden Außenwände des Bestandsgebäudes eingeleitet. Konkret bedeutet dies, dass Wind- w_k und Temperatureinwirkungen ΔT_k , im Endzustand über Plattentragwirkung der punktgestützten Vorsatzschale abgetragen werden. Die daraus resultierenden bemessungsrelevanten Beanspruchungen in der Vorsatzschale sind Biegemomente und Normalkräfte im Verbindungsmittel (Abbildung 4 a).

Im Gegensatz dazu werden die parallel zur Wandebene auftretenden Einwirkungen (g_k , $\Delta \vartheta_k$, S_k) über Scheibentragwirkung der beiden Schalen abgetragen. Daraus resultierende Bemessungsgrößen sind Normalkräfte in der Vorsatzschale und durch die Relativverschiebung der Vorsatzschale gegenüber der Tragschale hervorgerufene Biegemomente und Querkräfte in den Verbindungsmitteln (Abbildung 4 b).

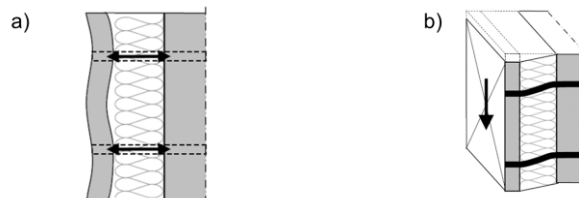


Abbildung 4: a) Plattentragwirkung und b) Scheibentragwirkung

Für die Bemessung der Vorsatzschale und deren Verankerung in der Tragschale sind die Temperatureinwirkungen als führende Größe maßgebend. Die Nachweise zur Standsicherheit der Vorsatzschale sind dabei unter Beachtung der Vorgaben gemäß der Richtlinie „Grundsätze zur Ermittlung der Temperaturbeanspruchung mehrschichtiger Wandtafeln mit Betondeckschicht“ des DIBt [4] zu führen.

Demgegenüber sind für die Bemessung der Bestandswand und der Tragschale einschließlich deren Verankerung, die durch die Hinterfüllung der Tragschale entstehenden Beanspruchungen infolge des Frischbetondrucks maßgebend. Der Frischbetondruck $\sigma_{h,k}$ im Montagezustand der Sandwichfassaden-Elemente wirkt auf die Tragschale und aufgrund des Wechselwirkungsprinzips (Actio = Reactio) auch auf die Bestandswand ein und verursacht in beiden Bauteilen (temporär) Biegemomente und Querkräfte. Da der in flüssiger Form eingebaute Vergussmörtel einen quasi hydrostatischen Frischbetondruck verursacht, ist ein vollständiges Hinterfüllen der vormontierten Wände in einem Arbeitsgang aus statischen Gründen nicht möglich. Denn in diesem Fall würde die Querkrafttragfähigkeit der relativ dünnen Tragschale am unteren Plattenaufleger, also im Bereich des maximalen Frischbetondrucks, überschritten. Aus diesem Grund wird das Vergießen der gesamten Verbundfuge in mehreren Arbeitsgängen erfolgen, wobei nach jedem Arbeitsgang das Erstarren bzw. der Erstarrungsbeginn der vorgelegten Mörtelschicht abzuwarten ist. Um jedoch detaillierte Erkenntnisse zur Größe und vor allem auch zur zeitlichen Entwicklung des Frischbetondrucks zwischen Tragschale und Bestandswand zu erlangen, wurden dazu adäquate Bauteilversuche mit variierenden Verfüllhöhen und Frischmörtelstandzeiten durchgeführt.

Für die Verbindungsmittel aus glasfaserverstärktem Kunststoff zur kraftschlüssigen Kopplung von Vorsatz- und Tragschale, liegen keine einsatzbezogene Prüfzeugnisse, Zulassungen o.ä. vor. Eine Bemessung auf normenbasierter Grundlage, analog zu den zuvor beschriebenen Tragfähigkeitsnachweisen zur Vorsatz- und Tragschale, war ebenfalls nicht möglich.

Das Kurz- und Langzeittragverhalten der zum Einsatz kommenden Verbindungsmittel auf Zug, Biegung und Schub wurden daher versuchstechnisch im Labor bestimmt und es konnte gezeigt werden, dass diese für die Ansprüche der Sandwichfassaden-Elementen ausreichen.

Da die vorgefertigten Sandwichfassaden-Elemente den vorgenannten Einwirkungen aus Temperatur, Wind und Eigengewicht über eine Nutzungsdauer von mindestens 50 Jahren ausgesetzt sind, werden im Projekt zusätzlich deren Biege- und Schubtragverhalten mittels weiterer Laborversuche unter zyklischer Belastung untersucht.

4. THERMISCHE BAUTEILENTWICKLUNG

Der in Abschnitt 2 beschriebene Systemaufbau wird im Projekt sowohl simulativ als auch im Versuchsbetrieb untersucht. Um die thermische Funktion eines Sandwichfassaden-Elements in einem einfachen Szenario darstellen zu können, sind in Abbildung 5 die im Element auftretenden Energieströme im Heizfall dargestellt. In der Abbildung ist das Sandwichfassaden-Element mit einer Bestandswand gekoppelt. Diese Kopplung ist durch den Wärmedurchlasswiderstand R_1 dargestellt. Er setzt sich aus der Bestandswand und der Hälfte der Tragschale zusammen. Der Wärmedurchlasswiderstand R_D setzt sich aus der Dämmung und jeweils der Hälfte der Tragschale und der Vorsatzschale zusammen. Der Wärmedurchlasswiderstand R_2 ergibt sich aus der restlichen Hälfte der Vorsatzschale. Der in der Abbildung dargestellte Energiestrom Q_0 zeigt den Wärmeverlust aus dem Gebäudeinneren über die Wand bei ausgeschalteter aWT und ausgeschaltetem Absorber. Wenn die aWT und der Absorber in Betrieb sind, ergeben sich neue Energieströme (siehe Abbildung 5). Q_w ist die Energie, die der aWT zugeführt wird und Q_a ist die Energie, die über den Absorber entnommen wird. Aus diesen beiden Energieströmen und dem Energiestrom Q_0 ergeben sich die resultierenden Energieströme im Heizbetrieb. Q_0 entfällt vollständig, da die aWT eine höhere Temperatur als die gewünschte Raumtemperatur hat und somit keine Energie aus dem Rauminneren über die Wände verloren geht. $Q_{w,2}$ ist der Energiestrom, der von der aWT nach außen gerichtet ist. Die Größe der beiden Energieströme $Q_{w,1}$ und $Q_{w,2}$ hängen vom Verhältnis der Wärmedurchgangswiderstände von R_D+R_2 zu R_1 ab. Da der Wärmewiderstand R_1 viel kleiner ist als der von R_D+R_2 , wird die meiste Energie nach innen transportiert. Die Energieströme, die zum Absorber hingelenkt sind, sind neben dem Energiestrom von außen $Q_{a,2}$, auch der nach außen gerichtete Energiestrom der aWT $Q_{w,2}$, der wiederum zu $Q_{a,1}$ wird. Die Bezeichnung T_1 steht für die Raumtemperatur, T_k für die Kerntemperatur der aWT und T_a für die Kerntemperatur des Absorbers.

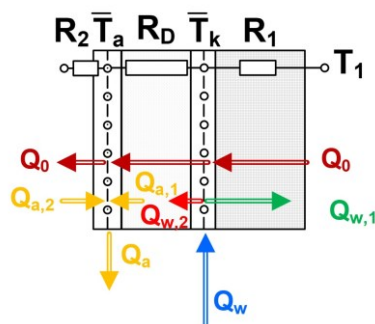


Abbildung 5: Energieströme innerhalb des entwickelten Sandwichfassaden-Elements im Heizbetrieb

Neben den oben beschriebenen Energieströmen für den Heizfall werden zum einen weitere Szenarien wie das Kühlen mit dem Sandwichfassaden-Element und zum anderen die thermischen Einflüsse der integrierten Verbindungs- und Befestigungsmittel simulativ untersucht.

Darauf aufbauend werden Simulationen mit der Gebäudesimulationssoftware TRNSYS durchgeführt, um die Bedarfsermittlung für den Absorber und die aWT für den Heiz- bzw. Kühlfall durchführen zu können. Dazu wird ein typisches europäisches Wohngebäude als Referenzgebäude verwendet. Dieses Referenzgebäude ist das SFH100 (Single-Family-House) [7, 8], das von der Internationalen Energieagentur (IEA) im Rahmen des Solar Heating and Cooling (SHC) Programms entwickelt wurde. An diesem Referenzgebäude wurde das Heizsystem, bestehend aus dem in Abschnitt 2 beschriebenen Systemaufbau, einer Sole/Wasser-Wärmepumpe und einem Wärmespeicher, installiert (siehe Abbildung 6). Die Simulationen wurden für in Deutschland typische klimatische Bedingungen durchgeführt.

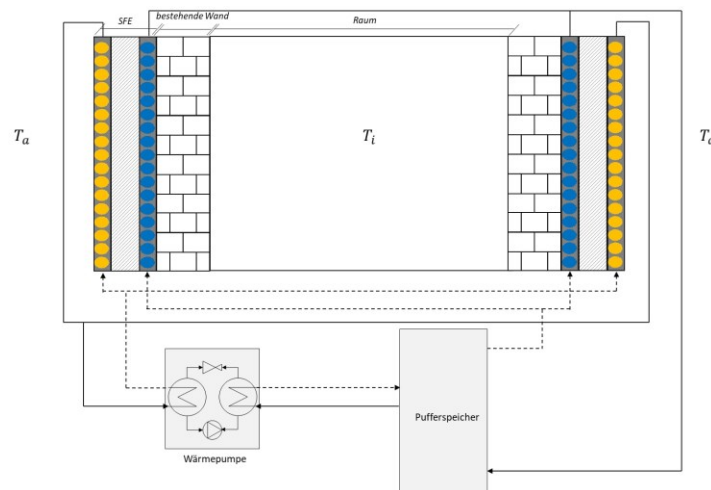


Abbildung 6: Darstellung der einzelnen Komponenten des Heizungssystems, welches in Verbindung mit den vorgefertigten Sandwichfassaden-Elementen (SFE) betrieben wird; T_a : Außentemperatur, T_i : Rauminnentemperatur

In den bisher durchgeführten Simulationen konnte nachgewiesen werden, dass es mit dem hier entwickelten Heizsystem möglich ist, das Referenzgebäude im Winter vollständig zu beheizen und im Sommer vollständig zu kühlen. Die im Projekt durchgeführten Simulationen werden innerhalb des Projektes durch einen realen Versuchsbetrieb eines Sandwichfassaden-Elementes im SmallHouseIV an der RPTU Kaiserslautern validiert.

5. PLANUNG, HERSTELLUNG & MONTAGE DER SANDWICHFASSADEN-ELEMENTE FÜR DIE DEMONSTRATIONSFASSADE

Im Rahmen des Projektes wurde das in Kapitel 2 beschriebene Sandwichfassaden-Element in die Praxis umgesetzt. Dazu wurde bei KOMZET BAU in Bühl eine Fassade ausgewählt und die Sandwichfassaden-Elemente mit Hilfe einer 3D-Zeichnung geplant. In Abbildung 7 ist links der Ausgangszustand und rechts der Planungszustand mit den Sandwichfassaden-Elementen dargestellt. Aufbauend auf dieser 3D-Planung wurden die einzelnen Elemente detailliert ausgelegt. Dazu wurden die Kapillarrohre hydraulisch dimensioniert, die Anzahl der Verbindungsmittel festgelegt und die passenden Befestigungsmittel ausgewählt. Anschließend wurden die Kapillarrohrmatten inklusive der hydraulischen Verbindungen, die Dämmschicht und die statischen Verbindungselemente bestellt bzw. gefertigt und an das Betonfertigteilewerk Otto Knecht in Metzingen geliefert. Dort wurden innerhalb einer Woche die geplanten Elemente als Sonderanfertigung hergestellt (siehe Abbildung 8).

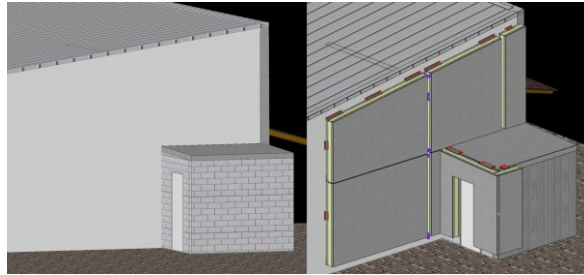


Abbildung 7: 3D-Planung der Demonstrationsfassade in Ausgangslage (links) und saniert mit den Sandwichfassaden-Elementen (rechts)



Abbildung 8: Herstellung von Sandwichfassaden-Elementen im Fertigteilwerk Otto Knecht

Anschließend konnten die Elemente zu KOMZET BAU Bühl geliefert werden, wo sie innerhalb von zwei Wochen komplett montiert und wie in Abschnitt 3 beschrieben mit Vergussmörtel hinterfüllt wurden. Abbildung 9 zeigt die Fassade im Rohzustand und nach der Montage.



Abbildung 9: Umsetzung der Demonstrationsfassade bei KOMZET BAU in Bühl in Ausgangslage (links) und mit montierten Sandwichfassaden-Elementen (rechts)

6. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Im Rahmen der bisherigen Projektlaufzeit wurden Sandwichfassaden-Elemente statisch mittels theoretischer Berechnungen und durch Laborversuche und thermisch mittels Berechnung und Simulation ausgelegt und als Fertigbauteile hergestellt. Die Fertigbauteile wurden an einer Demonstrationsfassade montiert, mit dem Ziel, den Montageprozess sowie anschließend den Demonstrationsbetrieb wissenschaftlich zu begleiten. Parallel erfolgen umfangreiche Untersuchungen der Sandwichfassaden-Elemente an einem SmallHouse, zur Validierung der thermischen Bauteilsimulationen. Aktuell wird die Demonstrationsfassade mit Messtechnik ausgestattet. Anschließend beginnt der Demonstrationsbetrieb in dessen Rahmen auch Experten aus der Baubranche die Möglichkeit haben, die Installation zu besichtigen und aus erster Hand über die Entwicklung informiert zu werden. Nach Abschluss des Demonstrationsbetriebs erfolgt die Demontage der Sandwichfassaden-Elemente, wobei auch dieser Prozess wissenschaftlich begleitet wird und in die Weiterentwicklung der Sandwichfassaden-Elemente einfließt. Auch die Expertenmeinungen aus der Baubranche werden hierbei berücksichtigt werden.

Zum Abschluss des Projekts soll somit ein Sandwichfassaden-Element als Fertigbauteil zur Verfügung stehen, das mittels theoretischer Berechnung, Laborversuchen und Simulationen statisch und thermisch ausgelegt und in Laborumgebung sowie an einem Demonstrator erprobt wurde. Zukünftig steht somit ein weiterer Baustein für die Sanierung von Bestandsgebäuden zur Verfügung, der einen wichtigen Beitrag zur Umsetzung der Energiewende leisten kann.

7. PROJEKTPARTNER

Projektpartner sind neben der IZES gGmbH die RPTU Kaiserslautern, KOMZET BAU BÜHL und die Schöck Bauteile GmbH. Das Vorhaben wird unter dem FKZ 03EN1041A-D durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz gefördert und von Projektträger Jülich begleitet.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

8. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden: GEG, 2020.
- [2] Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-1: Allgemeine Einwirkungen auf Tragwerke – Wichten, Eigengewicht und Nutzlasten im Hochbau, 1991-1-1, Deutsches Institut für Normung e. V., Berlin, 2010.
- [3] Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten, 1991-1-4, Deutsches Institut für Normung e. V., Berlin, 2010.
- [4] Deutsches Institut für Bautechnik, “Grundsätze zur Ermittlung der Temperaturbeanspruchung mehrschichtiger Wandtafeln mit Betondeckschicht,” vol. 26, no. 5, p. 148, 1995.
- [5] Eurocode 2: Bemessung und Konstruktion von Stahlbeton- und Spannbetontragwerken – Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln und Regeln für den Hochbau, 1992-1-1, Deutsches Institut für Normung e. V., Berlin, 2011.
- [6] Frischbetondruck auf lotrechte Schalungen, 18218, Deutsches Institut für Normung e. V., Berlin, 2010.
- [7] Ralf Dott, Michel Y. Haller, Jörn Ruschenburg, Fabian Ochs, and Jacques Bony, “The Reference Framework for System Simulations of the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38 Part B: Buildings and Space Heat Load,” 2013.
- [8] Michel Y. Haller, Ralf Dott, Jörn Ruschenburg, Fabian Ochs, and Jacques Bony, “The Reference Framework for System Simulations of the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38 Part A: General Simulation Boundary Conditions,” 2013.

HANDELSELEKTROLYSEUR – OSTERWEDDINGEN

Frank Richter

Haas Engineering GmbH & Co. KG, Freiburg i. Br.

ABSTRACT

Ein Trend, der sich im Zuge der Energiewende vollzieht, ist die Dezentralisierung der Energieerzeugung. Statt großer Kraftwerke im Gigawatt-Bereich speisen kleinere und mittlere Photovoltaik- und Windkraftwerke immer mehr in die Stromnetze ein. Ein Nachteil dieser regenerativen Quellen ist die schwankende Produktion in Abhängigkeit von Tages- und Jahreszeiten sowie von Wetterlagen. Für eine mittel bis langfristige Kompensation der Unterschiede in der saisonalen Energieerzeugung bietet sich die Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse an. Da Wasserstoff nicht nur als Energieträger dient, sondern auch als Ausgangs- und Einsatzstoff in der Industrie verwendet wird, ist er ein entscheidender Baustein zur Senkung der CO₂-Emissionen. Nur mit Hilfe der Sektorenkopplung lässt sich der Transformationsprozess umsetzen. Da bei Wasserstoff-Herstellung aus Strom große Mengen Abwärme anfallen, kann Wasserstoff als Bindeglied zwischen den Sektoren Stromversorgung, Industrie, Mobilität und Wärmeversorgung dienen. Dabei ist eine räumliche Verbindung von Produktion und Abnahme im Sinne der Effizienz von besonderer Bedeutung. Das Projekt Handelselektrolyseur – Osterweddingen setzt an diesem Punkt an und bezieht aus lokalen erneuerbaren Quellen den Strom zur Produktion von Wasserstoff. Dieser wird in einem angrenzenden Industriegebiet als Einsatzstoff verwendet und kann darüber hinaus in das Erdgasnetz eingespeist oder per Trailer zu weiter entfernten Abnehmern transportiert werden. Auch der bei der Elektrolyse entstehende Sauerstoff wird perspektivisch im Industriegebiet genutzt. Die Steuerung der Produktionsleistung erfolgt durch die Analyse vielfältiger Faktoren wie Wind und Wetter oder der prognostizierten Abnahmemenge. In Kombination all dieser Aspekte wird so eine wirtschaftliche Herstellung von grünem Wasserstoff erreicht.

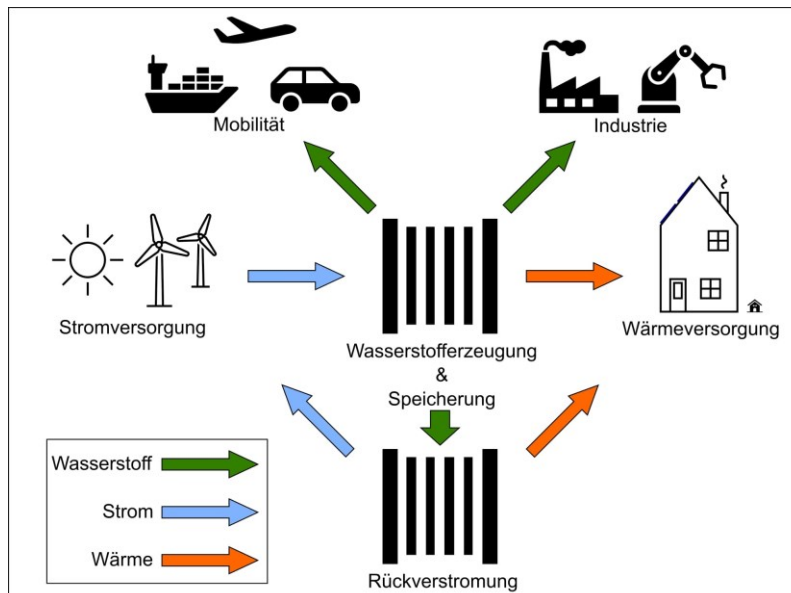


Abbildung 1: Wasserstoff-Infrastruktur als Bindeglied der Sektoren. Allgemeine Verknüpfungsmöglichkeiten der Sektoren durch Wasserstoff.

1. EINLEITUNG

Die Dekarbonisierung im Zuge der Energiewende stellt sowohl unsere Gesellschaft als auch die Industrie vor enorme Herausforderungen. Zusätzlich haben geopolitische Ereignisse offenbart, dass für den Standort Deutschland eine Diversifikation der Energieträger-Lieferanten zwingend notwendig ist.

Zwar wird die Erzeugung von Strom aus Wind- und Solarenergie in Deutschland seit Jahren kontinuierlich ausgebaut, jedoch werden weiterhin große Mengen chemischer Energieträger benötigt, die aktuell noch zum größten Teil fossilen Ursprungs sind. Eine Technologie, die hier eine Brücke von der regenerativen Stromerzeugung zur nachhaltigen Gasversorgung schlagen kann, ist die elektrolytische Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff. Das Wasserstoffgas lässt sich als Grundstoff für die Industrie, als Energiespeicher sowie als Energieträger für Mobilitätsanwendungen einsetzen. Auch das Nebenprodukt Sauerstoff wird in vielen industriellen Prozessen verwendet und kann beispielsweise auch in dezentralen Anlagen wie Kläranlagen zu einer Prozessverbesserung beitragen.

Da die Industrie großen Bedarf an regenerativ erzeugtem "grünem" Wasserstoff hat, müssen die Produktionskapazitäten schnell deutlich ausgebaut werden. Bewegten sich die elektrischen Anschlussleistungen der Wasserstoffelektrolyseure in der Vergangenheit oft nur im Kilowattbereich, so werden zukünftige Anlagen bereits im Megawattbereich geplant und umgesetzt. Aber nicht nur die erzeugten Mengen, auch die Abnehmer und Transportwegen stehen im Zuge der Sektorenkopplung im Fokus zukünftiger Anlagen.

Diese Herausforderung will ENERTRAG SE, eines der größten Unternehmen im Bereich erneuerbarer Energien in Deutschland, annehmen und errichtet eine Wasserstoffherstellungs-Anlage im Industriepark Osterweddingen vor den Toren Magdeburgs. Die Anlage soll im Endausbau eine elektrische Anschlussleistung des Elektrolyse-Prozesses von 20 MW elektrisch haben. Unter Volllast wird die Anlage somit in der Lage sein eine Wasserstoffmenge von 360 kg/h zu produzieren. Der dafür benötigte Strom stammt ausschließlich aus erneuerbaren Quellen. Am Standort befinden sich mehrere industrielle Abnehmer, die über eine Pipeline direkt versorgt werden. Weiterhin wird durch Verdichtung des Wasserstoffs der Transport per Trailer und eine Einspeisung in eine Erdgas-Pipeline ermöglicht. Eine Speicherung stellt sicher, dass selbst bei sogenannten "Dunkelflauten" die unterschiedlichen Abnehmer über Tage versorgt werden können.

2. STANDORT OSTERWEDDINGEN

Die Elektrolyseanlage wird im Industriepark Osterweddingen in der Nähe von Magdeburg errichtet (siehe Abbildung 2). In unmittelbarer Entfernung zur Elektrolyseanlage befinden sich lokale Industrieunternehmen, die Wasserstoff von der Anlage beziehen können. Der Wasserstoff kommt dabei überwiegend im Industriesektor zum Einsatz. Aufgrund der guten Verkehrsanbindung an zwei Bundesautobahnen sowie der Lage an der Elbe ist eine zukünftige Verwendung im Mobilitätssektor denkbar. Rund um das Gelände verlaufen diverse unterirdische Gaspipelines. Weiterhin befindet sich im Industriegebiet ein Umspannwerk in dessen Umgebung eine 110 kV-Freileitung sowie das 5 x 20 kV Mittelspannungssystem der ENERTRAG SE verlaufen.

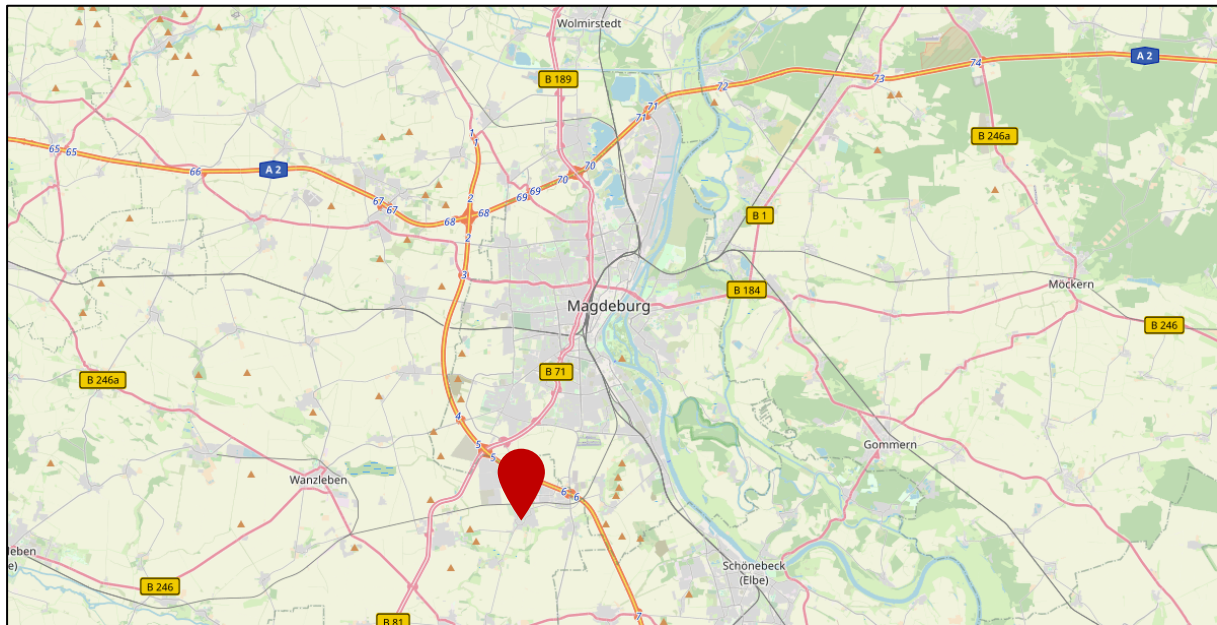


Abbildung 2: Osterweddingen bei Magdeburg (Rote Markierung in unterer Bildmitte. Quelle: OpenStreetMap)

3.1 ENERGIE- UND ANLAGENKONZEPT

Der für die Produktion benötigte elektrische Strom stammt aus erneuerbaren Quellen, wie einer PV-Anlage und benachbarten Windkraftanlagen. Diese sind an ein Umspannwerk der ENERTRAG SE angeschlossen und bedienen die Elektrolyseanlage. Dadurch ist eine Versorgung durch das öffentliche Netz im Bedarfsfall ebenfalls möglich. Es wird ein besonderes Augenmerk darauf gelegt, dass die Anlage mit Überschussstrom betrieben wird. Somit ist die Produktion von Wasserstoff an die Verfügbarkeit des Stroms aus den erneuerbaren Energiequellen geknüpft.

Die Nutzung des erzeugten Wasserstoffgases teilt sich in drei Bereiche ein: Die Einspeisung in das Ferngasnetz der ONTRAS, die Versorgung von Industriekunden per Pipeline und eine Trailer-Befüllstation. Eine Besonderheit dieser Anlage ist, dass nicht nur das Wasserstoffgas genutzt wird, sondern auch der parallel erzeugte Sauerstoff per Pipeline an einen Industriekunden abgegeben wird.

Um alle Abnehmer bedienen zu können, sind drei Wasserstoff-Druckstufen vorgesehen. Es kann Wasserstoff auf jeder der drei Druckstufen gespeichert werden, was zu einer hohen Versorgungssicherheit und Flexibilität dank Redundanzen für die Industriekunden sorgt. Durch die modulare Bauweise der Elektrolyseure, kann auch in Zukunft eine Erweiterung der Anlage ermöglicht werden.

3.2 ANLAGENBESTANDTEILE

Das Power-to-Gas-Verfahren zur Wasserstoff-Erzeugung aus erneuerbarem Strom basiert auf der Wasser-Elektrolyse. Eine altbekannte Technologie, die in den letzten Jahren im Zuge der Energiewende wieder in den Fokus gerückt ist. Weitere Bestandteile sind die erforderliche Gasaufbereitung und die Leistungselektronik zur Gleichstrom-Bereitstellung für den Elektrolyseprozess. Um den Wasserstoff für regionale Abnehmer bereitzustellen, wird das Gas zudem auf zwei verschiedenen Druckstufen verdichtet und gespeichert. Die mittlere Druckstufe dient zur Lagerung und Einspeisung in die Ergaspipeline. Eine Hochdruckspeicherung ermöglicht die beschleunigte Befüllung von Wasserstofftransportbehältern (bzw. Trailern).

30. Energie-Symposium

Die Anlage ist in der Gesamtübersicht in Abbildung 3 dargestellt und umfasst folgende Anlagenteile:

- Wasseraufbereitungsanlage
- Wasser-Elektrolyse mit einer elektrischen Anschlussleistung von 20 MW
- Wasserstofftrocknung
- Niederdruckspeicher – 30 bar, ca. 550 kg_{H2}
- Mitteldruckspeicher – 120 bar, ca. 1000 kg_{H2}
- Hochdruckspeicher – 500 bar, ca. 930 kg_{H2}
- Verdichter (4x Mitteldruck, 4x Hochdruck)
- Gasnetz-Einspeisestation
- Trailer-Befüllstation
- Ventilinsel

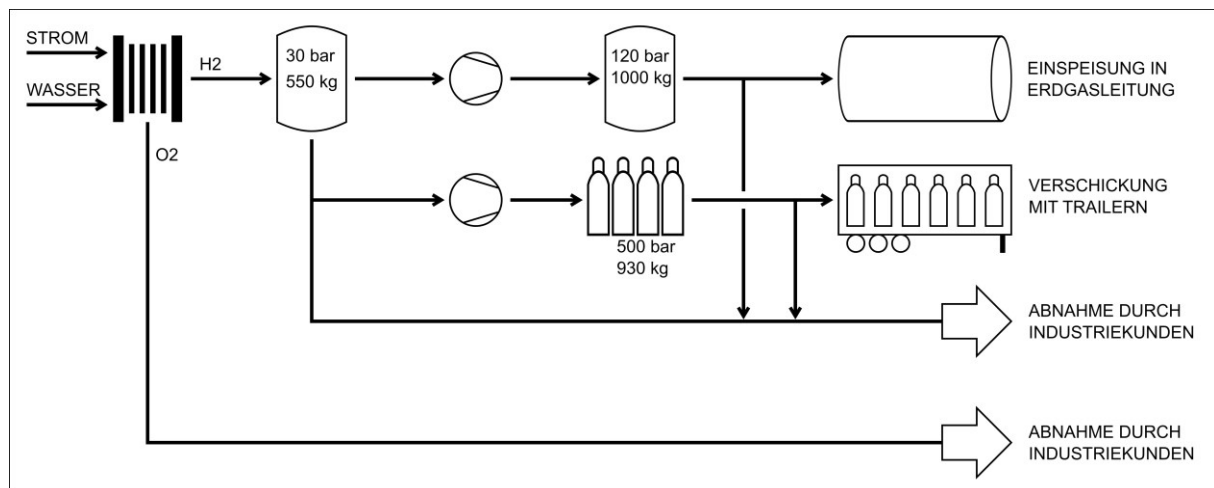


Abbildung 3: Vereinfachtes Schema der Anlage.

3.2 SICHERHEIT, ÜBERWACHUNG

Wasserstoff ist ein geruchloses, brennbares Gas, das in einem weiten Volumenbereich mit Luft explosionsfähige Gemische bildet. Eine besondere Gefährlichkeit von explosionsfähigen Wasserstoff-Luft-Gemischen ergibt sich vor allem daraus, dass eine sehr kleine Zündenergie ausreicht, um das Gemisch zur Reaktion zu bringen. Darum wurde bei der Planung und bei dem Genehmigungsverfahren der Anlage ein Hauptaugenmerk auf die Sicherheit gelegt.

Die Auslegung von Sicherheitskreisläufen der Elektrolyseanlage erfolgte mit entsprechender Gefährdungsbeurteilung. Es wurden unterschiedliche Expertisen aus der Wasserstofftechnologie, dem Anlagenbau und der Sicherheitstechnik zu Rate gezogen. Das resultierende Sicherheitskonzept verwendet die SIL-Kategorisierung („safety integrity level“), die eine Ausfallsicherheit der relevanten Mess- und Steuerelemente garantiert. In allen Bereichen der Anlage sind Notausschalter angebracht, die die Anlage und ihre Module stromlos schalten. Im Falle eines Not-Halts werden die Anlagenteile voneinander getrennt und die Anlage wird vollautomatisch in einen sicheren Zustand gefahren. Sicherheitsrelevante Funktionen (z.B. Not-Halt, Gasalarme) sind ausschließlich mit geprüften und zugelassenen Schaltgeräten realisiert, damit auch bei Störung einzelner Geräte ein sicheres Abfahren der Anlage und aller Module möglich ist.

Wasserstoffführende Rohrleitungen werden in Edelstahl und mit einer besonders hohen Anforderung an die Dichtheit ausgelegt. Speicher und Verdichter sind mit Sicherheitsventilen ausgerüstet, die einen unzulässigen Druckanstieg verhindern und Wasserstoff über Ausbläser gefahrlos an die Umgebung abgeben.

4. PLANUNGSTECHNISCHE HERAUSFORDERUNGEN

Im Rahmen der Planung und Realisierung dieser Anlage gab es einige Herausforderungen. Um darauf aufmerksam zu machen, welcher Art diese Probleme sind, werden sie hier im Folgenden beleuchtet. Die hier aufgeführten Probleme beziehen sich auf die allgemeine Situation der Wasserstoff-Projektierung aus der planerischen Sicht der Verfahrenstechnik und weniger auf das oben vorgestellte Projekt in Osterweddingen.

Vorweg: Viele der Probleme, lassen sich darauf zurückführen, dass die Umsetzung dieser Anlagen in diesem Maßstab ein recht neues Feld ist. Zudem haben die allbekanntesten geopolitischen Ereignisse der letzten Jahre auch die Wasserstoff-Branche nicht unberührt gelassen und beispielsweise mit gestörten Lieferketten zu langen Lieferzeiten geführt.

Platzbedarf & Grundstückswahl

Deutschland ist ein sehr dicht besiedeltes Land, in dem es ohnehin schon schwierig ist, ein bezahlbares Grundstück zu finden. Hinzu kommt der oft unterschätzte Platzbedarf der Wasserstoff-Anlagenteile. Sicherheitsabstände und Service-Flächen müssen eingehalten werden. Aus Umwelt- und Naturschutzaspekten soll eine weitere Flächenversiegelung und eine Beschneidung des Lebensraums bedrohter Flora und Fauna vermieden werden. Schlussendlich muss das Grundstück auch für die wirtschaftliche Strategie des Projektes passen.

Lieferschwierigkeiten und lange Reaktionszeiten

Die oben bereits angesprochenen Probleme lassen sich auch auf dem Markt der Wasserstoff-Elektrolyseure wiederfinden. Insbesondere die langen Lieferzeiten von Wasserstoff-Komponenten führen oft zu Verzögerungen. Hinzu kommen oft lange Reaktionszeiten auf Anfragen Seitens der Hersteller. In Kombination mit dem oft sehr hohen zeitlichen Druck vieler Wasserstoff-Projekte führt dies zu Schwierigkeiten in der Projektplanung.

Bei einigen Schlüsselkomponenten, grade im Hochdruckbereich von Wasserstoffanwendungen, ist der Markt sehr klein und auf einige wenige Hersteller begrenzt. Grade bei Armaturen und Messtechnik für den Hochdruckbereich jenseits der 400 bar, die auch für die Mengenströme von Anlagen im Megawattbereich ausgelegt sind, ist die Produktauswahl bedeutend geringer als bei herkömmlichen Druckstufen.

5. AUSBLICK

Die Anlage soll auf bis zu 20 MW ausgebaut werden. Dabei werden mittelfristig nicht nur regionale Abnehmer mit Wasserstoff versorgt. Der Wasserstoff soll in eine Pipeline mit 100% Wasserstoff eingespeist werden. Dadurch wird das Wasserstoffnetz in Deutschland weiter ausgebaut.

Mit dem Projekt können im Bereich der Wasserstoff-Erzeugung neue Maßstäbe gesetzt werden. Neben einer Produktion mit Megawattbereich und einer Verdichtung auf drei Druckstufen sowie einer komplexen Ventilverschaltung mit hoher Flexibilität wird eine zukunftsweisende Anlage errichtet. Es wird eine Referenz geschaffen, an der sich zukünftige Projekte richten werden.

RESULTATE DER ARBEIT IN FORSCHUNGSWINDPARKS IN MECKLENBERG-VORPOMMERN

Uwe Ritschel^{1,2} Arash Ebrahimi¹ Esmail Mahmoodi³

¹ IWEN Energy Institute gGmbH, Am Strom 1-4, 18119 Rostock

² Lehrstuhl für Windenergietechnik, MSF, Universität Rostock, 18051 Rostock

³ Shahrood University of Technology, Shahrood 3619995161, Iran

ABSTRACT

In zwei Forschungswindparks in Mecklenburg-Vorpommern werden seit mehreren Jahren Messungen durchgeführt, einerseits um innovative Konzepte in einzelnen Windenergieanlagen zu testen, andererseits um die Wechselwirkung von benachbarten Anlagen in Windparks zu untersuchen. Grundlage sind Daten mit unterschiedlichen Sensoren innerhalb der WEA sowie gondelbasierte und am Boden befindlichen LIDAR-Geräte. Im Vortrag werden Ergebnisse zu Nachlaufeffekten und Ideen für die sogenannte Nachlaufsteuerung präsentiert. Außerdem geht es um die vertikale Windscherung in größeren Höhen bis 300 m und deren Einfluss auf WEA.

1. EINLEITUNG

Windenergieanlagen (kurz: WEA) sind heute bereits eine wesentliche Säule der Energieversorgung. Sie haben heute einen Anteil von ca. 30% im deutschen Strommix. In Zukunft soll dieser Anteil sich noch erheblich steigern. WEA sind in den vergangenen Jahrzehnten immer größer und leistungsfähiger geworden, wobei die Gestehungskosten für den erzeugten Strom deutlich gefallen sind. Die Rotoren der neuesten Anlagengeneration haben Rotordurchmesser von ca. 170 m und über 250 m Gesamthöhe. Der Rotor befindet sich damit in stark unterschiedlichen atmosphärischen Schichten, was Turbulenz, Windgeschwindigkeit und sogar Windrichtung angeht. Ein anderes wichtiges Thema sind Nachlaufeffekte bei WEA und damit die Wechselwirkung der Anlagen untereinander. Da Flächen für Windparks knapp sind, werden die Abstände der Anlagen untereinander und damit die sogenannten Parkeffekte größer.

2. MESSUNGEN

Messdaten von zwei Lidars wurden ausgewertet.



Abbildung 1: Lidar auf Gondel (links) und auf Dach eines Gebäudes (rechts)

3. ERGEBNISSE

Exemplarische Ergebnisse

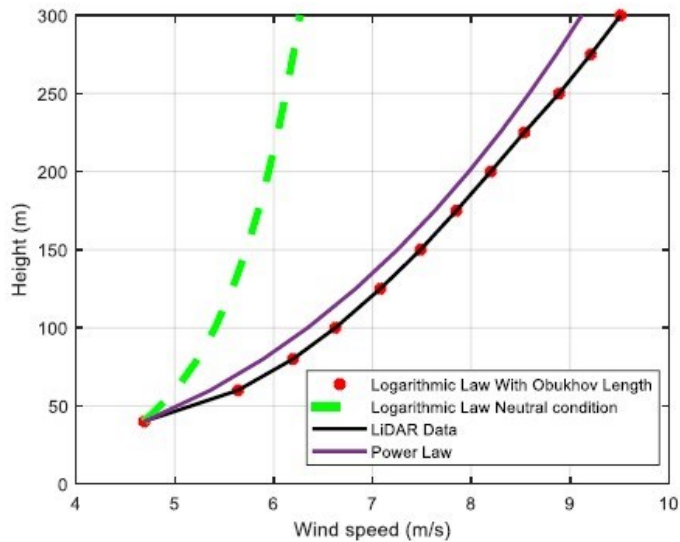


Abbildung 2: Mittlere Höhenabhängigkeit der Windgeschwindigkeit gemessen und nach verschiedenen Modellansätzen

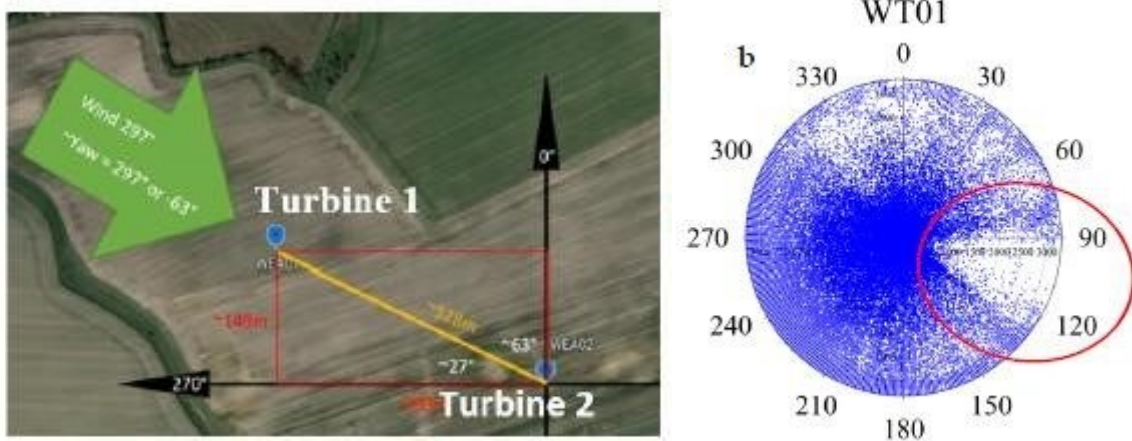


Abbildung 3: Leistungsdefizit aufgrund des Nachlaufs

4. LITERATUR

- [1] E. Mahmoodi et al., A Simple Model for Wake-Induced Aerodynamic Interaction of Wind Turbines, Energies 16, 5710 (2023)

MATHEMATISCHE MODELLIERUNG UND KONSTRUKTIVER ENTWURF EINES SPHÄRISCHEN SCROLLEXPANDERS EINER ORC-ANLAGE ZUR ELEKTRISCHEN NUTZUNG INDUSTRIELLER ABWÄRME

*Christin Rothe^{*1}, Thomas Link¹*

¹ Institut für Regenerative Energietechnik (in.RET), Hochschule Nordhausen, Weinberghof 4, 99734 Nordhausen

* Kontakt: christin.rothe@hs-nordhausen.de, Tel.: +49 3631 420-839

ABSTRACT

Scrollexpander werden u. a. in ORC-Anlagen (Organic Rankine Cycle), wie sie beispielsweise bei der elektrischen Nutzung industrieller Abwärme vorzufinden sind, eingesetzt. Ihre Verwendung im Hochtemperaturbereich über 250 °C stellt auf Grund konstruktiv bedingter Zusammenhänge aktuell eine Herausforderung dar. Auf deren Grundlage ist ein Konstruktionskonzept entstanden, das sphärisch gekrümmte anstelle von klassisch planaren Trägerplatten für die Scrollspiralen vorsieht. Mit dem modifizierten Design wird es möglich, die Lagerung hermetisch gegen das Arbeitsfluid abzudichten, wodurch die bei der planaren Geometrie problematische Überhitzung der Lagerstellen verhindert sowie die damit verbundene Erweiterung des Anwendungsbereiches erreicht werden sollen. Die vorliegende Arbeit gibt, aufbauend auf der Modellierung klassisch planarer Scrollspiralen, einen Einblick in die Methodik und Umsetzung der mathematischen Grundmodellierung des in der Entwicklung befindlichen sphärischen Scrollexpanders.

1. EINLEITUNG

Auf europäischer Ebene legt der ‚Green Deal‘ die Treibhausgasneutralität bis 2050 sowie eine Senkung der Nettotreibhausgasemissionen um mindestens 55 % bis 2030 im Vergleich zum Jahr 1990 rechtlich bindend fest [1]. Das darauf ausgerichtete Maßnahmenpaket ‚Fit for 55‘ soll mit Hilfe politischer Instrumente die Umsetzung gewährleisten [2]. Neben den europäischen Bestrebungen wurde im Dezember 2019 auch auf nationaler Ebene das Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) verabschiedet und 2021 bereits erstmals novelliert. Mit den neuen Regelungen hat sich die Bundesrepublik Deutschland das rechtsverbindliche Ziel gesetzt, die Treibhausgasneutralität bereits bis 2045 zu erreichen [3, 4]. Gemäß den damit verbundenen Sektorzielen muss beispielsweise die deutsche Industrie ihre Treibhausgasemissionen bezogen auf das Referenzjahr 1990 mehr als halbieren [5]. Hinzukommend zu den beschriebenen politischen Entwicklungen haben auch die Energiekrise und daraus folgende Energiepreissteigerungen des vergangenen Jahres ein beschleunigtes Umdenken in weiten Teilen des Sektors bewirkt. Werden der durchschnittliche Strompreis für das zweite Halbjahr 2021 und erste Halbjahr 2022 miteinander verglichen, stieg dieser für Nicht-Haushaltskunden, ohne Berücksichtigung der Mehrwertsteuer und anderer abzugsfähiger Steuern, um beinahe 20 %. Auf Grund geringerer Vertragslaufzeiten und kurzfristigerer Beschaffung betrug die Strompreissteigerung für Großverbraucher mit einem Jahresverbrauch über 150.000 MWh im besagten Zeitabschnitt mehr als 30 % [6]. Wie ein aktuelles Positionspapier der Deutschen Industrie- und Handelskammer (DIHK) [7] zudem zeigt, erhalten Begriffe, wie die Versorgungssicherheit einen neuen Stellenwert. Sich daraus ableitende Bestrebungen, die betriebseigene Energie- bzw. Ressourceneffizienz zu steigern sowie vorhandene Potentiale intern zu nutzen, sind demzufolge äußerst aktuelle Themen [7]. Als eine Möglichkeit ist hierbei die Nutzung der bei Produktionsprozessen anfallenden Abwärme energieintensiver Unternehmen wie z. B. der Metall- und Glasindustrie anzusehen [8]. Eine erste landesweite Studie zur Erhebung industrieller Abwärmeaufkommen der deutschen Industrie wurde von Brückner [8] durchgeführt. In deren Rahmen ermittelte die Autorin ein skaliertes Abwärmeaufkommen von

ca. 218-252 PJ/a, wobei die Intervallangabe aus der Verwendung verschiedener Methodiken resultiert [8].

Mit einem Technology Readiness Level von 6-9 gelten ORC-Anlagen zu den heute mit am weitesten entwickelten Technologien zur elektrischen Nutzung industrieller Abwärme [9]. In einem ORC-System wird im Unterschied zu einem klassischen Rankine-Cycle ein organisches Arbeitsmedium eingesetzt, wodurch auch die Nutzung von fluktuierenden Wärmequellen mit einem für Abgase charakteristischen Temperaturniveau von ca. 80-350 °C ermöglicht wird [10]. Verschiedene Veröffentlichungen [9, 11] bewerten dabei den Hochtemperaturbereich industrieller Abwärme als jenen mit einem unterschätzten und heute weitestgehend ungenutzten Potential. Die in ORC-Anlagen teilweise verbauten planaren Scrollexpander bergen die aktuelle Herausforderung, dass auf Grund ihrer Konstruktion eine Anwendung im Hochtemperaturbereich über 250 °C erschwert bis nicht realisierbar ist [12]. Die im Folgenden vorgestellte Entwicklung des sphärischen Scrollexpanders hat nun u. a. zum Ziel, ein verbessertes Thermomanagement zu realisieren und den Anwendungsbereich dementsprechend zu erweitern.

2. GEOMETRIE KLASSISCH PLANARER SCROLLEXPANDER

Scrollexpander gehören zu der Familie der Verdrängermaschinen, genauer zu der Untergruppe der orbitierenden Systeme. Wie in der Abbildung 1 dargestellt, zeichnet sich ihr Grunddesign durch zwei identische, jedoch um 180° phasenverschobene Spiralelemente aus, welche bei der Montage ineinandergesetzt werden. Ein einzelner Spiralkörper, der oft auch als Steg bzw. allgemeiner als Scroll bezeichnet wird, lässt sich geometrisch durch die verwendete Spiralkurve sowie die Stegbreite δ_{Wall} und Steghöhe h_s beschreiben. Er ist standardmäßig mit jeweils einer planaren Trägerplatte verbunden.

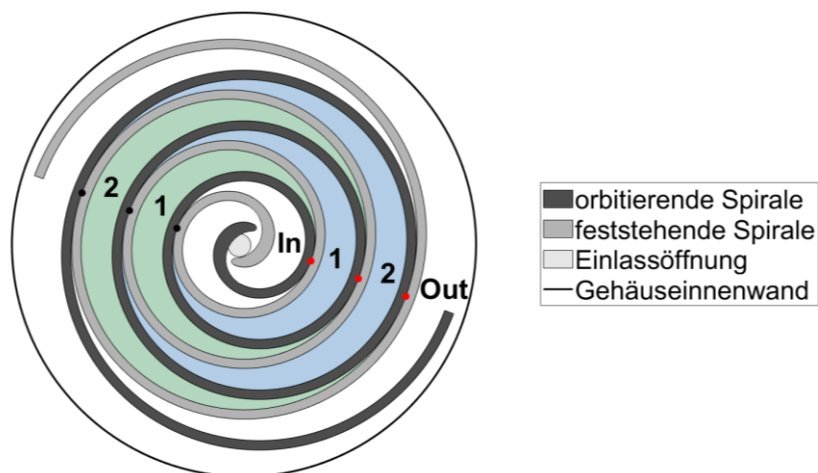


Abbildung 1: Schematische Darstellung eines planaren Scrollexpanders mit nummerierten (Teil-)Expansionskammern sowie Einlassöffnung (In) und Auslassbereich (Out)

Die Funktionsweise eines Scrollexpanders basiert auf dem Rotor-Stator-Prinzip. Dabei ist eine Spirale fest mit dem Gehäuse verbunden und bewegt sich während des Betriebs nicht. Sie wird folglich auch als feststehende Spirale bezeichnet. Das zweite, als orbitierende Spirale bezeichnete Gegenstück charakterisiert sich durch eine exzentrische Lagerung, wodurch es während des Betriebs eine orbitierende Bewegung, üblicherweise entlang eines Orbitationskreises, ausführt. Ihre Beschreibung erfolgt durch die Angabe des Orbitationswinkels θ . Wie die schematische Darstellung in Abbildung 1 überdies zeigt, existieren bei einer technisch funktionsfähigen Scrollgeometrie sich während der Orbitation kontinuierlich weiterbewegende Berührungspunkte zwischen der feststehenden und orbitierenden Spirale. Diese Berührungspunkte begrenzen ihrerseits in sich abgeschlossene, sichel-

förmige Kammern, welche eine kontrollierte Expansion des im Zentrum des Scrollexpanders einströmenden Arbeitsmediums von innen nach außengehend ermöglichen. Wie die Abbildung 1 verdeutlicht, werden die sogenannten Expansionskammern beginnend bei 1 bis allgemein n (hier 2) von innen nach außen aufsteigend nummeriert. Begründet durch die Symmetrie der Scrollspiralen besteht eine Expansionskammer dabei immer aus zwei zueinander symmetrischen Teilexpansionskammern.

3. MOTIVATION UND KONZEPT DES SPHÄRISCHEN SCROLLEXPANDERS

Bei klassisch planaren Scrollexpandern befinden sich die Bauteile des für die Kinematik verantwortlichen Getriebes in unmittelbarer Nähe zu dem mit Arbeitsmedium beaufschlagten Arbeitsraum, wodurch beide Bereiche thermisch miteinander gekoppelt sind. Da Scrollexpander im Gegensatz zu Scrollkompressoren nicht ohne Effizienzeinbußen aktiv gekühlt werden können, wird die zulässige Austrittstemperatur des Arbeitsmediums aus dem Expander durch die thermische Beständigkeit des Schmiermittels begrenzt. Das Thermomanagement bildet somit insbesondere für die Abwärmenutzung im Hochtemperaturbereich über 250 °C einen limitierenden Faktor, der das Einsatzgebiet z. B. innerhalb von ORC-Anlagen aktuell einschränkt [12]. Hier setzt das Konstruktionskonzept des sphärischen Scrollexpanders an. Es verfolgt den Ansatz, mittels eines flexiblen Wellrohrs die Trennung des Lager- und Arbeitsraums zu realisieren und somit den potentiellen Anwendungsbereich entsprechend zu erweitern. Das Wellrohr wird dabei auf einer Seite mit dem feststehenden Gehäuse und auf der anderen mit der orbitierenden Spirale bzw. Trägerplatte verbunden. In Kombination mit dem klassisch planaren Design würde sich ein so montiertes Wellrohr jedoch lateral verformen. Es wäre dementsprechend mechanischen Belastungen ausgesetzt, welche das Erreichen der Dauerfestigkeit erschweren bzw. unmöglich machen. In jedem Fall würden die zu bewältigenden Fertigungskosten steigen und dadurch wiederum die Wirtschaftlichkeit in Frage stellen. Um die mechanischen Belastungen zu senken, nutzt die hier vorgestellte Entwicklung den Wellrohransatz, kombiniert ihn allerdings mit einer abstrakter gedachten Scrollgeometrie. Bei dieser werden die jeweilige Trägerplatte der feststehenden und orbitierenden Spirale nicht klassisch planar, sondern sphärisch gekrümmt ausgeführt. Mit Hilfe des Konstruktionskonzepts ist es nach aktuellem Kenntnisstand möglich, die Orbitationsbewegung so zu gestalten, dass ein montiertes Wellrohr lediglich eine angulare, einwertige Verformung erfährt. Gemäß erster Untersuchungsergebnisse können die strukturmehchanischen Beanspruchungen im Vergleich zu einer lateralen Verformung folglich deutlich gesenkt werden, wodurch das Erreichen der Dauerfestigkeit und damit die Auslegung des Wellrohrs vereinfacht wird. Durch die sich daraus ergebende Verbesserung des Thermomanagements wäre es möglich, den bisher limitierten Temperatur- bzw. Anwendungsbereich der Scrollexpander auszuweiten und somit einen Einsatz in z. B. Hochtemperatur-ORC-Anlagen zu realisieren.

4. PRINZIPIELLE METHODIK DER MATHEMATISCHEN MODELLIERUNG

Auf den Grundlagen der klassischen Technologie aufbauend, wurde zunächst ein Modellierungstool für planare Scrollexpander erarbeitet. Vor dem Hintergrund eines anwendungsorientierten Vorgehens erfolgte weiterhin die Verknüpfung des mathematisch-theoretischen Modells mit fertigungstechnischen sowie anwendungsspezifischen Aspekten. Mit der schließlich entstandenen Modellumgebung konnte anhand von Analysen und entwickelten Designebenen die Auslegung einer für die jeweilige Anwendung geeigneten planaren Ausgangsgeometrie realisiert werden. Die aus dem Gebiet der klassisch planaren Designs bekannten Zusammenhänge unterstützten in weiteren Schritten die Entwicklung eines auf dem Konstruktionskonzept aufbauenden Projektionsverfahrens. Auf der Basis einer beliebigen planaren Ausgangsgeometrie ermöglicht dieses die Modellierung eines sphärischen Scrollexpanders. Mit den nachfolgenden Erläuterungen soll am Beispiel der Grundgeometrie ein Über- und Einblick in die Methodik gegeben werden.

5. MATHEMATISCHE MODELLIERUNG DER PLANAREN GRUNDGEOMETRIE

Wie die Abbildung 2 (links) verdeutlicht, unterteilt sich die Modellierungsaufgabe in die Bereiche der Grund- und Spitzengeometrie. Unter Vernachlässigung letzterer besteht eine einzelne Spirale aus einer Innen- sowie Außenwand, deren Formgebung durch jeweils einen Abschnitt einer mathematischen Spiralkurve beschreibbar ist. Um die Scrollspiralen letztlich auch schließen und vollständig modellieren zu können, müssen die zusammengehörige Innen- und Außenwand im Zentrum der Scrollgeometrie durch die Spitzengeometrie miteinander verbunden werden. Das entwickelte Modellierungstool wendet dabei das Kriterium ‚Two Arcs Only‘ [13] an, welches das Spitzendesign mittels zwei knickfrei ineinander übergehender Kreisbögen realisiert. Auf dieses Teilmodell wird im Rahmen der sich anschließenden Erläuterungen nicht detaillierter eingegangen.

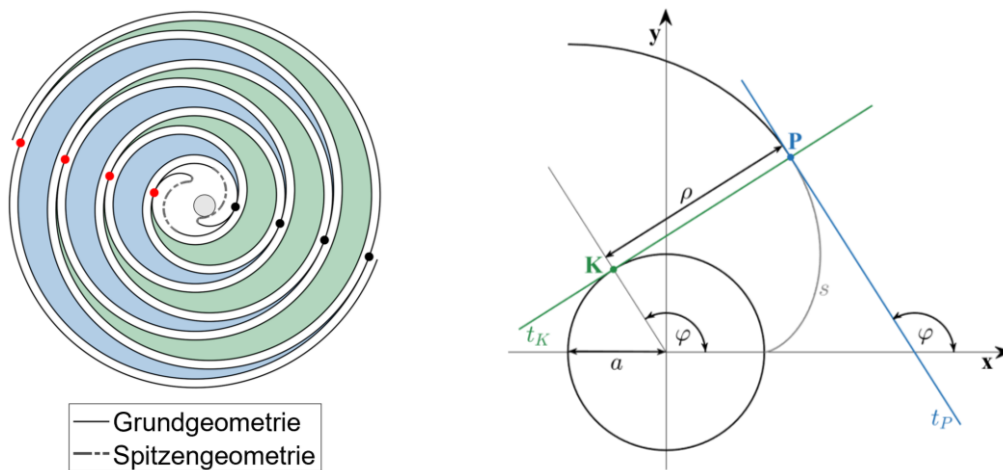


Abbildung 2: Unterteilung eines Scrollexpanders in seine Geometriebereiche (links); Bildung einer Kreisevolvente (rechts)

Die sich anschließende Beschreibung der planaren Grundgeometrie basiert auf der Scrollkompressormodellierung nach Gravesen und Henriksen [14, 15]. Ihre prinzipielle Funktionsweise wird in Abbildung 3 visualisiert, wobei die Farbgebung des Schemas jenem der Abbildung 1 entspricht.

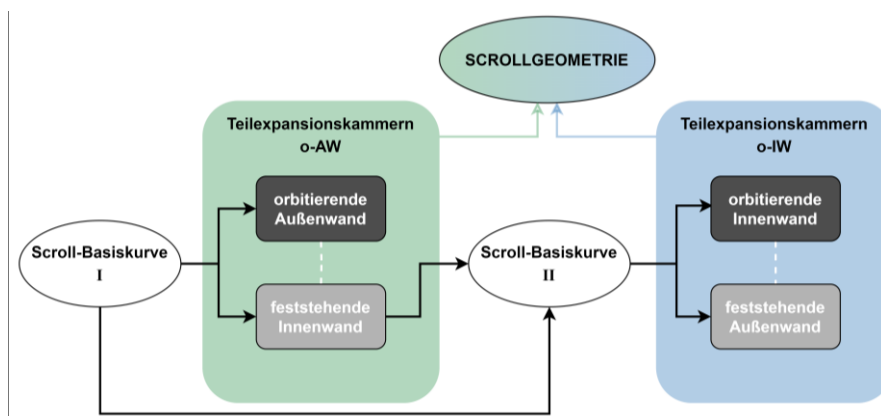


Abbildung 3: Aufbau der mathematischen Grundmodellierung

Die Scroll-Basiskurve I X_{10} bildet den Ausgangspunkt der Modellierung und beschreibt dabei einen Abschnitt einer Spiralkurve, die die folgenden Bedingungen erfüllt.

- (1) Die Kurve darf keine Schnittpunkte mit sich selbst aufweisen.
- (2) Sie muss streng monoton wachsend sowie positiv mit $\rho(\varphi) \geq 0$ sein.

Handelt es sich bei ihr um einen Abschnitt einer Kreisevolvente resultiert eine konstante Stegbreite δ_{Wall} .

30. Energie-Symposium

Im Gegensatz zu anderen Modellen kann hier jedoch auch eine von der Kreisevolvente abweichende Spiralkurve als Ursprung verwendet werden, wodurch auch Scroll-Expander mit variabler Stegbreite δ_{Wall} abbildbar sind. In der aktuellen Berechnung wird allerdings von einer konstanten Stegbreite δ_{Wall} ausgegangen, wodurch eine Kreisevolvente als Scroll-Basiskurve I X_{1o} Verwendung findet. Wie in Abbildung 2 (rechts) verdeutlicht, entsteht sie durch das Abrollen einer hier grün dargestellten Kreistangente von einem Basiskreis mit dem Basisradius a . Weiterhin dargestellt sind der Tangentenneigungswinkel φ sowie der Krümmungsradius $\rho(\varphi)$ am Beispiel des Evolventenpunktes P. Die Abszisse $x_{1oi}(\varphi)$ und die Ordinate $x_{1oj}(\varphi)$ der als Kreisevolvente ausgeführten Scroll-Basiskurve I X_{1o} ergeben sich aus der Gl. (1) und Gl. (2).

$$x_{1oi}(\varphi) = a \cdot \varphi \cdot \sin(\varphi) + a \cdot \cos(\varphi) - a \quad (1)$$

$$x_{1oj}(\varphi) = a \cdot \sin(\varphi) - a \cdot \varphi \cdot \cos(\varphi) \quad (2)$$

$$\text{mit } \varphi_{\text{start}} \leq \varphi \leq \varphi_{\text{end}}$$

Der Startwert des Tangentenneigungswinkels φ_{start} resultiert aus der Verfahrensweise der Spitzenmodellierung und der Endwert φ_{end} ergibt sich gemäß Gl. (3) aus der im vorgegebenen Bauraum realisierbaren Windungszahl N .

$$\varphi_{\text{end}} = 2\pi \cdot N \quad (3)$$

Mit der nun vollständigen Beschreibung der Scroll-Basiskurve I X_{1o} wird es gemäß Abbildung 3 möglich, die durch die orbitierende Außenwand X_1 und feststehende Innenwand Y_1 begrenzten Teil-expansionskammern o-AW zu modellieren. Das Verfahren beginnt dabei immer mit der orbitierenden Außenwand X_1 . Sie entsteht durch die in Abbildung 4 (rechts) dargestellte Orbitation der Scroll-Basiskurve I X_{1o} entlang des Orbitationspfades, hier eines Kreises mit dem Orbitationsradius R .

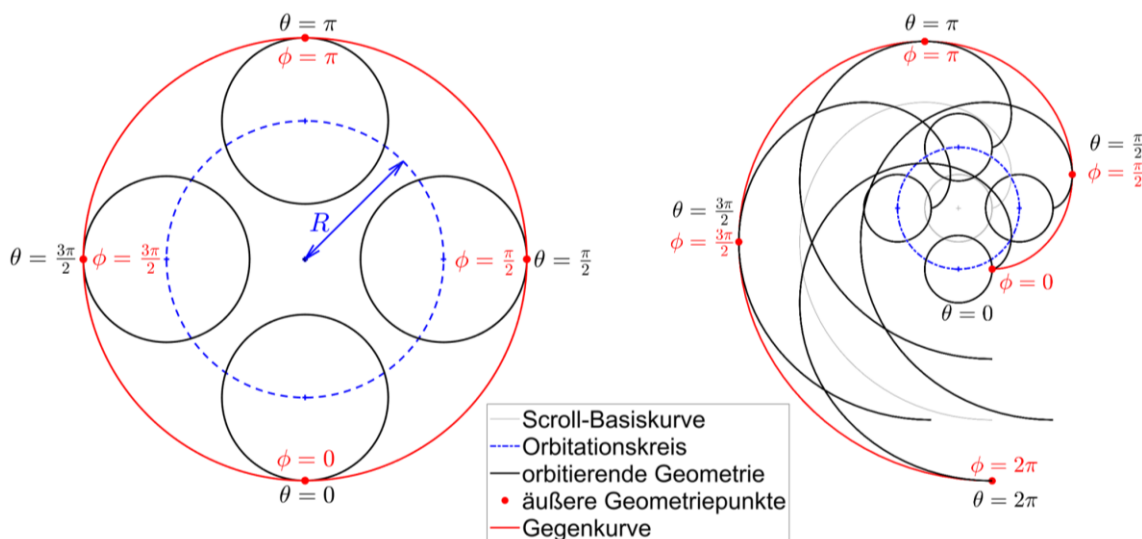


Abbildung 4: Visualisierung des Perfect Meshings (links); Modellierung der Teilexpansionskammern o-AW (rechts)

Die jeweilige Position der orbitierenden Außenwand wird wie dargestellt durch den angegebenen Orbitationswinkel θ charakterisiert, sodass sich die sie beschreibenden kartesischen Koordinaten $x_{1i}(\varphi, \theta)$ und $x_{1j}(\varphi, \theta)$ aus Gl. (4) und Gl. (5) ergeben.

$$x_{1i}(\varphi, \theta) = x_{1oi}(\varphi) + R \cdot \sin(\theta) \quad (4)$$

$$x_{1j}(\varphi, \theta) = x_{1oj}(\varphi) - R \cdot \cos(\theta) \quad (5)$$

$$\text{mit } \varphi_{\text{start}} \leq \varphi \leq \varphi_{\text{end}}, 0 \leq \theta \leq 2\pi$$

30. Energie-Symposium

Wie in Abbildung 1 bzw. 3 ersichtlich, bildet die feststehende Innenwand Y_1 neben der orbitierenden Außenwand X_1 das zweite begrenzende Wandelement der Teilexpansionskammern o-AW. Damit in jeder Orbitalposition θ in sich abgeschlossene Teilexpansionskammern bestehen, sich die beteiligten Spiralwände jedoch im Gegenzug auch nicht schneiden, müssen die in einer Position θ jeweils äußersten Punkte der orbitierenden Außenwand X_1 zu Berührungspunkten mit der feststehenden Innenwand Y_1 werden. Das ‚Perfect Meshing‘ beschäftigt sich mit der Fragestellung nach ebendiesen äußersten Punkten, die in ihrer Gesamtheit die gesuchte feststehenden Innenwand Y_1 beschreiben. Zur Verdeutlichung seiner Funktionsweise ist in Abbildung 4 (links) ein orbitierender Kreis in vier Orbitalpositionen θ dargestellt. Um die Übertragbarkeit auf die Spiralgeometrie gewährleisten zu können, wird über dem Kreis gedanklich wieder analog zu Abbildung 2 (rechts) eine Tangente abgerollt und der Tangentenneigungswinkel φ entsprechend abgetragen. Es wird deutlich, dass die äußersten Punkte des Kreises während der Orbitalposition stets an den Positionen $\theta = \varphi$ auftreten. Wird diese Bedingung des ‚Perfect Meshings‘ auf die orbitierende Außenwand X_1 angewandt und die Punkte entsprechend für eine 360° -Orbitalposition abgetragen, ergibt sich in analoger Weise die in Abbildung 4 (rechts) rot dargestellte Gegenkurve. Sie weist in jeder Orbitalposition θ in diesem Beispiel einen Berührungspunkt mit der orbitierenden Außenwand X_1 auf und beschreibt entsprechend die feststehende Innenwand Y_1 . Sie wird über die Gl. (6) und Gl. (7) ermittelt.

$$y_{1i}(\varphi) = x_{1i}(\varphi, \varphi) = x_{1oi}(\varphi) + R \cdot \sin(\varphi) \quad (6)$$

$$y_{1j}(\varphi) = x_{1j}(\varphi, \varphi) = x_{1oj}(\varphi) - R \cdot \cos(\varphi) \quad (7)$$

$$\text{mit } \varphi_{\text{start}} \leq \varphi \leq \varphi_{\text{end}}$$

Um weiterhin die in Abbildung 1 und 3 blau gekennzeichneten Teilexpansionskammern o-IW modellieren zu können, wird die Scroll-Basiskurve II X_{2o} benötigt. Ihre Bildung erfolgt gemäß Abbildung 5 sowie Gl. (8) und Gl. (9) durch Spiegelung und anschließende horizontale (T_i) sowie vertikale (T_j) Verschiebung der in Gl. (6) und Gl. (7) beschriebenen feststehenden Innenwand Y_1 .

$$x_{2oi}(\varphi) = -y_{1i}(\varphi) + T_i \quad (8)$$

$$x_{2oj}(\varphi) = -y_{1j}(\varphi) + T_j \quad (9)$$

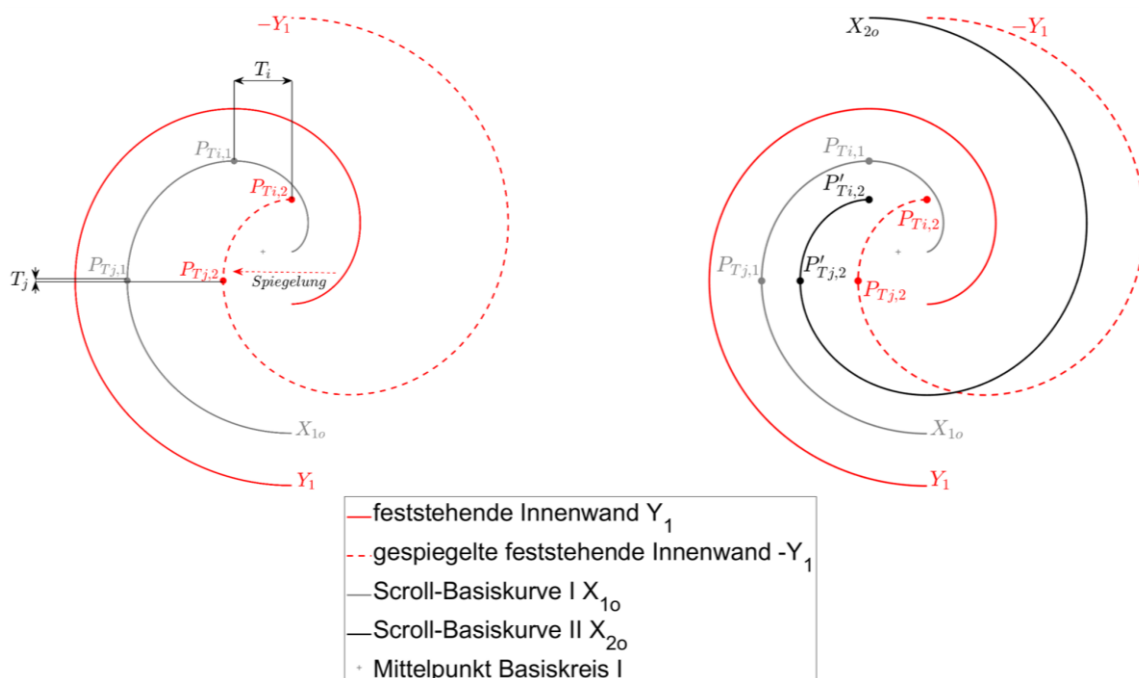


Abbildung 5: Bildung und Ausrichtung der Scroll-Basiskurve II X_{2o}

Da ein Steg des Scrollexpanders durch jeweils zwei Wände gebildet wird, diese jedoch einzeln zu modellieren sind, stellt die Verschiebung sicher, dass sich die Stegwände später nicht schneiden. Da sie aus den Scroll-Basiskurven I X_{1o} und II X_{2o} hervorgehen, müssen diese schlussfolgernd entsprechend Abbildung 5 aneinander ausgerichtet werden. Dies ist mittels der dort grau und rot gekennzeichneten charakteristischen Punkte gleichen Anstiegs $P_{T_i,1}(X_{1o}(\pi))$ und $P_{T_i,2}(-Y_1(0))$ sowie $P_{T_j,1}(X_{1o}(3\pi/2))$ und $P_{T_j,2}(-Y_1(\pi/2))$ möglich. Über die Abstandsberechnung der jeweils paarweise genannten Punkte können die erforderliche horizontale Verschiebung T_i mit der Gl. (10) und die vertikale Verschiebung T_j über die Gl. (11) ermittelt werden.

$$T_i = x_{1oi}(\pi) + y_{1i}(0) \quad (10)$$

$$T_j = x_{1oj}\left(\frac{3\pi}{2}\right) + y_{1j}\left(\frac{\pi}{2}\right) \quad (11)$$

Auf der Grundlage der nun bereitgestellten Scroll-Basiskurve II X_{2o} werden analog zu den Gl. (4) bis Gl. (7) die kartesischen Koordinaten der orbitierenden Innenwand X_2 sowie der feststehenden Außenwand Y_2 anhand der Gl. (12) bis Gl. (15) bestimmt.

$$x_{2i}(\varphi, \theta) = x_{2oi}(\varphi) + R \cdot \sin(\theta) \quad (12)$$

$$x_{2j}(\varphi, \theta) = x_{2oj}(\varphi) - R \cdot \cos(\theta) \quad (13)$$

$$y_{2i}(\varphi) = x_{2i}(\varphi, \varphi) = x_{2oi}(\varphi) + R \cdot \sin(\varphi) \quad (14)$$

$$y_{2j}(\varphi) = x_{2j}(\varphi, \varphi) = x_{2oj}(\varphi) - R \cdot \cos(\varphi) \quad (15)$$

$$\text{mit } \varphi_{\text{start}} \leq \varphi \leq \varphi_{\text{end}}, \quad 0 \leq \theta \leq 2\pi$$

Der in den vorangegangenen Gl. (4) bis (15) noch unbekanntes Orbitationsradius R kann unter der Voraussetzung einer konstanten Stegbreite δ_{Wall} zusammen mit dem vorzugebenden Basisradius a des Basiskreises (vgl. Abbildung 2 (rechts)) über die Gl. (16) berechnet werden.

$$R = \pi \cdot a - \delta_{\text{Wall}} \quad (16)$$

An die erfolgte Grundmodellierung schließt sich die Beschreibung der eingangs erwähnten Spitzengeometrie an, mit deren Implementierung der Übergang in den Auslegungsprozess möglich wird. Um bei diesem eine für den Anwendungsfall geeignete finale planare Ausgangsgeometrie bereitstellen zu können, gilt es, bestehende Vorgaben in das Modell zu integrieren und potentielle Geometrien entsprechend zu bewerten.

6. MATHEMATISCHE MODELLIERUNG EINES SPHÄRISCHEN SCROLLEXPANDERS

Auf der Basis einer zuvor bereitgestellten planaren Ausgangsgeometrie werden folgend die sphärisch gekrümmten Trägerplatten des Scrollexpanders berechnet. Dafür ist zunächst die Abstrahierung des Gesamtsystems notwendig, bei welcher die sphärisch gekrümmten Trägerplatten als Kugelsegmente aufgefasst werden. Die im übertragenen Sinn feststehende und orbitierende Kugel charakterisieren sich hierbei durch einen identischen, im Koordinatenursprung platzierten Mittelpunkt sowie zwei voneinander abweichende Radien. Jener, der den Krümmungsradius der orbitierenden Trägerplatte beschreibt, wird fortan als Projektionsradius R_x bezeichnet. Sein Betrag resultiert aus fertigungstechnischen bzw. ggf. anwendungsspezifischen Belangen. Mit ihm ist es möglich, die Projektionskugel zu beschreiben, die im Weiteren auch als X-Sphere bezeichnet wird. Die Namensgebung symbolisiert unter Einbezug der in Abschnitt 5 verwendeten Nomenklatur ihre Zugehörigkeit zu der orbitierenden Spirale. Da die Modellierung des sphärischen Scrollexpanders im I bis IV Oktanten erfolgt, wird in Gl. (17) bis Gl. (19) lediglich ein Halbkugelsegment abgebildet. Um außerdem den Übergang vom planaren zum sphärischen Scrollexpander auch in der Variablenbezeichnung zu verdeutlichen, werden die drei Raumrichtungen im Folgenden mit x , y und z benannt.

30. Energie-Symposium

$$x_{XSph} = R_X \cdot \cos(\lambda) \cdot \sin(\vartheta) \quad (17)$$

$$y_{XSph} = R_X \cdot \sin(\lambda) \cdot \sin(\vartheta) \quad (18)$$

$$z_{XSph} = R_X \cdot \cos(\vartheta) \quad (19)$$

$$\text{mit } 0 \leq \lambda \leq 2\pi, 0 \leq \vartheta \leq \frac{\pi}{2}$$

Die Trägerplatte der feststehenden Spirale kann ergänzend als Abschnitt einer weiteren Kugel angesehen werden, die in analoger Weise auch als Y-Sphere bezeichnet wird. Ihr radialer Abstand zur X-Sphere muss der Steghöhe h_S entsprechen, wodurch das entsprechende Halbkugelsegment an Hand der Gl. (20) bis Gl. (22) modelliert werden kann.

$$x_{YSph} = (R_X + h_S) \cdot \cos(\lambda) \cdot \sin(\vartheta) \quad (20)$$

$$y_{YSph} = (R_X + h_S) \cdot \sin(\lambda) \cdot \sin(\vartheta) \quad (21)$$

$$z_{YSph} = (R_X + h_S) \cdot \cos(\vartheta) \quad (22)$$

$$\text{mit } 0 \leq \lambda \leq 2\pi, 0 \leq \vartheta \leq \frac{\pi}{2}$$

Wie die Gl. (17) bis Gl. (22) bereits zeigen, muss die Modellierung eines sphärischen Scrollexpanders im Gegensatz zum planaren stets im dreidimensionalen Raum erfolgen, da andernfalls keine eindeutige und damit reproduzierbare Beschreibung der Scrollspiralgeometrie möglich wäre. Folglich ist es erforderlich, die in Abschnitt 5 zweidimensional beschriebene planare Ausgangsgeometrie auf die xy-Ebene des 3D-Raums zu überführen. Zur Visualisierung der sich anschließenden Projektionsschritte zeigt die Abbildung 6 nun Abschnitte der X- und Y-Sphere sowie einen beliebigen Punkt $P(x_P, y_P, 0)$ der planaren Geometrie. Mit dem Ziel einer möglichst anschaulichen Erläuterung arbeitet die Projektion an dieser Stelle mit geografischen Koordinaten.

In einem ersten Schritt wird der Punkt P über eine umgekehrt gedachte orthogonale Parallelprojektion auf den grün dargestellten Abschnitt der X-Sphere, der späteren orbitierenden Trägerplatte, projiziert, woraus der Punkt $P'(x'_P, y'_P, z'_P)$ hervorgeht.

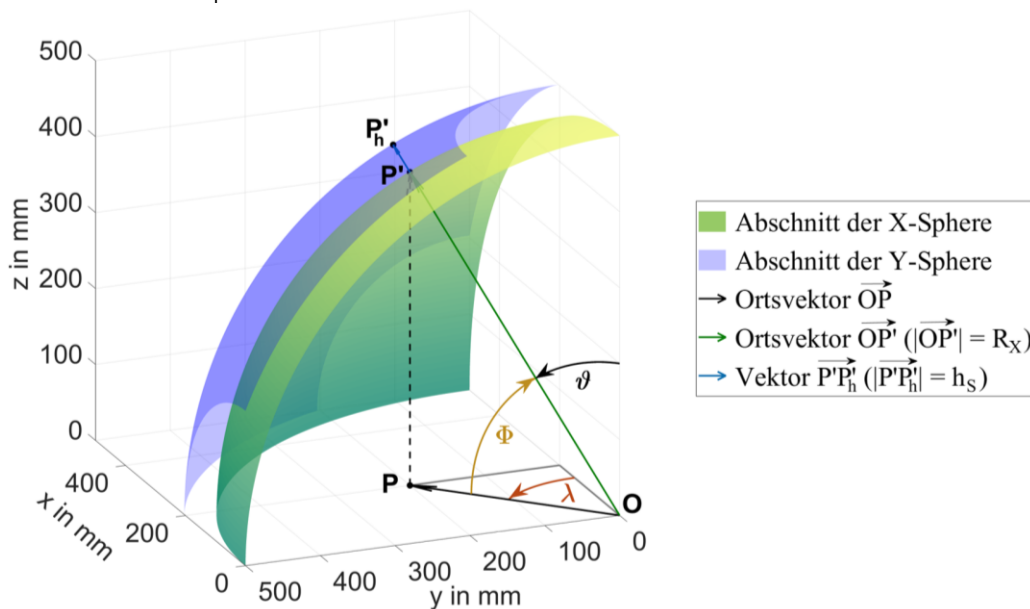


Abbildung 6: Prinzipskizze zur Veranschaulichung des Projektionsverfahrens

Der den Punkt P' beschreibende Längengrad λ ist bedingt durch das Projektionsverfahren gleichbedeutend mit dem Polarwinkel des Punktes P . Er geht somit aus letzterem hervor und kann mit Hilfe der erweiterten Form der inversen Tangensfunktion mit Gl. (23) bestimmt werden.

30. Energie-Symposium

$$\lambda = \arctan_2(y_P, x_P) \quad (23)$$

Auf Grund der Anordnung der X-Sphere, entspricht der Abstand des Punktes P' zum Koordinatenursprung dem Projektionsradius R_X . In Verbindung mit dem ebenfalls bekannten Argument $x'_P = x_P$ und der Ordinate $y'_P = y_P$ sind die Berechnung seiner z-Koordinate z'_P und daraus folgend des Breitengrades Φ gemäß der Gl. (24) realisierbar.

$$\Phi = \arcsin\left(\frac{z'_P}{R_X}\right) = \arcsin\left(\frac{\sqrt{R_X^2 - x_P^2 - y_P^2}}{R_X}\right) \quad (24)$$

Um die Scrollspiralen des sphärischen Scrollexpanders abbilden zu können, müssen im Gegensatz zum planaren Scrollexpander sowohl die Punkte, die die Stegobere- als auch jene, die die Stegunterkante beschreiben, bestimmt werden. Nur so wird das Modellieren der Stegwände möglich und neben der Visualisierung auch die Reproduzierbarkeit des Designs gewährleistet. Bezogen auf die Abbildung 6 bedeutet dies, dass der Punkt P bzw. der aus ihm hervorgehende Punkt P' ebenfalls auf die Y-Sphere projiziert werden muss. Dabei ist zu beachten, dass die späteren Stege des sphärischen Scrollexpanders für eine technisch gültige Geometrie senkrecht auf ihren Trägerplatten anzuordnen sind. Dieser konstruktiven Bedingung folgend, kann über die Verlängerung des Ortsvektors $\overline{OP'}$ um den Betrag der Steghöhe h_S der Punkt P'_h auf der Y-Sphere, der späteren feststehenden Trägerplatte, abgebildet werden. Eine solche Zentralprojektion ist möglich, da der Mittelpunkt der Projektionskugel im Koordinatenursprung liegt und somit die Richtung der Normale der X-Sphere im Punkt P' identisch mit jener des Ortsvektors $\overline{OP'}$ ist. Aus der besagten Anordnung resultiert weiterhin, dass die Punkte P' und P'_h durch den gleichen Längengrad λ und Breitengrad Φ charakterisiert werden. Die kartesischen Koordinaten des Punktes P'_h ergeben sich ergänzend entsprechend der Gl. (25) bis Gl. (27).

$$x'_{Ph} = (R_X + h_S) \cdot \cos(\Phi) \cdot \cos(\lambda) \quad (25)$$

$$y'_{Ph} = (R_X + h_S) \cdot \cos(\Phi) \cdot \sin(\lambda) \quad (26)$$

$$z'_{Ph} = (R_X + h_S) \cdot \sin(\Phi) \quad (27)$$

Wird das dargelegte Projektionsverfahren analog zum Punkt P der Abbildung 6 auf alle die planare Ausgangsgeometrie beschreibenden Punkte angewendet, kann ein in Abbildung 7 und 8 gezeigter sphärischer Scrollexpander modelliert werden. Die Y-Sphere, d. h. die feststehende Trägerplatte ist dabei aus Gründen der Übersicht nicht dargestellt.

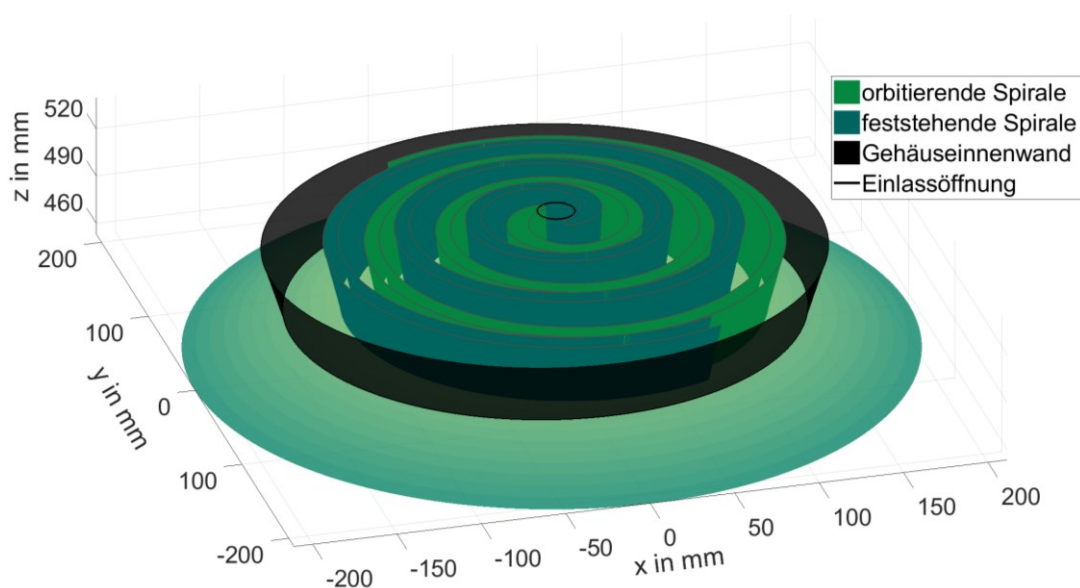


Abbildung 7: Beispielhafte sphärische Scrollexpandergeometrie in der Schrägansicht
 $(R_X = 500 \text{ mm}, h_S = 40 \text{ mm}, \delta_{Wall} = 8 \text{ mm})$

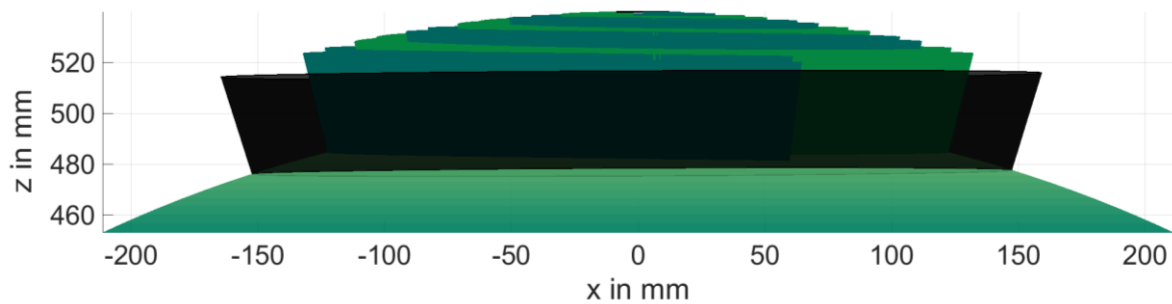


Abbildung 8: Beispielhafte sphärische Scrollexpandergeometrie in der Seitenansicht
($R_x = 500 \text{ mm}$, $h_s = 40 \text{ mm}$, $\delta_{\text{Wall}} = 8 \text{ mm}$)

Beginnende Untersuchungen haben gezeigt, dass ein sphärischer Scrollexpander einen volumetrischen Vorteil gegenüber seiner planaren Ausgangsgeometrie aufweist. Dieser kann dabei durch einen verkleinerten Projektionsradius R_x und / oder einem flächenmäßig vergrößerten Anteil der Scrollgeometrie an der Oberfläche der Projektionskugel realisiert werden. Besagter Effekt ist v. a. vor dem Hintergrund eines meist begrenzten Bauraums und dadurch anzustrebenden kompakten Designs [16], d. h. effektiven Nutzens vorhandenen Bauvolumens, von Bedeutung.

7. ZUSAMMENFASSUNG

Das vorgestellte Konzept ist davon motiviert auch den ORC-Hochtemperaturbereich, in welchem derzeit zum Beispiel in Teilen der industriellen Abwärme weitestgehend ungenutzte Potentiale bestehen [9, 11], mit der Scrollexpandertechnologie zu erschließen. Aufbauend auf der Modellierung eines klassisch planaren Designs wurde in diesem Zusammenhang ein Projektionsverfahren entwickelt, das es ermöglicht, aus einer beliebigen planaren Ausgangsgeometrie die Scrollspiralen eines sphärischen Scrollexpanders zu modellieren, zu visualisieren als auch zu exportieren. Im Rahmen der vorliegenden Veröffentlichung erfolgte die Vorstellung seiner Methodik und Funktionsweise für das Teilgebiet der Grundgeometrie. Abschließend konnte durch die Anwendung des entwickelten Verfahrens auf eine planare Ausgangsgeometrie die erfolgreiche Modellierung eines ersten sphärischen Scrollexpanders gezeigt werden.

8. DANKSAGUNG

Der Beitrag ist im Rahmen des kooperativen Forschungsprojekts „Entwicklung einer sphärischen Scrollmaschine für die primäre Anwendung als Expandermaschine in einer ORC-Anlage“ und unter Zusammenarbeit mit der FELLA Maschinenbau GmbH entstanden. Besagtes Projekt wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert. Die Autoren danken für die Unterstützung.

LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Statistisches Bundesamt (Destatis). „Europäischer Green Deal: Klimaneutralität bis 2050.“ <https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/GreenDeal/GreenDeal.html> (Zugriff am: 9. Oktober 2023).
- [2] Europäischer Rat und Rat der Europäischen Union. „Fit for 55.“ <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/> (Zugriff am: 9. Oktober 2023).

30. Energie-Symposium

- [3] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV), Hg., "Fact Sheet Klimaschutzgesetz," Dez. 2019. Zugriff am: 9. Oktober 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/fact_sheet_klimaschutzgesetz_bf.pdf
- [4] Presse- und Informationsamt der Bundesregierung. „Klimaschutzgesetz: Generationsvertrag für das Klima.“ <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672> (Zugriff am: 9. Oktober 2023).
- [5] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV). „Treibhausgasminderungsziele Deutschlands.“ <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasminderungsziele-deutschlands#internationale-vereinbarungen-weisen-den-weg> (Zugriff am: 9. Oktober 2023).
- [6] Statistisches Bundesamt (Destatis), *Pressemitteilung Nr. 460 vom 31. Oktober 2022: KORREKTUR: Gaspreise für Haushalte im 1. Halbjahr 2022 um 17,7 % gestiegen*. Zugriff am: 9. Oktober 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/10/PD22_460_61243.html
- [7] Deutsche Industrie- und Handelskammer (DIHK), Hg., "DIHK-Perspektiven für die Energieversorgung 2030 in Deutschland: DIHK-Positionspapier 2023," Berlin | Brüssel, Mrz. 2023. Zugriff am: 9. Oktober 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dihk.de/resource/blob/92936/178c3dfb711e7c8344ec49f69dbb8d1d/dihk-perspektiven-fuer-die-energieversorgung-2030-in-deutschland-data.pdf>
- [8] S. Brückner, "Industrielle Abwärme in Deutschland: Bestimmung von gesichertem Aufkommen und technischer bzw. wirtschaftlicher Nutzbarkeit," Dissertation, Fakultät für Maschinenwesen, Technische Universität München, München, 2016. [Online]. Verfügbar unter: <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1310042/1310042.pdf>
- [9] E. Jochem, "ORC-Anlage als Abwärme nutzende Anlagen zur Stromerzeugung: FuE-Bedarf, Hemmnisse und Empfehlungen: ein Statuspapier," Karlsruhe, Jan. 2022. Zugriff am: 9. Oktober 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://irees.de/wp-content/uploads/2022/06/IREES_EDUARD-Bewertung-ORC_final.pdf
- [10] M. Preißinger, "Thermoökonomische Bewertung des Organic Rankine Cycles bei der Stromerzeugung aus industrieller Abwärme," Dissertation, Fakultät für Ingenieurwissenschaften, Universität Bayreuth, Bayreuth, 2014. [Online]. Verfügbar unter: <https://eref.uni-bayreuth.de/id/eprint/23151/>
- [11] Fraunhofer-Institut für Physikalische Messtechnik (IPM), Institut für Demoskopie Allensbach (IfD) und Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (izes gGmbH), Hg., "Abschlussbericht des Verbundvorhabens: Erhebung, Abschätzung und Evaluierung von industrieller Abwärme in Deutschland - Potentiale und Forschungsbedarf," Freiburg, Feb. 2019, doi: 10.2314/KXP:1671432053.
- [12] E. Macchi und M. Astolfi, *Organic Rankine Cycle (ORC) Power Systems: Technologies and Applications* (Woodhead Publishing series in energy number 107). Elsevier Science, 2017.
- [13] S. Emhardt, G. Tian und J. Chew, "A review of scroll expander geometries and their performance," *Applied Thermal Engineering*, Jg. 141, S. 1020–1034, 2018, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2018.06.045.
- [14] J. Gravesen und C. Henriksen, "The Geometry of the Scroll Compressor," *SIAM Rev.*, Jg. 43, Nr. 1, S. 113–126, 2001, doi: 10.1137/S0036144599362121.
- [15] B. Shaffer, "Performance analysis of non-metallic dry running scroll compressors," Dissertation, Purdue University, West Lafayette, 2012. [Online]. Verfügbar unter: <https://docs.lib.purdue.edu/dissertations/AAI3545402/>
- [16] M. S. Orosz, A. V. Mueller, B. J. Dechesne und H. F. Hemond, "Geometric Design of Scroll Expanders Optimized for Small Organic Rankine Cycles," *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, Jg. 135, Nr. 4, 2013, Art. Nr. 042303, doi: 10.1115/1.4023112.

UTILISATION OF MOIST EXHAUST AIR FOR PREHEATING A SWIMMING HALL VENTILATION SYSTEM WITH A HEAT PUMP AND HEAT RECOVERY TECHNOLOGY

T. Korpela, H. Sarvelainen, E. Tuliniemi, T. Juusola, M. Kuosa, S. Rahiala, P. Jernström

South-Eastern Finland University of Applied Sciences

ABSTRACT

Sources of waste heat and its utilisation was examined in the Kymenlaakso region in southeast Finland. Much waste heat is generated in the swimming halls (SHs) through moist exhaust air and grey water. In a pilot case, the exhaust air of a swimming hall was utilised for preheating a ventilation system with a compression heat pump and heat recovery technology. The 32 kW output exhaust air heat pump (EAHP) was connected in parallel with a heat exchanger of the ventilation network, and the operation has been monitored since November 2021. The annual thermal energy production by the EAHP was 230 MWh, and the corresponding electricity consumption was 74 MWh in 2022. It replaced 20% of the district heating (DH) annual energy consumption of the studied SH. The received payback period was around ten years, and the reduction in CO₂ emissions was 31 t_{CO2}/a. The further aim will be to improve the EAHP operation and profitability in cold seasons by partly bypassing the heat recovery ventilation unit. This will, in turn, avoid the anti-freezing system protection to periodically stop the heat pump.

1. INTRODUCTION

The EU has been systematically tightening energy efficiency building requirements for the past 20 years. The last proposal, approved by the European Parliament in March 2023, aims for a 55% decrease in energy consumption by 2030 compared to 1990 and a zero-emission building stock by 2050. Notably, the Energy Performance of Buildings Directive (EPBD, 2010/31/EU) significantly targets thoroughly improving the energy efficiency of existing buildings. [1]

In Finland, about a quarter of the total energy produced is used to heat buildings. New buildings are increasingly energy efficient, while the rest of the building stock is slowly renewing. Significant changes are needed to reduce greenhouse gas emissions, e.g. renovation and more energy-efficient use of existing building stock. Swimming halls are particularly large consumers of energy in communities. Thus, actions that improve energy efficiency bring relatively significant savings and reductions in greenhouse gas emissions. The demand for heat and electricity in SHs is substantial, indicating the high efficiency saving potential [2].

2. ENERGY EFFICIENCY OF A SWIMMING HALL

Of all the buildings in Finland, thermal energy, electricity, and water are the most used (per cubic meter of a room) in the swimming hall. When the goal is to improve energy efficiency, the most important thing is to precisely know the swimming hall's operation and energy consumption. The largest consumers of thermal energy in the swimming hall are the pool water evaporation and the ventilation. In practice, reducing the consumption of district heating obtains the halls' greatest energy saving potential (DH). [3]

30. Energie-Symposium

In very few of the current swimming halls, measurements of energy consumption have been implemented so comprehensively that the distribution of the total monthly energy consumption between different uses could be calculated or estimated. Hence, planning a potential ecological or hybrid energy system is challenging.

The Karhula swimming hall (Figure 1, left) is in Kotka, Finland. The hall has one large swimming pool, a children's pool, a cold pool, and two gyms; this hall was built in 1978 and renovated from 2009 to 2010. The annual total thermal energy consumption has been about 1200 MWh/a, of which the ventilation corresponds to 750 MWh/a. The distribution of thermal energy consumption is shared as follows: ventilation 62%, hot water production 19%, pool water heating 14%, and space heating 5%. [4, 5]

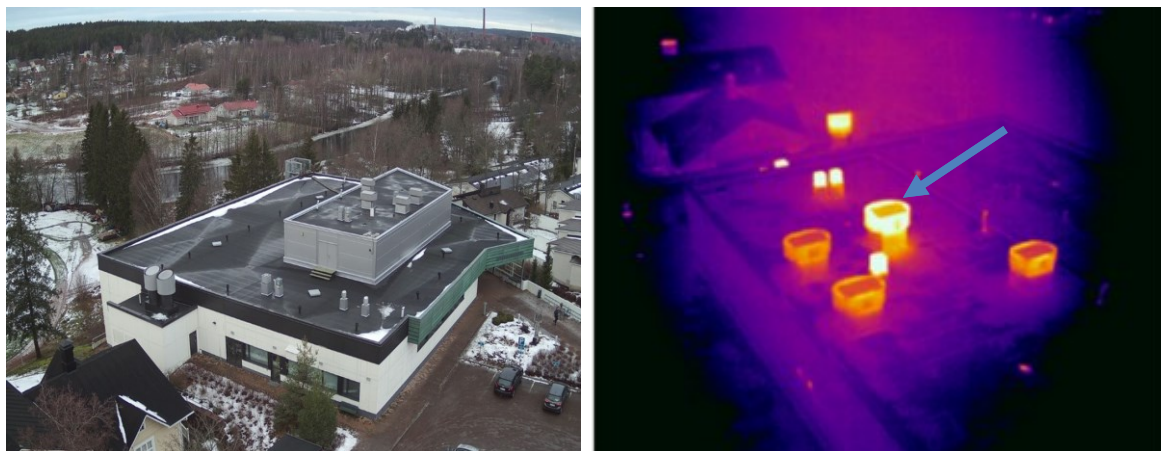


Figure 1: Aerial view of the Karhula swimming hall on the left [6] and a thermal image of the exhaust air diffuser on the roof of the swimming hall on the right, where the examined unit is marked with a blue arrow [7]

Several measurements were conducted to determine the recoverable waste heat potential compared to the earlier implemented heat recovery. The exhaust air from the ventilation unit of the washing and dressing rooms, even after the existing heat recovery, was still warm and humid enough to be reused during opening hours. Another interesting discovery was that the pool water was not mostly heated directly with DH water with water-water heat exchangers but by warm air ducts along the walls of the pools and through the pool walls. The water heat exchangers are the most used for heating the water when filling the pools. A thermal image of the exhaust air diffusers on the roof of the swimming hall is on the right side of Figure 1,. The examined exhaust air unit is marked with a blue arrow. The exhaust air from this unit was warmer than the others, which was detected with a thermal camera.

3. HEATING POTENTIAL OF THE EXHAUST AIR

Measurements of exhaust air temperature and humidity revealed that the exhaust air of the ventilation from the washrooms and dressing rooms was humid and still around 20°C during opening hours. Figure 2 shows the temperature of the exhaust air from the washing and dressing rooms from 15.2. to 1.3.2020.

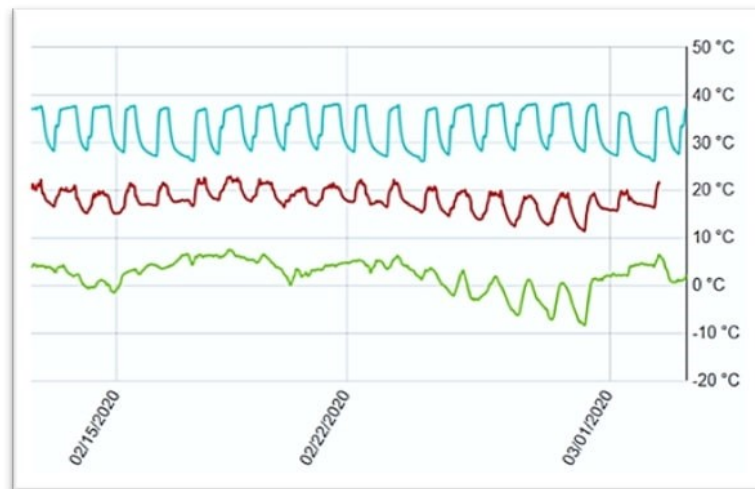


Figure 2: Temperature values of the exhaust air from the washrooms and dressing rooms from 15.2. to 1.3.2020

The exhaust air temperature directly from the washing and dressing rooms was around 37°C (blue curve) in the daytime. Even after the original heat recovery, the average temperature was still around 21°C (red curve), while the outside temperature was around 0°C (green curve). Figure 3 presents the relative humidity of the exhaust air in the same period (15.2.–1.3.2020).

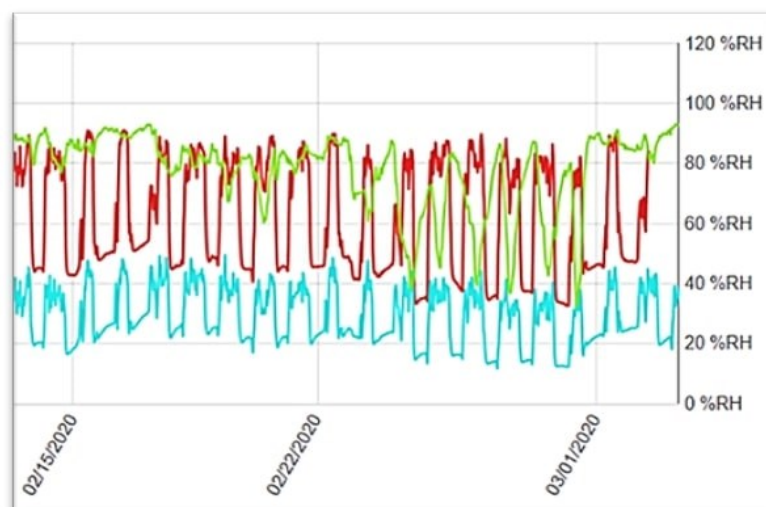


Figure 3: Relative humidity values of the exhaust air from the washrooms and dressing rooms from 15.2. to 1.3.2020

The relative humidity of the exhaust air was around 40% during the day (blue curve). After the original heat recovery, the relative daytime humidity was even over 80% (red curve). The outside air relative humidity varied according to the outside temperature (green curve). Per these findings, improving the energy efficiency of the swimming hall ventilation system by installing an additional heat recovery into the examined exhaust air unit was proposed.

30. Energie-Symposium

Measurements and calculations evaluated the heating potential of the exhaust air. Since moisture condenses from the exhaust air, the heating power is calculated using formula (1), which considers the air's humidity. [8]

$$\Phi = \rho * q_v * \Delta h \quad (1)$$

where	Φ	heating power	[kW]
	ρ	air density	[kg/m ³]
	q_v	exhaust air volume flow	[m ³ /s]
	Δh	humid air specific enthalpy difference	[kJ/kg]

Enthalpy values were obtained from the Mollier diagram of moist air as a function of an initial temperature (20°C) and the relative humidity (80%). For example, with an additional temperature drop of 10°C of the exhaust air, the recoverable power became 66 kW: $\Phi = 1,2 \text{ kg/m}^3 * 2,5 \text{ m}^3/\text{s} * (49 \text{ kJ/kg} - 27 \text{ kJ/kg}) = 66 \text{ kW}$.

4. HEAT PUMP INSTALLATION AND OPERATION

The connection of a hybrid heat source (e.g. an exhaust air heat pump) to the heating network is recommended so that it does not unnecessarily weaken the cooling of the DH water or the security of a customer's heating supply. The hybrid heat source should be connected in parallel with the DH equipment so that it does not unnecessarily heat the return water of the DH network. [9]

Figure 4 shows a simplified diagram of an installation of the 32 kW exhaust air heat pump with the heat recovery into the heating of the ventilation network in the Karhula swimming hall.

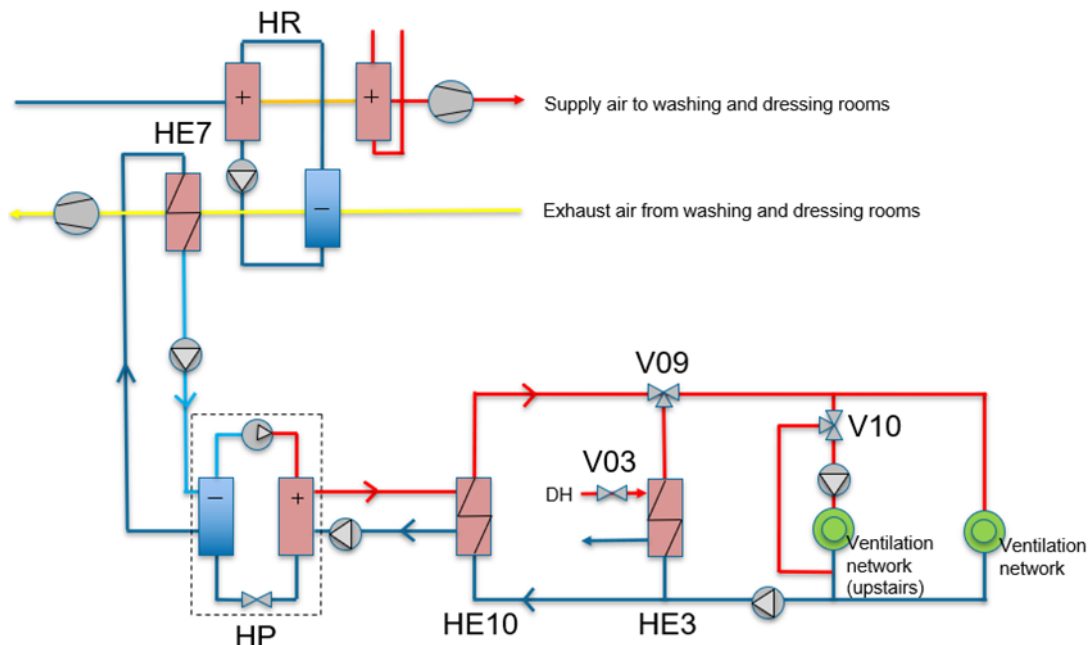


Figure 4: Schematic diagram of heat pump (HP) connection to the ventilation network

30. Energie-Symposium

In Figure 4, HE7 is an additional heat recovery installed after the heat recovery (HR) in the exhaust air unit. HE10 is a heat exchanger connected in parallel with the DH heat exchanger HE3 of the ventilation network. The heat pump control system attempts to maintain the constant temperature of the water going to HE10 at its set value of +50°C. Thus, the heat is recovered from the HE7 by the vaporiser and supplied to the HE10 from the HP's condenser (Figure 4). In addition, the control system controls valves V09 and V03 in a series based on the measured values of the supply water and outside air temperatures, keeping the supply water temperature going to the ventilation network in accordance with the control curve set in the control system. Moreover, the system controls valve V10 based on the measured values of the supply water and outside temperatures, keeping the temperature of the supply water entering the ventilation network (upstairs) in accordance with the setting values.

The additional heat exchanger (HE7) was installed after the heat recovery (HR) of the exhaust air unit (Figure 5, left). The heat pump (Figure 5, right) is on the ground floor and the exhaust air unit in the attic of the SH. The system has been operating since November 2021. The additional heat power from the exhaust air has continuously been 20–25 kW during the heating season. In this case, the heating power from HP into the ventilation network has varied between 32 and 38 kW. The exhaust air temperature of the ventilation unit has dropped from 13–22°C to 2–12°C when the EAHP has operated at nominal power.



Figure 5: Exhaust air unit of washrooms and dressing rooms from different sides, additional heat exchanger installed (dashed lines indicate location); heat pump Gebwell T2 (right)

Several energy meters were installed to monitor the process. Meters monitored the thermal energy obtained from the exhaust air, the energy produced by the heat pump, and the energy required by the ventilation network. In addition, a three-phase meter monitored the heat pump's electricity consumption. Energy meters monitor energy amounts and other valuable parameters, e.g. flow rates and supply and return temperatures. These parameters have helped solve some problems in the initial stages of the heat pump operation. The outdoor temperature limit values for operating the heat pump were -15°C–17.5°C. In colder weather, anti-freeze protection turned off the heat pump; in warmer ambient temperatures, the ventilation network did not need the heating energy.

Figure 6 presents the monthly energy produced by the EAHP in 2022 and its effect on the swimming hall's thermal energy consumption.

30. Energie-Symposium

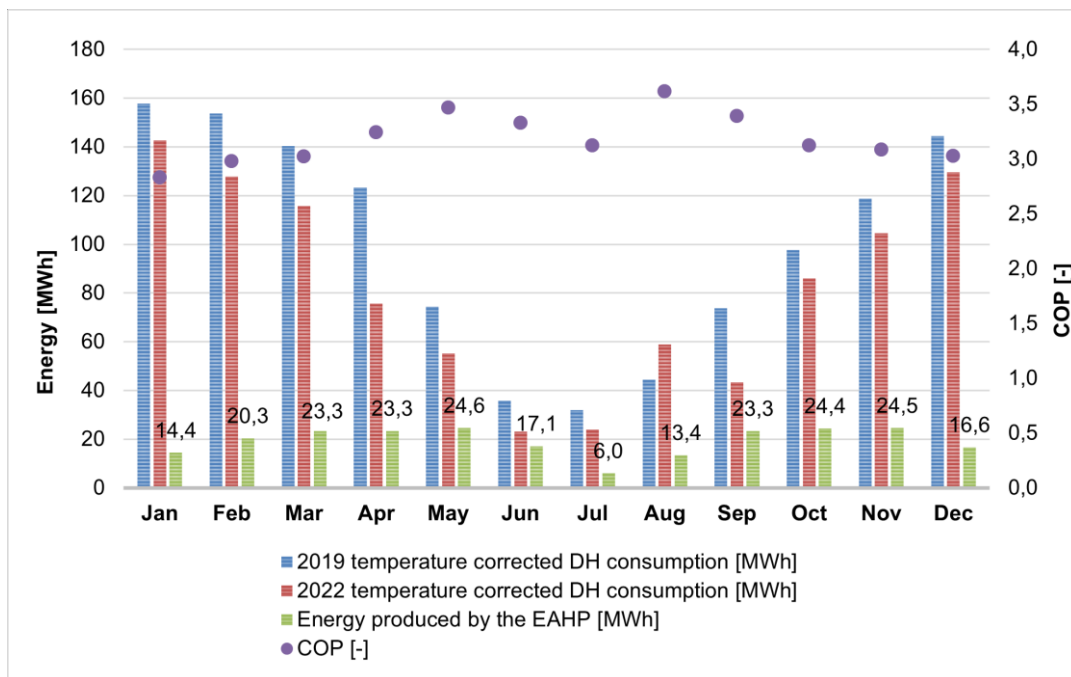


Figure 6: The temperature-corrected DH consumption of the reference year of 2019 and the examined year of 2022, the thermal energy produced by the EAHP, and the monthly COP values

In Figure 6, the first two bars indicate the temperature-corrected monthly DH consumption of the reference year 2019 (blue bars) and the temperature-corrected DH consumption of the examined year 2022 (red bars). The need for purchased energy has decreased, as the consumption of DH has dropped every month by the approximate amount of heat generated by the heat pump. The heat pump produced 230 MWh of thermal energy in 2022 (green bars). Electricity consumption was 74 MWh. The coefficient of the HP's performance is presented in purple dots, varying between 2.8 and 3.6.

The annual thermal energy consumption of the Karhula swimming hall, before the exhaust air heat pump, has been around 1200 MWh/a, of which ventilation has corresponded to 750 MWh/a. The installed (32 kW) compression heat pump has been operating since November 2021. The monitored thermal energy production by the EAHP was 230 MWh in 2022, and the total thermal energy consumption was 1147 MWh. Hence, the EAHP replaced 20% of the annual thermal energy (district heat) consumption in the studied SH.

Figure 7 outlines the comparison of rounded energy consumption and average costs of the swimming hall between 2019 and 2022. The district heating consumption is in red, the recovered energy from the exhaust air unit by the additional heat exchanger (HE7, Figure 4) is in green (156 MWh/a), and the electricity consumption of the heat pump is in blue (74 MWh/a). The heat produced by the heat pump is the sum of the last two terms (230 MWh/a). The annual cost savings in energy consumption was €7,600. (Figure 7).

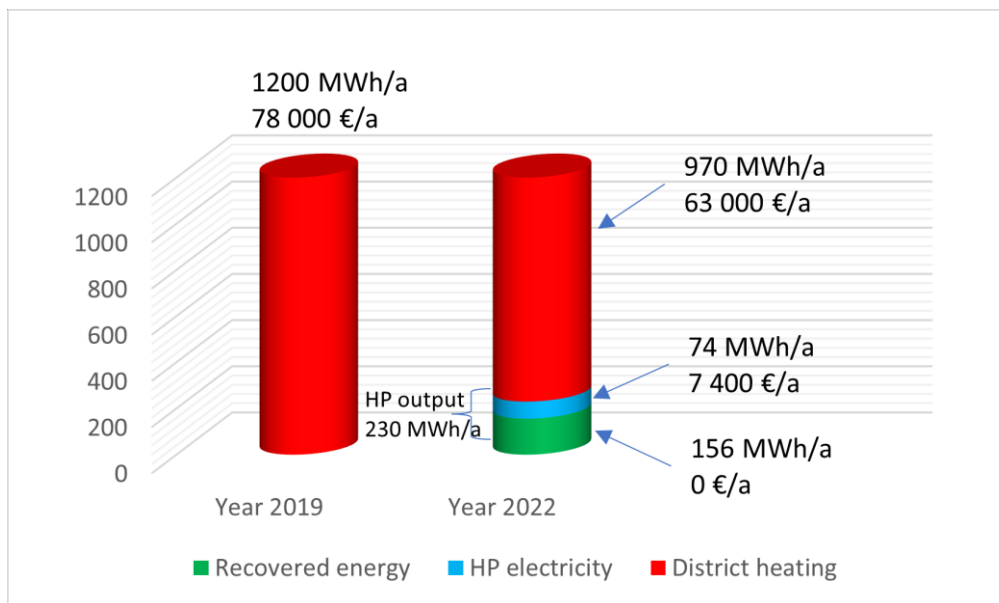


Figure 7: Comparison of energy consumption and average costs between 2019 and 2022

The financial profitability of the heat pump and the additional heat recovery investment with the required piping installation was evaluated by the payback period (PBP) method, i.e. dividing the project's investment costs by the achieved energy cost savings [10]. The received payback period was around ten years. The investment did not affect the size of the swimming hall's electricity connection or the order power of DH. Conversely, the benefits of the hybrid heat source can be considered achieved energy efficiency, functional benefits, and benefits related to the environment and reputation. The monitored annual reduction in CO₂ emissions was in the order of 31 t_{CO2}/a [11].

The aim will be to further improve the EAHP operation and profitability in cold seasons by partly bypassing the heat recovery of the ventilation unit when the exhaust air temperature approaches 0°C. Hence, the anti-freeze protection will not stop the heat pump, and the EAHP might generate more heat for the swimming hall's ventilation network throughout the winter.

5. SUMMARY

Swimming halls are large energy consumers in communities. The demands for heat and electricity are substantial, indicating the high energy-saving potential. Several measurements were taken in the Karhula swimming hall to find the recoverable waste heat potential. The amount of waste heat from the moist exhaust air was considerable. Even after the existing heat recovery, the exhaust air from the ventilation unit of the washing and dressing rooms was still warm and humid enough to be reused. An additional heat recovery and an exhaust air heat pump was proposed to heat the swimming hall's ventilation system. This hybrid heat source was connected in parallel with district heating.

The implemented exhaust air heat pump has been operating since November 2021. Energy meters were added to monitor the process. The monthly produced thermal and consumed electrical energy of the EAHP in 2022 was graphically presented and compared to the DH consumption of the reference year (2019). Thermal energy production by the EAHP was 230 MWh in 2022, and the total thermal energy consumption of the swimming hall was 1147 MWh. Hence, the EAHP replaced 20% of the annual DH consumption.

30. Energie-Symposium

The installed additional waste heat recovery is mainly profitable only from the moist exhaust air. The system's received payback period was around ten years, and the annual reduction in CO₂ emissions was 31 t_{CO2}/a.

The next challenge will be to further improve the EAHP operation and profitability in cold seasons by partly bypassing the heat recovery unit, thus preventing the moist exhaust air from freezing and allowing the heat pump to be used for longer periods in winter.

The authors thank all partners of the energy-smart urban environment project in South-Eastern Finland University of Applied Sciences. The European Union co-funded the project. The Regional Council of Kymenlaakso has granted the funding.

6. BIBLIOGRAPHY

- [1] European Parliament, 2019–2024, P9_TA (2023)0068, Energy performance of buildings (recast), WWW-document, available at: https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2023-0068_EN.pdf [accessed 17.8.2023]
- [2] X. Yuan, Z. Chen, Y. Liang, Y. Pan, & J. Jokisalo, Heating energy-saving potentials in HVAC system of swimming halls: A review, *Building and Environment* 205 (2021) 108189.
- [3] Sport Venue Oy, 2022, The energy efficiency improvement section of the swimming hall portal, WWW-document, available (in Finnish) at:
https://uimahalliportaali.fi/files/Energiatehokkuuden_parantaminen_Printattava_versio.pdf
[accessed 21.8.2023]
- [4] Caverion Oy, 2019, Motiva Energy Audit Report, Karhula swimming hall (in Finnish).
- [5] A. Heikkinen & V. Nieminen, 2020, Energy Audit Report, Karhula swimming hall (in Finnish).
- [6] J. Piispa, 2021, Aeria, <https://www.aeria.fi/en/>
- [7] T. Oravasaari, 2020, South-Eastern Finland University of Applied Sciences (in Finnish).
- [8] E. Sandberg, Dimensioning of the air conditioning system, *Air conditioning technology, part 2*, Talotekniikka-Julkaisut Oy, ISBN 978-952-99770-7-9, Tammerprint 2014 (in Finnish).
- [9] Finnish Energy, District heating of buildings, Regulations and instructions, K1/2020, WWW-document, available (in Finnish) at:
https://energia.fi/files/5423/JulkaisuK1_2020_Energiateollisuus_ry_%28paiv._20201119%29.pdf
[accessed 21.8.2023]
- [10] Motiva, A calculation tool for examining the economic profitability of energy efficiency actions (in Finnish),
https://www.motiva.fi/ratkaisut/energiakatselmustoiminta/tuetut_energiakatselmukset/laskentatyokalu_energiatehokkuustoimien_taloudellisen_kannattavuuden_tarkasteluun [accessed 17.8.2023]
- [11] Motiva. CO₂ emission factors (in Finnish),
https://www.motiva.fi/ratkaisut/energian kaytto_suomessa/co2-paastokertoimet [accessed 22.9.2023]

AKTUELLE RECHTSENTWICKLUNGEN DER ENERGIEWENDE – REICHT DIE BESCHLEUNIGUNG?

Sabine Schlacke/Matti Gurreck¹

Universität Greifswald, Institut für Energie-, Umwelt- und Seerecht (IfEUS)

ABSTRACT

Klimaschutz durch Energiewende stand bei Amtsantritt der Bundesregierung am 8.12.2021 an zentraler Stelle im Koalitionsvertrag der Bundesregierung.² Hieran anknüpfend bilanziert und bewertet der vorliegende Beitrag die relevantesten Entwicklungen der deutschen Klimaschutzpolitik zur Mitte der 20. Legislaturperiode. Sie ist geprägt durch den völkerrechtswidrigen Angriffskrieg Russlands gegen die Ukraine und die damit einhergehenden Auswirkungen auf die Energiemärkte.

1. DAS „OSTERPAKET“ 2022

Um die in ihrer Ambition nochmals im Gefolge des Klimaschutzbeschlusses des BVerfG³ verschärften und erweiterten Klimaschutzziele des Klimaschutzgesetzes⁴ zu erreichen, setzt Deutschland auf ein sog. „Osterpaket“. Dieses Maßnahmenbündel bezweckt die Beschleunigung der Energiewende und Autarkie von russischen Energieimporten. Ein Kernelement des in wesentlichen Teilen im Juli 2022 in Kraft getretenen Gesetzespakets ist die Festlegung eines Vorrangs von Erneuerbaren-Energien-Anlagen (EE-Anlagen):⁵ § 2 Satz 1 EEG neue Fassung bestimmt, dass Errichtung und Betrieb von EE-Anlagen sowie dazugehöriger Nebenanlagen im überragenden öffentlichen Interesse stehen und der öffentlichen Sicherheit dienen; nach Satz 2 sind Erneuerbare Energien als vorrangiger Belang in einer Schutzgüterabwägung zu behandeln, bis die Treibhausgasneutralität der Stromversorgung „nahezu“ gewährleistet ist. Diese Direktive für behördliche Entscheidungen mit Gestaltungsspielräumen führt nicht nur zu Erleichterungen von Ausnahmen etwa von habitat- und artenschutzrechtlichen oder denkmalschutzrechtlichen Anforderungen. EE-Anlagen erhalten insbesondere durch Satz 2 einen relativen Gewichtungsvorrang in Abwägungsentscheidungen des Fachrechts. Er mindert die Darlegungs- und Begründungslasten von Antragstellern und führt dazu, dass in behördlichen Entscheidungen auf das besondere Gewicht von erneuerbaren Energien verwiesen werden kann.⁶ Im Regelfall dürften sich die Erneuerbaren Energien damit in der Abwägung durchsetzen.⁷

Weiteres Kernelement des Osterpakets ist die Beschleunigung des Windenergieausbaus an Land: Der Bundesgesetzgeber löst die sich in der Praxis als entschleunigend wirkende Konzentrationsflächenplanungen für Windenergie⁸ durch ein neues Windenergieflächenbedarfsgesetz ab. Danach werden die Bundesländer auf Einhaltung gesetzlich festgelegter Flächenbeitragswerte für Windenergieanlagen an Land verpflichtet, § 3 WindBG.⁹ Sie müssen einen in der Anlage des WindBG bestimmten prozentualen Anteil ihrer Landesfläche für die Windenergie – gestaffelt bis 2027 und spätestens bis 2032 – ausweisen.

¹ Sabine Schlacke ist Professorin für Öffentliches Recht, insb. Verwaltungs- und Umweltrecht und geschäftsführende Direktorin des Instituts für Energie-, Umwelt- und Seerecht (IfEUS) der Universität Greifswald. Dr. Matti Gurreck ist dort wissenschaftlicher Assistent.

² Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP: mehr Fortschritt wagen, 2021, S. 14 ff., 24ff., 54 ff., abrufbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/gesetzesvorhaben/koalitionsvertrag-2021-1990800> (Stand: 20.10.2023).

³ BVerfGE 157, 30.

⁴ Art. 1 Erstes Gesetz zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes v. 18.8.2021, BGBl. I, 3905.

⁵ G v. 20.7.2022 (BGBl. I, 1237).

⁶ Schlacke/Wentzien/Römling, NVwZ 2022, 1577 (1578).

⁷ Ferner Attendorn, NVwZ 2022, 1586 (1589).

⁸ Nach § 249 Abs. 1 BauGB findet § 35 Abs. 3 Nr. 3 BauGB auf Windenergieanlagen keine Anwendung mehr. Allerdings ist die Übergangsregelung für bestehende Konzentrationsflächenplanungen in § 245e BauGB zu beachten.

⁹ BGBl. 2022 I, 1353.

30. Energie-Symposium

Dies birgt erhebliches Beschleunigungspotential,¹⁰ zumal sich bereits jetzt ein Trend der Länder abzeichnet, die Flächenbeitragswerte als Ziele der Raumordnung landesweit festzulegen und so verbindliche Vorgaben für die regionalen Raumordnungsträger sowie die Kommunen für ihre Bauleitplanung vorzugeben. Belohnt werden die Bundesländer, die ihren Flächenbeitragswert nach dem WindBG erreicht haben, damit, dass sich dann die Zulässigkeit von Windenergieanlagen außerhalb von Windenergiegebieten nach § 35 Abs. 2 BauGB richtet, sie also nicht mehr nach § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB privilegiert sind (§ 249 Abs. 1 BauGB).¹¹

Das Osterpaket adressiert auch die sich im Einzelfall oftmals als zeitintensiv und konfliktträchtig erweisende artenschutzrechtliche Prüfung für Windenergieanlagen an Land¹²: Nach dem neu eingefügten § 45b BNatSchG erfolgt eine Standardisierung der Prüfung für die signifikante Erhöhung des Tötungsrisikos nach § 44 Abs. 5 S. 2 Nr. 1 BNatSchG: Vereinheitlicht werden artspezifische Prüfabstände und entsprechende Folgen für die Bewertung des signifikant erhöhten Tötungsrisikos für abschließend aufgelistete kollisionsgefährdete Brutvogelarten.¹³ § 45d BNatSchG verpflichtet – quasi als Kompensation der artenschutzrechtlichen Standardisierungen – das Bundesamt für Naturschutz zur Aufstellung von Artenhilfsprogrammen für windkraftsensible Arten und regelt Kompensationszahlungen für Fälle, in denen nach § 45b Abs. 8 Nr. 5 und § 45 Abs. 7 BNatSchG Ausnahmen von den Zugriffsverboten zugunsten von Windenergieanlagen zugelassen wurden.

Das Osterpaket verfolgt somit vor allem einen materiell-rechtlichen Ansatz, wohingegen in der Vergangenheit stärker auf verwaltungsverfahrenrechtliche Beschleunigungsmaßnahmen wie etwa die Verkürzung von Beteiligungsfristen oder den Verzicht auf Erörterungstermine gesetzt wurde. Allerdings beinhaltet die 2023 in Kraft getretene VwGO-Novelle¹⁴ weitere Beschleunigungsmaßnahmen des verwaltungsgerichtlichen Verfahrens, wie etwa den Entfall der aufschiebenden Wirkung von Rechtsbehelfen.¹⁵

2. REAKTIONEN AUF REPOWEREU UND NOTFALL-VERORDNUNG

Fast zeitgleich mit dem Osterpaket schlug die EU-Kommission den sog. REPowerEU-Plan im Mai 2022 vor.¹⁶ Er bezweckt eine schnelle Unabhängigkeit von russischen fossilen Energieträgern durch Änderung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive, RED IV) zu erreichen, indem der Anteil erneuerbarer Energien von 40% auf 45% gesteigert werden soll. Dafür sieht die RED IV eine Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für EE-Anlagen vor. Um den Zeitraum bis zum Inkrafttreten und Umsetzung der RED IV zu überbrücken, erließ die EU Ende Dezember 2022 eine sog. Notfall-Verordnung (VO 2022/2577), die auf 18 Monate befristet Vereinfachungen des Genehmigungsverfahrens für EE-Anlagen vorwegnimmt.¹⁷ Die Beschleunigung des Ausbaus von EE-Anlagen soll vor allem durch die Ermöglichung des Abweichens von unionsrechtlichen Vorgaben - der FFH-Verträglichkeitsprüfung, der Artenschutzprüfung und der Umweltverträglichkeitsprüfung - erreicht werden. Nachdem sich Rat und Parlament auf die Änderungen geeinigt haben, steht nur noch die formale Annahme und Veröffentlichung im Amtsblatt aus.¹⁸

¹⁰ Kment, NVwZ 2023, 1156 f.

¹¹ BT-Drs. 20/2355, S. 32-35.

¹² BT-Drs. 20/2354, S. 6-8.

¹³ § 45b I-V BNatSchG i.V.m. Anlage 1 Abschnitt 1.

¹⁴ BGBl. 2023 I Nr. 71.

¹⁵ Bier/Bick, NVwZ 2023, 457 (461).

¹⁶ COM(2020) 230 final.

¹⁷ Verordnung (EU) 2022/2577 v. 22.12.2022, ABl. L 335 v. 29.12.2022, S. 36.

¹⁸ <https://www.europarl.europa.eu/legislative-train/theme-a-european-green-deal/file-revision-of-the-renewable-energy-directive> (Stand: 15.10.2023).

30. Energie-Symposium

Der deutsche Gesetzgeber hat von den durch die Notfall-Verordnung eingeräumten Möglichkeiten umfassend Gebrauch gemacht. Er änderte im März 2023 unter anderem das WindBG¹⁹, dessen § 6 WindBG nun einen Verzicht auf die artenschutzrechtliche Prüfung nach § 44 Abs. 1 BNatSchG und eine eventuell erforderliche UVP vorsieht, sofern die zu errichtende Windenergieanlage innerhalb eines Windenergiegebiets²⁰ liegt.²¹ Auch dies dürfte den Ausbau von EE-Anlagen erheblich beschleunigen.

3. ENTWURF EINES ZWEITEN GESETZES ZUR ÄNDERUNG DES KLIMASCHUTZGESETZES (KSG)

Die zweifache Verfehlung der sektoralen Klimaschutzziele im Bereich Gebäude und Verkehr und das Nichtauflegen eines Sofortprogramms zwecks künftiger Einhaltung der Jahresemissionsmengen durch den Bundesverkehrsminister trotz Verpflichtung nach dem KSG²² führten zu Konflikten innerhalb der Bundesregierung. Im Gefolge einigte sich die Regierungskoalition auf eine teilweise Neuausrichtung der Klimaschutzpolitik, die im März 2023 als „Modernisierungspaket für Klimaschutz und Planungsbeschleunigung“ erfolgte.²³ Der daraus resultierende Entwurf für eine zweite Änderung des Klimaschutzgesetzes (KSG) enthält eine Abkehr von einer Verantwortung der jeweils zuständigen Bundesministerien für die Einhaltung der Jahresemissionsmengen ihrer Sektoren (bisher §§ 4, 8 KSG). Zwar hat im Rahmen des Monitorings der Expertenrat für Klimafragen die in Anlage 2b weiterhin normierten sektorbezogenen Jahresemissionsmengen bis 2030 zu überprüfen. Der Schwerpunkt liegt aber nicht mehr auf einer Ex-Post-, sondern auf einer Ex-Ante-Bewertung von sektorübergreifenden und mehrjährigen Jahresemissionsgesamtmengen (Anlage 2a, §§ 4, 8 KSG-E). Die Bundesregierung soll schnellstmöglich, jedenfalls aber innerhalb desselben Jahres, auf festgestellte Überschreitungen reagieren und die notwendigen Gegenmaßnahmen beschließen. Entscheidend ist, dass die Summe der in Anlage 2a festgelegten Jahresemissionsgesamtmengen (aggregiert betrachtet in den Jahren 2021 bis einschließlich 2030) durch die Maßnahmen eingehalten wird.²⁴ Grundlage für die Berechnung sind dann nicht mehr die THG-Emissionen des zurückliegenden Kalenderjahres, sondern Projektionsdaten über die künftige Emissionsentwicklung (§§ 5a, 8, 9 KSG-E). Von einer Überschreitung ist nur noch auszugehen, wenn die Gesamtemissionsmengen zwei Jahre in Folge überschritten werden (§ 8 Abs. 1 S. 1 KSG-E).

Der Handlungsdruck, den die Pflicht zur Erstellung von Sofortprogrammen auf die jeweiligen Ministerien ausgelöst hat, dürfte dadurch abnehmen. Die geplanten Änderungen bergen die Gefahr der Verantwortungsdiffusion, die vorherige Verantwortungszuweisung konnte indes mangels Einklagbarkeit nicht gerichtlich, sondern durch politisch durchgesetzt werden, was indes auch nicht gelang.

4. GEBÄUDEENERGIEGESETZ (GEG)

Ebenfalls Teil des Modernisierungspakets ist die im September 2023 erfolgte Reform des GEG.²⁵ Neu eingebaute Heizungen in Gebäuden müssen ab 2024 grundsätzlich zu mindestens 65% mit erneuerbaren Energien betrieben werden, § 71 Abs. 1 GEG. Diese Pflicht besteht zunächst nur für Neubauten ist eng mit dem Entwurf eines Gesetzes für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze verbunden,²⁶ der vorsieht, dass Großstädte mit über 100.000 Einwohnern bis zum 30.6.2026 und Gemeinden mit weniger als 100.000 Einwohnern bis zum 30.6.2028 Wärmepläne erstellen müssen. Nur wenn keine fristgerechte Entscheidung über die Wärmeplanung getroffen wurde, gilt die Pflicht nach § 71 Abs. 1 GEG auch für Bestandsgebäude (§ 71 Abs. 8 GEG).

¹⁹ BT-Drs. 20/5830, S. 48.

²⁰ Siehe § 2 Nr. 1 WindBG.

²¹ Zum Ganzen Schlacke/Thierjung, DVBl 2023, 635 (640 f.).

²² Expertenrat für Klimafragen, Prüfbericht zur Berechnung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2022, 17.4.2023, S. 61 f., 68-70.

²³ V. 28.3.2023, vgl. https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Beschluesse/20230328_Koalitionsausschuss.pdf (Stand: 15.10.2023).

²⁴ BT-Drs. 20/8290, S. 22.

²⁵ BR-Drs. 415/23, S. 1.

²⁶ BR-Drs. 388/23, S. 1.

30. Energie-Symposium

Die ursprünglichen Vorgaben für eine Wärmewende wurden stark abgeschwächt, indem Ausnahmen und weite Übergangsregelungen getroffen wurden.²⁷ Ob mit dem letztlich festgelegten Ambitionsniveau die erforderlichen Emissionsminderungen im Gebäudebereich rechtzeitig erfolgen können, bleibt abzuwarten.

5. FISKALISCHE MAßNAHMEN

Die mit der GEG-Novelle einhergehenden Kosten der energetischen Gebäudesanierung werden teilweise durch Fördermaßnahmen, finanziert durch das Sondervermögen Klima- und Transformationsfonds, unterstützt. Bis 2027 sollen ferner für den Ausbau erneuerbarer Energien, Förderung der Elektromobilität und die Wasserstoffwirtschaft 211,8 Mrd. Euro ausgegeben werden.²⁸ Weitere 4 Mrd. Euro stehen für das Aktionsprogramm Natürlicher Klimaschutz zur Verfügung,²⁹ das knapp 70 Fördermaßnahmen, die der Stärkung von Ökosystemen dienen sollen, umfasst. Im Fokus stehen dabei die Wiedervernässung von Mooren und der Waldschutz. Das diese Maßnahmen begleitende Natur-Flächen-Gesetz, das der Koalitionsbeschluss vom 28.3.2023 erwähnt, und das auf die rechtliche Sicherung der für Naturschutzmaßnahmen erforderlichen Flächen zielt, ist bislang noch nicht vorgelegt worden.

6. BEWERTUNG UND AUSBLICK

Die Klimaschutzpolitik der Ampel-Koalition stützt sich vor allem auf zwei Pfeiler: Beschleunigung im Bereich Planung und Genehmigungen von EE-Anlagen und Stromleitungen sowie fiskalische Maßnahmen. Diese gesetzlichen Änderungen haben durch materielle Priorisierungen des EE-Ausbaus und Top-Down-Festlegungen von Flächenzielen für Wind-an-Land-Ausbau das Potential, diesen erheblich zu beschleunigen. Damit geht indes die Gefahr einher, dass das bisherige materielle Umwelt- und insbesondere Naturschutzniveau nicht durch Standardisierungen von Abständen, aber durch das teilweise Absehen von Verträglichkeitsprüfungen sinkt. Die Bereitstellung von Geldern im Klima- und Transformationsfonds ist insoweit zu begrüßen, insbesondere die Naturschutzfinanzierung im Rahmen des Aktionsprogramms Natürlicher Klimaschutz. Hier besteht die Herausforderung darin, die 4 Mrd. Euro sachgerecht innerhalb des Zeitrahmens in Projekte umzuwandeln und zu vergeben. Maßnahmen, die den Bundeshaushalt entlasten, wie der Abbau klimaschädlicher Subventionen, sind indes nicht erkennbar. Gleiches gilt für Maßnahmen, die individuelles Verhalten adressieren. Im Verkehrsbereich ist das sog. Deutschlandticket hierfür eines der wenigen Beispiele des im Sommer verabschiedeten Klimaschutzprogramms.³⁰ Ordnungsrechtliche Vorgaben, wie das Verkaufsverbot für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren, treffen hingegen auf erheblichen Widerstand innerhalb der Regierungskoalition. In dem von der Staatskanzlei jüngst erarbeiteten Pakt für Planungs-, Genehmigungs- und Umsetzungsbeschleunigung“ zwischen Bund und Ländern werden stattdessen die oben angedeuteten Maßnahmen zur Beschleunigung aus dem Energiebereich sowie weitere Einschränkungen der Verbands- und Öffentlichkeitsbeteiligung und Klagerechte, wie sie bereits im LNG-Bereich erprobt wurden, auf andere Bereiche – wie den Verkehrsinfrastrukturausbau – ausgedehnt.³¹ Hierbei handelt es sich um ein großes Potpourri von Einzelbeschleunigungsmaßnahmen, die sich z. T. in der Vergangenheit nicht bewährt haben und möglicherweise teilweise unions- und völkerrechtswidrig sind. Insgesamt fehlt ein systemischer Ansatz, der insbesondere die Flächenbedarfe für EE-Anlagen, Landwirtschaft, Industrie, Verkehr, etc. angemessen ausgleicht. Einen Beitrag dazu könnte das geplante Natur-Flächen-Gesetz leisten.

²⁷ BT-Drs. 20/6875.

²⁸ <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/ktf-sondervermoegen-2207614> (Stand: 15.10.2023).

²⁹ Aktionsprogramm Natürlicher Klimaschutz, Kabinettsbeschluss v. 29.3.2023.

³⁰ Das verabschiedete Klimaschutzprogramm der Bundesregierung v. 4.10.2023 ist abrufbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/klimaschutz/20231004-klimaschutzprogramm-der-bundesregierung.html> (Stand: 15.10.2023).

³¹ Vgl. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/rede-von-bundeskanzler-scholz-zur-haushaltsdebatte-im-deutschen-bundestag-am-6-september-2023-2221590>.

30. Energie-Symposium

Ein schlüssiges Gesamtkonzept ist auch nicht im aktuellen Klimaschutzprogramm zu sehen, wie der Expertenrat für Klimafragen zu Recht bemängelt:³² Es handele sich dabei um eine Ansammlung von einzelnen Maßnahmen, die zum Teil relevant und innovativ sind, zum Teil vage bleiben. Das Klimaschutzziel bis 2030 werde damit voraussichtlich verfehlt.

³² Expertenrat für Klimafragen, Stellungnahme zum Entwurf des Klimaschutzprogramms 2023, S. 25.
Abrufbar unter: <https://expertenrat-klima.de/publikationen/> (Stand: 15.10.2023).

INNOVATIVE KONZEPTE MIT WASSERSTOFFBASIERTEN STROMSPEICHERN – DEEPDIVE IN §39o EEG

Christoph Schunke¹, Tomke Janßen²

¹ CRATOS GmbH, Hannover

² Jade Concept Kapitalanlageberatungsgesellschaft mbH, Varel

ABSTRACT

Ab Ende 2023 sollen mit den Ausschreibungen für innovative Konzepte mit wasserstoffbasierten Stromspeichern nach §39o EEG 2023 erstmalig Anlagen und Anlagenkombinationen gefördert werden, die Wasserstoff zum Zwecke der Stromspeicherung erzeugen und rückverstromen können. Für diese Ausschreibungen müssen Unternehmen weitreichende Aufwände leisten, unter anderem in der Grobplanung für die Dimensionierung der Komponenten zueinander und in der Genehmigungsplanung. Zeitgleich stehen Unternehmen vor vielen ungeklärten Fragen für eigene Praxisprojekte. Inwiefern können ausgeführte Windenergieanlagen nach §39o EEG 2023 theoretisch weiterbetrieben werden? Wie wird der Leistungsbegriff nach §39o EEG 2023 definiert? Wie steht es um die Größenordnung und die Wirtschaftlichkeit eigener Projekte? Welche Genehmigungserfordernisse ergeben sich für solche Vorhaben?

1. KONZEPT

Mit den Ausschreibungen für innovative Konzepte mit wasserstoffbasierten Stromspeicher nach §39o EEG 2023 sollen ab Dezember 2023 erstmalig Anlagen und Anlagenkombinationen gefördert werden, die Wasserstoff zur Stromspeicherung erzeugen und rückverstromen können.

Die Ausschreibung fordert daher, dass die abzugebenden Gebote Anlagenkombinationen aus

- Windenergieanlagen an Land und/oder
- Photovoltaik-Anlagen

und einem chemischen Stromspeicher mit Wasserstoff als Speichergas umfassen. Beide Anlagenbestandteile müssen über einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt den Strom einspeisen (vgl. Aufbau nach Abbildung 1).

Der chemische o.g. Stromspeicher muss dabei aus separaten Anlagen zur Wasserstoff-Elektrolyse, Wasserstoff-Speicherung und Wasserstoff-Rückverstromung bestehen. Dies ist notwendig, um mit den Anlagenkombinationen zugleich die Erprobung der Techniken für eine räumlich getrennte Erzeugung und Rückverstromung von Wasserstoff zu ermöglichen. Dies ermöglicht mit Aufbau des Wasserstoffnetzes eine tatsächliche räumliche Verteilung und differenzierte Betriebsweise der einzelnen Speicherschnitte des Stromspeichers.

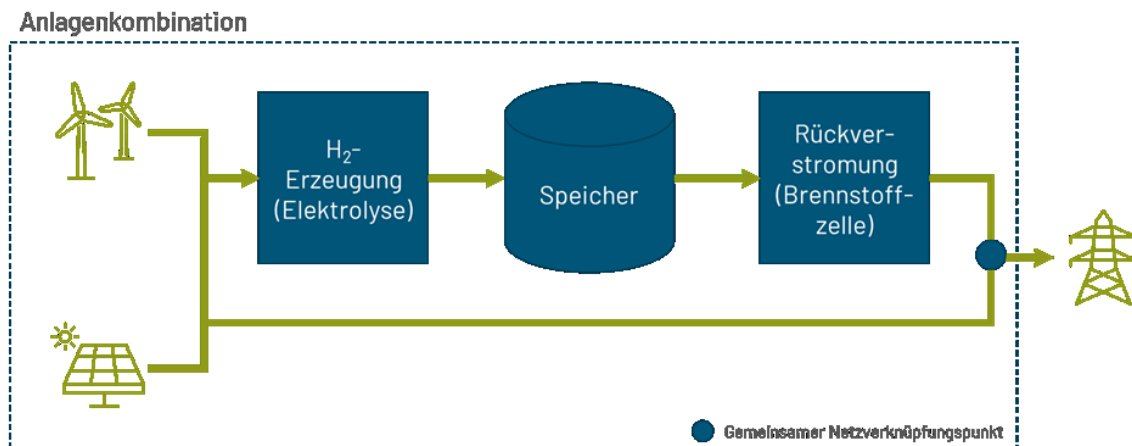


Abbildung 1: Anlagenkombination nach §390 EEG 2023

Die Ausschreibungen nach §390 beschränken darüber hinaus die Eingangs- und Ausgangsgrößen der Anlagen hinsichtlich ihrer technischen Funktionsweise und wirtschaftlichen Betriebsweise. Diese Bedingungen umfassen zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Dokuments:

- Die Elektrolyse darf nur durch den Strom der EE-Anlagen betrieben werden, die Teil der Anlagenkombination ist (kein Strombezug aus anderen Quellen)
- Der erzeugte Wasserstoff darf weder in ein Netz eingespeist noch anderweitig verwendet werden (kein Ausspeisen von H₂ aus dem System).
- Ausschließlich der in der Anlage erzeugte Wasserstoff darf für die Rückverstromung genutzt werden (kein Einspeisen von H₂ anderer Quellen ins System).

Weitere, weitgehende Beschränkungs- und Spezifizierungsmöglichkeit zu Form, Art, Inhalt und Beteiligungsmöglichkeit der Ausschreibungen, aber auch technische Zugangsvoraussetzungen (z.B. Abwärmenutzung, Systemdienlichkeit...) werden durch Verordnungen der Bundesregierung nach §88e EEG 2023 festgelegt werden können.

Als Gebotstermine für die innovativen Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung sind für den ersten Gebotstermin im Jahr 2023 der 15. Dezember, für 2024 der 01. Juli und für die folgenden Jahre bis einschließlich 2028 jeweils zum 01. Januar und 01. Juli. Eine Weiterführung nach 2028 scheint zum Zeitpunkt der Dokumentenerstellung fraglich und abhängig davon, wie sich der Wasserstoff-Transportnetzausbau und der Bedarf für dezentrale Stromspeicher entwickelt.

Dabei sind die folgenden Ausschreibungsvolumina vorgesehen:

Tab. 1: Ausschreibungsvolumina und Gebotstermine für §390 EEG 2023

Jahr	Ausschreibungsvolumen [MW]	Gebotstermine
2023	400	15. Dez.
2024	600	01. Juli
2025	700	01. Januar; 01. Juli

30. Energie-Symposium

2. ZEITPLAN

Auf Basis der Innovationsausschreibungen nach §39n EEG 2023 lassen sich in Zusammenhang mit den bisherigen Ausschreibungsformaten Implikationen für die neuen Ausschreibungen nach §39o EEG ableiten (siehe Abbildung 2).



Abbildung 2: Relevante Zeitpunkte bei Ausschreibungen nach §39n EEG

Für alle Teile (Stromerzeugungsanlage, Elektrolyse, Speicher und Rückverstromungseinheit) wird zum Ausschreibungstermin eine Genehmigung vorliegen müssen. Dabei könnten für den ersten Gebotstermin am 15.12.2023 folgende Fristen gelten:

Genehmigung und Eintragung im MaStR von

- Windenergieanlagen bis spätestens 17.11.2023 (4 Wochen vor Gebotstermin)
- PV-Anlagen bis spätestens 15.12.2023 (Zum Gebotstermin)
- Elektrolyse, Stromspeicher, Rückverstromungseinheit bis spätestens 15.12.2023 (Zum Gebotstermin)

Anmerkung: Die Genehmigung für Elektrolyse, H2-Speicher und Rückverstromungseinheit wird unter aller Voraussicht alle Einheiten gemeinsam umfassen. Für jede Einheit wird aber im MaStR ein eigener Eintrag erforderlich sein (jeweils für Erzeugung, Speicher, Rückverstromung).

Die Bezuschlagung wird von der BNetzA ca. 4 Wochen nach Gebotstermin veröffentlicht. Bezuschlagte Gebote haben eine Realisierungsfrist von 30 Monaten. Ein Vorhaben gilt als realisiert, wenn eine festzulegende Mindestzahl an Teilanlagen realisiert sind (nach §39n z.B. Zwei Teilanlagen).

Die Möglichkeit einer Fristverlängerung der Realisierung kann (entsprechend Ausschreibungen zu Wind Onshore) eingeräumt werden.

3. CHANCE UND RISIKEN

Die Teilnahme an den Ausschreibungen nach §39o EEG birgt Chancen und Risiken.

Als Chancen sind neben einer marktpreisunabhängigen Preissicherung auch mögliche hohe Rentabilitäten in frühen Ausschreibungsrunden zu nennen.

Dem Gegenüber steht eine Reihe an Risiken, die von Verzögerungen in der Verordnung, einer durch die Ausschreibung nicht auskömmlichen Vergütung oder zu hohe technische Anforderungen reicht, aber an dieser Stelle nicht abschließend dargestellt werden kann.

4. INDIKATIVE GENEHMIGUNGSERFORDERNISSE

Zum Zeitpunkt der Erstellung des Dokuments ist nicht abschätzbar, ob die Genehmigungserteilung für alle Anlagenkomponenten eine verpflichtende Anforderung zur Teilnahme an den Ausschreibungen sein wird. Andere Ausschreibungsformen (z.B. Innovationsausschreibungen nach §39n EEG) erfordern das Vorliegen der Genehmigungen bereits weit vor dem Gebotszeitpunkt. Auf der einen Seite sind Genehmigungsverfahren für die Errichtung und den Betrieb von Wasserstoffherstellungsanlagen umfangreich, sodass mit deutlichen Vorlaufzeiten im Vorfeld eines Gebotszeitpunktes gerechnet werden muss. Auf der anderen Seite birgt die schwer einschätzbare Wahrscheinlichkeit über den Erhalt einer Genehmigung Risiken für Betreiber, ohne Genehmigung überhaupt in die Ausschreibung zu gehen, was dazu führen könnte, dass Bürgschaften oder Sicherheiten in voraussichtlich signifikanter Größenordnung hinterlegt werden müssten.

Diese Erfordernisse könnten darauf hindeuten, dass zum ersten Gebotstermin am 15. Dezember 2023 nur wenige Gebote bei der BNetzA eingehen werden, da wohl nur solche Akteur:innen infrage kämen, die sich bereits in der Planungs- und Genehmigungsphase solcher Anlagen(kombinationen) befinden. Eine kurzfristige Erfüllung der Genehmigungsanforderungen für Neuplanungen von insb. Elektrolyseanlagen ist vor dem aktuell durchzuführenden Vollgenehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung nach BImSchG sowie Einordnung als Industrieemissionsanlage ohne weitere beschleunigende Anpassungen nur schwer denkbar.

5. OFFENE FRAGEN

Durch die bisher fehlende Verordnung nach §88e EEG zu den Ausschreibungen für innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung ergeben sich aus den derzeit vorliegenden Informationen einige Fragestellungen, die nach Erscheinen der Verordnung abschließend zu klären sind.

5.1 Betrieb von ausgeführten Anlagen

Ein Betrieb von ausgeführten (Ü20) Anlagen ist nach dem Wortlaut des §39o EEG nicht ausgeschlossen und könnte eine theoretische Weiterbetriebsoption darstellen. Die Einbettung und Bezugnahme auf die innovativen Konzepte mit Wasserstoffbasierter Stromspeicherung in den Mengensteuerungen der Ausbaupfade nach §§28ff EEG schließt allerdings implizit eine Nutzung dieser Anlagen aus, da sie ansonsten zum Stromausbaupfad beitragen würden.

5.2 Leistungsbegriff

Die in §28f EEG festgestellten Mengen der in den jeweiligen Jahren zu installierenden Leistung ist bisher nicht hinreichend definiert. So ergeben sich verschiedene Argumentationen und Implikationen:

5.2.1 Leistung der angeschlossenen Stromerzeugungseinheit

Für diesen Leistungsbegriff spricht die Tatsache, dass die Strommengen der entsprechenden Ausbaupfade nach §28 (5) EEG durch die bezuschlagten Mengen nach §39o reduziert werden. Weiterhin spricht auch die Nutzung eines gemeinsamen Netzverknüpfungspunkts für diese Definition.

5.2.2 Leistung der angeschlossenen Rückverstromungseinheit

Analog zu den Angaben in §28g i.V.m. §39p EEG (Ausschreibungen für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Grünem Wasserstoff) kann als Leistungsbegriff die Leistung der angeschlossenen Rückverstromungseinheit verstanden werden. Diese Anlage gibt in Rückspeicherzeiten die begrenzende Leistung vor.

5.2.3 Leistung der Stromerzeugungseinheit gleich Leistung der Rückverstromungseinheit

Auf Basis der herrschenden Unsicherheit zum Leistungsbegriff, könnte die Schlussfolgerung getroffen werden, dass Stromerzeugungseinheit und Rückverstromungseinheit die gleiche Spitzenleistung erzeugen können müssen, um ein vergleichbares Stromprofil liefern zu können und der Anlagenverbund unabhängig von seinem Betriebspunkt (Strom aus Wind oder Strom aus Speicher ins Netz) als eine Anlage betrachtet werden kann. Dies führte dazu, dass als Rückverstromungseinheiten wohl keine Brennstoffzellenkraftwerke eingesetzt werden können, da es Aggregate, in mit Windenergieanlagen vergleichbaren Leistungsklassen, noch nicht am Markt gibt. So bliebe nur die Möglichkeit der Rückverstromung über H₂-Gasturbinen bzw. KWK-Anlagen.

5.2.4 Summe der Leistung von Stromerzeugung- und Rückverstromungseinheit

Eine weitere theoretische Leistungsdefinition kann sich aus der Summe beider Strom liefernden Anlagen ergeben. Aus der Nutzung eines gemeinsamen Netzverknüpfungspunkts ergibt sich die Möglichkeit bei starker Nachfrage sowohl Leistung aus den erneuerbaren Energienanlagen als auch zusätzlich aus dem Speicher über die Rückverstromungseinheit Leistung bereit-zustellen. Derzeit ist es egal, was hinter dem Netzverknüpfungspunkt passiert. Da die bisher vorliegenden Daten keine Informationen über die Betriebsweisen der Anlage liefern, ist diese, recht theoretische, Annahme denkbar.

6. LITERATURVERZEICHNIS

[1] BT-Drucks. 20/1630

[2] Innovative Konzepte zur wasserstoffbasierten Stromspeicherung gem. § 39o EEG Christoph Kisker, LL. M./Denise Baumann, LL. B. Kisker/Baumann, ZNER 2022, 547-554

WIRTSCHAFTLICHKEITSBEWERTUNG DER WASSERSTOFFTRANSFORMATION EINES MITTELSTÄNDISCHEN UNTERNEHMENS FÜR EINEN BRENNGAS- TRANSFORMATIONSPROZESS

Christoph Schunke¹, Tomke Janßen²

¹ CRATOS GmbH, Hannover

² Jade Concept Kapitalanlageberatungsgesellschaft mbH, Varel

ABSTRACT

Immer mehr mittelständische Unternehmen möchten ihren Beitrag zur nachhaltigen Energiewende leisten. Gleichzeitig muss dieser Part mit der Wirtschaftlichkeit des Unternehmens in Einklang gebracht werden. In diesem Beitrag geht es um eine indikative Wirtschaftlichkeitsbewertung für einen mittelständischen Ziegelhersteller. Im Rahmen von Dekarbonisierungsbestrebungen sollen für die Brennöfen sukzessive der Einsatz von Erdgas durch Wasserstoff substituiert werden. Der erforderliche Wasserstoff soll durch die eigene Herstellung auf dem Betriebsgelände unter Nutzung von PV-Dachanlagen, Windenergie und Netzversorgung bereitgestellt werden. Analysen zeigen: Trotz der Betrachtung eines Industrieprozesses, die im Fokus der H₂-Nutzung stehen, ist eine Wirtschaftlichkeit unter derzeitigen Rahmenbedingungen schwierig darstellbar

1. KONZEPT

Ein Ziegelhersteller in Norddeutschland nutzt für den Brennprozess seiner Produkte Durchlauföfen mit Erdgas. Zwei der drei betriebenen Öfen sind potenziell kurzfristig auf signifikante Beimischquoten Wasserstoff umrüstbar, sodass sich neben einem gewünschten Dekarbonisierungseffekt auch Unabhängigkeiten von einzelnen (fossilen) Energieträgern und deren Lieferanten ergeben. Die zwei Öfen verbrauchen derzeit im Jahr etwa 44 GWh Erdgas woraus Emissionen in Höhe von fast 9 Tonnen CO_{2äq} resultieren. Unter der Annahme einer späteren Beimischung von 74 vol.-% Wasserstoff im Brenngas kann eine Halbierung des Erdgasbedarfs und damit der Emissionen erreicht werden

Der Bedarf an Wasserstoff ergab sich durch den Dauerbetrieb der Öfen zu 2,5 kWh/h. Eingerechnete Umwandlungsverluste für die Dimensionierung der On-Site Elektrolyse-Anlage eine Leistung von 5 MW_{el}. Die Stromversorgung der Elektrolyseanlage soll durch eine 10 MWp PV Anlage, einen vertraglich angeschlossenen Windpark mit einer Leistung von über 30 MW und einer Residualstrommendeckung über Netz realisiert werden.

Die Betriebsweise der Öfen erfordert eine möglichst konstante Versorgung mit Wasserstoff um die Qualität der Brennprodukte gleichbleibend hoch zu halten. Es bedarf daher einer Risikomilderung in Form eines Wasserstoff-Speichers, aus dem eine Versorgung der Brennprozesse von mindestens 12h gewährleistet werden kann, gleichbedeutend einer Kapazität von etwa 1.000 kg_{H₂}.

Im Rahmen einer ganzheitlichen Systembetrachtung wurde die Möglichkeit der Abwärmenutzung der Elektrolyseanlage in Betracht gezogen. Durch die Verfügbarkeit eines kommunalen Nahwärmenetzes am Standort besteht grundsätzlich eine Potenzielle Senke für die anfallenden Wärmemengen.

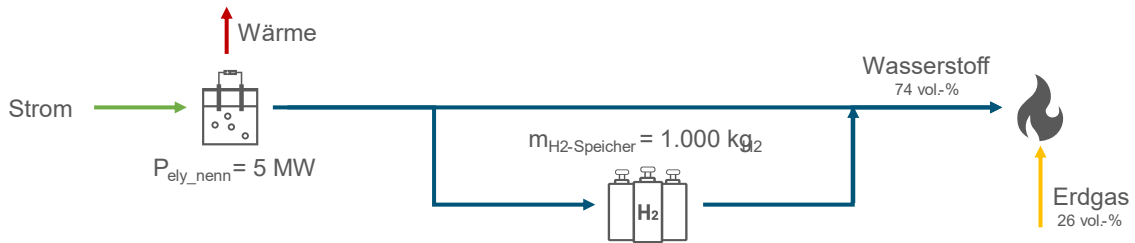


Abbildung 1: Grundkonzept Industrieanlage

2. ANALYSEERGEBNISSE

Auf Basis der gegebenen Nebenbedingungen wurde die Versorgung, Speichergang und Betriebsweisen analysiert. Entsprechend historischer Daten zeigte sich, dass die vorgesehene Stromversorgung bis zu 90% aus Windenergie und PV gedeckt werden kann, wobei berücksichtigt wurde, dass die Photovoltaikanlage zunächst die Eigenbedarfe des Betriebs deckt (siehe Abbildung 2). Die starke Wind-Überproduktion muss im Gesamtbild durch einen Strukturierer vermarktet werden. Die langfristige Strompreisprognose über die Abschreibungsdauer der Anlage lag im Mittel bei 66 EUR/MWh.

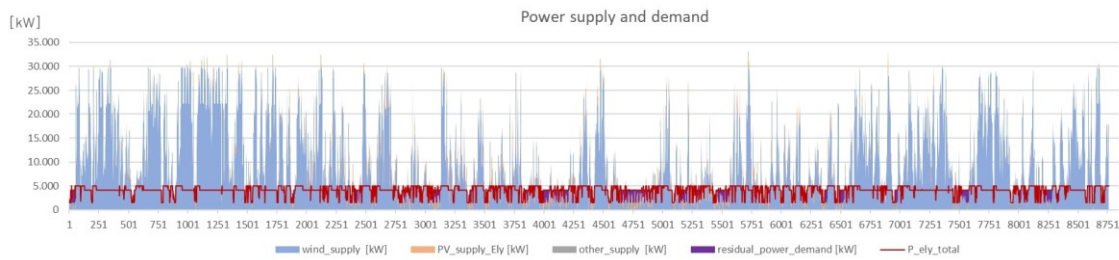


Abbildung 2: Stromversorgung der Elektrolyse

Bei dem dargelegten Verhältnis von H₂-Bedarf und Leistung der Elektrolyseanlage, ergibt sich zwangsläufig mit über 7.000 h eine sehr hohe Vollaststundenzahl (vgl. Abbildung 3). Daran gemessen und an der Tatsache, dass nur wenig Lastwechsel im Betrieb auftreten, wurde als Technologieempfehlung die alkalische Elektrolyse gegeben. Neben einer Wartungsintegration in den laufenden Betrieb und signifikant geringeren Investitionskosten trägt diese zur Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems bei.

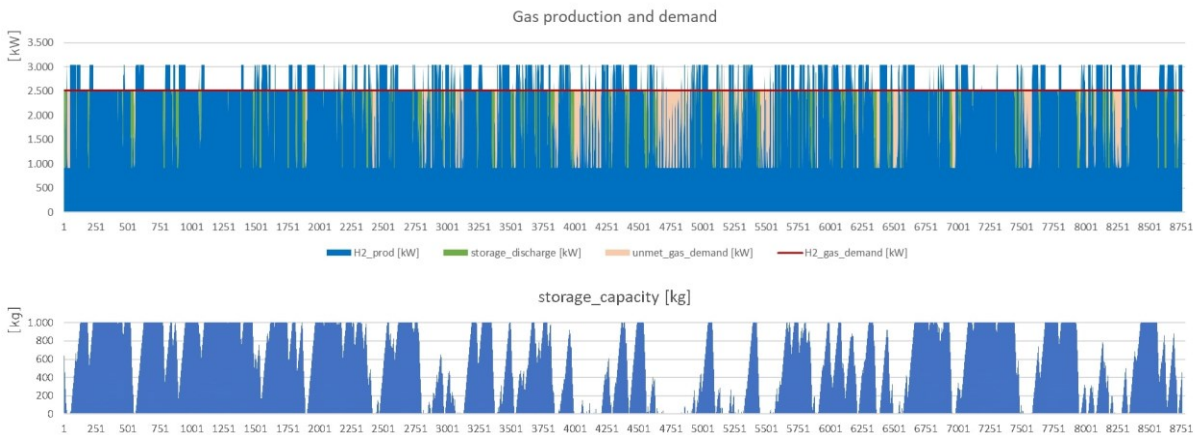


Abbildung 3: oben: H₂-Produktion und Bedarf (unbereinigt) / unten: Speicherverlauf

30. Energie-Symposium

In der Gesamtschau ergab Analyse bei der Produktion der für den Brennprozess notwendigen 22 GWh Wasserstoff Kosten in Höhe von 4,16 EUR/kg_{H₂} (bzw. 12,47 ct/kWh). Die Analyse der Wärmenutzung ergab eine sehr gute Integrationsfähigkeit in das bestehende Nahwärmenetz. So lässt sich nahezu die komplette Abwärme (ca. 7.500 MWh nutzbare thermische Energie) in das Netz einspeisen und trägt zu einer Reduktion um etwa 0,45 EUR/kg bei den LCOH bei. Der gesamte Brennstoffmix aus Erdgas und Wasserstoff erzeugt in dieser Konfiguration Kosten von 9,72 ct/kWh. Die bisherigen Kosten des Erdgases betragen (ohne CO₂-Bepreisung) vor der Energiekrise 2022 etwa 3 ct/kWh. Im Folgenden wird daher die Wirtschaftlichkeitsbewertung über einen Zeitraum von 20 Jahren dargelegt.

3. WIRTSCHAFTLICHKEITSBEWERTUNG

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse und -bewertung wurde auf Grundlage eines Kostenvergleichs durchgeführt. Das Basisszenario stellt die Versorgung der Brennöfen mit 100% Erdgas dar. Hierbei wurden keine Investitions- oder Wartungskosten berücksichtigt. Brennstoffkosten und Preise für den Kauf von Emissionszertifikaten wurden entsprechend eines zeitlichen Verlaufs dynamisch kalkuliert (Abbildung 4). Dem gegenüber stehen Szenarien bei denen die o.g. Beimischquote von Wasserstoff berücksichtigt wurde. Neben allen Investitions-, Betriebs- und Finanzierungskosten, wurde ein Stack-Replacement nach 10 Betriebsjahren angenommen. Die verbleibenden Erdgasmengen und CO₂-Emissionen wurden entsprechend des dynamischen Verlaufs bepreist. Innerhalb der Wasserstoffsznarien wurden Unterscheidungen hinsichtlich des CO₂-Preispfads und der Förderung getroffen. So enthalten die Szenarien der Gruppe 1 einen konservativeren Preispfad mit einem Anstieg auf 300 EUR/t_{CO₂aq} in 2045¹, Gruppe 2 entsprechend der notwendigen Kosten für eine Klimaneutralität in 2045 einen deutlich progressiveren Preispfad mit 480 EUR/t_{CO₂aq} in 2045 [1]. Die Szenarien der Gruppe a) wurden wiederum mit einer nicht rückzahlbaren 40%-igen Investitionskostenförderung gerechnet; Gruppe b) nutzt die Annahme einer erfolgreichen Teilnahme an den Ausschreibungen zur geplanten European Hydrogen Bank und wird über 15 Jahre mit 2 EUR/kg_{H₂} gefördert.

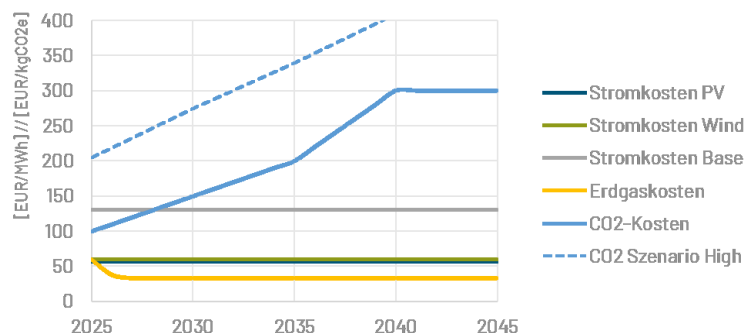


Abbildung 4: Verlauf der betrachteten Kosten

In den Ergebnissen zeigt sich ein differenziertes Bild: Zunächst kann grundsätzlich bestätigt werden, dass eine Investitionskostenförderung weniger starken Einfluss auf die LCOH hat als eine Betriebskostenförderung. Abbildung 5 zeigt die Sensitivitäten gegenüber dem mittleren Strompreis. Erwartbar sind die Wasserstoffgestehungskosten proportional stark abhängig von den Stromkosten und erreichen lediglich bei mittleren Kosten von unter 60 EUR/MWh mit Betriebskostenförderung oder gar mittleren Kosten von unter 50 EUR/MWh mit Investitionskostenförderung die Grenzen der maximalen Zahlungsbereitschaft des Ziegelherstellers.

¹ Auf Basis einer internen Abschätzung durch den Ziegelhersteller

30. Energie-Symposium

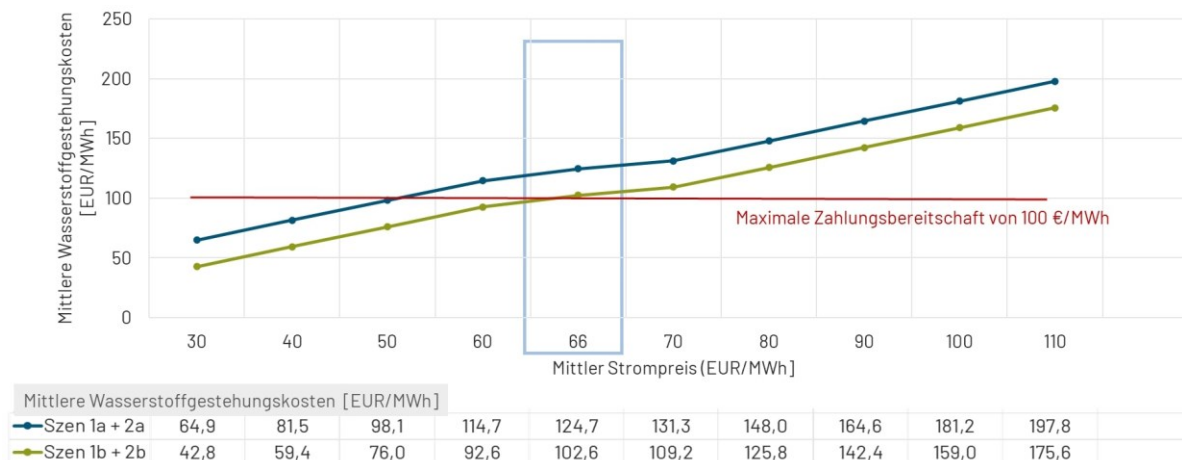


Abbildung 5: Sensitivität der mittleren Wasserstoffgestehungskosten (LCOH)

Diese, für ein Betriebsjahr, statische Betrachtung relativiert sich teilweise in der Analyse über die komplette Projektlaufzeit von hier 20 Jahren. Die mittleren Brenngasbereitstellungskosten (CH₄ – H₂ Gemisch) über die Projektlaufzeit liegen bei Annahme des konservativen CO₂-Preisfad und Erdgaskosten nach durchschnittlichen THE Natural Gas Futures (mit konstanten Preis nach 2028 entsprechend [2])² in allen Förderregimen bis 2038 über den zu erwartenden Kosten einer traditionellen reinen Erdgasfeuerung der Öfen. Lediglich die Betriebskostenförderung von 2 EUR/kg_{H₂} bei einem durchschnittlichen Windstrom PPA von 60 EUR/MWh erreicht nach 2038 günstigere Brennstoffkosten im Vergleich zur reinen Erdgasfeuerung (blau gestrichelte Linie in Abbildung 6).

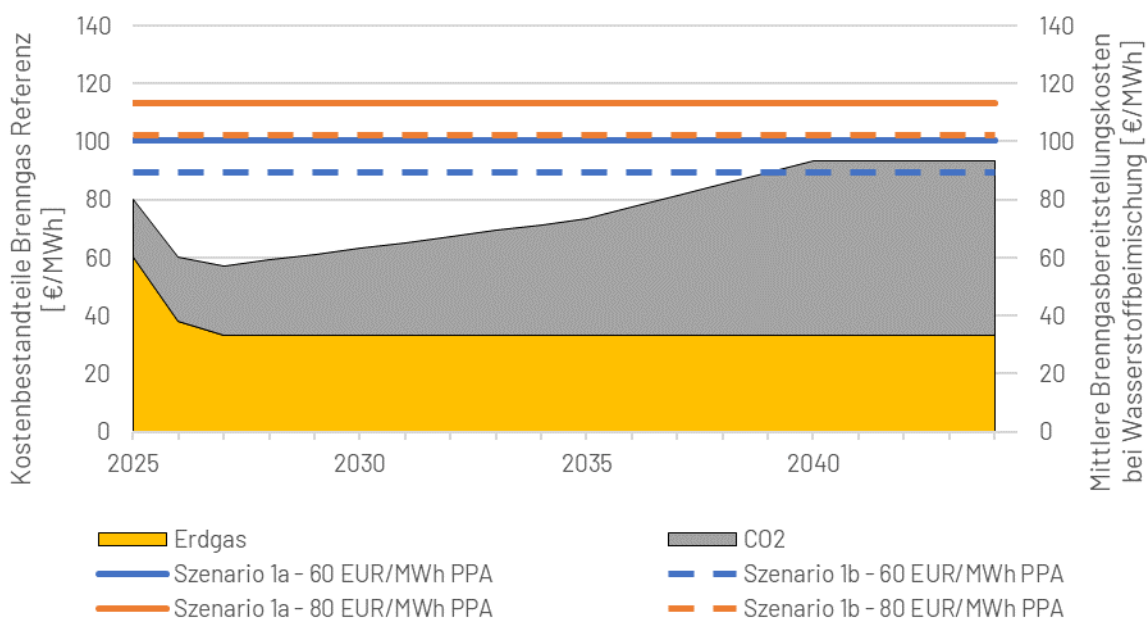


Abbildung 6: Brenngaskosten mit H₂ Beimischung im Vergleich zum Referenzfall – Szenarienfamilie 1

² Zum Stand 02.10.2023

30. Energie-Symposium

Der Verlauf beim progressiven CO₂-Preisfad zeigt, dass alle Betrachteten Szenarien spätestens im letzten Betrachtungsjahr günstiger als die Referenz sind (Abbildung 7). Durch die späte Erreichung der Kostenparität ist allerdings auch, trotz Förderung, ohne eine Mehrkostenbereitschaft hier keine direkte Wirtschaftlichkeit zu realisieren.

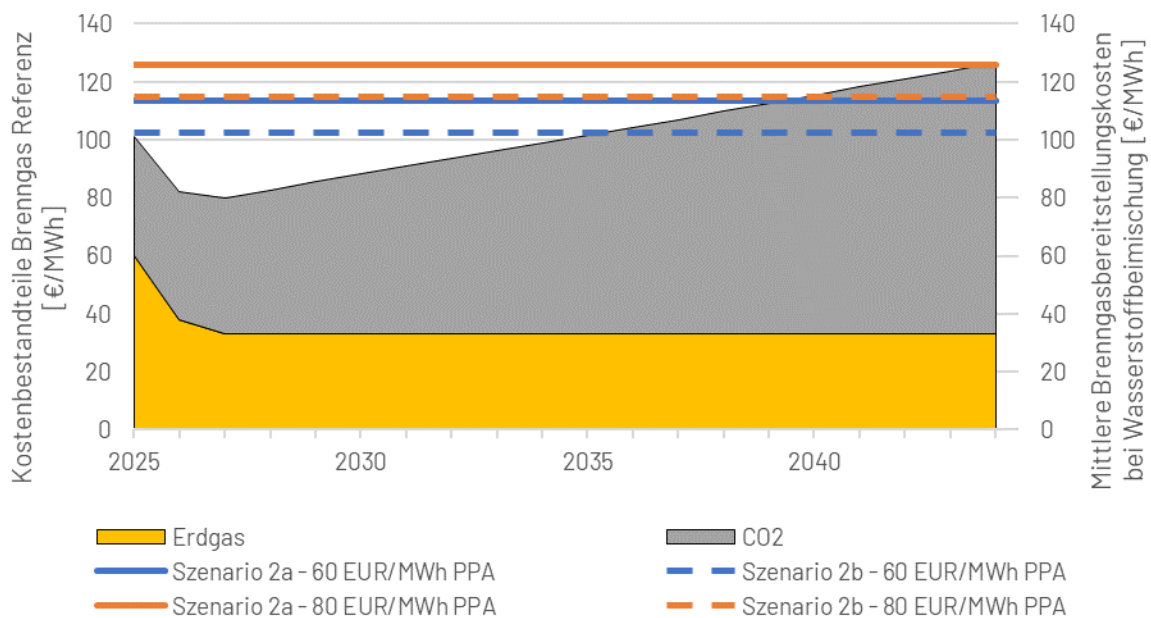


Abbildung 7: Brenngaskosten mit H₂ Beimischung im Vergleich zum Referenzfall – Szenarienfamilie 2

4. AUSBLICK

Die Analysen zeigen, dass der Einsatz von (grünem) Wasserstoff in der thermischen Nutzung für Brennprozesse im Allgemeinen und für die Ziegelindustrie im Speziellen unter aktuellen Annahmen, Förderregimen und Gesetzgebungen keine wirtschaftliche Alternative zu erdgasbetriebenen Prozessen darstellt. Der russische Angriffskrieg auf die Ukraine und die damit verbundenen Energieunsicherheiten trieben sowohl Strom- als auch Gasmärkte in ungekannte Höhen. Prognosen sind dadurch erschwert, denn nach wie vor sind Strompreise nicht auf dem Niveau von vor 2022. In der Praxis ist das Zusammenspiel der Parameter Beimischquote, Erdgaspreis, CO₂-Preis und Strombezugskosten für einen Projekterfolg entscheidend. Ein längerfristiger Anstieg der Erdgaspreise kann die Versorgung mit Wasserstoff allerdings wieder in attraktive Nähe rücken lassen. Den gleichen Effekt können langfristige, auf Betriebskosten ausgerichtete Förderprogramme haben. Am Ende nämlich steht die Frage nach der Priorität für die Dekarbonisierung der Wirtschaft auf allen Ebenen und der Spagat zwischen Klimaschutz sowie sozialen und wirtschaftlichen Belangen.

5. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Pietzcker, R. C., Feuerhahn, J., Haywood, L., Knopf, B., Leukhardt, F., Luderer, G., Osorio, S., Pahle, M., Rodrigues, R., Edenhofer, O. (2021): Notwendige CO₂-Preise zum Erreichen des europäischen Klimaziels 2030, (Ariadne-Hintergrund), Potsdam : Potsdam Institute for Climate Impact Research, 20 p. <https://doi.org/10.48485/pik.2021.007>
- [2] EEX, THE Natural Gas Futures (2023), abgerufen am 02.10.2023 von <https://www.eex.com/de/marktdaten/erdgas/futures>

SYSTEMATISCHE ANALYSE UND OPTIMIERUNG VON WÄRMEVERSCHUBSYSTEMEN (EIN BESTANDTEIL DES HYDRAULISCHEN ABGLEICH), POSITIVE EFFEKTE UND NOTWENDIGE GRUNDLAGE FÜR DIE ANWENDUNG VON ALTERNATIVEN EFFIZIENTEN WÄRMEQUELLEN

Dipl. Ing. (FH) Henry Schwarz

Energieberatung MV, Rostock

ABSTRACT

Als Ersatz für fossile Brennstoffe müssen zukünftig immer mehr alternative Wärmequellen zur Anwendung kommen. Dabei liegt ein Fokus unter anderem auf Niedertemperaturwärmequellen bzw. je niedriger die notwendige Temperatur der Wärmesenke, je größer ist der Anwendungsbereich möglicher anzuwendender Wärmequellen bzw. je effizienter arbeiten potentielle zur Anwendung kommende Wärmequellen. Grundlage für diese Anwendungen sind systematisch optimierte Wärmeverschubsysteme bzw. diese systematische Optimierung ist ein Bestandteil des hydraulischen Abgleich.

1. EINLEITUNG

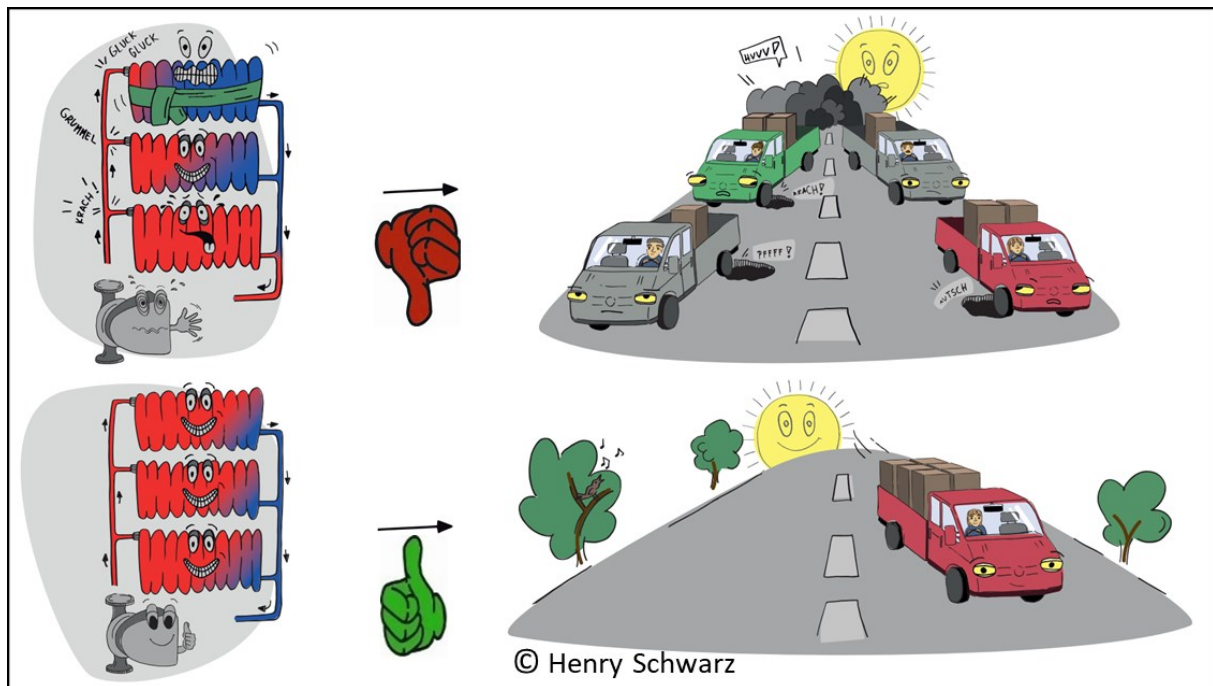
Um diese positiven Wechselwirkungen bestimmungsgemäß zu generieren, müssen die hydraulischen Systeme (Wärmeverschubsysteme) entsprechende Rücklauftemperaturen liefert bzw. es müssen die Wärmesenken mit entsprechenden Regelungen / Automatisierung ausgerüstet sein. Diese Analyse und Planung zu notwendigen Veränderungen sind ein primäres Portfolio der Energieberatung MV.

Die Erfahrung vergangener Projekte quer durch diverse Anwendungen hat bisher ergeben, dass wenige Unternehmen effiziente Wärmeverschubsystemen bzw. effiziente Wärmesenken betreiben. Des Weiteren darf erwähnt werden, dass die Grundlagen für effiziente Wärmeverschubsysteme (Heizwärme) auch für Kältesysteme (Kaltwasser) anzuwenden ist. In allen Fällen sind erhebliche Effizienzpotentiale vorhanden, welche über die unterschiedlichsten Unternehmen / Prozesse nur darauf warten gehoben zu werden.

Die Einsparpotentiale im Bilanzbereich Wärmeverschubsystem, Wärmequelle und Wärmesenke betragen typischerweise um 15% bis 30%. Im Einzelfall können diese auch höher sein, wenn sich mit den reduzierten / optimierten Temperaturen im Wärmeverschubsystem vorhandene und bis dato ungenutzte Wärmequelle (Abwärme aus diversen Prozessen) nutzen lassen. Die Amortisationszeiten betragen typischerweise 1 bis 3 Jahre

Als anschaulichen Vergleich betrachten wir das Wärmeverschubsystem mal als Logistikunternehmen (Achtung: Das soll ausschließlich als anschaulicher Vergleich dienen!).

30. Energie-Symposium



Ein Logistikunternehmen ohne eine optimierte Fahrtstreckenlogistik, schickt mehrere teilbeladene Transporter los -> was im analogen Vergleich ein ineffizientes Wärmevereschubsystem (kleine Temperaturdifferenz) darstellt. Im Vergleich dazu ein systematisch optimierter Logistikprozess, welcher seine Abläufe und Fahrtstrecken so optimiert, dass nur ein Transporter mit voller Beladung losfährt. Das wiederum stellt im Vergleich das systematisch optimierte Wärmevereschubsystem (größere Temperaturdifferenz) dar

Die Vorteile sind nun deutlich greifbarer:






Deutlich reduzierter Volumenstrom (Wärme oder Kälte), damit Reduzierung Pumpenenergie, Reduzierung Verluste, deutlich geringerer Verschleiß aller Bauteile	Nicht vier Transporter, sondern nur einer, damit deutlich reduzierter Logistikaufwand.
Vergrößerung der Temperaturdifferenz zwischen Vorlauf und Rücklauf.	Was einer maximalen Ausnutzung der Transportfläche entspricht.
Die notwendigen Pumpen und sonstige Anlagentechnik im Wärmevereschubsystem deutlich kleiner ausfallen kann und damit eine optimierte Ersatzinvestition einhergeht.	Anlog an weniger Bedarf an zukünftigen Transportern

30. Energie-Symposium

Zusammenfassend ergeben sich die folgenden positive Effekte innerhalb des Wärmeverschiebungssystems mit den Wärmequellen und Wärmesenken:

- alle Wärmesenken nur die Menge an Medium (z.B. Heizwasser) bekommen, welche diese benötigen (weder eine Überversorgung noch eine Unterversorgung)
- der Verbrauch an elektrischer Pumpenenergie deutlich reduziert hat
- ein deutlich geringerer Verschleiß an der gesamten Anlage
- die Temperaturdifferenzen deutlich erhöht haben
- die Rücklauftemperaturen deutlich reduziert haben
- die Wärmequelle mit einem deutlich höheren Nutzungsgrad arbeiten kann
- Niedertemperaturwärmequellen (Prozessabwärme) nutzbar wird

Und am Schluss die entscheidende Frage jedes unserer Kunden „LOHNT SICH DAS“ am Beispiel eines aktuellen und typischen Industrieprozesses.

	Zustand vor Optimierung	Zustand nach Optimierung
Thermische Energie in kWh/a und (%)	ca. 6.000 MWh (100%)	ca. 5.000 MWh (83%)
Reduzierung / Einsparung thermische Energie in kWh/a und (%)	1.000 MWh (17%) 	
Damit zu versorgende Haushalte pro Jahr (~ 20.000 kWh/a)	50 	
Reduzierung /Einsparung CO2 in kg/a (0,2 kg/kWh in 2021)	200.000 kg/a 	
Reduzierung /Einsparung Erdgaskosten in EURO (0,05 €/kWh, bzw. 0,15 €/kWh in 2022)	50.000 €/a (150.000 €/a) 	
Amortisation (bei ca. 100.000 € Investitionskosten Umbau systematische Optimierung)	0,6 Jahre (1,5 Jahre) 	

Fazit unseres Kunden: „DAS HAT SICH MAL WIEDER GELOHNT“.

Auch Ihr Unternehmen hat vergleichbare Aufgaben zu lösen? Wir sind auf diese zu lösenden Aufgaben spezialisiert und setzen diese gerne für Sie um, so dass es sich auch für Ihr Unternehmen „GELOHNT“ hat.

STAND DER ERPROBUNG VON BRENNSTOFFZELLENBUSSEN UND IHREN WASSERSTOFFTANKSTELLEN

Katharina Buss¹, Stefan Eckert², Vanessa Roderer², Klaus Stolzenburg¹

¹ Ingenieurbüro PLANET GbR, Oldenburg (Oldb.), k.stolzenburg@planet-energie.de

² Sphera Solutions GmbH, Leinfelden-Echterdingen, VRoderer@sphera.com

ABSTRACT

Brennstoffzellenbusse werden seit rund 20 Jahren in zunächst kleinen bis inzwischen auch mittelgroßen Flotten erprobt. Mit europäischer Förderung laufen derzeit Demonstrationsprojekte mit rund 300 Fahrzeugen an 16 Standorten in 6 Ländern.

Der Artikel bietet einen Zwischenstand zur Analyse der Leistungsfähigkeit von Brennstoffzellenbussen und Wasserstofftankstellen auf der Basis von Betriebsdaten. Dabei werden auch Vergleiche mit den Ergebnissen abgeschlossener Projekte gezogen. Diskutiert werden hier die Verfügbarkeit der Busse, ihre Laufleistung und der spezifische Kraftstoffverbrauch sowie die Verfügbarkeit der Tankstellen und die abgegebenen Wasserstoffmengen.

Insgesamt zeigen die Busse ein positiveres Bild als die Wasserstofftankstellen. Die Verfügbarkeit der Tankstellen wird teilweise durch Probleme mit Komponenten verursacht, die auch nach 20 Jahren ungelöst erscheinen.

1. EINLEITUNG

Zum Arbeitsprogramm der Projekte JIVE und JIVE 2 (2017 – 2024 bzw. 2018 – 2025) gehört es

- in 16 Städten und Regionen aus 6 europäischen Ländern Wasserstofftechnologien zu erproben (Abbildung 1)
- dabei rund 300 Brennstoffzellenbusse (BZ-Busse) und ihre Wasserstofftankstellen einzusetzen
- die weitere Verbreitung von BZ-Bussen in größeren Flotten zu unterstützen
- die Leistungsfähigkeit der Busse und Tankstellen zu validieren.

Teil der Arbeiten zur Validierung ist das „Performance Assessment“ anhand von Betriebsdaten, dessen Zwischenergebnisse in diesem Artikel auszugsweise vorgestellt werden (Daten bis Ende Juni 2023). Zu den weiteren Validierungsaktivitäten gehören ein Umwelt- und Kostenvergleich zwischen BZ- und Batteriebusen [1] und die Dokumentation von „Best Practice“ [2].

Diskutiert werden hier:

- die Verfügbarkeit der Busse (Availability of the FCBs / Fuel Cell Buses)
- die Laufleistung (Distance Travelled)
- der spezifische Kraftstoffbedarf (Specific Fuel Consumption) einschließlich des Einflusses der Umgebungstemperatur
- die vertankten Wasserstoffmengen (Hydrogen Dispensed)
- die Verfügbarkeit der Tankstellen (Availability of the HRSs / Hydrogen Refuelling Stations)

Aus Gründen der Vertraulichkeit sind die Ergebnisse im Folgenden so aggregiert, dass keine Rückschlüsse auf einzelne Standorte möglich sind, soweit die Informationen nicht ohnehin bereits öffentlich zugänglich sind.

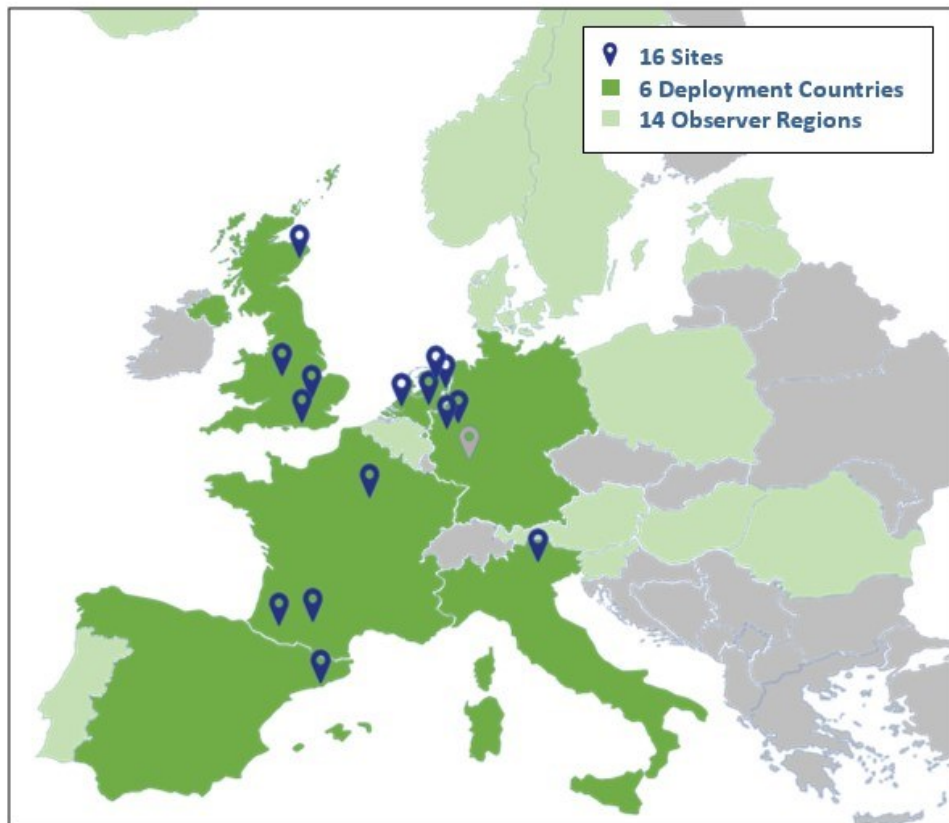


Abbildung 1: Standorte in den Projekten JIVE, JIVE 2 und MEHRLIN (Aberdeen, Auxerre, Barcelona, Birmingham, Bozen, Brighton, Emmen, Gelderland, Groningen, Region Köln, London, Pau, Süd-Holland, Toulouse, Wiesbaden und Wuppertal) sowie Länder mit Beobachter-Regionen.

Die örtlichen Flotten umfassen 5 bis 54 BZ-Busse. Zum Einsatz kommen einstöckige 12 m-Solobusse, Doppeldecker (in Großbritannien) sowie an einem Standort straßenbahnähnliche 18 m-Gelenkbusse. Die Wasserstofftankstellen wurden zum Teil aus einem weiteren Projekt namens MEHRLIN gefördert (Projektende 30. Juni 2023).

Bis Ende Juni 2023 legten die Busse rund 13 Millionen km zurück. In über 63.000 Tankvorgängen wurden mehr als 1 Million kg Wasserstoff abgegeben.

2. LEISTUNGSFÄHIGKEIT DER BUSSE

2.1 Verfügbarkeit

Abbildung 2 bietet einen Vergleich der Bus-Verfügbarkeit in den größeren Projekten zur Erprobung von Brennstoffzellenbussen seit 2001. Die Kastengrafiken zeigen jeweils die Maximal- und Minimalwerte, die beiden mittleren Quartile und, als waagrechte Linie, den Median.

Die BZ-Busse bis 2009 in den Projekten CUTE und HyFLEET:CUTE waren noch nicht hybridisiert, d. h. es gab keine Batterie zur Unterstützung der Brennstoffzelle und keine Möglichkeit zur Rückgewinnung von Bremsenergie. Da pro Standort stets zwei Monteure der Hersteller anwesend waren, um Probleme zu beheben, war die Verfügbarkeit vergleichsweise hoch.

30. Energie-Symposium

Ein signifikanter Vergleich ist daher vor allem zwischen dem Projekt CHIC mit der ersten Generation hybridisierter BZ-Busflotten (2010 bis 2016) und JIVE/JIVE 2 (seit 2017/18) möglich. Abbildung 2 zeigt eine deutliche Verbesserung der Bus-Verfügbarkeit in den aktuellen Projekten. Einzelne Standorte erreichen mehr als 99%, während nicht alle an das Ziel von > 90% herankommen.

Ausfallzeiten werden zumeist nicht von Komponenten verursacht, die dem Brennstoffzellenantrieb zuzuordnen sind, sondern Auslöser sind häufig konventionelle Bauteile. Längere Ausfallzeiten entstanden z.B. dadurch, dass ein Hersteller u.a. die Halterungen für die Wasserstofftanks verstärken musste, da die Vibrationen in Bussen ohne Dieselmotor unterschätzt worden waren. Bei einem anderen Fabrikat mussten die Klimaanlage getauscht werden.

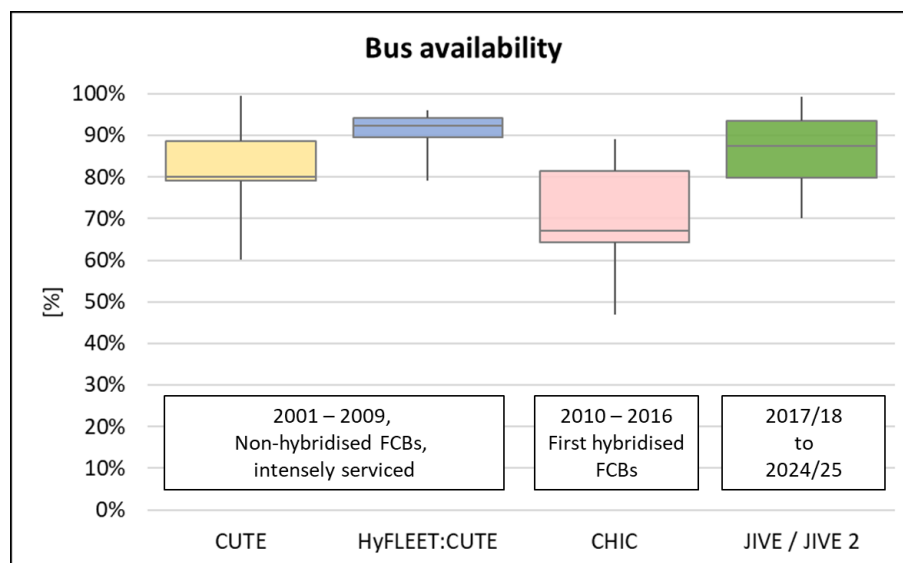


Abbildung 2: Verfügbarkeit der Busse in JIVE/JIVE 2 im Vergleich mit früheren Projekten. (Daten der Vorläuferprojekte aus [3, 4, 5])

2.2 Laufleistung

Die Busse haben gezeigt, dass 500 km pro Tag bzw. ohne Zwischenbetankung zurückgelegt werden können. Aus Abbildung 3 geht hervor, dass an einigen Standorten die mittlere tägliche Laufleistung mindestens eines Buses sogar über diesem Wert liegt (im Einzelfall mit einem Tankstopp).

Geringere Laufleistungen resultieren aus den örtlichen Einsatzbedingungen, also nicht aus Beschränkungen, die sich aus dem Wasserstoff-/Brennstoffzellenantrieb ergeben. Insgesamt erfüllen die Fahrzeuge die Erwartungen der Betreiber.

2.3 Spezifischer Kraftstoffbedarf

Abbildung 4 zeigt, wie sich der Kraftstoffbedarf pro 100 km Laufleistung entwickelt hat. Von CUTE zu HyFLEET:CUTE wurde zunächst der nicht-hybridisierte Antrieb optimiert. Ein Effizienzsprung ergab sich durch die Hybridisierung im Projekt CHIC. Im Rahmen von JIVE/JIVE 2 werden noch einmal deutlich geringere Werte von bis zu 6,5 kg/100 km erreicht. Damit wird das Projektziel von 9 kg/100 km für Solobusse in der Regel deutlich unterboten, selbst von den Doppeldeckern. Auch die 18 m-Fahrzeuge unterschreiten das Ziel von 14 kg/100 km klar.

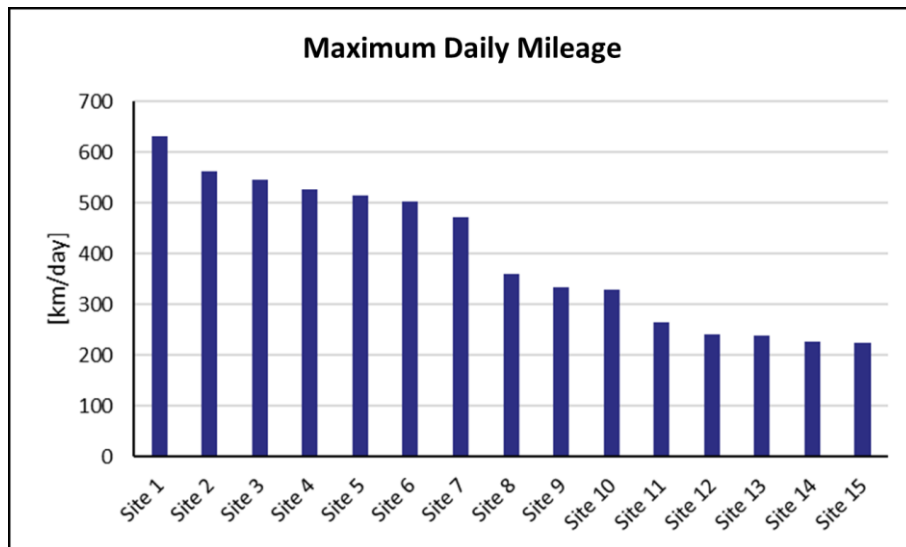


Abbildung 3: Mittlere tägliche Laufleistung des Buses mit dem höchsten Wert je Standort.

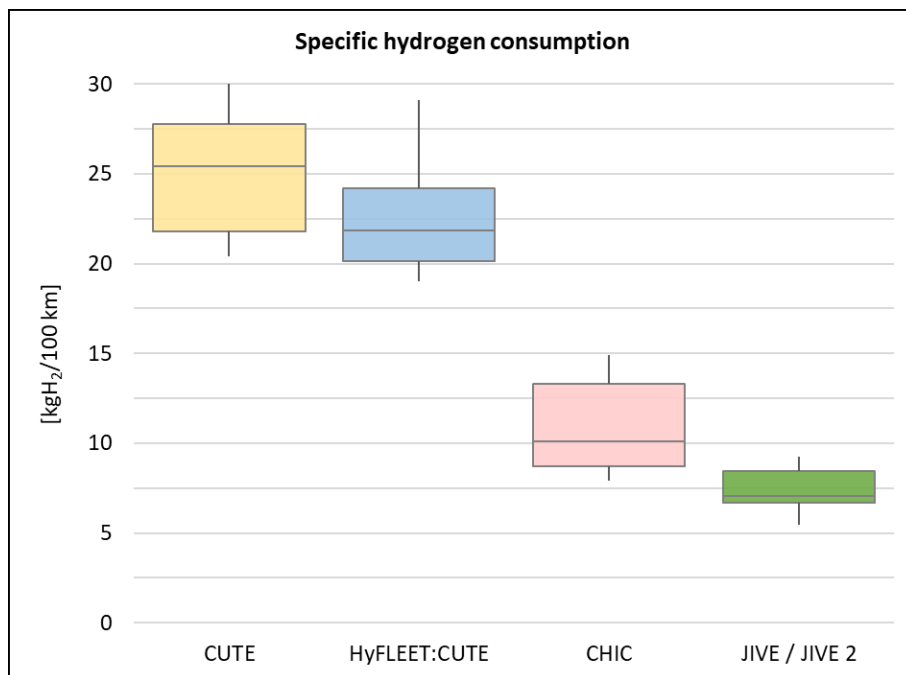


Abbildung 4: Entwicklung des spezifischen Kraftstoffbedarfs von Projekt zu Projekt. Seit CHIC sind die Antriebe hybridisiert.

Aus Abbildung 5 ist der saisonale Einfluss der Umgebungstemperatur auf den Kraftstoffverbrauch beispielhaft zu ersehen. Für zwei Standorte mit Fahrzeugen ohne Klimaanlage (also ohne Energiebedarf für Kühlung im Sommer) wird der Einfluss des Heizenergiebedarfs deutlich: Der Verbrauch variiert über das Kalenderjahr um ca. $\pm 1 - 2$ kg/100 km bzw. $\pm 15 - 20\%$.

30. Energie-Symposium

2.4 Zwischenfazit

Aufgrund der positiven Erfahrungen mit den BZ-Bussen haben sich einige Standorte entschlossen, weitere Fahrzeuge dieses Typs zu beschaffen. Hervorzuheben ist hier der Regionalverkehr Köln, der über die 50 in JIVE bzw. JIVE 2 geförderten Busse hinaus bereits Verträge für bis zu 100 weitere Einheiten geschlossen hat. Andererseits wurde die Erweiterung der Flotte an einem anderen Standort zurückgestellt, weil es erhebliche Probleme mit der Wasserstofftankstelle gab (siehe folgenden Abschnitt).

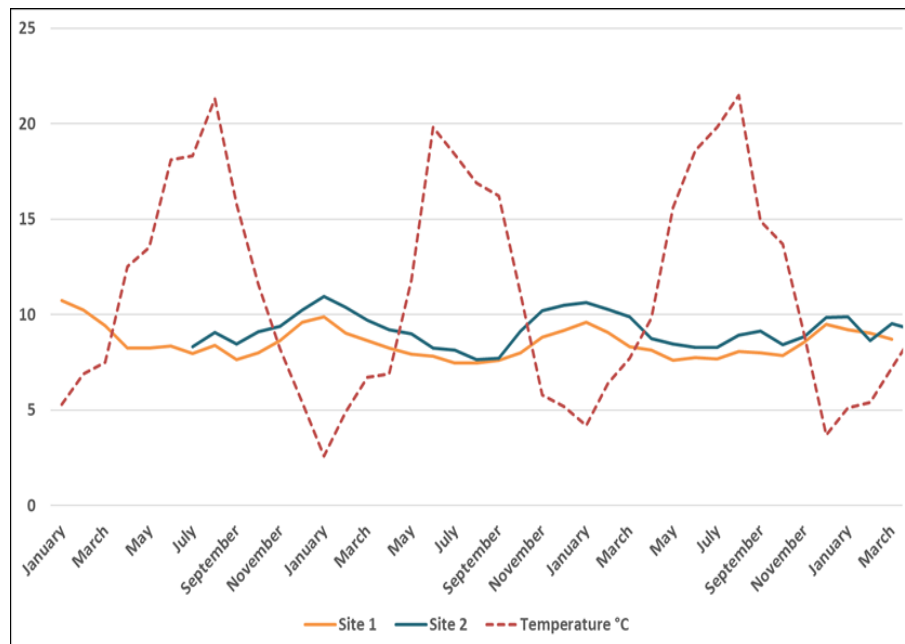


Abbildung 5: Einfluss der Umgebungstemperatur auf den Kraftstoffbedarf am Beispiel von zwei Standorten mit Fahrzeugen ohne Klimaanlage.

3. LEISTUNGSFÄHIGKEIT DER WASSERSTOFF-TANKSTELLEN

3.1 Vertankte Wasserstoffmengen

Bis Mitte 2023 wurden an 18 Tankstellen mehr als 1 Million kg Wasserstoff abgegeben. Die zeitliche Entwicklung ist in Abbildung 6 dargestellt. Die Quartalswerte für 2020 sind gering, da – bedingt durch die Corona-Pandemie – erst wenige Fahrzeuge in Betrieb waren bzw. gingen und die Laufleistungen häufig geringer waren als sonst üblich. In 2021 begann ein deutlicher Anstieg, unterbrochen von einem Rückgang im 1. Quartal 2022. Letzterer war bedingt durch:

- Probleme mit den Bussen an mehreren Standorten, insbesondere bedingt durch Nachrüstungen wegen der unerwartet starken Vibrationen
- Probleme an mehreren Tankstellen, die in einigen Fällen den Busbetrieb länger zum Erliegen brachten
- steigende Energie- bzw. Wasserstoffpreise nach dem Angriff auf die Ukraine, weshalb einige Betreiber den Einsatz ihrer BZ-Busse reduzierten.

Seit dem 2. Quartal 2022 steigen die Werte wieder nahezu stetig, auch bedingt durch die Inbetriebnahme weiterer Busse. Die Tankstellen stoßen in der Regel nicht an ihre Kapazitätsgrenzen: Durch den unerwartet niedrigen spezifischen Kraftstoffbedarf der Busse und die zeitweise geringeren Laufleistungen als geplant sind einige der Tankstellen zeitweise erheblich unterausgelastet.

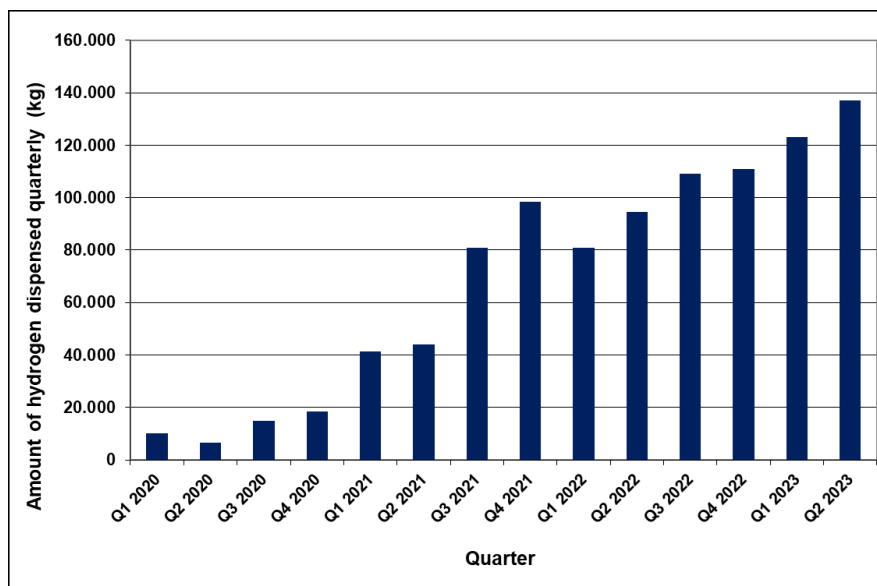


Abbildung 6: Vertankte Wasserstoffmengen pro Quartal als Summe aller Standorte.

3.2 Verfügbarkeit

Das Mindestziel für die Verfügbarkeit der Wasserstofftankstellen in JIVE, JIVE 2 und MEHRLIN ist > 98%, wobei 99% angestrebt werden. Dabei bleiben Zeiten der Nichtverfügbarkeit für planmäßige Wartung unberücksichtigt.

Abbildung 7 zeigt, dass dieses Mindestziel von weniger als der Hälfte der Standorte erreicht wird. Im Projekt CHIC waren die Tankstellen im Mittel deutlich höher verfügbar, bei einem Zielwert von ebenfalls > 98%.

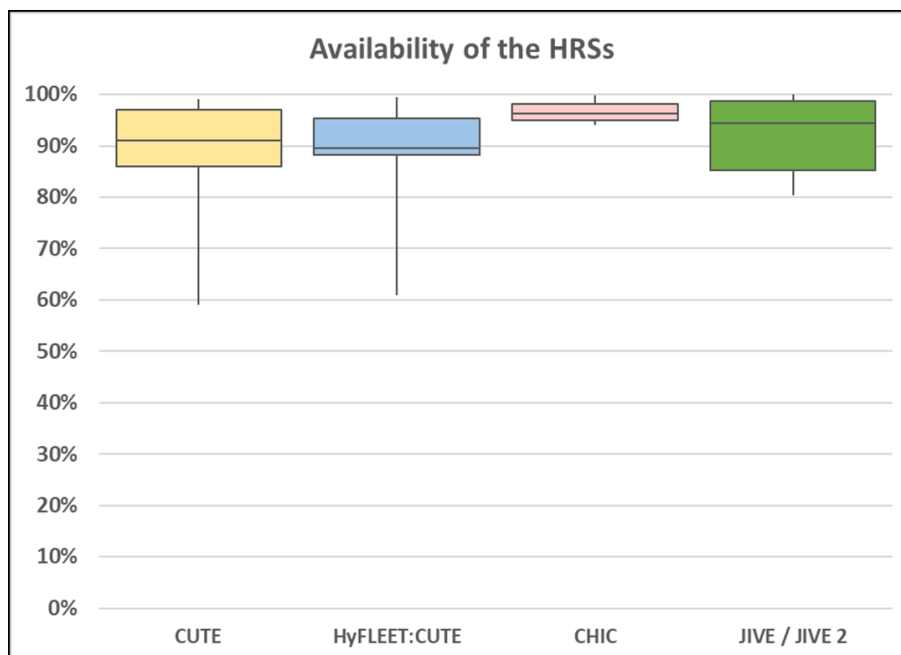


Abbildung 7: Verfügbarkeit der Tankstellen in JIVE/JIVE 2/MEHRLIN im Vergleich mit früheren Projekten. (Daten der Vorläuferprojekte aus [5, 6, 7])

30. Energie-Symposium

Die Ursachen für geringe Verfügbarkeiten lassen sich, aus der Perspektive der Betankungseinheit, in zwei Bereiche aufgliedern:

- Externe Gründe bedeuten, dass die Wasserstofferzeugung vor Ort ausgefallen ist oder die Anlieferung von Wasserstoff nicht rechtzeitig erfolgt ist oder beides, so dass keine Betankungen möglich sind. Dies ist an zahlreichen Tankstellen zeitweise eingetreten.
- Interne Gründe bedeuten, dass wegen technischer Probleme keine Betankungen möglich sind. Davon sind alle Tankstellen betroffen, wenn auch in deutlich unterschiedlichem Maße.

Dabei haben sich die wesentlichen Ursachen für Ausfälle von Wasserstofftankstellen für Busse aus internen Gründen in den letzten 20 Jahren kaum verändert. Sie umfassen insbesondere Probleme mit

- Wasserstoffkompressoren
- den Komponenten zur Betankung, insbesondere den Füllkupplungen mit ihren empfindlichen Infrarot-Sensoren zur Datenübertragung vom Bus an die Tankstelle
- der Qualität bzw. Schnelligkeit des Hersteller-Services, d.h. Ausfälle wären z.T. vermeidbar gewesen oder dauern unnötig lange.

Hinzu kommen, nach dem Wechsel zu Typ-4-Tanks auf den meisten Bussen der aktuellen Generation, Herausforderungen bei der Vorkühlung des Wasserstoffs zur Gewährleistung einer hinreichend schnellen und vollständigen Befüllung, bedingt durch Softwareprobleme und fehlende anerkannte Betankungsprotokolle.

Die Partner des JIVE/JIVE 2/MEHRLIN-Konsortiums sehen die Gefahr, dass die breite Einführung von BZ-Bussen wegen eines Mangels an verlässlicher Betankungsinfrastruktur scheitern könnte.

4. ZUSAMMENFASSUNG

Die Erprobung der BZ-Busse und Wasserstofftankstellen in den Projekten JIVE, JIVE 2 und MEHRLIN wurde bzw. wird durch eine Reihe externer Faktoren negativ beeinflusst. Dazu gehören die Corona-Pandemie, gestiegene Wasserstoffpreise und Probleme mit der Wasserstoffbelieferung.

Positiv ist festzuhalten, dass einige Standorte sich aufgrund guter Erfahrungen bereits vor Projektabschluss entschieden haben, ihre BZ-Bus-Flotte zu erweitern.

Die Busse zeigen insgesamt eine bessere Leistungsfähigkeit als die Fahrzeuge der Vorgängergeneration, auch wenn bislang nicht an allen Standorten die Zielwerte wie eine Verfügbarkeit von mindestens 90% erreicht werden. Insbesondere ist die in JIVE/JIVE 2 deutlich verbesserte Effizienz der Busse hervorzuheben.

Bei der Verfügbarkeit der Wasserstofftankstellen ist bisher keine generell positive Entwicklung zu erkennen. Ausfälle der Tankstellen wegen interner technischer Probleme haben im Einzelfall zu einem längeren Stillstand der lokalen BZ-Bus-Flotte geführt. Es ist bemerkenswert, dass auch nach rund 20 Jahren Erfahrung mit Tankstellen auf 350 bar Druckniveau die Probleme mit einigen ihrer Komponenten nicht gelöst werden konnten.

5. DANKSAGUNG

Die Projekte JIVE und JIVE 2 werden von „Clean Hydrogen Partnership“ (vormals „Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking“) im Rahmen der Zuwendungsvereinbarungen Nr. 735582 bzw. 779563 gefördert. „Clean Hydrogen Partnership“ erhält Unterstützung aus dem „Horizon 2020“-Programm der Europäischen Union für Forschung und Innovation sowie von Hydrogen Europe und Hydrogen Europe Research. Das Projekt MEHRLIN wurde aus Mitteln der „Connecting Europe Facility“ der Europäischen Union kofinanziert.

6. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] A. Zimmerer, S. Eckert und V. Roderer, Environmental Impacts and External Cost Benefits of Fuel Cell Buses. Comparison of Fuel Cell Buses with Battery Electric Buses, 2023. <https://fuelcellbuses.eu/publications>.
- [2] K. Buss, K. Stolzenburg, N. Whitehouse and S. Whitehouse, JIVE Third Best Practice and Commercialisation Report / JIVE 2 Second Best Practice Information Bank Report, 2022, <https://fuelcellbuses.eu/publications>.
- [3] M. Saxe, A. Folkesson, M. Niklasson, P. Alvfors, M. Wiedemann, M. Mainka, A.F. van Drunen, H.J. Jansen Manenschijn, K. Stolzenburg, CUTE (Clean Urban Transport for Europe), Operation of the FC Buses, 2006 (nicht-öffentlich).
- [4] M. Kentzler and Work Package Leaders, Hydrogen Transports. Bus Technology and Fuel for Today and for a Sustainable Future. A Report on the Achievements and Learnings from the HyFLEET:CUTE Project, 2009.
- [5] K.K. Müller, F. Schnitzeler, A. Lozanovski, S. Skiker and M. Ojakovoh, CHIC Final Report Final Report. Part A – Final Publishable Summary Report, 2017.
- [6] K. Stolzenburg, V. Tsatsami, H. Grubel, Lessons Learned from Infrastructure Operation in the CUTE Project, International Journal of Hydrogen Energy 34 (2009) 7114-7124.
- [7] K. Stolzenburg and M. Kentzler, Lessons Learned from Hydrogen Infrastructure Operation in the HyFLEET:CUTE Project, Vortragsfolien, 18th World Hydrogen Energy Conference, Essen 2010.

ERSTE ERGEBNISSE AUS DEM BIOGENIV „BASISKONZEPT BIORAFFINERIE“

Jenny Stukenbrock¹, Jakob Burger², Johannes Graetschel³, Rüdiger Hink⁴, Johann Kirchner⁵, Claudia Kirsten⁶, Friedemar Knost⁷, Torsten Peters⁸, Markus Piechootka⁹, Lukas Winklbauer¹⁰

¹ Cosun Beet Company GmbH & Co. KG

² Technische Universität München, Campus Straubing für Biotechnologie und Nachhaltigkeit

³ Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V., Berlin/Greifswald

⁴ Leibniz-Institut für Plasmaforschung und Technologie e.V. (INP)

⁵ bse Methanol GmbH

⁶ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

⁷ Technische Universität Darmstadt, Institut für Verbrennungskraftmaschinen und Fahrzeugantriebe

⁸ Hansestadt Anklam, Fachbereich 1 Bau- und Stadtentwicklung

⁹ mele Energietechnik GmbH

ABSTRACT

Das Bündnis biogeniV wurde 2021 im Rahmen des vom BMBF geförderten WIR!-Programms gegründet und konzentriert sich auf den Aufbau regionaler Wertschöpfungsketten für grüne Kraft- und Wertstoffe aus biogenem CO₂ und biogenen Reststoffen im östlichen Mecklenburg-Vorpommern. Dafür wurde unser Bündnis kontinuierlich um relevante Experten erweitert. In einem ersten Vorhaben, dem Basiskonzept Bioraffinerie, schaffen wir erste Voraussetzungen, um in Anklam ein Regionallabor Bioraffinerie aufzubauen. Ein Verwertungspfad ist dabei die Herstellung von e-Methanol aus biogenem CO₂ der Zuckerrübenverarbeitung bei CBC und grünem Wasserstoff unter Nutzung regionaler erneuerbare Energien. In einer ersten Ausbaustufe können 8.500 t grünes Methanol pro Jahr erzeugt werden. Außerdem analysieren wir, ob biogene Reststoffe, wie z.B. Gärreste, so aufbereitet werden können, dass diese zur Synthesegas- und anschließenden Methanolerzeugung geeignet sind. Begleitet werden die technologischen Ausarbeitungen und Analysen durch die Evaluation der regulatorischen Herausforderungen sowie einer Akzeptanzanalyse. Die Arbeiten im Basiskonzept Bioraffinerie werden im März 2024 abgeschlossen und in weiteren biogeniV-Vorhaben fortgeführt. Wer Interesse an einer Mitarbeit im Bündnis hat, kann sich gern an kontakt@biogeniv.de wenden.

1. DAS BÜNDNIS BIOGENIV

Das Bündnis biogeniV wurde im Rahmen des vom BMBF geförderten WIR!-Programms (in der Programmfamilie Innovation & Strukturwandel) 2021 ins Leben gerufen. Der Fokus unserer Bündnisarbeit liegt im Aufbau regionaler Wertschöpfungsketten für die Herstellung von erneuerbaren Kraft- und Wertstoffen aus biogenen Reststoffen sowie biogenem CO₂. Dafür haben sich die Hansestadt Anklam, die Cosun Beet Company (CBC) und das Leibniz-Institut für Plasmaforschung und Technologie e.V. (INP) in einem ersten Schritt zusammengeschlossen, um die Potentiale und Synergien zwischen der Gesellschaft, Wirtschaft und Politik zu ergründen und optimal zu nutzen. Jeder hatte seine eigenen Bedarfe und Schwerpunkte sowie Zukunftsvisionen. Schnell wurde klar, dass es wichtige Schnittstellen gibt und unser Erfolg sich steigert, wenn wir diese gemeinsam angehen. Dabei nutzen wir die regionalen Potentiale der erneuerbaren Energien, gehen neue Wege, entwickeln innovative Technologien und erschließen neue Anwendungsbereiche für erneuerbare Kraft- und Wertstoffe, wie die folgende Abbildung verdeutlicht.



Abbildung 1: Fokus des Bündnisses biogeniV sind grüne Kraft- und Wertstoffe aus biogenen Reststoffen und biogenem CO₂

Damit wir den Aufbau neuer Wertschöpfungsketten vollumfänglich leisten können, ist unser Bündnis stetig gewachsen und besteht aktuell aus 18 Partnern, wovon 11 in unserer Region im östlichen Mecklenburg-Vorpommern angesiedelt sind sowie weiteren acht assoziierten Partnern.

2. DIE ANKLAMER ENERGIEREGION

Der Kernbereich unserer Bündnisregion ist aktuell die Hansestadt Anklam. Hier werden wir in der ersten Phase unseres Bündnisses (2023-2025) Strukturen schaffen, Demoanlagen aufbauen und Konzepte für die Aus- und Weiterbildung umsetzen, die die Energiewende und die grüne Transformation der Region im Rahmen der Anklamer EnergieRegion unterstützen. Dabei dreht sich in den biogeniV-Vorhaben alles um Biomethan und grünes Methanol als erneuerbare Kraft- und Wertstoffe sowie um die Frage, wie wir vorhandene biogene Reststoffe und biogenes CO₂ dafür effizient nutzen können. In Anklam finden wir mit den ansässigen Unternehmen, die landwirtschaftliche und pflanzliche Rohstoffe verarbeiten, günstige Voraussetzungen: u.a. sind am Standort der Cosun Beet Company größere Punktquellen biogenen CO₂s vorhanden (aus der Bioethanol- und Biomethanherzeugung) und es fallen in großem Stil biogene Reststoffe aus der Verarbeitung der Zuckerrüben an. Das Gebiet rund um den Standort der CBC werden wir als ein „Regionallabor Bioraffinerie“ zu einem wichtigen Baustein der Anklamer EnergieRegion aufbauen, in dem neue Technologien und Verfahren praxisnah getestet und weiterentwickelt werden können. In einem ersten Vorhaben dazu haben wir im Basiskonzept Bioraffinerie bereits einige wichtige Voraussetzungen geschaffen.

3. DAS BASISKONZEPT BIORAFFINERIE

3.1 Zentrale Fragestellungen

Das Vorhaben „Basiskonzept Bioraffinerie“ läuft von Dezember 2022 bis März 2024 und wird von der CBC koordiniert. Dabei wollen wir folgende Fragestellungen erforschen:

30. Energie-Symposium

Technologische und methodische Fragen:

- Wie kann eine Anlage zur Herstellung von grünem e-Methanol **effizient in eine bestehende Bioraffinerie integriert** werden?
- Wie kann methodisch vorgegangen werden, um die **Eignung biogener Reststoffe** für die thermochemische Nutzung (wie z.B. die Gasifizierung mit anschließender Herstellung von Methanol) zu bewerten?
- Welche **Technologien zur Vorbereitung der biogenen Reststoffe** (d.h. Entwässerung, Trocknung, Kompaktierung) sind verfügbar oder in der Entwicklung und unter welchen Rahmenbedingungen sind diese marktfähig?
- Ist es erforderlich, **Derivate aus Methanol** zur Verfügung zu stellen, um den Markteinstieg und die Nutzung von grünem Methanol zu erleichtern?

Fragen zu „Querschnittsthemen“, die für das gesamte Bündnis relevant sind:

- Welche **Rahmenbedingungen** bestehen und sind absehbar, die die Einsatzmöglichkeiten und Marktfähigkeit von grünem Methanol beeinflussen? Wie können eine Kommune oder weitere politische Entscheidungsgremien auf Landes- und Bundesebene die Rahmenbedingungen verbessern?
- Steht die Gesellschaft in unserer Region der Herstellung und dem Einsatz grünen Methanols offen gegenüber? Wenn nein, wie können wir diese **Akzeptanz** herstellen?
- Welche **Synergieeffekte** ergeben sich für eine Kommune oder Gemeinde, wenn eine Anlage zur Herstellung grünen Methanols in Betrieb genommen wird?
- Wie kann der regionale Kreis der **Beteiligten** weiter ausgedehnt werden?
- Wo sind geeignete **Standorte** zur Erzeugung von grünem Methanol hinsichtlich des Angebots erneuerbaren Stroms im Netz (Vermeidung von Netzengpässen)?

In den einzelnen Themenbereichen sind verschiedene Experten aus der Forschung, Wissenschaft und Gesellschaft involviert. Da das Vorhaben aktuell noch nicht abgeschlossen ist, können in diesem Tagungsband nur erste Zwischenergebnisse vorgestellt werden. Auf unserer Homepage www.biogeniv.de können Sie sich über aktuelle Entwicklungen informieren.

3.2 Erste Zwischenergebnisse

Im Rahmen des Vorhabens hat die bse Methanol GmbH ein erstes Grobkonzept für die Verwertung des biogenen CO₂s, welches bei der Herstellung von Bioethanol aus Zuckerrüben anfällt, erstellt. Dabei war es das Anliegen, die lokalen Rahmenbedingungen optimal zu nutzen und die Entwicklungsmöglichkeiten der Kommune einzubeziehen. Für die Herstellung des grünen Methanols ist neben dem CO₂ sog. grüner Wasserstoff ein wesentlicher Inputstrom. Das gesamte Potential liegt aktuell bei 72.000 t biogenen CO₂ pro Jahr (aus der Bioethanol- und Biomethan-Anlage der CBC), welches unter Nutzung einer Elektrolyseleistung von 60-120 MW zu 51.000 t Methanol synthetisiert werden könnte. In einer ersten Ausbaustufe werden wir davon eine Anlage realisieren, die 12.000 t CO₂/a zu 8.500 t grünem Methanol umwandelt. Damit die Infrastruktur dafür effizient aufgebaut werden kann und da das Platzangebot am Standort der CBC begrenzt ist, werden wir Flächen von einem benachbarten Industrie- und Gewerbegebiet nutzen. Dies ermöglicht auch weitere Möglichkeiten für die Kommune (z.B. i.R. der Abwärmenutzung) sowie neue Ansiedlungen, die bei der Energieversorgung, dem Wassermanagement und weiterer Infrastruktur Synergien nutzen können, wie die folgende Abbildung verdeutlichen soll.



Abbildung 2: Nutzung von Synergien und Erschließung von Potentialen beim Aufbau einer Anlage zur Herstellung von grünem e-Methanol in Anklam

Die Erzeugung und Vermarktung synthetischer Kraftstoffe wie grünem Wasserstoff und grünem Methanol steht noch vor einigen regulatorischen Herausforderungen – angefangen bei den Anforderungen an den Strombezug, den Genehmigungsanforderungen für Erzeugungsanlagen oder die offene energiesteuerliche Einordnung der e-fuels. Das Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität - Recht, Ökonomie und Politik e.V. (IKEM) wird in diesem Vorhaben eine Studie zu diesen regulatorischen Rahmenbedingungen veröffentlichen, die demnächst verfügbar ist. Ein erstes Factsheet zu den Genehmigungsfragen für e-Methanolanlagen steht bereits auf der Homepage des IKEM bereit.

Ein wichtiger Ansatzpunkt des Bündnisses biogeniV, der Anklamer EnergieRegion und des Regionallabors Bioraffinerie (mit dem Basiskonzept Bioraffinerie) ist die Nutzung biogener Reststoffe, die aktuell teilweise schwer oder gar nicht verwertbar sind. Im Basiskonzept Bioraffinerie fokussieren wir uns zunächst auf die in Anklam und der Umgebung anfallenden Gärreste aus den Biogas-Anlagen. Erste Chargen verschiedener Gärreste sowie möglicher biogener Zumischstoffe wurden beim Deutschen Biomasseforschungszentrum (DBFZ) in Leipzig analysiert. Mit diesen ersten Ergebnissen können Abschätzungen zu den Möglichkeiten der weiteren Aufbereitung der Gärreste getroffen werden. Bei diesen Arbeiten steht die mele Energietechnik zur Seite, die ihre Expertise aus jahrelanger Planung und Aufbau sowie dem Betrieb von Biogasanlagen einbringt. Mit den verschiedenen Gärresten werden bis Jahresende noch Kompaktierungsversuche zur Herstellung von Briketts am DBFZ gefahren. Im Anschluss daran folgt ein biogeniV-Vorhaben, in welchem weitere biogene Reststoffe einbezogen sowie innovative Verfahren zur Aufbereitung der Gärreste getestet werden. Diese Vorarbeiten können den Weg für die Etablierung einer Reststoffgemeinschaft in der Anklamer Region ebnen, bei der gemeinsame Anstrengungen unternommen werden, um erneuerbare Kraft- und Wertstoffe daraus zu gewinnen.

Um die Potentiale für Reststoffgemeinschaften und auch die Nutzung der erneuerbaren Kraft- und Wertstoffe zu ergründen, liefen durch die Hansestadt Anklam zahlreiche Interviews mit möglichen Stakeholdern. Parallel lief eine Online-Umfrage unter interessierten Bürgern zu den Themen Klimaschutz und erneuerbaren Energien und Kraftstoffen. Prinzipiell sind die befragten Bürger aufgeschlossen gegenüber neuen Angeboten, wünschen sich aber auch Beteiligungsmöglichkeiten.

30. Energie-Symposium

Dieses und weitere Themen werden Teil unseres Vorhabens AnKER – Anklamer EnergieRegion sein, welches im nächsten Jahr mit einer Laufzeit von drei Jahren startet.

Prinzipiell stehen wir vor der Herausforderung, dass Methanol als Reinkraftstoff aktuell nur begrenzt in großen Schiffsmotoren, aber noch nicht in Landmaschinen, dem Schwerlastverkehr oder ÖPNV einsetzbar ist, da die entsprechenden Motoren noch nicht verfügbar sind. Bis das so weit ist, könnte OME (Oxymethylenether) als synthetischer Dieselmotorkraftstoff, hergestellt aus Methanol, die Lösung sein. Um dieses aus Methanol zu gewinnen, erstellt die TU München, Campus Straubing für Biotechnologie und Nachhaltigkeit, ein Modell zur Simulation der Herstellungskette unter Variation verschiedener Einflussparameter. OME wird aus Methanol über den Zwischenschritt der Formaldehydsynthese gewonnen. Mit Hilfe des Simulationsmodells wird es möglich sein, eine erste Kostenschätzung unter den Anklamer Rahmenbedingungen zu erstellen.

Dass OME besser als Methanol geeignet für den Einsatz in Bestandsdieselmotoren ist, hat in diesem Vorhaben die TU Darmstadt, Institut für Verbrennungskraftmaschinen und Fahrzeugantriebe, erarbeitet. Der Umrüstbedarf eines Dieselmotors auf den Betrieb mit OME ist vergleichsweise gering, was am Ende vielleicht sogar die höheren Herstellungskosten von OME gegenüber Methanol ausgleicht. In einem weiteren biogeniV-Vorhaben wird die Wirtschaftlichkeit untersucht und ein ausgewählter Motor, wie er in LkWs bzw. Landmaschinen eingesetzt wird, am Prüfstand der TU Darmstadt auf OME umgerüstet, optimiert und erprobt. Die Ergebnisse und die entwickelte Methodik dienen als Grundlage für die spätere Umrüstung von Prototypen im realen Einsatz.

Ob die komplette Wertschöpfungskette vom Strom und CO₂ zu grünem Methanol bzw. grünem OME ökologisch vorteilhaft ist, wird ebenfalls von der TU Darmstadt in einer Wirkungsgradanalyse und CO₂-Bilanz erforscht. Dabei werden verschiedene Stromszenarien untersucht, wobei in der Region Anklam das Szenario 100 % regenerativ (eingesetzter Strom zu 100 % klimaneutral) realistisch umsetzbar ist. Für die Anerkennung als Kraftstoff ist dies auch regulatorisch gefordert. Die CO₂-Bilanzierung ausgehend von CO₂ und Strom wird in für die verschiedenen Szenarien dargestellt.

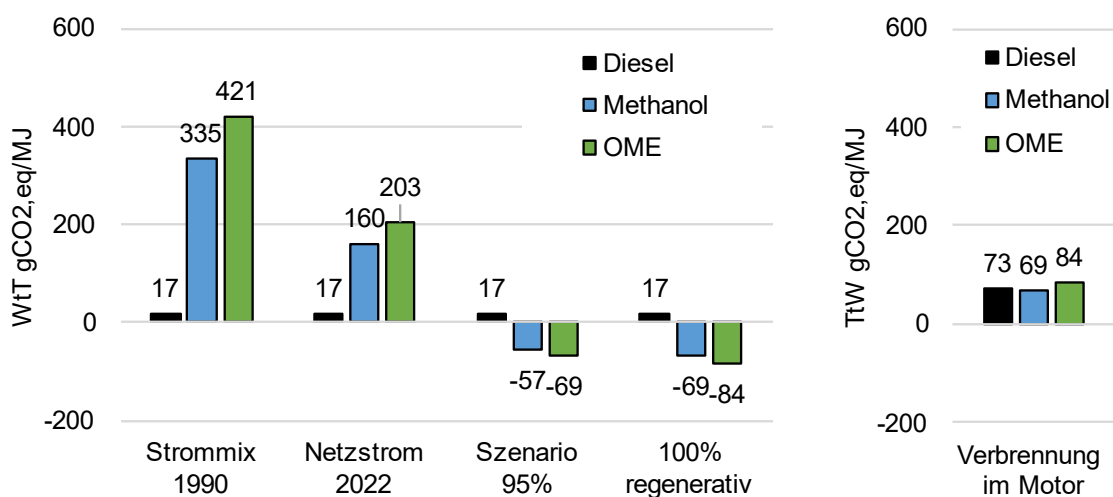


Abbildung 3: CO₂-Bilanz von grünem Methanol und OME im Vergleich zu Diesel bei verschiedenen Strombezugsszenarien und Bilanzgrenzen

30. Energie-Symposium

Das Szenario 95 % im Jahr 2050 beschreibt einen Anteil von 95 % regenerativen Energien im deutschen Strommix und eine Senkung der CO₂-Emissionen des fossilen Anteils durch die Verwendung von Gas anstelle von Kohle. Durch das Binden von CO₂ im Kraftstoffmolekül entsteht eine CO₂-Senke.

Die Verbrennung von Kraftstoffen erzeugt wiederum zwangsläufig CO₂-Emissionen (Tank-to-Wheel), wobei es sich bei grünem Methanol und grünem OME um biogenes CO₂ handeln sollte. Die CO₂-Emissionen TtW entstehen unabhängig vom Stromszenario. Im 100 % regenerativ Szenario entsprechen diese CO₂ Emissionen dem Well-to-Tank gebundenem CO₂. Somit kann Well-to-Wheel ein geschlossener CO₂-Kreislauf geschaffen werden (bei biogenem CO₂ handelt es sich um die gleiche Menge CO₂, die zuvor beim Pflanzenwachstum aus der Atmosphäre gebunden wurden).

4. AUSBLICK

Die Arbeiten am „Basiskonzept Bioraffinerie“ werden im Frühjahr 2024 abgeschlossen. Die Ergebnisse daraus werden in weiteren biogeniV-Vorhaben aufgegriffen, die wiederum erste Pilotanlagen konzipieren werden. Ziel für Anklam ist die Etablierung eines „Regionallabors Bioraffinerie“, was ein wesentlicher Treiber für die Anklamer EnergieRegion werden kann. Diese Konzepte können die Entwicklung einer (größeren) Methanol-Modellregion unterstützen – mit erneuerbaren Kraft- und Wertstoffen – aus der Region und für die Region. Das biogeniV-Bündnis ist dabei für weitere Partner und Ideen offen. Wer Interesse hat, wendet sich am besten an kontakt@biogeniV.de – wir freuen uns über jede Anfrage!

IREKA UND SEGIWA - IRIDIUM-REDUZIERTER ANODENKATALYSATOREN FÜR DIE PEM-WASSERELEKTROLYSE

Dr. Annette-E. Surkus

Leibniz-Institut für Katalyse e. V., Rostock, Germany

2020 wurde die Nationale Wasserstoffstrategie von der Bundesregierung verabschiedet mit dem Ziel, Deutschland zu einem internationalen Vorreiter und Marktführer bei Wasserstofftechnologien zu machen. Um dies zu realisieren, werden drei Leitprojekte durch das BMBF gefördert. Das LIKAT Rostock ist mit zwei Projekten am Leitprojekt „Hochskalierung und Serienfertigung von Elektrolyseuren“ (**H2Giga**) beteiligt. Ziel von H2Giga ist der Aufbau von möglichst 5 GW Elektrolysekapazität bis 2030 in Deutschland, um dem stetig wachsenden Bedarf an Wasserstoff zu entsprechen. Im Innovationspool von H2Giga werden Projekte gefördert, wie auch das vom LIKAT geleitete Verbundvorhaben **IREKA**, die auf die Untersuchung und Entwicklung von Verfahren, Technologien und Komponenten rund um die Elektrolyse hinzielen. Ein weiteres LIKAT-Projekt wird unter der Leitung von Siemens Energy im Verbundvorhaben **SEGIWA** gefördert; hierbei handelt es sich um ein Scale-up-Projekt, mittels dessen Technologien für die Serienfertigung von PEM-Elektrolyseuren entwickelt und etabliert werden.

Die PEM-Elektrolyse basiert auf dem Einsatz von IrO₂ als Anodenkatalysator. Bis jetzt gibt es noch keinen wirklichen Ersatz für diesen Elektrokatalysator, da die stark sauren und oxidativen Bedingungen an der Anode zur schnellen Korrosion führen. Bei stetig wachsendem Energieverbrauch wird jedoch in wenigen Jahrzehnten der Bedarf an Iridium die verfügbaren Ressourcen übersteigen. Dadurch wird der Preis sowohl des Iridiums als auch der darauf basierenden Technologien kontinuierlich ansteigen. Ein Ausbau der PEM-Elektrolysekapazitäten im großen Maßstab lässt sich daher langfristig nur umsetzen, wenn der Iridium-Einsatz signifikant reduziert wird. Das Verbundvorhaben **IREKA** zielt daher auf die Reduzierung des Iridium-Gehalts von PEM-Anoden unter Beibehaltung der katalytischen Aktivität und Stabilität. Im LIKAT-Projekt **SEGIWA** wird dann der aussichtsreichste Kandidat in seiner Synthese hochskaliert und den Verbundpartnern als alternatives Anodenmaterial für industrielle Anwendungstests zur Verfügung gestellt.

Im LIKAT-Teilvorhaben **IREKA** soll durch Trägern der Iridiumgehalt gesenkt sowie die Morphologie des Komposits so verändert werden, dass die katalytisch aktiven Zentren homogen verteilt und besser erreichbar für die Wasseroxidation sind. Dadurch sollen die Aktivitätseinbrüche ausgeglichen werden, die aufgrund des reduzierten Iridium-Einsatzes zu erwarten sind. Um mögliche Verluste der elektrischen Leitfähigkeit abzufangen, wird der Träger dotiert, womit gleichzeitig die Korrosionsbeständigkeit verbessert werden soll. Ein weiterer Ansatz ist die Beimischung eines zweiten, gut verfügbaren Metalls, das durch die Gegenwart von Iridium vor Korrosion geschützt wird und gleichzeitig das Iridium bei der Katalyse unterstützt.

Die Projekte werden gefördert vom BMBF (Nationale Wasserstoffstrategie, Leitprojekt H2Giga, Querschnittsthema QT1.3 IREKA; FKZ 03HY107A und Scale-up-Projekt SEGIWA; FKZ 03HY121E).

LITERATURVERZEICHNIS

- [1] C. Minke, M. Suermann, B. Bensmann, R.H. Rauschenbach, *Int. J. Hydrog. Energy*, 2021, 46, 23581-23590.
- [2] F. Scarpelli, N. Godbert, A. Crispini, I. Aiello, *Inorganics*, 2022, 10, 115.
- [3] J. Gao, Y. Liu, B. Liu, K.W. Huang, *ACS Nano*, 2022, 16, 17761-17777.
- [4] T. Reier, H. N. Nong, D. Teschner, R. Schlögl, P. Strasser, *Adv. Energy Mater.*, 2017, 7, 1601275.

STUDIENPROJEKT H₂ MICROGRID LIFE CYCLE ASSESSMENT UND WISSENSTRANSFER

Paula Ludwig¹, Elisa Uhlemann¹, Ahmad El Chouli¹, Prof. Dr. – Ing. Carsten Fichter¹

¹Hochschule Bremerhaven, An d. Karlstadt 8, 27568 Bremerhaven

E-Mail: pludwig@studenten.hs-bremerhaven.de, euhlemann@studenten.hs-bremerhaven.de,
aelchouli@studenten.hs-bremerhaven.de, carsten.fichter@hs-bremerhaven.de

1. EINLEITUNG

Das Projekt "Grünes Gas für Bremerhaven" umfasst die Installation und Betrieb eines autarken Microgrids an der Hochschule Bremerhaven. Begleitend wird durch ein Studienprojekt im Studiengang Ingenieurwesen-Maritime Technologie eine Lebenszyklusanalyse durchgeführt, um die Umweltauswirkungen des Systems zu bewerten. Ein zweiter Bestandteil des Studienprojekts beinhaltet den Wissenstransfer zur King Mongkut's University of Technology North Bangkok (KMUTNB) in Thailand, um die Wasserstoffkette in ein dort bestehendes Microgrid zu integrieren.

2. LEBENSZYKLUSANALYSE DES H₂ MICROGRIDS DER HOCHSCHULE BREMERHAVEN

Das Microgrid ist Teil des Projekts "Grünes Gas für Bremerhaven" <https://www.hsbremerhaven.de/de/forschung/projekte/gruenes-gas-fuer-bremerhaven>. Es wurde eine autark funktionierende Einheit installiert, die verschiedene Technologien (Wind, PV, Batterie, Wasserstoffsystem) bündelt. Diese Einheit wird als Microgrid bezeichnet. Es wurde lokal an der Hochschule Bremerhaven aufgebaut, und alle wichtigen Komponenten sind in einem Container untergebracht. (Abbildung 1)

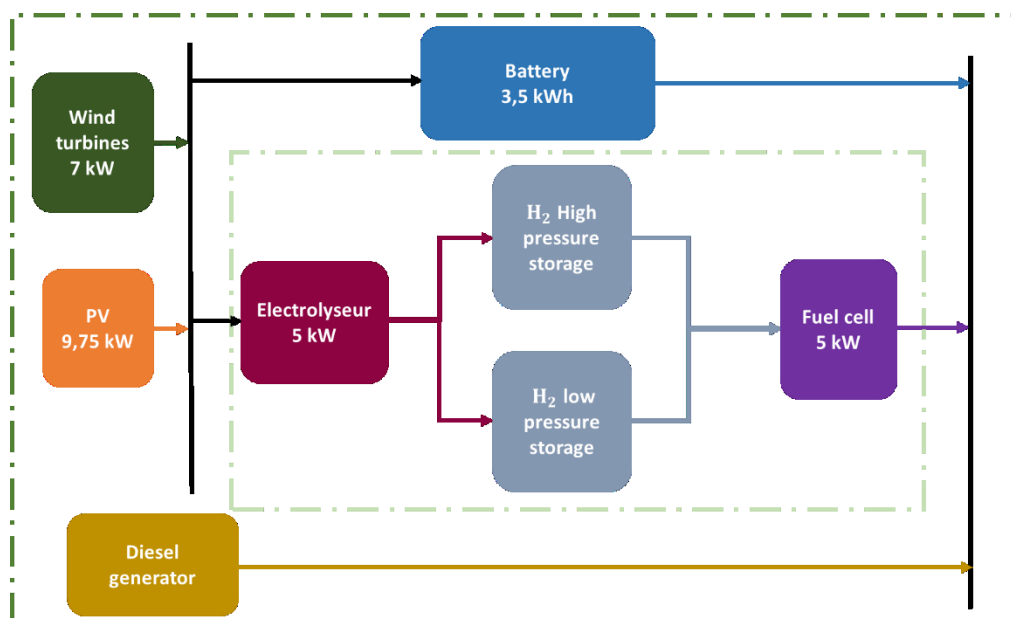


Abbildung 1: Schematischer Aufbau des Microgrids der Hochschule Bremerhaven

Hinweis: der Diesellgenerator ist nicht Bestandteil des Microgrids. Dieser wird lediglich zur Betrachtung des LCA herangezogen.

30. Energie-Symposium

Das Microgrid besteht aus Einheiten zur Energieerzeugung, Energiespeicherung, Wasserstoffproduktion sowie Überwachung und Steuerung. Es werden erneuerbare Energien zur Energieerzeugung genutzt. Kleinwindenergieanlagen und Photovoltaikanlagen erzeugen umweltfreundlich und lokal Energie. Wasserstoff dient als Speichermedium, um die schwankende Einspeisung aufgrund von Wetterbedingungen wie beispielsweise schwachem Wind auszugleichen. Hier wird elektrische Energie mittels Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt und in Gasflaschen gespeichert. Dieser kann bei Bedarf durch eine Brennstoffzelle wieder in elektrische und thermische Energie umgewandelt werden. Dieser schematische Aufbau wird in Abbildung 1 dargestellt. Die Wasserstoffspeicherung wird mit einer Batterie als Speichermedium und mit einem Dieselgenerator als Energieerzeugung für die Lebenszyklusanalyse verglichen.

Darüber hinaus unterstreicht dieses Projekt die Bedeutung der Anwendung einer Lebenszyklusperspektive zur Bewertung der Umweltauswirkungen von Energiesystemen und zur Unterstützung fundierter Entscheidungen hin zu einer nachhaltigeren Zukunft.

Das Hauptziel besteht darin, die Umweltauswirkungen des Systems sowie der einzelnen Komponenten zu untersuchen und zu bewerten. Hierfür wird eine Lebenszyklusanalyse für den Teilaspekt der Herstellung der Materialien und der Rohstoffe durchgeführt. Diese Analyse zielt darauf ab, die CO₂-Emissionen der Komponenten und des gesamten Systems zu ermitteln. Dabei werden die Emissionen sowohl bei der Herstellung der Komponenten als auch bei der Beschaffung der Rohstoffe berücksichtigt. Die Berechnungen erfolgen unter Berücksichtigung der erzeugten elektrischen Energie während einer Nutzungsdauer von 20 Jahren. Auf diese Weise wird eine ganzheitliche Betrachtung der Umweltauswirkungen ermöglicht. Die Formel 1 zeigt diese Rechnung am Beispiel der Photovoltaikanlagen des Microgrids.

$$\text{PV CO}_2 \text{ Emissions} = \frac{\sum \text{Material CO}_2 \text{ Emissions}}{\text{AEP} \times 20 \text{ Jahre}} \quad (1)$$

Die Ergebnisse werden dann mit unterschiedlichen Vergleichswerten, beispielsweise aus anderen LCAs, verglichen. [1]

3. WISSENSTRANSFER DES H₂ MICROGRIDS VON BREMERHAVEN ZUR KING MONGKUT'S UNIVERSITY NACH THAILAND

Der zweite Teil des Projekts besteht darin, das Fachwissen und die Erfahrungen im Bereich der grünen Wasserstoffkette von der Hochschule Bremerhaven auf die King Mongkut's University of Technology North Bangkok (KMUTNB) in Thailand zu übertragen. Das Hauptaugenmerk liegt dabei auf der Anpassung und Integration der Wasserstoffkette in das bestehende Microgrid der KMUTNB.

Das Microgrid der KMUTNB umfasst eine 35 kW PV-Anlage und einen 24 kW Lithium-Ionen-Speicher. Um die Nachhaltigkeit und Effizienz des Systems zu verbessern, ist geplant, die vorhandene Energieinfrastruktur, um eine grüne Wasserstoffkette zu erweitern (Abbildung 2).

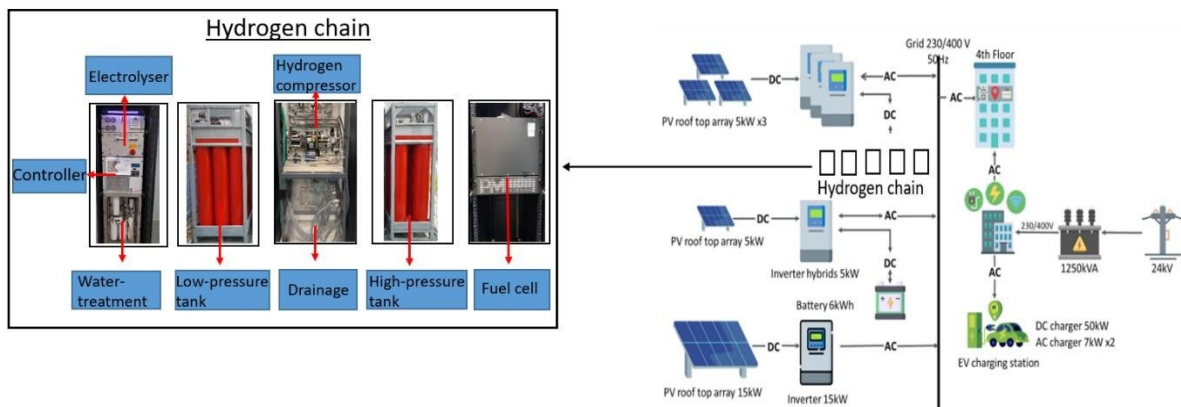


Abbildung 2: Aufbau des geplanten Wasserstoffsystems in der KMUTNB

Diese Kette beinhaltet einen Elektrolyseur, Niederdruckspeicher, einen Wasserstoffkompressor, Hochdruckspeicher und eine Brennstoffzelle. Durch die grüne Wasserstoffproduktion, unterstützt durch die PV-Anlage, wird eine umweltfreundliche Lösung angestrebt. Im Rahmen des Projekts werden jeweils zwei Studierende der Hochschule Bremerhaven und der KMUTNB gemeinsam an der Auslegung der Wasserstoffkette für das Microgrid der KMUTNB arbeiten. Hierbei liegt der Fokus darauf, die Wasserstoffkette optimal an das bestehende PV-System anzupassen, um eine effiziente Nutzung und Integration zu gewährleisten. Der Know-how-Transfer im Bereich der grünen Wasserstofftechnologie von der Hochschule Bremerhaven zur KMUTNB ist von großer Bedeutung für die Weiterentwicklung nachhaltiger Energielösungen. Die Integration der grünen Wasserstoffkette in das Microgrid der KMUTNB wird einen Beitrag zur Förderung erneuerbarer Energien leisten und die internationale Zusammenarbeit im Bereich zukunftsfähiger Energiesysteme stärken.

4. ZUSAMMENFASSUNG

Die beiden Teilaufgaben konnten abgeschlossen werden, stellten sich jedoch als umfangreicher als erwartet heraus. Die Erstellung einer Lebenszyklusanalyse für ein Microgrid ohne spezielle Software gestaltet sich mühsam, da viele einzelne Schritte mit entsprechenden CO₂-Emissionen berücksichtigt werden müssen. Der Wissenstransfer zum H₂-Microgrid betont die Bedeutung von Transparenz und Informationsaustausch. Die Zusammenarbeit zwischen den Hochschulen zeigt deutlich, dass großes Interesse besteht, nachhaltige Energielösungen zu finden und auszubauen.

5. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Prof. Dr. - Ing. C. Fichter, Dr.-Ing., S. Peters-Erjawetz, S. Hritz-Hagenah: Abschlussbericht, Anwendungsfälle, Projekt Grünes Gas für Bremerhaven, Deutschland, Bremerhaven, 2022

AGILES PROJEKTMANAGEMENT ALS ENABLER FÜR NACHHALTIGE TRANSFORMATION IM ENERGIESEKTOR – AM BEISPIEL DES WASSERSTOFFMARKTS

Luca Witthaus¹

¹ Cratos GmbH, Hannover

ABSTRACT

Wie Studien zeigen, beschleunigt sich die Klimakrise schneller als bisher angenommen. Die planetaren Belastungsgrenzen werden unter anderem durch den Verbrauch von fossilen Energieträgern überschritten, auf dessen Grundlage ein großer Teil des wirtschaftlichen Wohlstands beruht. Die energiebedingten CO₂-Emissionen haben 2022 ein Allzeithoch erreicht. Diese Entwicklungen spielen sowohl auf politischer als auch auf gesellschaftlicher Ebene eine Rolle. Die notwendige nachhaltige Transformation im Energiesektor wird oft im Rahmen von Projekten durchgeführt. Hierbei kann es im Wasserstoffsektor zu einem Spannungsfeld kommen, da traditionelle Projektmanagementmethoden oftmals nicht für Projekte mit hohen Unsicherheiten geeignet sind. Im Gegensatz zu traditionellen Projektmanagementmethoden kann ein agiler Projektmanagementansatz wie Scrum den Umfang eines Projekts theoretisch schnell adaptieren. Unter bestimmten Voraussetzungen kann daher der Einsatz von agilen Projektmanagementmethoden einen Wettbewerbsvorteil für Unternehmen im Wasserstoffsektor schaffen.

1. VORGEHEN

Im Rahmen dieser qualitativen Forschungsarbeit wurde die Forschungsfrage „Kann agiles Projektmanagement ein Wettbewerbsvorteil für nachhaltige Transformation innerhalb planetarer Grenzen im Energiesektor sein?“ bearbeitet. Auf Grundlage dessen wurden zunächst drei Spannungsfelder identifiziert, die in Abbildung 1 zu sehen sind.

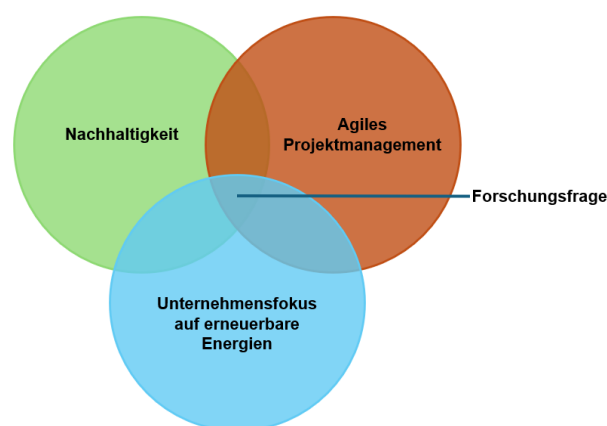


Abbildung 1: Spannungsfelder

30. Energie-Symposium

Nachhaltigkeit: Basierend auf der Nachhaltigkeitsdefinition der Brundtland-Kommission, den Erkenntnissen des Club of Rome, dem Synthesebericht des IPCC zum sechsten Sachstandsbericht und Forschungsergebnissen zu planetaren Belastungsgrenzen wurde ein Nachhaltigkeitsbegriff im Sinne der Forschungsfrage geschaffen. Diese ganzheitliche Ansicht ist notwendig, um die zu beachtenden Rahmenbedingungen einer nachhaltigen Transformation adäquat berücksichtigen zu können.

Agiles Projektmanagement: Für den Bereich des agilen Projektmanagements wurde zunächst ebenfalls eine Begriffsdefinition durchgeführt, auf dessen Grundlage die Projektmanagementmethode Scrum näher betrachtet worden ist. Im Anschluss wurde die generelle Anwendbarkeit von agilem Projektmanagement betrachtet.

Unternehmensfokus auf erneuerbare Energien: Das dritte Themenfeld betrachtet die Forschungsfrage aus einem unternehmerischen Fokus auf erneuerbare Energien. Hierbei wurden vor allen Dingen politische Anreize, die auf europäischer und deutscher Ebene von Bedeutung für die nachhaltige Transformation des Energiesektors sind, näher betrachtet.

Dieser theoretische Hintergrund bildete die Grundlage für die Durchführung von Expert*inneninterviews, aus denen positive Implikationen für die Forschungsfrage hervorgingen. Diese positiven Implikationen im Sinne der Forschungsfrage sind allerdings an eine Vielzahl von Voraussetzungen gebunden. Ein Beispiel für solch eine Voraussetzung ist, dass die Mitarbeitenden eines Unternehmens den agilen Projektmanagementansatz und die klaren Rollenverteilungen sicher anwenden können. Basierend auf den Implikationen wurden Handlungsempfehlungen abgeleitet, welche es entsprechenden Unternehmen im Wasserstoffmarkt ermöglichen, agile Projektmanagementmethoden wie Scrum als wettbewerbstechnischen Vorteil in das Tagesgeschäft zu integrieren. Dabei wird unter anderem empfohlen, keinen standardisierten Ansatz für die Implementierung zu wählen, sondern diesen an die Gegebenheiten (internes Projekt vs. externes Projekt, kleines Projekt vs. großes Projekt, etc.) anzupassen.

2. AUSBLICK

Die Forschungsarbeit zeigt auf, dass die Anwendung von agilen Projektmanagementmethoden unter bestimmten Voraussetzungen einen wettbewerbstechnischen Vorteil für jene Unternehmen darstellen kann, die mit ihrem Geschäftsmodell nach einer nachhaltigen Transformation im Wasserstoffsektor streben. Auf diesen Erkenntnissen gilt es aufzubauen und herauszufinden, wie andere Faktoren eine Implementierung potenziell beeinflussen können. Ein Beispiel hierfür wäre das geografische Marktumfeld, da die Forschungsarbeit sich primär auf den europäischen Markt konzentriert.

DIRECT LINES AND CABLE POOLING IN POWER SYSTEM WITH WIND AND PHOTOVOLTAIC POWER PLANTS

O. Małyszko, M. Zeńczak

West Pomeranian University of Technology, Szczecin, Gen. Sikorskiego 37 str. PL 70-313 Szczecin,

ABSTRACT

Connecting new energy sources creates some problems in the power system. On the one hand, there is a global trend to increase the total power of sources. On the other hand, there is a huge number of new electricity consumers. On the one hand side, those two processes are independent, mainly due to the different fields of activity of investors. On the other hand, there is a close dependence between producers and receivers: energy producers need consumers, and consumers need producers. Between them are transmission and distribution lines with substations. The higher the power of new source, the greater the problem with its connection to the power system. It is the same with load. Very often it is not possible to connect a new source to the existing power system. Then there is a need to implement huge new network investments. There are some methods that enable the connection of new sources without costly investments: direct lines and cable pooling. The paper describes the problems in the power system with wind and photovoltaic power plants when these methods are used.

1. INTRODUCTION

Connecting new energy sources creates some problems in the power system. On the one hand, there is a global trend to increase the total power of sources, especially those based on renewable energy. On the other hand, as a consequence of the development of civilization, there is a huge number of new electricity consumers of a very different characteristic of load and level of received power and, of course, energy. On the one hand side, those two processes are independent, mainly due to the different fields of activity of investors. On the other hand, there is a close dependence between producers and receivers: energy producers need consumers, and consumers need producers. Both are part of the power system. There are transmission and distribution lines with substations between them. A certain relationship can also be observed: the higher the power of new source, the greater the problem with its connection to the power system. It is the same with load. For sources with a power of more than 2 MW and loads of more than 5 MW a connection expertise must be prepared (in accordance with Polish regulations [1]). Very often, the result of the expertise is negative, or there is a need to implement huge network investments.

There are some methods that enable the connection of new sources without costly investments:

- direct lines,
- cable pooling.

In EPS with wind (WPP) and photovoltaic (PPP) power plants or farms, these methods are particularly useful. However, there is a need to analyze certain aspects of their application, especially when both methods are used together, i.e., cable pooling is implemented in direct line.

2. DIRECT LINES

Direct line means a power line connecting a separate electricity generation unit directly with a customer or a power line connecting a generation unit of an energy company with installations belonging to that company or installations belonging to its subsidiaries.

30. Energie-Symposium

The construction of the direct line is primarily intended to contribute to the development of distributed energy and provide to invest in small generation units based on renewable energy, which will supply the local loads. Direct lines can help improve the competitiveness of entities on the market by providing an alternative source of energy and real opportunity to reduce the costs of business activity.

On one hand side the direct line “bypasses” the national power system (EPS). On the other hand, if the direct line does not work only in island operation, it is possible to support the national power system.

3. CABLE POOLING

The most common rule is that the installation obtains the connection conditions for the power equal to power of the installed source or sources. Power losses in lines and transformers are not taken into account. Therefore, the condition must be fulfilled:

$$P_{WPPn} + P_{PPPn} + P_{ESSn} \leq P_{APerm} \quad (1)$$

Where: P_{WPPn} , P_{PPPn} – nominal power of WPP and PPP, P_{ESSn} – nominal generated power of energy stored system (ESS), P_{APerm} – permissible connection power in point of common coupling (PCC).

Energy obtained from the WPP and PPP depends on weather conditions and time of day, so these installations rarely reach full production capacity at the same time. As results, the system is not used effectively. The permissible value of connection power is reached very rarely. In addition, the use of an energy storage or electrolyser allows for more efficient use of the connection node.

A detailed analysis can be done for a small production area where WPP and PPP operate. The analysis can also be done based on data available in the national EPS [2]. The correlation of electrical energy production in all WPP and PPP in recent months was analyzed. The correlation coefficients (CC) for particular days in December 2022 are presented in Figure 1 and for particular days in July 2023 in Figure 2.

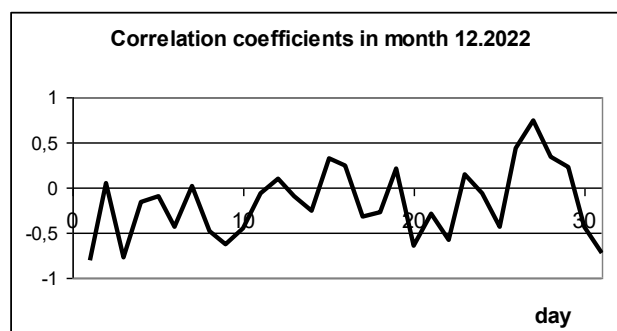


Figure 1: Correlation coefficients for particular days in December 2022

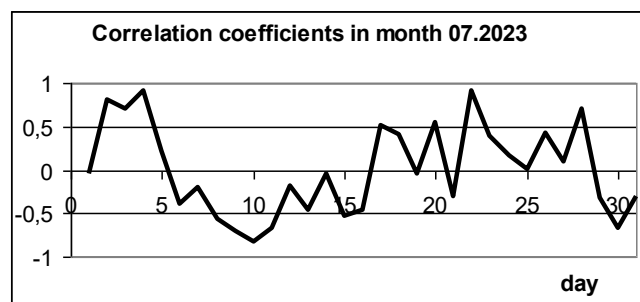


Figure 2: Correlation coefficients for particular days in July 2023

30. Energie-Symposium

Average hourly power levels for two selected days in December and July are shown in Figure 3, 4, 5 and 6.

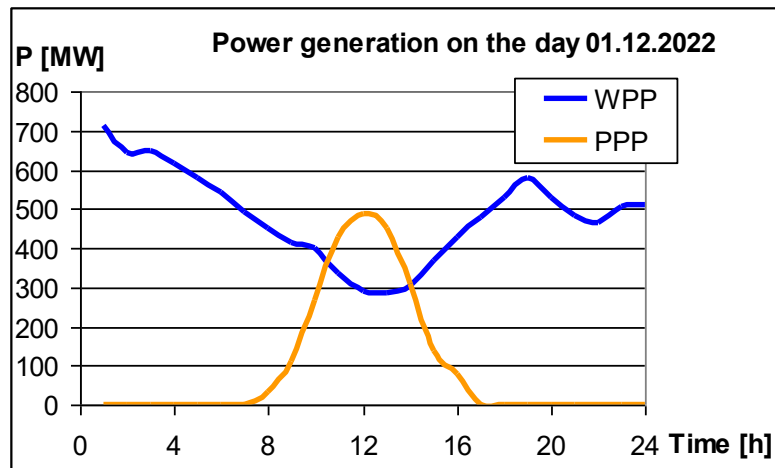


Figure 3: Average hourly power levels on the day 01.12.2022 (CC = - 0.8114)

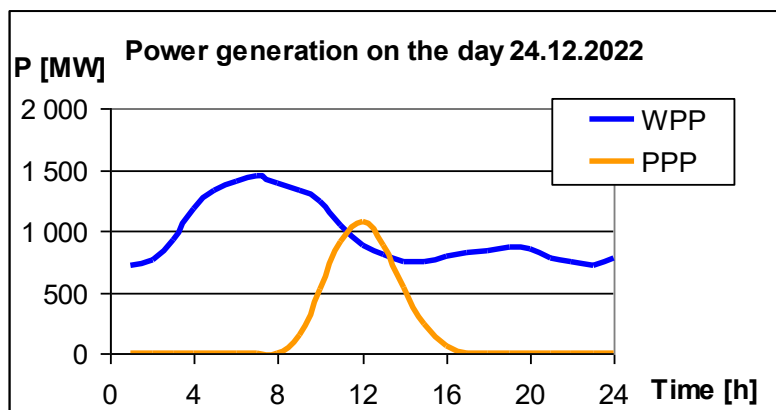


Figure 4: Average hourly power levels on the day 24.12.2022 (CC = - 0.06893)

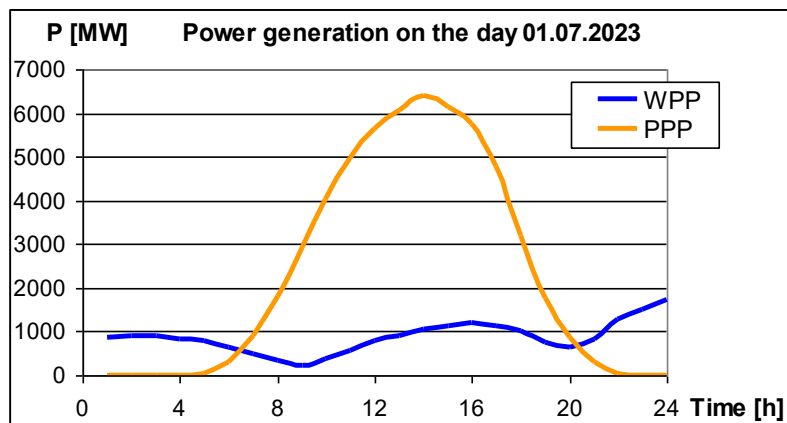


Figure 5: Average hourly power levels on the day 01.07.2023 (CC = - 0.0513)

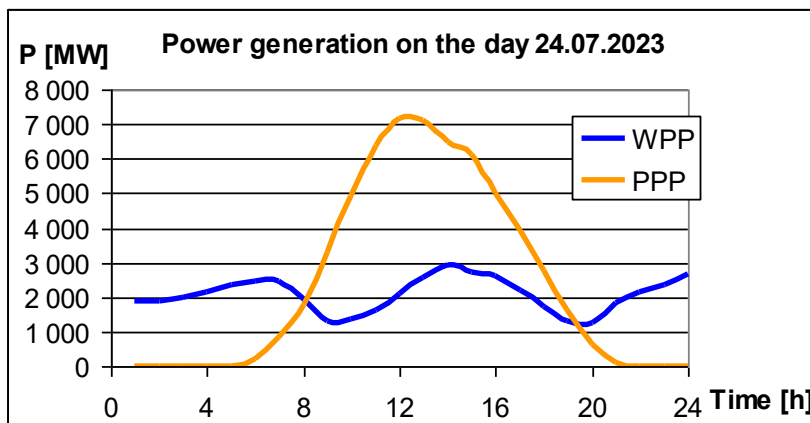


Figure 6: Average hourly power levels on the day 24.07.2023 (CC = 0.1675)

The correlation coefficient for the whole of December is $CC = 0.1139$ and of July is $CC = -0.0026$. This indicates little correlation between the power of WPP and PPP over a long period of time on the national EPS scale. However, there are days when the correlation coefficients exceed even 0.9: 04.07.2023 $CC = 0.9166$ and 22.07.2023 $CC = 0.9124$. Average hourly power levels on the days with the highest correlation coefficient are shown in Figure 7 and 8.

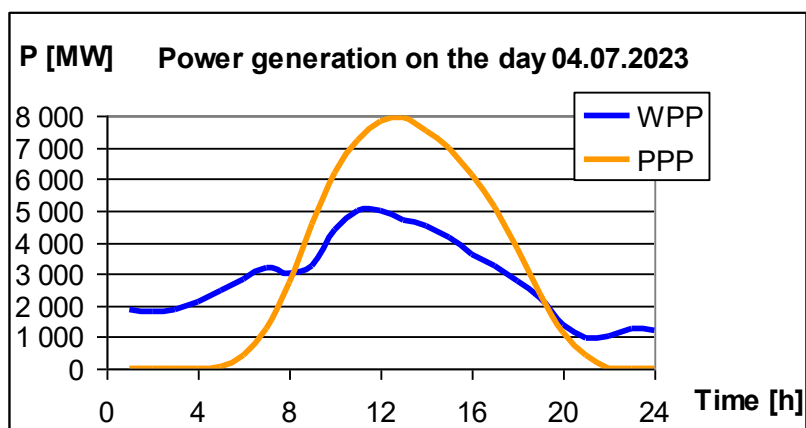


Figure 7: Average hourly power levels on the day 04.07.2023 (CC = 0.9166)

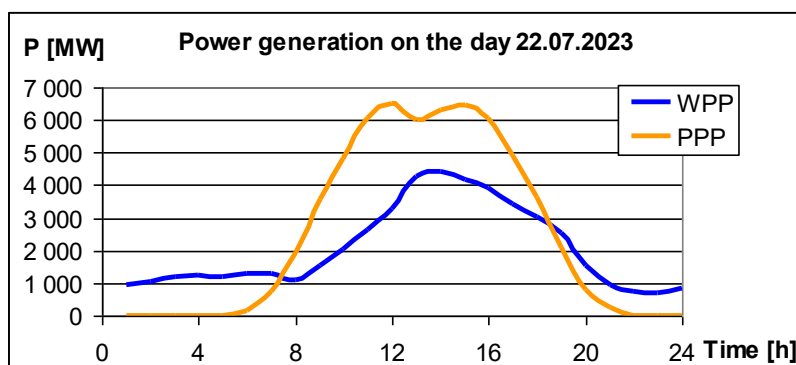


Figure 8: Average hourly power levels on the day 22.07.2023 (CC = 0.9124)

30. Energie-Symposium

Cable pooling is a combination of various energy sources mainly WPP and PPP as well as energy storage (ESS) and electrolyzers in the same connection node with a total nominal power greater than the highest connection power. In this way using one connection, it is possible to connect for example WPP and PPP and ESS that are located close together. Now, the whole time the following condition must be fulfilled:

$$P_{WPP} + P_{PPP} \pm P_{ESS} \leq P_{APerm} \quad (2)$$

Where: P_{WPP} , P_{PPP} – powers produced in WPP and PPP, P_{ESS} – power generated or received by ESS. However, condition (1) need not be fulfilled and when using cable pooling it is possible:

$$P_{WPPn} + P_{PPPn} + P_{ESSn} > P_{APerm} \quad (3)$$

Cable pooling in practice may cover two beneficial basic cases. In the first case investor design and builds a WPP and additionally PPP. As protection against power limitations, he can design and build an ESS. This action can be used especially at the design stage, when there are regulations regarding cable pooling. The second case concerns a situation where a new PPP is additionally connected to the PCC of an existing WPP (or vice versa) and additionally ESS. WPP, PPP and ESS may or may not belong to the same investor/owner.

In our climate zone, the levels of nominal installed power of single wind power farms (WPF) are usually greater than the levels of installed power of single PPP and ESS.

Technical problems of using cable pooling seem to be much simpler than legal and economic problems, which will not be analyzed in this paper.

4. CABLE POOLING IN DIRECT LINE

Cable pooling in direct line can be very beneficial solution. In addition, it is possible to use a control of current carrying capacity of overhead lines [3]. The dependence of the current carrying capacity of the line on the weather conditions and connection with the level of generated power and power of loads may be particular effective due to the close proximity of individual components: sources, line and load. Figure 9 shows cable pooling in a direct line with control of the current carrying capacity. In a traditional solution, a big industrial plant (a dozen, several dozen MW) is powered by a 110 kV line. In such an industrial plant, big electrical motors (1÷2 MW) are most often powered by 6 kV. Therefore, an additional transformation from 15 kV to 6 kV or directly from 110 kV to 6 kV is necessary. In the traditional solution photovoltaic and wind power plants are connected to the EPS in selected nodes. Depending on the power of the sources, these are most often 110 kV or 15 kV busbars of 110/15 kV substations.

The dotted line in Figure 9 means electrical connecting of point A (main busbars in power plant substation) with B - point of common coupling (PCC) in EPS. Basic requirement in connection any sources to an EPS is that it must not adversely affect the quality of electrical energy supplied to other customers on the network. One of the most important connection conditions is not to exceed the permissible connection power in PCC P_{APerm} . Therefore, the whole time the condition (2) must be fulfilled for the traditional solution and for cable pooling.

If condition (2) is not fulfilled, then the generating system must be controlled in such way to fulfilled condition (2). In practice, this may mean limiting the power generated P_{WPP} , P_{PPP} , if ESS is fully charged. The value of the permissible power P_{APerm} may also change depending on the characteristics of point A: For example, the current carrying capacity of the lines connecting PCC with the rest of the EPS depends on the temperature (summer/winter). Control of the current carrying capacity in the line AB will not help much, if there is no such the control in the lines connecting PCC with the rest of the EPS. Cable pooling in the line AB will certainly make easier to fulfill condition (2), because the powers P_{WPP} and P_{PPP} usually do not reach their maximum values at the same time. There is rarely a strong wind on sunny noon. At night $P_{PPP} = 0$.

30. Energie-Symposium

The traditional solution with cable pooling has advantages resulting from its application. However, it has some disadvantage resulting from its cooperation with EPS:

- required quality of electrical energy,
- fulfillment of the conditions contained in the connection expertise.

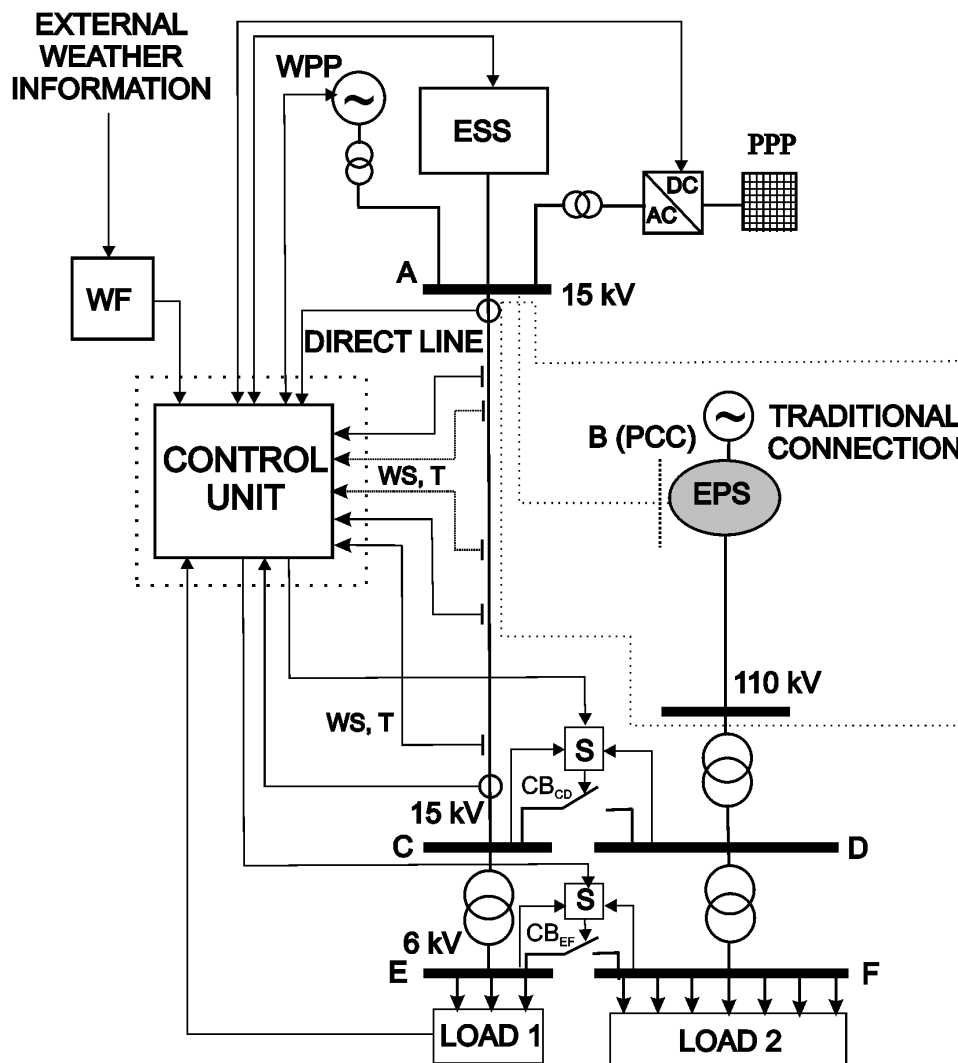


Figure 9: Cable pooling in direct line with control of the current carrying capacity

This traditional solution with cable pooling is not so flexible, like cable pooling in direct lines with control of the current carrying capacity. The main principle of operation of the system in Figure 9 is based on continuous control of the generated power, accumulated power, power required for the load and weather conditions. In situations actually exist in practice, there may be different variants of operation of such the system:

- direct line supplies only Load 1 (islanding: CB_{CD} open and CB_{EF} open),
- direct line supplies Load 1 and excess energy is sent to Load 2 (CB_{CD} open, CB_{EF} closed),
- direct line supplies Load1 and excess of energy is sent to Load 2 and additionally to EPS through the transformer 15/6 kV (CB_{CD} open, CB_{EF} closed),

30. Energie-Symposium

- direct line supplies Load 1 and excess energy is sent directly to EPS on the level 15 kV (CB_{CD} closed, CB_{EF} open),
- direct line supplies Load 1 and excess energy is sent to Load 2 and directly to EPS on the level 15 kV (CB_{CD} closed, CB_{EF} closed).

Closing circuit-breakers CB_{CD} and CB_{EF} require synchronization control (module S in Figure 9).

Weather stations (WS) installed in selected places on the line are additional equipment enabling optimization of the operation of the direct line. Weather information sent from the weather stations also contains information about the temperature of wire at a given point on the line. The weather information enables the calculation of the wire temperature (according to the algorithm presented in [4]) and thus the assessment of the possibility loading the overhead line under given weather conditions. Direct measurement of the temperature at this point allows for verification of the calculations.

This solution may be particularly advantageous in the second case presented in point 3 (a new PPP is additionally connected to the PCC of an existing WPP (or vice versa) and additionally ESS). If the previously designed AC line has current carrying capacity close to the maximum current flowing from the WPP, then without control of current carrying capacity it would be practically impossible to send additional power from the PPP.

The weather forecast (module WF or external weather information) can greatly improve the system in Figure 9 because it can predict with high probability:

- expected wind speed distribution,
- expected solar radiation,
- expected temperature, humidity, thermal conductivity, density and viscosity of air.

These data make it possible to predetermine the expected power of WPP, PPP and the current carrying capacity of the direct line and in some cases expected power of load.

The system shown in Figure 9 concerns small powers not exceeding several megawatts. This results from the current carrying capacity of the 15 kV line. Moreover, direct lines are most often built as medium voltage lines, because they are most often used to power industrial plants. If direct lines are powered by renewable sources, it is possible to demonstrate that given investor/owner uses green energy. This fact can be used e.g., for marketing purposes. Energy-intensive manufacturing and agricultural farms need to demonstrate their electricity consumption due to sustainable reporting requirements. This will also be important for their ability to obtain financing for their activities. However, the cable pooling is more profitable the more power flows in the line and therefore the higher the voltage.

In existing system, the introduction of cable pooling mainly involves adapting a part of the system to this kind of operation. However, direct line involves completely new investment.

5. OTHER PROBLEMS RELATED TO DIRECT LINES AND CABLE POOLING

Direct lines can create some problems that need be resolved:

- energy quality adapted to the requirements of the direct receiver and possibly the requirements of the national power system,
- rules of cooperation with the direct receiver,
- rules of cooperation with the national power system,
- power reliability,
- transmission fees for the energy sent into EPS,
- possible conflict of interests between distribution and transmission companies and owners of direct lines,
- introduction of limits on the amount of transmitted power,
- coordination of distribution and transmission system development plans with the development of direct lines,
- introduction of a special solidarity fee charged to users of direct lines, intended for investments in the network of EPS.

Cable pooling is much more complicated in point of view of economic and legal problems, because it works usually with the national power system and must fulfill all the requirements resulting from that fact. Cable pooling can most often involve many different owners. Subsequent sources connected to the given line change the connection conditions and therefore an agreement between individual owners is necessary.

6. CONCLUSIONS

Despite some problems, the use of direct lines is primarily intended to contribute to the development of distributed energy and to encourage investment in small generating units based primarily on renewable energy, which will power local facilities. The above is intended to improve the competitiveness of entities on the market by providing an alternative source of energy supply and a real possibility of reducing the cost of business activities.

Cable pooling enables more effective use of existing network infrastructure including direct lines.

The use of the control of current carrying capacity increases the efficiency of the use of direct lines and improves their reliability and security.

The forecasted low value of the correlation coefficient of solar radiation and wind speed especially in the analyzed area allows the use of cable pooling. However, a high value of the correlation coefficient does not always exclude the use of cable pooling, as it may indicate a low level of generation in both WPP and PPP. The expected levels of power generated in the WPP and PPP are more important.

7. BIBLIOGRAPHY

- [1] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dziennik Ustaw RP, 2007, Nr 93, poz. 623 (Polish regulations on the conditions of operation of the power system).
- [2] <https://www.pse.pl/web/pse-eng/data>
- [3] P. Kacejko, P. Pijarski, Dynamic fitting of generation level to thermal capacity of overhead lines, *Electrical Review*, R. 84, may 2008.
- [4] M. Zeńczak, Overhead Lines in Power System with Wind Power Plants and Photovoltaic Power Plants, *Lecture Notes in Electrical Engineering 324. Analysis and Simulation of Electrical and Computer Systems*, Editors: Lesław Gołębowski, Damian Mazur. Switzerland, Springer International Publishing, 2015.

EXPERIMENTELLE UNTERSUCHUNGEN DER PROZESSE DER FLUTUNG VON PV-MODULE AUF SCHIFFEN MIT MEERWASSER IM HINBLICK AUF DIE DABEI ERZIELTE LEISTUNG

Wojciech Zeńczak, Zbigniew Zapałowicz

West Pomeranian University of Technology, Szczecin,

Faculty of Maritime Technology and Transport,

Department of Safety and Energy Engineering,

Al. Piastów Ave, PL 71-065 Szczecin, Poland

ABSTRACT

Die Effizienz von PV-Modulen nimmt mit steigender Temperatur ab, daher ist es ratsam, sie zu kühlen. Allerdings erfordern Kühlsysteme für PV-Module zusätzliche finanzielle Aufwendungen, erhöhen das Gewicht und die Komplexität der Anlage und erhöhen den Strombedarf für den Antrieb von Umwälzpumpen. Auf einigen Schiffen ist es möglich, den Prozess ihrer natürlichen Kühlung bei erhöhtem Wellengang und Überflutung der Schiffsdecks mit Außenbordwasser zu nutzen und so viele der oben genannten Mängel von Kühlsystemen zu vermeiden. Ziel der Arbeit war es zu zeigen, wie sich die Leistung von PV-Modulen ändert, wenn die Oberflächen des Schiffes mit darauf montierten PV-Modulen zyklisch, aber unregelmäßig mit Meerwasser geflutet werden. Außerdem wurde getestet, ob es möglich ist, beim Überflutungsprozess einen bestimmten Temperaturbereich von PV-Modulen einzuhalten. Der Artikel präsentiert ausgewählte Ergebnisse experimenteller Forschung, die an einem Teststand durchgeführt wurde und die es ermöglichte, den Prozess der Überflutung eines PV-Moduls mit Wasser bei unterschiedlicher Intensität und Frequenz, die sich aus der Periode der Meereswelle ergibt, zu simulieren.

1. EINLEITUNG

Am 7. Juli 2023 verabschiedete die Internationale Seeschiffahrtsorganisation (IMO) während der 80. Sitzung des Ausschusses für den Schutz der Meeresumwelt (MEPC 80) Änderungen an der Strategie zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen (GHG). Die neuen Strategieziele sehen vor, den CO₂-Ausstoß in der Schifffahrt im Jahr 2030 um 40 % zu reduzieren und die gesamten jährlichen Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 im Vergleich zu 2008 auf null zu senken [1].

Um dies zu erreichen, müssen neue Energietechnologien im Schiffbau schneller implementiert und alternative Kraftstoffe wie Methanol, Ammoniak und Wasserstoff eingesetzt werden. Eine wichtige Rolle spielen dabei auch Energietechnologien auf Basis erneuerbarer Energiequellen, insbesondere Anlagen zur Nutzung von Windenergie und Photovoltaikanlagen (PV). Der Hauptnachteil dieser Quellen ist die im Vergleich zu herkömmlichen Quellen geringe Energieflussdichte sowie die zufällige Natur ihrer Verfügbarkeit. Das bedeutet, dass ihr Einsatz auf Seeschiffen mit hoher Antriebsleistung nur eine teilweise Deckung des Energiebedarfs ermöglicht. Unter solchen Bedingungen lohnt es sich, alle Methoden, die zu einer Erhöhung ihrer Energieflussdichte führen, zu erforschen und die Zweckmäßigkeit ihres Einsatzes zu prüfen.

Eine bekannte und in vielen Arbeiten zitierte Möglichkeit, die Leistung (Wirkungsgrad) von PV-Modulen zu steigern, ist deren Kühlung. Zu den PV-Anlagen gehören passive Kühlsysteme, die natürliche Konvektion und spontane Luftbewegung nutzen, und aktive Kühlsysteme, die die erzwungene Strömung eines Kühlmediums, z. B. Luft oder Wasser, nutzen [2,3,4,5]. Aktive Systeme benötigen jedoch die Bereitstellung von Energie für den Eigenbedarf, d.h. zum Antrieb einer Pumpe oder eines Gebläses, was den Energiegewinn durch das eingesetzte Kühlsystem reduziert.

30. Energie-Symposium

Wenn ein Schiff auf welliger See fährt, ist oft das gesamte Hauptdeck mit Wasser überflutet. Dieses Phänomen tritt vor allem auf Schiffen mit niedrigen Bordwänden wie zum Beispiel Massengutfrachtern oder Tankern auf. Wenn PV-Module daher auf überfluteten Decks platziert würden, würden sie gekühlt. Diese Kühlung erfolgt jedoch nur zufällig und periodisch, abhängig von den Wetterbedingungen. Es empfiehlt sich jedoch, die Möglichkeit einer solchen Kühlung zu prüfen, zumal sie keinen zusätzlichen Energieaufwand wie bei einer Zwangskühlung erfordert. Zusätzliche Kosten können nur mit der ordnungsgemäßen Montage der PV-Module auf dem Deck verbunden sein. Es ist zu betonen, dass auf Schiffen installierte PV-Module in einer speziellen Ausführung hergestellt werden müssen.

Ziel dieser Arbeit war es, experimentell zu beurteilen, wie sich die Leistung von PV-Modulen ändert, wenn die Schiffsoberflächen mit darauf montierten PV-Modulen zyklisch, aber unregelmäßig mit Meerwasser geflutet werden, und ob es möglich ist, beim Flutungsprozess Beibehaltung des eingestellten Temperaturwertes von PV-Modulen einzuhalten.

2. FORSCHUNGSSTAND

Experimentelle Untersuchungen wurden auf dem in Abb. 1 dargestellten Prüfstand durchgeführt.

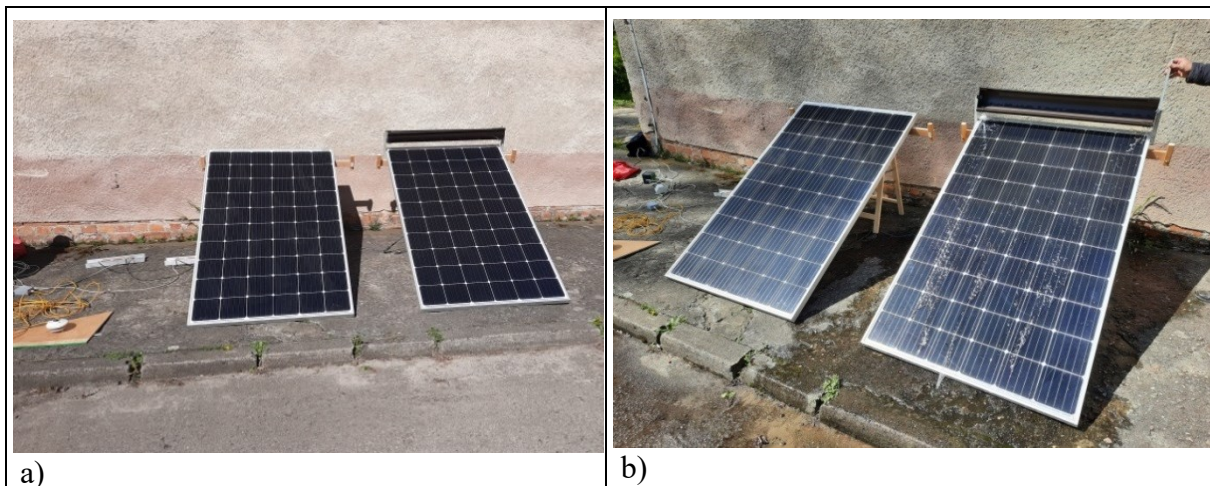


Abbildung 1: Ansicht des Prüfstands

a) Gesamtansicht; b) der Moment der Überflutung des PV-Moduls mit Wasser

Für die Tests wurden zwei PV-Module vom Typ SV60M.5-305 der Firma Selfa GE S.A. mit einer Nennleistung von 305 W_p (-0; +5W) verwendet. Sie wurden ostgerichtet neben dem Laborgebäude der Fakultät für Meerestechnik und Transport von Westpommerschen Technischen Universität Szczecin gelegt. Die PV-Module wurden mit einer Seite auf den Ständern abgestützt und die andere Seite wurde auf der Betonoberfläche des Gehwegs geruht (Abb. 1a und 1b). Der Neigungswinkel der PV-Module zur Horizontalen betrug 29,4°. Beide PV-Module wurden zuvor in einem Labor (Laboratorio Kiwa Cermet Italia S.p.A) in Cormano, Italien) getestet. Dort wurden ihre Parameter genau bestimmt. Unter STC-Bedingungen betragen ihre maximalen Leistungen 302,68 W_p und 308,59 W_p. Die Nettofläche jedes PV-Moduls betrug 1,5072 m². Jedes Modul wurde mit einem Widerstand von 11 Ω belastet.

Am Rahmen des PV-Moduls mit geringerer Nennleistung (Modul B) wird eine schwenkbare Rinne mit Hebel befestigt, die die gesamte Breite des Moduls abdeckt. Das maximale Fassungsvermögen der Rinne betrug 6 dm³. Während der Versuche wurde die Rinne je nach Versuchsart mit zyklisch abgemessenen Wassermengen von 2 bis 6 dm³ gefüllt (Abb. 1b). Das zweite Modul (Modul A) wurde nicht mit Wasser geflutet und seine Parameter waren Referenzparameter.

30. Energie-Symposium

Auf der Rückseite jedes PV-Moduls waren Widerstandstemperatursensoren angebracht. Zur Messung der Gesamtstrahlungsintensität wurde ein Pyranometer mit CMP3-Sensor verwendet (Abb. 1a).

Im Speicher des Rekorders wurden folgende Daten aufgezeichnet: Intensität der Sonneneinstrahlung, Temperaturen der Rückseiten der PV-Module und elektrische Parameter (Spannung und Strom) der PV-Module. Die Daten vom Rekorder wurden regelmäßig zur Verarbeitung und weiteren Analyse an einen PC gesendet. Während der Tests wurden die Wasser- und Lufttemperaturen ständig mit Flüssigkeitsthermometern kontrolliert. Das Wasser zur Untersuchung wurde direkt aus dem Wasserversorgungsnetz entnommen und in gleicher Menge in 6 Eimer gefüllt. Das Wasser aus den Eimern wurde dann in einem bestimmten Zyklus in eine schwenkbare Rinne umgefüllt.

3. AUSGEWÄHLTE FORSCHUNGSERGEBNISSE

3.1 Zyklische und unregelmäßige Überflutung des Moduls

Die Ergebnisse experimenteller Tests des Prozesses der Flutung des PV-Moduls mit konstanten Wasserportionen von 3 dm^3 , jedoch in abwechselnden, zyklisch wiederholten Zeitintervallen von 60 und 30 Sekunden sind in den Abbildungen 2 bis 6 dargestellt. Während der Messungen betragen die Umgebungs- und Wassertemperaturen entsprechend $t_a = 21,5 \text{ °C}$ und $t_w = 17 \text{ °C}$. Abb. 2 zeigt Veränderungen der Temperatur von PV-Modulen und Abb. 3 zeigt die entsprechenden Leistungsänderungen über die Zeit. Der zyklische Charakter des Überflutungsprozesses ist deutlich an den Leistungsänderungen des PV-Moduls zu erkennen. Da die Temperatur des PV-Moduls nur mit einem Sensor gemessen wurde, ist der zyklische Charakter der Temperaturänderungen nur qualitativ. Die Analyse der Leistungsänderungen in einzelnen Zyklen von 60 und 30 Sekunden lässt den Schluss zu, dass diese nicht wiederholbar sind. Der Grund für die mangelnde Wiederholbarkeit kann in der Einzigartigkeit des Überflutungsprozess liegen, der mit einer gewissen Zufälligkeit und unvermeidlichen Wasserverlusten beim Umfüllen vom Eimer in die Rinne und einem leichten Überlaufen durch die Seitenkanten des PV-Moduls zusammenhängt. Darüber hinaus können die abgemessenen Wassermengen geringfügig unterschiedliche Volumina aufweisen.

In diesem Experiment ist auch deutlich zu erkennen, dass es am Tag der Untersuchung kurz vor Beginn der Messungen eine vorübergehende Wolkendecke gab. Dies führte zu einem Rückgang der Sonnenstrahlungsintensität von 600 W/m^2 auf 500 W/m^2 (Abb. 4). Das Experiment selbst wurde jedoch für einen Wert dieses Parameters von etwa 650 W/m^2 durchgeführt. Es sollte jedoch betont werden, dass die Intensität der Sonnenstrahlung mit der Zeit immer höher wurde. Die Temperatur des gekühlten PV-Moduls (Modul B) sank von ca. 38 °C auf ca. 25 °C . Die Temperatur des ungekühlten PV-Moduls (Modul A) wiederum stieg in dieser Zeit von etwa 40 °C auf etwa 45 °C .

Abb. 5 zeigt den Temperaturabfall des gekühlten PV-Moduls im Vergleich zu einem ungekühlten PV-Modul. Im Experiment führte das Abkühlen des PV-Moduls durch Fluten mit Wasser in wiederholten Zyklen von 60 und 30 Sekunden zu einer Temperaturabsenkung um ca. 18 °C . Wie zu sehen ist, obwohl die Flutung zwar nur zyklische Charakter hat, kommt es zu einem deutlichen Temperaturabfall des PV-Moduls.

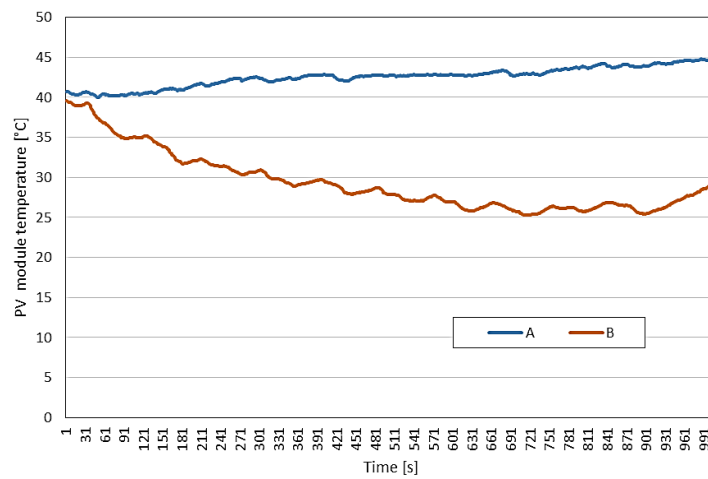


Abbildung 2: Temperaturänderung von PV-Modulen über die Zeit

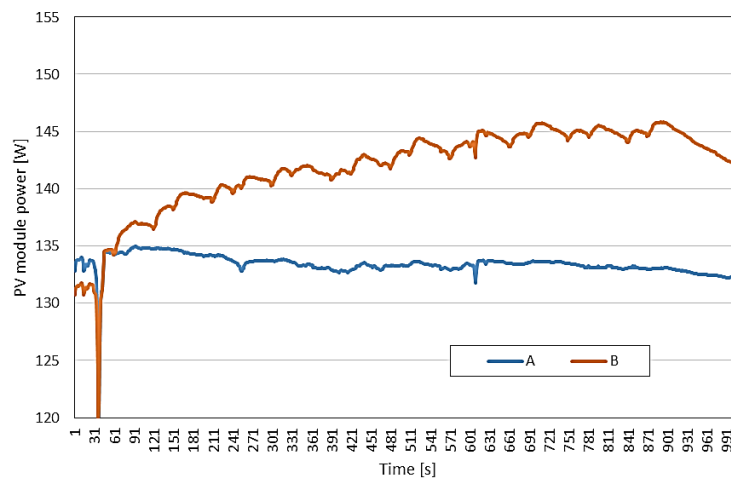


Abbildung 3: Leistungsänderung von PV-Modulen über die Zeit

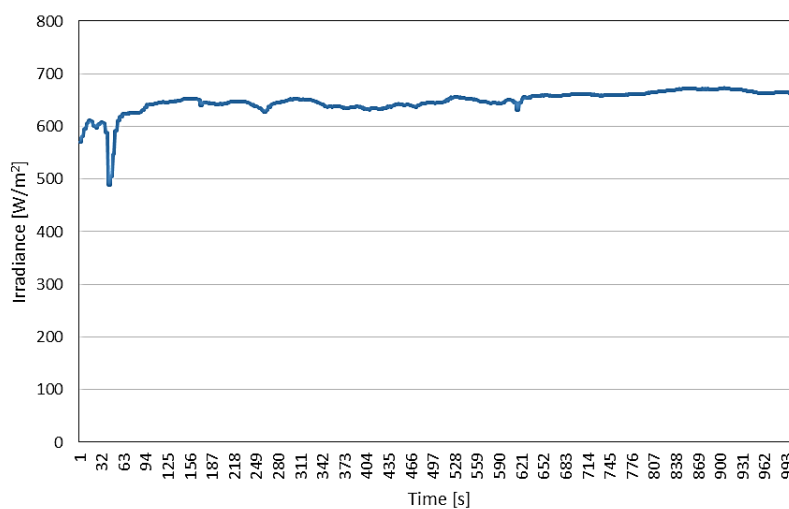


Abbildung 4: Änderung der Intensität der Sonnenstrahlung über die Zeit

30. Energie-Symposium

Die Forschungsergebnisse der Leistungsänderungen von PV-Modulen bestätigen die obige Schlussfolgerung. Die Leistung des ungekühlten PV-Moduls betrug während der Tests etwa 133 W, während die Leistung des gekühlten PV-Moduls allmählich auf etwa 145 W anstieg (Abb. 3). In diesem Experiment betrug die Leistungssteigerung des gekühlten PV-Moduls im Vergleich zur Leistung des ungekühlten PV-Moduls um etwa 12 – 13 W (Abb. 6). Bezogen auf die aktuelle Leistung des ungekühlten PV-Moduls betrug die prozentuale Leistungssteigerung somit ca. 9,5 %. Allerdings waren die Änderungen der Leistung des gekühlten PV-Moduls in einem einzigen Zyklus viel geringer.

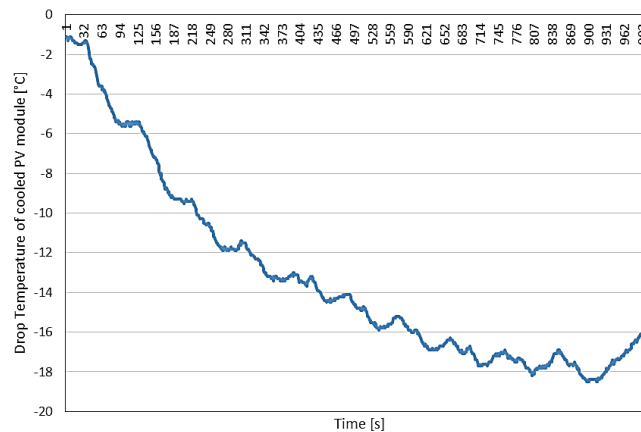


Abbildung 5: Temperaturabfall des gekühlten PV-Moduls im Vergleich zur Temperatur des ungekühlten PV-Moduls über die Zeit

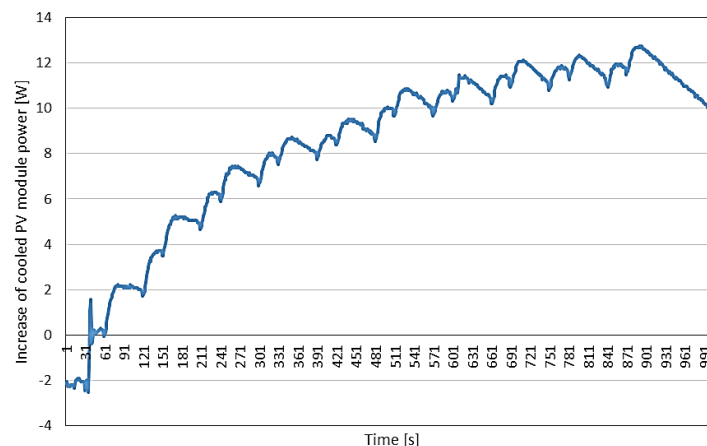


Abbildung 6: Leistungsanstieg des gekühlten PV-Moduls im Vergleich zur Leistung des ungekühlten PV-Moduls über die Zeit

Basierend auf der Analyse der erhaltenen Testergebnisse kann daher der Schluss gezogen werden, dass die PV-Module, wenn sie sich auf den von Wellen überfluteten Schiffsoberflächen befinden würden, ab dem Zeitpunkt dieses Prozesses allmählich abkühlen würden. Erfolgt der Überflutungsprozess in regelmäßigen Zyklen, bei denen jeweils im Abstand von 60 Sekunden und dann im Abstand von 30 Sekunden Wasserportionen ausgegossen werden, sind nach Erreichen des quasistationären Zustands die Temperatur- und Leistungsänderungen des PV-Moduls relativ gering. Bei einem längeren Zeitraum zwischen den Überflutungen (60 Sekunden) ist ein größerer Temperaturabfall des gekühlten PV-Moduls zu beobachten, was zu einer größeren Leistungssteigerung im Vergleich zum ungekühlten PV-Modul führt.

30. Energie-Symposium

Der größere Temperaturabfall resultiert aus einer längeren Verweildauer des dünnen Wasserfilms auf der Oberfläche des gekühlten PV-Moduls, was zu dessen intensiver Verdunstung führt. Durch die Verdunstung des Wasserfilms wird der Wärmeaustausch zwischen der Glasoberfläche und der Umgebung intensiviert.

3.2 Einhalten des angenommenen Temperaturwerts des PV-Moduls während des Überflutungsprozesses

Die Ergebnisse experimenteller Tests des Prozesses der Überflutung des PV-Moduls mit dem Zweck seine angenommene Temperatur einzuhalten, sind in den Abb. 7 bis 11 dargestellt. Bei diesem Experiment wurde die Oberfläche des PV-Moduls periodisch mit einer Portion Wasser von 3 dm^3 geflutet, so dass seine Temperatur weniger als $30 \text{ }^\circ\text{C}$ betrug.

In der ersten Phase des Abkühlvorgangs des PV-Moduls, dessen Anfangstemperatur etwa $40 \text{ }^\circ\text{C}$ betrug, wurde der Zeitraum zwischen den nachfolgenden Überflutungen auf 60 Sekunden gehalten. Wenn die zentral auf der Rückseite gemessene Temperatur des PV-Moduls unter $30 \text{ }^\circ\text{C}$ sank, hing die Zeitspanne zwischen den Überflutungen davon ab, wann die Temperatur wieder den angenommenen Wert erreichte. Der angenommene Modultemperaturwert von $30 \text{ }^\circ\text{C}$ wurde 8 Minuten von dem Beginn des Überflutungsprozesses des PV-Modul erreicht. Dann schwankten die Zeiten zwischen aufeinanderfolgenden Überflutungen stark und betragen im Durchschnitt 63 s (von 25 s bis 99 s). Temperaturänderungen des ungekühlten und des gekühlten PV-Moduls sind in Abb. 7 dargestellt.

Während der Tests betrug die Temperatur des ungekühlten PV-Moduls etwa $45 \text{ }^\circ\text{C}$, während die Temperatur des gekühlten PV-Moduls (angenommene) am Ende jeder Überflutung etwa $30 \text{ }^\circ\text{C}$ betrug (ohne Berücksichtigung der Anfangsphase). Die Leistungsänderungen von PV-Modulen entsprechend Temperaturänderungen sind in Abb. 8 dargestellt. Die Leistung des gekühlten PV-Moduls betrug etwa 144 W und die Leistung des ungekühlten PV-Moduls etwa 132 W . Die von PV-Modulen erzielte Leistung hing vom aktuellen Wert der Sonnenstrahlungsintensität ab (Abb. 9). Während der Messungen veränderte sich dieser Wert von ca. 700 W/m^2 auf ca. 750 W/m^2 . Durch die örtliche Bewölkung kam es auch zu kurzfristigen Änderungen dieses Parameters. Wie in Abb. 8 dargestellt ist, führten diese Änderungen zu schnellen Leistungsänderungen beider PV-Module.

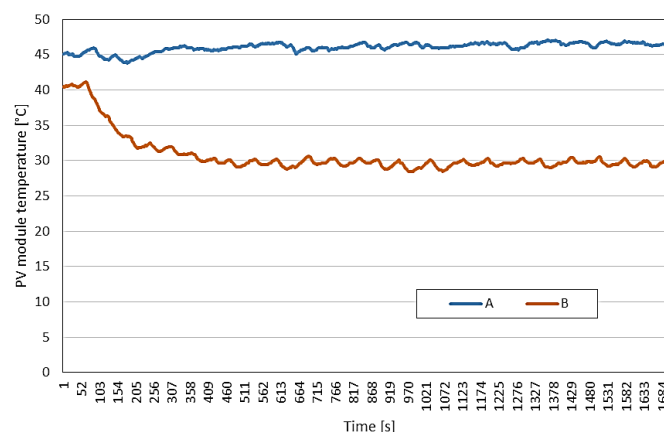


Abbildung 7: Temperaturänderung von PV-Modulen über die Zeit

Die Auswirkungen dieser Methode der Kühlung des PV-Moduls sind in Abb. 10 und 11 besser sichtbar. Sie zeigen den Temperaturabfall und die Leistungssteigerung des gekühlten PV-Moduls in nachfolgenden Überflutungszyklen im Vergleich zu den Werten dieses Parameters für ein ungekühltes Modul.

30. Energie-Symposium

Wenn die Aufgabe des Kühlsystems darin besteht, die Oberfläche periodisch zu überfluten, führt die Aufrechterhaltung der Temperatur der Rückseite des PV-Moduls bei etwa 30 °C zu einem Temperaturabfall von etwa 16 °C bis 18 °C und zu einer Leistungssteigerung von ca. 10W - 12W im Vergleich zu den Werten dieses Parameters für ein ungekühltes Modul.

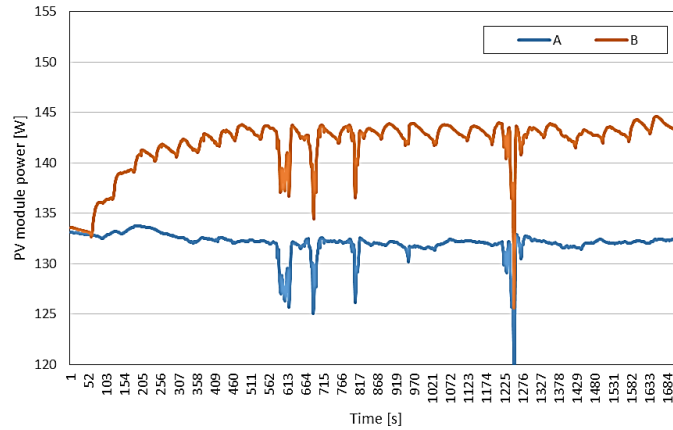


Abbildung 8: Leistungsänderung von PV-Modulen über die Zeit

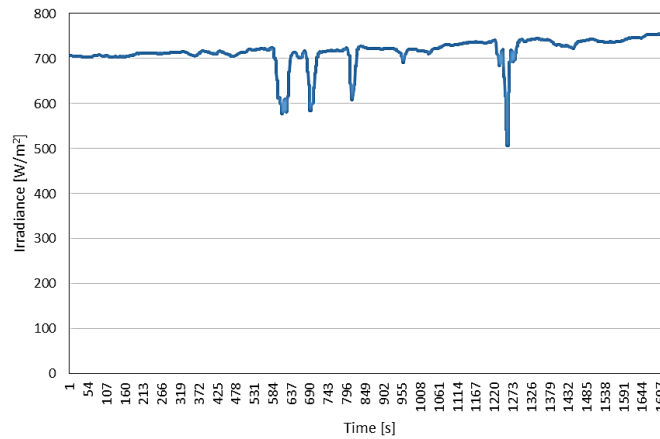


Abbildung 9: Änderung der Strahlungsintensität über die Zeit

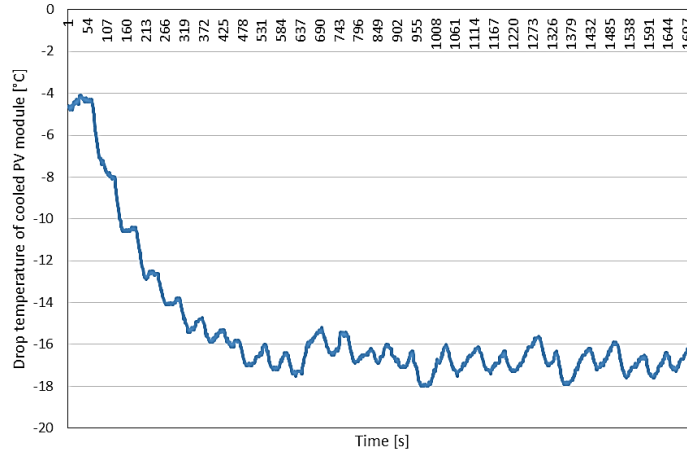


Abbildung 10: Temperaturabfall des gekühlten PV-Moduls im Vergleich zur Temperatur des ungekühlten PV-Moduls über die Zeit

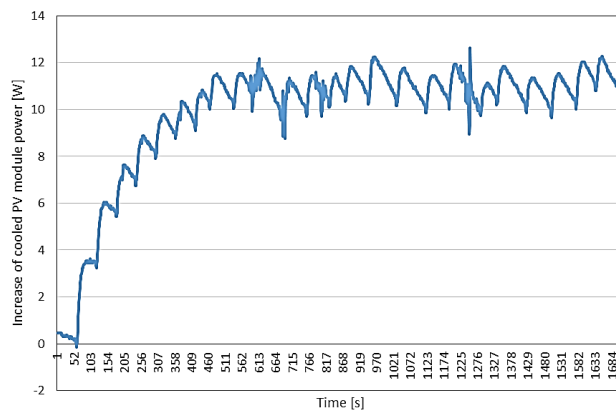


Abbildung 11: Leistungsanstieg des gekühlten PV-Moduls im Vergleich zur Leistung des ungekühlten PV-Moduls über die Zeit

4. ZUSAMMENFASSUNG

Die Ergebnisse dieser Forschung haben gezeigt, dass die zyklische Überflutung von Schiffsdecks und dort eingerichteten PV-Modulen mit Wasser, deren Temperatur deutlich senkt und die erzeugte Leistung erhöht. Auch Situationen, in denen die Überschwemmungszyklen unregelmäßig sind, d. h. wenn Wellen das Deck in Abständen überschwemmen, die unterschiedliche Vielfache der Wellenperiode betragen, sind wichtig. Eine Überschwemmung von PV-Modulen mit Meerwasser kann hauptsächlich bei Schiffen mit einer niedrigen Bordwand und nur dann auftreten, wenn sich die PV-Anlage an Orten befindet, die einer Überflutung durch Wellen ausgesetzt sind. Durch die relativ häufige Flutung von PV-Modulen mit Wasser nähert sich dieser Prozess der kontinuierlichen Kühlung an, die am effizientesten ist. Darüber hinaus kann es bei der Überflutung zu einer beidseitigen Benetzung des PV-Moduls (bei Montage auf einer Tragkonstruktion) kommen, was der Situation beim Eintauchen des gesamten PV-Moduls in Wasser entspricht. Es ist jedoch zu beachten, dass eine solche Kühlung zufällig erfolgt und vom Seegang abhängt und daher der erzielte Energieertrag nicht in der elektrischen Bilanz des Schiffes berücksichtigt kann. Allerdings kann eine periodische Steigerung der elektrischen Leistung zu geringfügigen Kraftstoffeinsparungen führen.

5. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] IMO strategy on reduction of GHG emissions from ships ANNEX 1 RESOLUTION MEPC.377(80) Adopted on 7 July 2023. <https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/MediaCentre/PressBriefings/Documents/Resolution%20MEPC.377%2880%29.pdf> (accessed 28.07.2023)
- [2] A. Shuklaa, K. Kanta, A. Sharmaa, PH Biwoleb, "Cooling methodologies of photovoltaic module for enhancing electrical efficiency: a review", *Sol Energy Mater Sol Cell* 2017;160:275–86. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2016.10.047>.
- [3] KA. Moharram, MS. Abd-Elhady, HA. Kandil, H. El-Sherif, "Enhancing the performance of photovoltaic panels by water cooling", *Ain Shams Engineering Journal* 2013; 4:869-77. <https://doi.org/10.1016/j.asej.2013.03.005>.
- [4] D.M.K. Al-Jamea, I. Masalha, A.S. Alsabagh, O.O. Badran, H. Maaitah, O. Mashaqbeh, "Investigation on water immersing and spraying for cooling PV panel", *International Review of Mechanical Engineering (I.RE.M.E.)*, Vol. 16, N. 9, (2022), 501-507. <https://doi.org/10.15866/ireme.v16i9.22680>.
- [5] Z. Zapałowicz, W. Zeńczak, "The possibilities to improve ship's energy efficiency through the application of PV installation including cooled modules" *Renew. Sustain. Energy Rev.* [Online] 143, pp. 1-16. (2021, Mar.). [http:// www.elsevier.com/locate/rser](http://www.elsevier.com/locate/rser)



Die E.DIS AG mit ihrer Tochter E.DIS Netz GmbH ist einer der größten regionalen Energienetzebetreiber Deutschlands und betreibt in Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern auf einer Fläche von 35.500 Quadratkilometern ein 79.000 Kilometer langes Stromleitungsnetz. Hinzu kommt im östlichen Landesteil Mecklenburg-Vorpommerns und im Norden Brandenburgs auf einer Fläche von 9.770 Quadratkilometern ein ca. 4.700 Kilometer langes Gasleitungsnetz.

Als Verteilnetzbetreiber ist E.DIS führend bei der sicheren Integration Erneuerbarer Energien und sorgt mit seinen modernen Netzen für den kontinuierlichen Strom- und Gasfluss im Leben der Menschen. Wichtig ist hierbei zu unterscheiden, dass die E.DIS Netz GmbH als Netzbetreiber ausschließlich für den Bau und Betrieb der Energienetze in großen Teilen Brandenburgs und Mecklenburg-Vorpommerns zuständig ist, jedoch selbst weder Strom noch Gas verkauft.



Dazu zeichnet sich die E.DIS-Gruppe durch eine vielseitige fachliche Expertise in der Energiewirtschaft aus. Die Kommunen, Privat- und Gewerbekunden und Industrieunternehmen in der Region unterstützt E.DIS als kompetenter Partner auf Augenhöhe. Ob bei der Elektromobilität, dem Breitbandausbau oder der

Entwicklung von Wärmelösungen - die Experten der E.DIS-Gruppe entwickeln stets die passenden Lösungen für die Herausforderungen der Energiewelt von heute und morgen.

Mit etwa 2.500 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern an rund 40 Standorten ist E.DIS zudem einer der größten Arbeitgeber in Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern. Darüber hinaus wirkt E.DIS dem Fachkräftemangel in der Region seit vielen Jahren mit einer umfangreichen Aus- und Fortbildung entgegen und nimmt so gesellschaftliche Verantwortung wahr. Als familienfreundliches Unternehmen engagiert sich E.DIS zudem für die Vereinbarkeit von Familie und Beruf.



Weitere Informationen finden Sie auf www.e-dis.de.

Unsere Leidenschaft ist Energie

Zukunftsgewandt, technologie-begeistert und den Menschen ins Zentrum stellend gestalten wir den Wandel hin zu ökologischer, sowie ökonomischer Nachhaltigkeit.

STRATEGIE &
ORGANISATION

NACHHALTIGE
ENERGIELÖSUNGEN

BUSINESS IT



ENERGIEVISIONEN
& STRATEGIEN

PROJEKTMANAGEMENT
& PROJEKTVERMITTLUNG

WASSERSTOFFINTEGRATION
& EXPERTISE

SYSTEMMODELLIERUNG
& STUDIEN

Meine **HEIMAT.** ✓

Meine **STADT.** ✓

Meine **STADTWERKE.** ✓

GEMEINSAM Zukunft gestalten.

Werde
Teil unseres
Teams!

SWS Stadtwerke Stralsund GmbH
Frankendamm 7, 18439 Stralsund
personal@stadtwerke-stralsund.de



www.stadtwerke-stralsund.de/jobs



30. Energie-Symposium

Autorenverzeichnis

Alberico, E.	62	Kacmaz, Ö.	81	Sang, R.	62
Basters, R.	150	Katerbau, T.	92	Sarvelainen, H.	177
Baumann, M.	25	Kerssen, C.	25	Schlacke, S.	185
Beller, M.	62	Kirchner, J.	211	Schneider, W.	31
BleECK, S.	139	Kirsten, C.	211	Schulte, S.	119,150
Brunnemann, J.	10	Kivelä, J.	73	Schunke, C.	190,195
Burger, J.	211	Knost, F.	211	Schwarz, H.	200
Buss, K.	203	Knüpfer Hafemann, L.	100	Seiler, R.	92
Dengel, A.	18	Korpela, T.	177	Sommer, R.	53
Drews-Walkling, P.	25	Kuosa, M.	177	Sponholz, P.	62,128
Ebrahimi, A.	164	Langenbach, A.	108	Stolzenburg, K.	203
Eckert, S.	203	Link, T.	166	Stuckenbrock, J.	211
El Chouli, A.	217	Ludwig, P.	218	Stührmann, T.	40
Ender, T.	31	Mäkelä, J.	73	Surkus, A.-E.	217
Ewert, W.	40	Mäkelä, M.	73,111	Thom, N.	25
Fichter, C.	135,217	Mahach, H.	119,150	Tuliniemi, E.	177
Flemming, A.	31	Mahmoodi, E.	164	Turan, V.	128
Graetschel, J.	211	Małyszko, O.	223	Uhlemann, E.	217
Groß, B.	44,119,150	Massa, J.	62,128	Uhlenwinkel, N.	135
Gulden, J.	53	Matter, A.	60	Utzig, J.	100
Gurreck, M.	185	Mohammadi, M.	31	Vertanen, H. -M.	73
Hayduk, M.	53	Nelles, M.	31	Vojacek, A.	10
Heins, O.	60	Opel, O.	81	Wei, D.	62
Hink, R.	211	Pahn, M.	150	Wei, Z.	62
Hübschen, B.	44	Peters, T.	211	Wegner, J.	92
Immonen, S.	111	Peters-Erjawertz, S.	135	Wiegand, M.	81
Jalalipour, H.	31	Piechotka, M.	211	Wienhage, G. H.	100
Janßen, T.	190,195	Rafoth, A.	139	Wiggers, V. R.	100
Jernström, P.	177	Rahiala, S.	177	Winklbauer, L.	211
Jiao, H.	62	Rauber, K.	119,150	Witthaus, L.	221
Junge, H.	62	Richter, F.	159	Zapałowicz, Z.	231
Johnson, M.	18	Ritschel, U.	164	Zénczak, M.	223
Juusola, T.	177	Roderer, V.	203	Zénczak, W.	231
Jyrkänne, T.	73	Rothe, C.	166	Zimmermann, M.	25