

Energieforschungsprogramm

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht

erstellt am

31/08/2023

Projekttitle: SyndETES

Synergetische dampfbasierte Elektro-Thermische Energie-Speicherung

Projektnummer:888456

Energieforschungsprogramm – 7. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Ausschreibung	7. Ausschreibung Energieforschungsprogramm
Projektstart	01/12/2021
Projektende	31/05/2023
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	18 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	Technische Universität Wien, Institut für Energietechnik und Thermodynamik
AnsprechpartnerIn	Karl Ponweiser
Postadresse	Getreidemarkt 9 / E302, 1060 Wien
Telefon	+43 1 58801 302310
E-mail	karl.ponweiser@tuwien.ac.at
Website	https://www.tuwien.at/mwbw/iet

SyndETES

Synergetische dampfbasierte Elektro-Thermische Energie-Speicherung

Autor:innen:

Stefan Denner (TU Wien Institut für Energietechnik und Thermodynamik)

Felix Hubmann (Austrian Institute of Technology)

Sophie Knöttner (Austrian Institute of Technology)

Karl Ponweiser (TU Wien Institut für Energietechnik und Thermodynamik)

Dominik Seliger (TU Wien Institut für Energietechnik und Thermodynamik)

Matthias Traninger (Austrian Institute of Technology)

1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis	4
2	Einleitung	5
2.1	Aufgabenstellung	5
2.2	Schwerpunkte des Projektes	5
2.3	Einordnung in das Programm	8
2.4	Verwendete Methoden und Aufbau der Arbeit	9
3	Inhaltliche Darstellung	11
3.1	Motivation und Hintergrund	11
3.1.1	Konzept SyndETES	11
3.1.2	SyndETES im Kontext der Carnot Batterie	16
3.2	Systemdesign	17
3.2.1	Anlagen in der mathematischen Optimierung	20
3.2.2	Einzelkomponenten in der thermodynamischen Simulation	21
3.3	Datenaufbereitung Prozessdaten und Energiepreise	25
3.3.1	Vorbereitung und Vorverarbeitung	26
3.3.2	Datengruppierung und Erstanalyse	26
3.3.3	Ermitteln repräsentativer Wochen	28
3.4	Mathematische Optimierung	30
3.5	Thermodynamische Simulation	34
4	Ergebnisse und Schlussfolgerungen	37
4.1	Mathematische Optimierung	37
4.1.1	Generischer Use Case (Use Case 0)	38
4.1.2	Industriennahe Use Cases (Use Case 1-3)	41
4.2	Thermodynamische Simulation	43
5	Ausblick und Empfehlungen	47
5.1	Methodische Vorgehensweise	47
5.2	SyndETES-System	48
5.3	Ausblick	50
6	Verzeichnisse	51
6.1	Abbildungsverzeichnis	51
6.2	Tabellenverzeichnis	52
6.3	Abkürzungsverzeichnis	52
7	Literaturverzeichnis	53
8	Anhang	54
8.1	Schema Optimierungsmodell Use Case 1	55
8.2	Schema Optimierungsmodell Use Case 2	56
9	Kontaktdaten	57

2 Einleitung

Das Projekt SyndETES – Synergetische dampfbasierte Elektro-Thermische Energie-Speicherung – ist ein vom Klima- und Energiefonds des Bundes im Rahmen des Energieforschungsprogramms, 7. Ausschreibung, gefördertes Sondierungsprojekt und wurde vom Institut für Energietechnik und Thermodynamik (IET) der Technischen Universität Wien und dem Austrian Institute of Technology (AIT) durchgeführt.

2.1 Aufgabenstellung

Im Projekt **SyndETES** wurde analysiert und quantifiziert unter welchen Rahmenbedingungen das im Projekt entwickelte **SyndETES**-System (in vereinfachter Variante in Abbildung 1 dargestellt) in Zukunft in industriellen Prozessen wirtschaftlich installiert und betrieben werden kann.

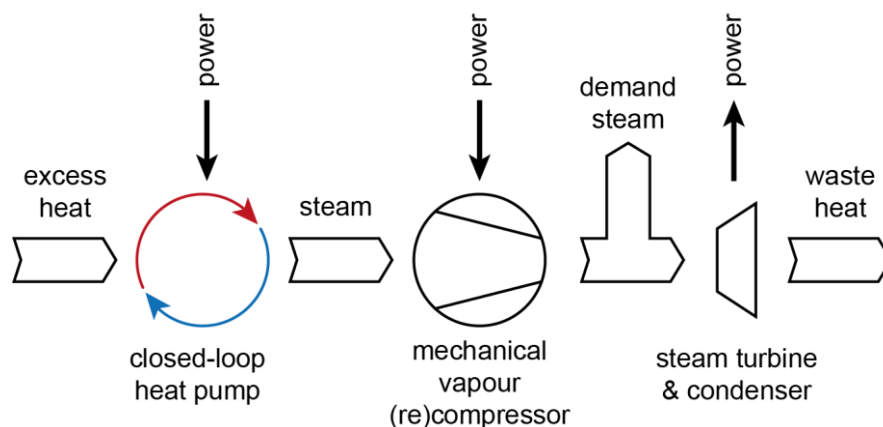


Abbildung 1: Stark vereinfachtes Schema der Energieumwandlungsanlagen des SyndETES-Systems ohne Darstellung der thermischen Speicher, die zwischen den Einzelkomponenten integriert werden können.

Übergeordnetes Projektziel war das Durchführen einer **Vorevaluierung** der Einbindung des **SyndETES**-Systems in mindestens einen industriellen Prozess. Es sollen insbesondere Aussagen zur Machbarkeit (Betriebscharakteristika und Wirtschaftlichkeit) als Projektergebnis abgeleitet werden.

2.2 Schwerpunkte des Projektes

Zur Erreichung des zuvor beschriebenen Projektzieles waren folgende Schritte geplant und erforderlich – sie stellen somit die Schwerpunkte des Projektes dar:

- Einbinden der **Anforderungen realer Industrieprozesse** (Lastprofile) und **wirtschaftlichen Rahmenbedingungen** (Anlagenkosten, Energiekosten) unterstützt

durch Informationen eines Expert:innenpools (Stakeholder aus produzierende Industrie und Hersteller:innen)

- Aufsetzen eines **detaillierten Simulationsmodells** zur Analyse der Einzelanlagen, ihrer Wechselwirkung und des Einflusses von (technischen) äußeren Rahmenbedingungen
- Aufsetzen eines **mathematischen Optimierungsmodells** zur Ableitung eines kostenoptimalen Systemdesigns unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen Parametern
- Diskussion der **Ergebnisse** mit dem Stakeholder-Expertenpool
- Bei positiver Vorevaluierung der Machbarkeit: Ableiten weiterer Maßnahmen zum Anheben des Technology-Readiness-Levels (TRL).

Daraus und zur Erreichung des übergeordneten Projektziels ergaben sich folgende Sub-Projektziele:

- Ableiten des kostenoptimalen Systemdesigns, wobei dieses für unterschiedliche Rahmenbedingungen in verschiedenen Industriesektoren (z.B. unterschiedliche Abwärmeprofile und -temperaturen, oder unterschiedlichem Prozessdampf- und Strombedarf) variieren kann. Dazu gehört:
 - Die Wahl der geeigneten Technologien, z.B. für den Prozess der "Entladung" (Verstromung), wozu Gegendruck-, Entnahmekondenstationsturbinen oder ORC-Kreisläufe denkbar sind.
 - Das Ermitteln der optimalen Platzierung und Anordnung der Einzelkomponenten, z.B. für die Technologie des Brüdenverdichters.
- Quantifizieren der kostenoptimalen Kapazitäten der Einzelkomponenten für unterschiedliche Rahmenbedingungen in den berücksichtigten Industriesektoren
- Qualitative Analyse und quantitative Bewertung des Zusammenspiels der Einzelkomponenten in Teillastzuständen
- Entwicklung von Kennzahlen (*Key-Performance-Indicators*) zur Bewertung der untersuchten Technologie zumindest im Vergleich mit einem Referenzenergiesystem bestehend aus Gaskessel und Stromversorgung aus dem elektrischen Netz für unterschiedliche Rahmenbedingungen in verschiedenen Industriesektoren. Dabei sollen insbesondere folgende Kennzahlen bestimmt werden:
 - CO₂-Einsparungen gegenüber einer Referenztechnologie
 - Primärenergieeinsparung gegenüber einer Referenztechnologie
 - Exergetischer Wirkungsgrad
 - Gesamtwirkungsgrad für Voll- und Teillastzustände
 - Kosten
 - Investitionsausgaben, engl. Capital Expenditures (CapEx)¹

¹ Mit den CAPEX oder auch CapEx werden Investitionsausgaben für längerfristige Anlagegüter bezeichnet, wie bspw. Maschinen, Gebäude, aber auch die Erstausrüstung, Ersatzteile, Rechnersysteme etc. (Quelle: <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/capex-52700>)

- Betriebskosten, engl. Operational Expenditures (OpEx)²

Das im gegenständlichen Projekt analysierte Systemdesign hebt sich dabei u.a. durch die Integration der Einzelkomponenten „dampferzeugende Wärmepumpe“ und „Ruths Speicher“ von den in der Literatur bisher dargestellten Konfigurationen der Carnot Batterie (CB), ab. Auch die starke Ausrichtung des Einsatzes in industriellen Energiesystemen und der flexiblen Bereitstellung von Prozesswärme und elektrischer Energie ist ein Unterscheidungsmerkmal zum State-of-the-Art.

Gemäß Literatur sind für die Technologie der CB sowohl auf technischer als auch auf wirtschaftlicher Ebene noch einige Herausforderungen zu bewältigen, um das TRL zu heben und diese marktverfügbar zu machen [1]. Dumont et al. führen diverse **"missing Gaps"** an, die zur Weiterentwicklung des Konzepts beitragen sollen [2]. Einige dieser Aspekte wurden im Projekt **SyndETES** adressiert, wodurch ein weiterer, neuer Beitrag, der zur Weiterentwicklung des State-of-the-Art beitragen soll, erfolgte:

- Teillast-Performance: Analysen und Berechnungen sind notwendig, um die Entscheidungsgrundlage für potenzielle Anwender zu stärken.
- Dynamische Simulationen: Insbesondere Anfahr- bzw. Hochfahrrampen für das Gesamtsystem, die für eine Reaktion auf fluktuierende Lasten und Preise im Stromnetz entscheidend sind, sind nicht ausreichend erforscht.
- Integration mit anderen Systemen und Anlagen: Bisher gibt es wenige Analysen, die die tatsächlichen Anforderungen und Rahmenbedingungen, beispielsweise für den Anfall von Abwärme, abbilden.
- Akkurate und validierte Kostenschätzungen.

² Im Gegensatz zu den Investitionsausgaben unter denen man längerfristige Anlagegüter fasst, beziehen sich die Betriebsausgaben auf die laufenden Ausgaben für einen funktionierenden operativen Geschäftsbetrieb. Unter OpEx subsummiert man die Kosten für Roh-, Betriebsstoffe, Personal, Leasing, Energie etc. (Quelle: <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/opex-52701>)

2.3 Einordnung in das Programm

Im Projekt **SyndETES** wurden durch die *Vorevaluierung des vorgeschlagenen SyndETES-Systems in mindestens einem industriellen Prozess* folgende Ausschreibungsziele der 7. Ausschreibung der Energieforschung adressiert.

Adressierte Ziele bzw. Grand Challenges

(entsprechend dem Wortlaut in der Ausschreibung)

Grand Challenges: Energieforschung im Zentrum großer gesellschaftlicher Herausforderungen

Forschung, Technologieentwicklung und Innovation können maßgeblich zur Lösung der aktuellen großen gesellschaftlichen Herausforderungen beitragen: Klimaschutz und Ressourceneffizienz, wirtschaftliche Entwicklung und Wohlstand, sozialer Zusammenhalt, Sicherheit, Gesundheit und demografischer Wandel.

Österreichs Technologieführerschaft schafft Zugang zu internationalen Märkten

Die Energieforschungs- und Innovationsaktivitäten verfolgen das Ziel, Österreich als Technologieführer in ausgewählten energierelevanten Bereichen zu etablieren und damit der österreichischen Wirtschaft verstärkten Zugang zu den globalen Märkten zu ermöglichen.

Das Projekt SyndETES trägt vor allem zur Forschung und Analyse für neuartige Energieversorgungskonzepte, wie beispielsweise das gegenständliche SyndETES-System, im industriellen Umfeld bei. Im Mittelpunkt steht die Eignung der Technologie für dezentrale Energiespeicherung in industriellen Anwendungen. Das Projekt hat dadurch signifikantes Potential zukünftig einen Beitrag zur Lösung großer Herausforderungen im Kontext der Energiewende und Transformation des produzierenden Sektors darzustellen. Bei positiver Evaluierung und Identifikation geeigneter Anwendungsfälle, kann das Projekt somit auch langfristig dazu beitragen, dass Österreich bzw. österreichische Unternehmen und Entwicklungen Vorreiter bei der Transformation sind, wodurch die Relevanz für internationale Stakeholder verstärkt wird.

Dieses Projekt wurde als Sondierungsprojekt im Rahmen der Energieforschung, 7. Ausschreibung durchgeführt. Ziel war die Durchführung einer Vorevaluierung der Einbindung des SyndETES-Systems in mindestens einen industriellen Prozess. Es sollen insbesondere Aussagen zur Machbarkeit (Betriebscharakteristika und Wirtschaftlichkeit) als Projektergebnis abgeleitet werden.

2.4 Verwendete Methoden und Aufbau der Arbeit

Einen ersten Überblick über die Vorgehensweise bzw. die im Projekt durchgeführten Tätigkeiten in chronologischer Reihenfolge liefert Abbildung 2.

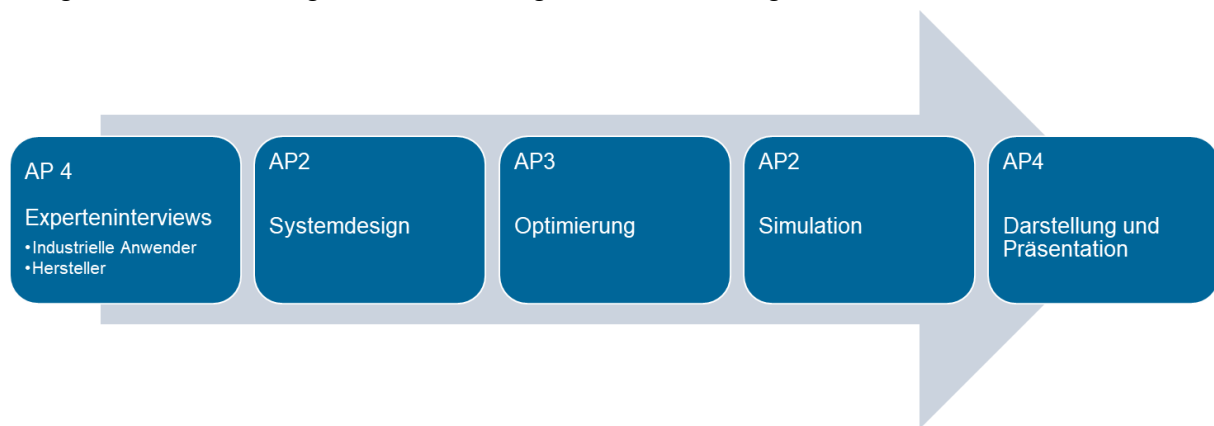


Abbildung 2: Graphische Darstellung des Arbeitsablaufs

Begleitet vom übergeordneten Prozess des Projektmanagements (Arbeitspaket 1) wurde in drei inhaltlichen Arbeitspaketen an der Beantwortung der identifizierten Forschungsfragen bzw. der Erreichung der definierten Forschungsziele gearbeitet. In Tabelle 1 werden die jeweiligen Arbeitspakete und die in den Arbeitspaketen verwendeten Methoden übersichtlich zusammengefasst sowie auf die entsprechenden Abschnitte im vorliegenden Endbericht verwiesen. Die dem Projekt zugrunde liegende Motivation wird in Abschnitt 3.1 dargelegt.

Tabelle 1: Zusammenfassung der verwendeten Methoden und Tools (Quellenangaben zu den verwendeten Tools sind in Kapitel 3 ergänzt)

Arbeitspaket	Verwendete Methoden und Werkzeuge
Arbeitspaket 1 Projektmanagement	– Projektmanagement – Projektmeetings (virtuelle und Präsenzmeetings)
Arbeitspaket 2 Simulationsbasierte Auslegung (IET)	– Literaturrecherche – Festlegen der Systemkonfiguration (siehe Abschnitt 3.2) – Simulation mit den aus AP3 ermittelten optimierten Parametern mittels EBSILON ³ (siehe Abschnitt 3.5) – Bewertung der Ergebnisse (siehe Abschnitt 4.2)
Arbeitspaket 3 Kostenoptimale Technologie- integration (AIT)	– Literaturrecherche

³ EBSILON ist eine kommerzielle Software des Unternehmens Steag Energy Services zur Modellierung thermodynamischer Prozesse und hauptsächlich bei der Modellierung und Optimierung von Kreisprozessen in Kraftwerken verwendet.

Energieforschungsprogramm – 7. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

	– Datenaufbereitung mit Python ⁴ und Datenanalyse mit Visplore ⁵ (siehe Abschnitt 3.3) – Mathematische Optimierung: Mixed-Integer Linear Programming umgesetzt in Python mit Pyomo ⁶ und CPLEX ⁷ (Details zur Methode siehe Abschnitt 3.4) – Techno-ökonomische Auswertung (Ergebnisse siehe Abschnitt 4.1)
Arbeitspaket 4⁸	
Stakeholder-Interaktion, Verwertung	– Erstellen Interview-Leitfaden – Stakeholder Kommunikation – Expert:innen-Interviews mit Stakeholdern in einem Online-Setting – (Teil-)Ergebnispräsentationen für Stakeholder in Online-Setting

⁴ Python ist eine quelloffene (Open Source), universelle, üblicherweise interpretierte, höhere Programmiersprache. Sie hat den Anspruch durch Objektorientiertheit, Aspektororientiertheit und funktionale Programmierung, einen gut lesbaren, knappen Programmierstil zu fördern.

⁵ Visplore ist ein interaktives Tool von vrvis, einem COMET-Zentrum in den Bereichen Visualisierung, Virtual und Augmented Reality, Visual Analytics und Bildinformatik, zur Analyse und Visualisierung großer Datenmengen und bietet adaptierbare Applikationen für Visual Analytics für flexibel kombinierbare Visualisierungen, Interaktionen und Berechnungen und erlaubt damit einen niederschweligen Zugang zur Datenanalyse.

⁶ Pyomo ist eine auf Python basierende, quelloffene Optimierungsmodellierungssprache mit einer Vielzahl von Optimierungsfunktionen. Pyomo wird als Modul in Python eingebunden.

⁷ IBM ILOG CPLEX Optimization Studio (meist nur bezeichnet als CPLEX) ist ein Programmsystem zur Modellierung und Lösung von Optimierungsproblemen mithilfe der mathematischen Optimierung sowie der Constraint-Programmierung. CPLEX stellt neben einem kommandozeilen-basierten Solver auch umfangreiche Bibliotheken mit Anbindung an andere Programmiersprachen wie Python bereit.

⁸ Aufgrund der Vertraulichkeit der übermittelten Prozessdaten werden in diesem Bericht keine Details der Stakeholder-Interaktion veröffentlicht.

3 Inhaltliche Darstellung

In diesem Abschnitt wird zunächst auf die Motivation und den Hintergrund der im Sondierungsprojekt analysierten Technologiekombination eingegangen. Es wird ein Überblick über Forschungsaktivitäten im zugehörigen Themenfeld gegeben, sowie das erstellte Systemdesign und die Einzelanlagen- bzw. Komponenten, die in der Modellierung abgebildet werden, vorgestellt. Anschließend werden die eingesetzten Modellierungsansätze beschrieben.

3.1 Motivation und Hintergrund

Aufgrund steigender Nachhaltigkeitsansprüche nimmt der Anteil an Technologien für die Energiebereitstellung aus erneuerbaren Quellen stetig zu. Energie aus erneuerbaren Quellen, wie z.B. Solarenergie oder Windkraft sind volatil und strapazieren die elektrischen Netze zusehends. Neben Methoden wie Lastreduktion, -erhöhung oder -verschiebung werden zukünftig verstärkt auch Speicher die Ausgleichsfunktion übernehmen müssen, um Lastausgleich zu ermöglichen und eine stabile Versorgung zu garantieren.

Mit der Notwendigkeit der Dekarbonisierung der Energieversorgung sehen sich viele Industriesparten zusehends in ähnlicher Problematik. Dem Angebot volatiler Primärenergie aus erneuerbaren Quellen steht die Forderung den Bedarf an elektrischer, oft aber auch thermischer Prozessenergie zeitvariant decken zu müssen gegenüber. Im Gegensatz zu Energieversorgern stehen Industriebetrieben, die große Mengen an thermischer Prozessenergie umsetzen, am Ende der Prozessketten oft ungenutzte industrielle Abwärmeströme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus zur Verfügung.

Speicher für elektrische Energie werden vorwiegend zentral, beispielsweise als Pumpspeicherkraftwerke ausgeführt und sind damit nur großräumig über das elektrische Netz zugänglich. Dezentrale elektrische Speicher vor Ort, wie zum Beispiel elektrische Batterien, sind kaum etabliert, weil sie teuer und auch mit thermischen Verlusten behaftet sind. Systeme, die Synergien bei der Speicherung von elektrischer und thermischer Energie nutzen, sind selten bis gar nicht existent. An diesem Punkt wird das Projekt **SyndETES** ansetzen, um eine deutliche Verbesserung der Energieausnutzung zu erzielen.

3.1.1 Konzept SyndETES

Das **SyndETES**-System besteht in der einfachsten Konfiguration (siehe Abbildung 1) aus einem instationär betriebenen offenen Wasser-Dampfkreislauf mit thermischen Speichern auf verschiedenen Temperaturniveaus. Aus einem Niedertemperatur-Speisewassertank fördert eine Speisepumpe bei Bedarf Wasser in einen Niederdruck-Dampfspeicher, wobei es unter Ausnutzung von Prozessabwärme auf niedrigem Temperaturniveau vorgewärmt werden kann. Im Niederdruckdampfspeicher wird das Wasser verdampft. Dies geschieht, wenn

Prozessabwärme mit ausreichendem Temperaturniveau vorhanden ist (in Abbildung 1 nicht dargestellt), beispielsweise direkt mit einem Wärmeübertrager. Wenn das Temperaturniveau der Prozessabwärme nicht ausreicht, wird eine Wärmepumpe, wie in Abbildung 3 dargestellt, oder eine Wärmepumpenkaskade zum Verdampfen eingesetzt.

Exkurs: Warmwasser Wärmepumpe

Die allgemeine Funktion einer Wärmepumpe wird in Abbildung 3 gezeigt und kann wie folgt beschrieben werden. Die Wärmeübertragung vom kälteren zum heißeren Medium funktioniert über den Umweg des Kältemittels in einem geschlossenen Kreislauf in der Wärmepumpe. Dieses wird auf Grund des Wärmestroms, welcher aus der Abwärme auf das Kältemittel übertragen wird, verdampft. Der Druck und damit auch gleichzeitig die Temperatur des nun gasförmigen Kältemittels werden durch einen Verdichter erhöht. Die hier investierte elektrische Energie, die für diesen Druckanstieg notwendig ist, wird dann anschließend im Kondensator gemeinsam mit der Wärmeenergie aus dem Abwärmestrom als Wärme an das Prozessmedium übertragen. Dabei kondensiert das Kältemittel bei dem durch den Verdichter erreichten Druckniveau. Um den Kreislauf zu schließen und damit auch die Verdampfung des Kältemittels im Verdampfer zu ermöglichen, wird das nun wieder flüssige Kältemittel im Expansionsventil auf den Ausgangsdruck entspannt.

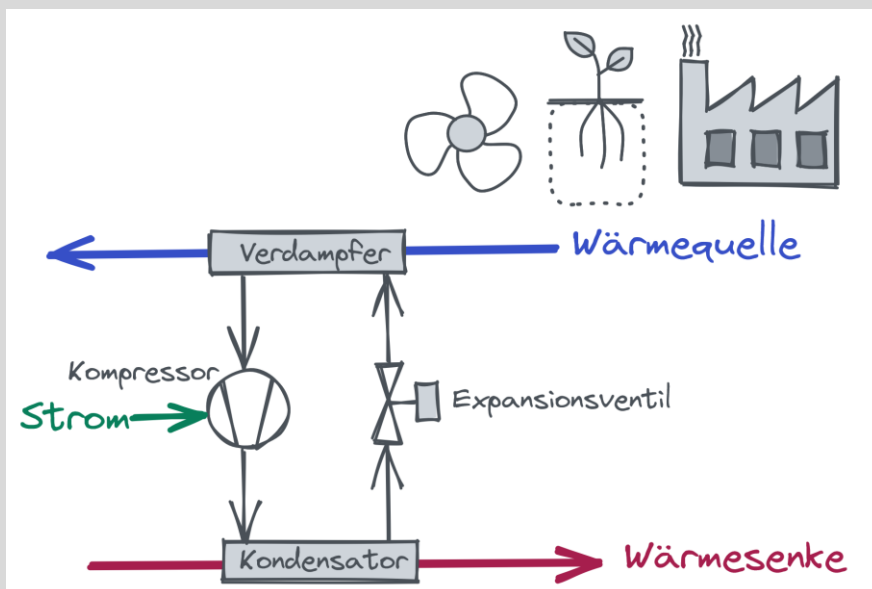


Abbildung 3: Skizzierung Konzept Wärmepumpe (Visualisierung AIT)

Aus der an die Senke abgegebene Wärme $\dot{Q}_H$ und der elektrischen Leistung des Verdichters P_{el} lässt sich auch der Coefficient of Performance (COP), bzw. dt. die Leistungszahl, COP der Wärmepumpe definieren:

$$COP = \frac{\dot{Q}_H}{P_{el}}$$

Gleichung 1

Diese ist für Wärmepumpenanwendungen größer als 1. Dem Prozessmedium wird also mehr Wärme zugeführt, als elektrische Energie investiert wird. Der COP von Wärmepumpen nimmt für höhere Temperaturhübe (Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle, bspw. Abwärme, und Wärmesenke, bspw. Raum- oder Prozesswärme) ab.

Die Vorteile von Wärmepumpen gegenüber den heute eingesetzten, konventionellen Technologien sind:

- Reduktion des Primärenergieeinsatzes durch Abwärmenutzung.
- Dekarbonisierung der Wärmeherzeugung durch gleichzeitige Dekarbonisierung der Stromversorgung möglich.
- Für die Warmwasserbereitstellung sind üblicherweise kleinere Temperaturhübe im Vergleich zur später beschriebenen Dampferzeugung möglich, wodurch höhere COPs und damit größere Primärenergieeinsparung erzielt werden können
- Üblicherweise hoher TRL von bis zu 9 (vgl. Anwendungsfälle und Demoanlagen für Warmwasser im *High Temperatur Heat Pump* Annexprojekt der Internationalen Energieagentur im Technology Collaboration Programme *Heat Pump Technology* [3])
- Im Gebäudebereich etablierte Technologie, wobei auch in der Industrie die Anzahl der installierten Anlagen stetig zunimmt [4]

Dem stehen u.a. folgende Nachteile und Einschränkungen bzw. Voraussetzungen für einen erfolgreichen Einsatz der Technologie gegenüber:

- Hohe initiale Investitionen gegenüber Alternativtechnologien
- Geringe laufende Einsparung durch aktuelles Preisverhältnis Strom vs. Erdgas (überwiegend eingesetzter Brennstoff zur Wärmeherzeugung)
- Höhere Temperaturunterschiede zwischen Abwärme und Prozesswärme reduzieren den COP
- Abwärme muss gleichzeitig und in ausreichender Menge vorhanden sein, wenn Prozesswärme benötigt wird.

Aus dem Niederdruckdampfspeicher saugt ein Dampfverdichter (auch oft und im Folgenden in diesem Bericht als offene Wärmepumpe bezeichnet) den Dampf und fördert ihn in den Hochdruck-Dampfspeicher. Der Hochdruckdampf kann bei Bedarf beispielsweise in einer Dampfturbine verstromt oder als Prozessdampf genutzt werden. Mit diesem System wird die zugeführte elektrische Energie (im Gegensatz zu einem Elektrodenkessel) hochexergetisch genutzt, um wahlweise mit der Wärmepumpe Wasser im Niederdruckdampfspeicher zu verdampfen oder mit dem Dampfverdichter den Hochdruckdampfspeicher zu beladen. Die Nutzung der gespeicherten Energie kann, je nach Bedarf, als Prozessdampf oder elektrisch erfolgen, wobei bei elektrischer Nutzung die anenergetische Wärme im Kondensator abgegeben wird.

Damit kann das System Abwärme auf verschiedenen Temperaturniveaus nutzen, um mit Einsatz von elektrischer Energie, bspw. aus Zeiten von deren Überschuss, wahlweise

elektrische Energie in Zeiten von deren Mangel oder Prozessdampf flexibel bereitstellen. Mit der Exergie⁹ der Abwärme können voraussichtlich auch besonders hohe Stromspeicherwirkungsgrade erzielt werden.

Eine Schlüsselkomponente des **SyndETES** Konzeptes ist die dampferzeugende (geschlossene) Wärmepumpe, die industrielle Abwärme in Niederdruckdampf umwandelt. In den letzten Jahren konnte der Anwendungsbereich von Wärmepumpen, die Heißwasser oder Dampf erzeugen können stetig angehoben werden [3, 5]. Längere Erfahrung mit dampferzeugenden Wärmepumpen, die zum Beispiel in der chemischen Industrie und in der Lebensmittelindustrie eingesetzt werden, gibt es in Japan [6].

Exkurs: Heißwasser- und Dampferzeugende Wärmepumpen basierend auf dem Carnot Prozess

Eine Wärmepumpe zur Dampferzeugung weist auf der Seite der Wärmeaufnahme (kalte Seite) die gleiche Konfiguration auf wie eine Wärmepumpe zur Warmwassererzeugung oder zum Heizen eines Gebäudes. Der große Unterschied besteht darin, dass auf der Seite der Wärmeabgabe (heiße Seite) die Energie in Form von Heißwasser oder Wasserdampf zur Verfügung gestellt wird, der zur Deckung von Prozesswärmebedarf oder direkt als Reaktant für Prozesse genutzt werden kann. Da für viele industrielle Prozesse meist weit höhere Temperaturen als z.B. zur Warmwasserbereitstellung oder zur Gebäudeheizung notwendig sind, greift man hier auf der Seite der Wärmeaufnahme, wenn möglich auf heißere Abwärmeströme zurück, um die Wärmepumpe bei akzeptablen Leistungszahlen betreiben zu können. Abwärme aus der Umgebung ist für diese Anwendung oft ungeeignet, da bei einem großen Hub die Leistungszahl gering ist. Zur Veranschaulichung werden für einige Kombinationen von Quellen- und Senkentemperaturen COPs, die mit einem Gütegrad¹⁰ von 0,44 berechnet wurden, gezeigt:

- Quelle 60°C, Sattdampf: 135°C → COP 2,6
- Quelle 70°C, Sattdampf: 125°C → COP 3,7
- Quelle 80°C, Sattdampf: 115°C → COP 4,8

Die Dampferzeugung kann entweder direkt im Kondensator der Wärmepumpe erfolgen, aber auch mit einer Wärmepumpe, die Heißwasser unter hohem Druck bereitstellt, das anschließend in einen Flash Tank expandiert und so teilweise verdampft. Diese Konfiguration wird auch als geschlossene Wärmepumpe mit einem Zwischenkreis zur Dampferzeugung bezeichnet. Im Vergleich zu den zuvor beschriebenen „konventionellen“

⁹ Exergie ist jener Teil der Energie der vollständig in jede andere Energieform umgewandelt werden kann, wie bspw. in technische Arbeit oder Hochtemperaturwärme beim reversiblen Übergang vom Anfangszustand in die Umgebungsbedingungen.

¹⁰ Verhältnis zwischen realem COP und idealem Carnot COP (berechnet als Funktion der Senktemperatur und des Temperturhubes), üblicherweise Werte zwischen 0,35 und 0,55.

Wärmepumpen zur Warmwasserbereitstellung liegt für diese Technologie gemäß Herstellerangaben im Jahr 2022 der TRL im Bereich 6-8 und nur sehr vereinzelt im Bereich von 9 [3], vgl. Beschreibung der TRLs in Abbildung 4.

Forschungskategorie	Technology Readiness Level
Orientierte Grundlagenforschung	TRL 1 Nachweis der Grundprinzipien
Industrielle Forschung	TRL 2 Ausgearbeitetes (Technologie-)Konzept TRL 3 Experimentelle Bestätigung des (Technologie-)Konzepts auf Komponentenebene TRL 4 Funktionsnachweis der Technologie im Labor(-maßstab) auf Systemebene
Experimentelle Entwicklung	TRL 5 Funktionsnachweis der Technologie in simulierter, dem späteren Einsatz entsprechender Umgebung – beim industriellen Einsatz im Fall von Schlüsseltechnologien TRL 6 Demonstration der Technologie in simulierter, dem späteren Einsatz entsprechender Umgebung – beim industriellen Einsatz im Fall von Schlüsseltechnologien TRL 7 Demonstration des Prototyp(-systems) in Einsatzumgebung TRL 8 System technisch fertig entwickelt, abgenommen bzw. zertifiziert
Markteinführung	TRL 9 System hat sich in Einsatzumgebung bewährt, wettbewerbsfähige Produktion im Fall von Schlüsseltechnologien

Abbildung 4: Beschreibung der TRLs gemäß FFG, Quelle: [TRL-Systematik \(ffg.at\)](https://www.ffg.at)

Eine Möglichkeit, Dampf mit höheren Sattdampftemperaturen zu erzeugen, bieten Dampfverdichter. Diese Konfiguration wird auch als offene dampferzeugende Wärmepumpe bezeichnet und hebt den Druck eines Dampfstroms am Eintritt auf ein höheres Niveau am Austritt. Mit dieser seit Jahrzehnten etablierten Technologie, die auch einen höheren TRL als die zuvor beschriebenen geschlossene Wärmepumpe mit einem Zwischenkreis zur Dampferzeugung aufweist [3], können Sattdampftemperaturen von weit über 200°C erreicht werden, während derzeit verfügbare direkt dampferzeugende Wärmepumpen nur Temperaturen von etwa 160°C erreichen.

Eine mögliche Umsetzung dieser Konfiguration stellt die Dampferzeugung mittels einer Wärmepumpe mit anschließender Nachverdichtung auf das gewünschte Temperaturniveau dar. Diese Konfiguration bietet neben den höheren erreichbaren Sattdampftemperaturen gegenüber direkt dampferzeugenden Konfigurationen auch noch den Vorteil, dass höhere Gesamt COPs in Abhängigkeit von der Konfiguration bzw. der Anwendung erreicht werden können.

Die Vorteile von dampferzeugenden Wärmepumpen gegenüber den heute eingesetzten, konventionellen Technologien sind:

- Abwärmenutzung und dadurch weniger Primärenergieeinsatz bei gleichzeitiger Dekarbonisierung der Stromversorgung möglich
- Erhöhung der Energieeffizienz
- Kosteneinsparungen und schnelle Amortisationszeiten bei hohen Temperaturen der verfügbaren Abwärme und großer Abwärmemenge möglich
- Weitere Leistungszahl- und Dampftemperatursteigerung durch Konfigurationen mit Dampfverdichtern

Dem stehen u.a. folgende Nachteile und Einschränkungen bzw. Voraussetzungen für einen erfolgreichen Einsatz der Technologie gegenüber:

- Teillastverhalten ungünstiger gegenüber alternativen Technologien
- Bei hohen Temperaturunterschieden zwischen Abwärme und Sattdampf Temperatur sinkt der COP
- Höhere initiale Investitionskosten als bei alternativen Technologien
- Amortisationszeit stark von Verhältnis Strom- zu Gaspreis abhängig.
- Abwärme muss gleichzeitig und in ausreichender Menge vorhanden sein, wenn Prozesswärme benötigt wird.
- Örtliche Nähe zwischen Wärmequelle und Prozesswärme vorteilhaft, um Wärmeverluste und hohe Installationskosten für Verrohrung zu vermeiden.

3.1.2 SyndETES im Kontext der Carnot Batterie

In den letzten Jahren gab es Forschung zur CB, auf deren konzeptioneller Idee das SyndETES-System aufbaut. Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über den State-of-the-Art gegeben. Dumont et al. und Steinmann et al. führen in ihren Publikationen einige Beispiele an, die dieses Konzept behandeln [2, 7]. Ausführungsmöglichkeiten gemäß der Klassifizierung bei Dumont et al. sind beispielsweise [2]:

- Verflüssigung und Speicherung von Luft in Liquid Air Energy Storages (LAES)
- Pumped Thermal Energy Storages (PTES) mit unterschiedlichen Ausführungsoptionen
 - Direkte und inverse Brayton Systeme
 - Brayton Wärmepumpe und Brayton Wärmekraftmaschine
 - Reversibler Brayton Kreisprozess
 - Elektrische Heizelemente und Brayton Wärmekraftmaschine
 - Direkte und inverse Rankine Systeme
 - Dampfverdichter und Rankine Kreisprozess
 - Reversible(r) Dampfverdichter / Rankine Kreisprozess
 - Elektrische Heizelemente und Rankine Kreisprozess
- Andere Kreisprozesse, z.B. Lamm-Honigmann Prozess.

Dazu wurde im Rahmen eines Projektes der Deutschen Forschungsgesellschaft zur "Thermochemische Speicherung von Wärme, Kälte und Arbeit" eine experimentelle Versuchsanlage für den Honigmann-Prozess realisiert. Diese blieb hinsichtlich Speicherdichte und Wirkungsgrad unter den Erwartungen. Jedoch wurde Potential und weiterer Forschungsbedarf aufgezeigt (vgl. Jahnke [8] & Jahnke et al. [9]).

Nach wie vor wird an dem Konzept CB weiter geforscht, was unter anderem auch durch folgende Forschungsaktivitäten verdeutlicht wird:

- Im Rahmen des Technology Collaboration Programs Energy Conservation and Energy Storage (ECES) der Internationalen Energieagentur (IEA) wurde ein Annex 2019 initialisiert zum Konzept der CB in ca. 40 Teilnehmer aus 12 Ländern zusammenarbeiten [1]. Darüber hinaus wurde ein neuer Task im Rahmen der FFG Ausschreibung im Sommer 2023 ausgeschrieben, der sich mit kohlenstofffreier Wärmebereitstellung befassen soll und themennah zum zuvor beschriebenen Annex ist.
- Seit 2014 arbeiten zudem das DLR und die Universität Stuttgart intensiv an Konzepten für CB und bauen gemeinsam mit dem Karlsruher Institut für Technologie die Forschungsinfrastruktur Nationaler Demonstrator für Isentrope Energiespeicher (NADINE) auf, die es ermöglicht, CB zu demonstrieren und industriell zu nutzen. Es werden drei komplementäre Projekte durchgeführt, mit primärem Fokus elektrische Energie bereitzustellen, die an neuartigen Materialien für thermische Speicher, Komponenten und Systemen auf den Temperaturniveaus arbeiten [7].
- Auch an der Umsetzung von Pilotanlagen wird gearbeitet. Einen Überblick über bestehende bzw. in Bau befindliche Pilot-Systeme (0,01-250 MWh_{el} Speicherkapazität) geben u.a. Dumont et al. [2]. Eppinger et al. [10] zeigen Einzelschritte von der ersten Zyklusauslegung über die Fluidauswahl bis hin zur Komponentenauswahl und CAD-Arbeit bei der Planung einer Pilotanlage. MAN Energy Solutions hat beispielsweise ein elektrothermisches Energiespeicher-System (MAN ETES) entwickelt, das auf dem Einsatz von CO₂ als Arbeitsmedium beruht und Warmwasser mit bis zu 120°C und Kälte durch Eisspeicher bereitstellt. Elektrische Energie wird zur Verdichtung des CO₂ eingesetzt (Beladung des heißen Speichers) und kann auch bei der Entspannung im Expander erzeugt werden (Entladen des heißen Speichers). Der Strom-zu-Strom-Wirkungsgrad liegt bei ca. 50%. MAN ETES soll zur gleichzeitigen Speicherung und Bereitstellung von Strom, Wärme und Kälte zur Versorgung von Stadtteilen oder urbanen Regionen zum Einsatz kommen, im Projekt progres.nrw wird derzeit die technische und wirtschaftliche Anwendbarkeit für den Raum Aachen überprüft. [11]

Mit dem im gegenständlichen Projekt analysierten SyndETES-System sollen nicht explizit Lösungen zur Energiespeicherung im großen Maßstab (vgl. Kraftwerksmaßstab) adressiert werden, sondern die dezentrale Energiespeicherung in industriellen Anwendungen. Darüber hinaus ist durch die Technologiekombination im SyndETES-System speziell jener Temperaturbereich im Projektfokus, der in einem signifikanten Anteil industrieller Prozesse benötigt wird.

3.2 Systemdesign

Das in Abbildung 5 dargestellte System besteht makroskopisch betrachtet aus drei Teilbereichen, die für sich transient oder stationär und in gewissen Grenzen entkoppelt voneinander betrieben werden können.

Die zwei Bereiche **closed loop heat pump** (Wärmepumpe mit geschlossenem Kreislauf) und **open loop steam-based heat pump** (Wärmepumpe mit offenem Dampfkreislauf) bestehen aus Komponenten zur Energiebereitstellung. Im Bereich **steam demand** (Dampfbedarf) wird der erzeugte Dampf aus den vorhergehenden Wärmepumpen entweder als Prozessdampf zur Verfügung gestellt oder in einer Dampfturbine verstromt.

Die beiden Wärmepumpen (geschlossen sowie offen) können mit Wärmespeicher (TES, engl. Thermal Energy Storage) ausgeführt werden. Diese ermöglichen es alle Bereiche entkoppelt zu betreiben. Die Grenzen stellen die Kapazitäten der Speicher dar, denn alle Teilbereiche sind von der Bereitstellung bzw. Abnahme von Energie aus dem vorhergehenden bzw. nachfolgenden Bereich abhängig.

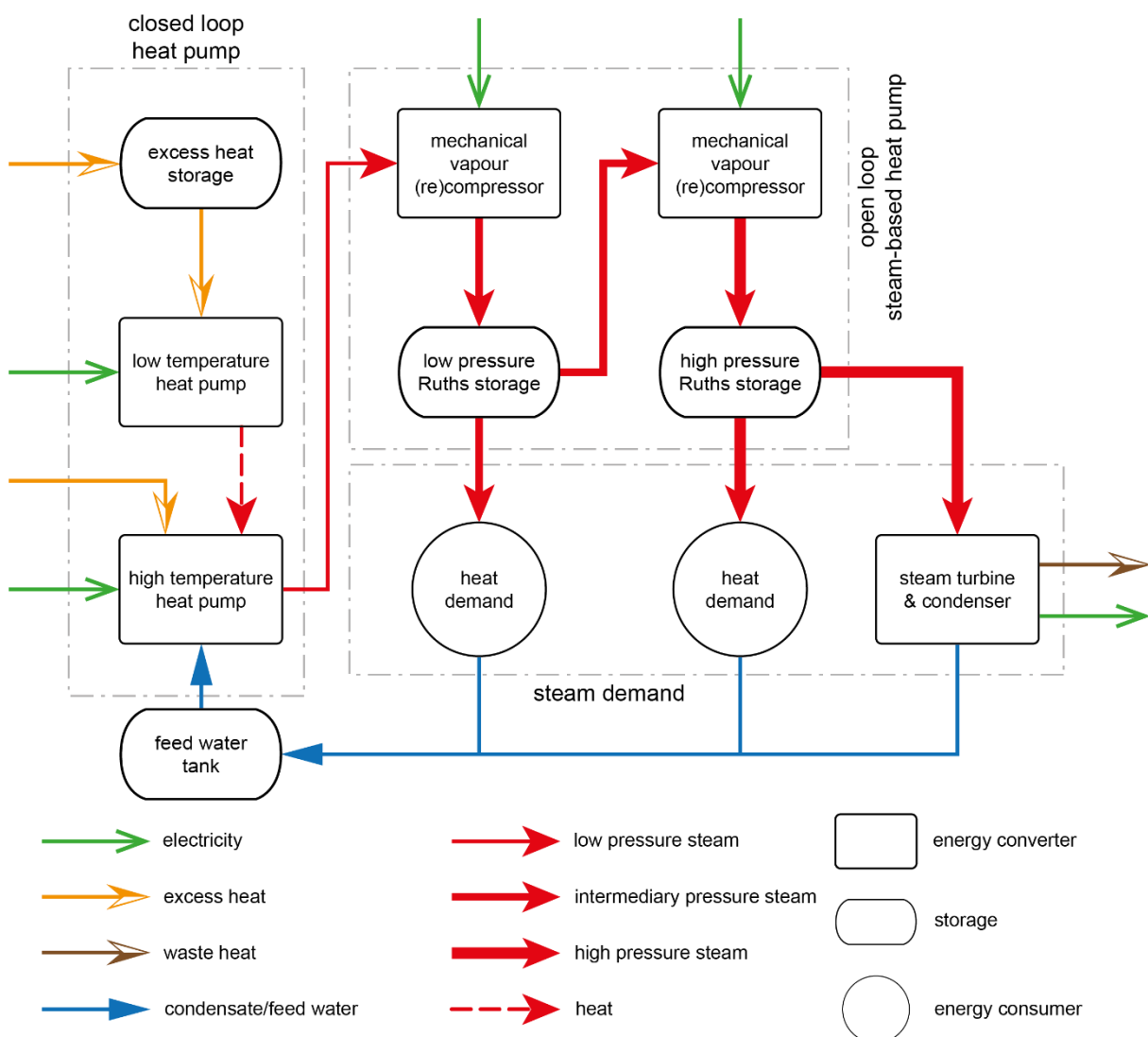


Abbildung 5: Detailliertes Systemdesign mit Hauptkomponenten, ausgetauschten Energieträgern und Systemgrenzen. Hier wird zwischen „excess heat“, im SyndETES-System genutzte Abwärme, und „waste heat“, Abwärme bei niedrigen Temperaturen, die über die Systemgrenze abgegeben wird, unterschieden.

Wärmepumpe mit geschlossenem Kreislauf

Die erste Stufe des **SyndETES**-Systems besteht aus einer oder mehreren aufeinanderfolgenden Wärmepumpen. Ziel ist es, der nachfolgenden offenen Wärmepumpe Sattedampf bei etwa 100°C bzw. etwa 1 bar_a bereitzustellen.

Die Integration von Ab- oder Überschusswärme auf mehreren Temperaturniveaus wird ab zwei Stufen ermöglicht. Die Verdichtung kann einerseits in einer Maschine mit mehreren Verdampfer-Temperaturniveaus, oder andererseits mittels kaskadisch angeordneten Wärmepumpen realisiert sein. Zwischen den Stufen besteht die Möglichkeit, zusätzlich Wärme aufzunehmen.

Ein zeitlich unabhängiger Betrieb der Wärmepumpen wird durch Wärmespeicher ermöglicht. In Abbildung 5 nicht gezeigten Speicher, z.B. zwischen den zwei Wärmepumpen, sind optional. Vorgesehen sind Speicher zudem an den Übergabepunkten zwischen Überschusswärme und Wärmepumpe sowie als Ruths Speicher im Dampfkreislauf. Die Speichergröße hängt vom vorgesehenen Betrieb ab.

Wärmepumpe mit offenem Dampfkreislauf

Der Energieeintrag in den zu erwärmenden Dampfstrom basiert auf dessen Verdichtung. Dabei wird der von der geschlossenen Wärmepumpe bereitgestellte Sattedampf komprimiert und steht als Dampf bei höherem Druck und höherer Temperatur zur Verfügung. Die weiteren zu einer geschlossenen Wärmepumpe gehörenden Komponenten, wie Kondensator bzw. Wärmesenke und Drossel, befinden sich in diesem Fall außerhalb des Systems, genauer gesagt im Bereich des Dampfbedarfes. Damit wird die geschlossene Wärmepumpe zur offenen. Sie besteht im Wesentlichen nur noch aus einem oder mehreren Verdichtern. Ziel ist es Sattedampf, auf einem oder mehreren Druckniveaus bereitzustellen. Der Dampf wird in Ruths Speichern akkumuliert und aus diesen werden die Verbraucher versorgt. Damit sind jene Einheiten, die zwischen zwei Speichern integriert sind, unabhängig.

Bei der Verdichtung von Gasen steigt nicht nur der Druck, sondern auch die Temperatur. Beginnend bei Sattedampf, liegt am Verdichteraustritt überhitzter Dampf vor. Um diesen wieder in den Sattedampfzustand zu bringen, können Wärmeübertrager oder Einspritzkühler eingesetzt werden. Alternativ dazu gibt es die Möglichkeit am Verdichtereintritt einen Nassdampfzustand einzustellen, sodass am Verdichteraustritt Sattedampf vorliegt. Dies bedarf aber der Verwendung von Kompressoren, die ein zweiphasiges Fluid verdichten können.

Dampfbedarf

Der in den ersten beiden Stufen erzeugte und gespeicherte Dampf kann als Prozessdampf genutzt, oder aber auch über eine Kondensationsdampfturbine abgearbeitet werden. Je nach Industrieprozess kann das entstehende Kondensat aufbereitet und dem Kreislauf rückgeführt werden.

Es wird die Stufung der Dampfverdichter so gewählt, dass für jede benötigte Prozessdampfschiene ein Speicher bzw. eine Abgabestelle zur Verfügung steht. Diese bedarfsgerechte Bereitstellung reduziert Exergieverluste und ermöglicht damit eine exzellente Primärenergieausnutzung.

3.2.1 Anlagen in der mathematischen Optimierung

Die Optimierungsrechnung baut auf der Kombination von Einzelanlagen auf und soll vor allem eine Grundlage zur Bewertung techno-ökonomischen Parameter dienen. Die im Optimierungsmodell eingesetzten Einzelanlagen sowie eine Quantifizierung ihrer wichtigsten Parameter werden im Folgenden beschrieben.

Wärmepumpe

Im Optimierungsmodell wurde eine konventionelle Wärmepumpe als erste Stufe einer Kaskade mit einer Senkenaustrittstemperatur (T_{Senke}) im Bereich von 75-85°C eingebunden. Diese wurde mit Temperaturdifferenzen von 0-5 K (ΔT_{Senke} und ΔT_{Quelle}) für die Quellen- und Senkenwärmeübertrager sowie einem Gütegrad (η_{carnot}) von 0,5 modelliert, wobei diese Parameter in die Berechnung des COPs der Einzelanlage gemäß folgender Gleichung eingehen.

$$COP = \frac{T_{\text{Senke}} + \Delta T_{\text{Senke}}}{(T_{\text{Senke}} + \Delta T_{\text{Senke}}) - (T_{\text{Quelle}} - \Delta T_{\text{Quelle}})} \cdot \eta_{\text{carnot}} \quad \text{Gleichung 2}$$

Die Quellenaustrittstemperatur (T_{Quelle}) wurde je nach Use Case definiert. Die Annahme einer Temperaturdifferenzen von 0 K wurde für jene Fälle gewählt, für die eine direkte Kaskade zwischen erster und zweiter Wärmepumpe (zur Dampferzeugung) angenommen wurde.

Beispiele für spezifische Investitionskosten (ohne Integration) wurden zwischen 220 €/kW_{th} mit Warmwasser als Wärmequelle und 670 €/kW_{th} für eine kleine Anlagen mit Umgebungswärme als Quelle identifiziert, basierend auf inflationsangepassten Werten für 2023 von Wolf [12]. Im Optimierungsmodell wurden darauf aufbauend ein Wert von 500 €/kW_{th} angenommen sowie Fixkosten von 30 000 €, wodurch speziell für sehr kleine Anlagen eine Unterschätzung für spezifische Kosten reduziert werden soll.

Dampferzeugende Wärmepumpe und Dampfverdichter

Die dampferzeugende Wärmepumpe wurde analog zur konventionellen Wärmepumpe jedoch mit höheren Quellen- und Senkenaustrittstemperaturen modelliert. Auf die Investitionskosten einer dampferzeugenden Wärmepumpe hat der Anwendungsfall eine starke Auswirkung, u.a. durch (i) Heizleistung, (ii) Qualität der Wärmequelle, (iii) Sattedampftemperatur und (iv) Temperaturhub. Beispiele für spezifische Investitionskosten (ohne Integration) wurden zwischen 250 €/kW_{th} für große Anlagen mit kleinem Hub und 1000 €/kW_{th} für kleine Anlagen mit großem Hub identifiziert, vgl. Herstellerangaben in IEA HPT Annex 58 [3]. Im

Optimierungsmodell wurden darauf aufbauend ein Wert von 700 €/kW_{th} angenommen sowie Fixkosten von 30 000 €.

Für den Dampfverdichter wurde eine Verdichterkomponente im Optimierungsmodell umgesetzt. In dieser Komponente wurden der isentrope Verdichtungswirkungsgrad, der im Modell mit 85% angenommen wurde, und eine Wassereinspritzung zur Realisierung der vorgegebenen, gewünschten Austrittstemperatur bzw. -druck von 18 bar_a berücksichtigt. Die erforderlichen Einspritzmassenströme wurden durch Verhältnisse der spezifischen Enthalpien berechnet. Für die Investitionskosten wurde ein Wert von 500 €/kW_{th} angenommen sowie Fixkosten von 30 000 €.

Speicher

Die thermischen Speicher wurden unter Berücksichtigung von maximaler Be- und Entladeleistung sowie Wirkungsgraden für die Ein- und Ausspeicherung sowie mit Speicherverlusten modelliert. Als Investitionskosten wurden für Wassertanks Fixkosten von 5000 € und spezifische Kosten von 10 000 €/MWh_{th} angenommen (vgl. angegebene Bereiche für verschiedene thermische Speicher in Halmschlager et al. [13]). Der Ruths Speicher wurde mit spezifischen Kosten von 70 000 €/MWh_{th} und 20 000 € Fixkosten angenommen [13].

Turbine

Die Kondensationsturbine wurde mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 45% modelliert. Als Investitionskosten wurden 500 000 €/MW_{el} [14] und 40 000 € Fixkosten angenommen. Die spezifischen Kosten wurden für einige Variationsrechnungen reduziert, um festzustellen, ob durch niedrigere Investitionen für die Rückverstromung, die Lösung des Optimierungsmodells eine Konfiguration ergibt, die die Kondensationsturbine enthält.

3.2.2 Einzelkomponenten in der thermodynamischen Simulation

Die thermodynamische Simulation baut auf Einzelkomponenten auf, um einen höheren Detailgrad zu erlangen. Daraus resultiert ein komplexeres System, welches aber in seinen (Sub-)Modellen eine bessere Darstellung von Teillastaspekten und Verlustbetrachtungen ermöglicht.

Bei der Simulation ist zwischen Auslegung und Nachrechnung zu unterscheiden. In der Auslegungsrechnung (engl. Design) wird das System in seinem nominellen Zustand betrachtet und alle nötigen Parameter bzw. Größen für die Modelle ermittelt.

Ausgehend von dem dadurch vollständigen Modell kann in einer Nachrechnung (engl. Off-Design) der zuvor genutzte Nominalzustand überprüft und Teillastzustände betrachtet werden.

Das System kann aus den folgenden Komponenten vollständig aufgebaut werden:

- Verdichter
- Wärmeübertrager
- Einspritzkühler
- Pumpe
- Regel-/Drosselventil

- Ruths Speicher & Dampftrommel
- Dampfturbine & Kondensator
- Elektrischer Antrieb

Verdichter

Als integraler Bestandteil des gesamten Systems sind diese auch maßgebend für die Effizienz des Systems. Sie werden elektrisch angetrieben und tragen diese Energie in das System ein. Modelliert wird jede Verdichterstufe separat. Dazu werden der nominelle isentrope Wirkungsgrad und das Verhalten bei Teillast benötigt.

Beides hängt vom eingesetzten Verdichtertyp ab. Je nach Leistungsklasse bieten sich verschiedene Typen an. Für kleinere mechanische Antriebsleistungen im Bereich von etwa 1-2 MW sind Kompressoren nach dem Verdrängungsprinzip wie Scroll-, Schrauben- oder Kolbenverdichter die bevorzugte Wahl. Diese bieten den Vorteil der Unempfindlichkeit gegenüber Nassdampf und ermöglichen so die effizientere Nassdampfverdichtung, jedoch bei geringeren Isentropenwirkungsgraden. Sie stellen auch den Stand der Technik in Kältekreisprozessen dar (vgl. Angaben in den Herstellerdatenblättern im Hochtemperatur-Wärmepumpen Annexprojekt [3]).

Größere Volumenströme werden, unter höherem Leistungsbedarf, sehr effizient von Turbokompressoren verdichtet. Diese erreichen höhere Effizienzen, sind durch ihre hohen Strömungsgeschwindigkeiten und Umlaufgeschwindigkeiten des Rotors aber anfällig auf Tropfen im Gasstrom. Damit ist eine Nassdampfverdichtung mit diesem Typ schwieriger zu realisieren und daher seltener umgesetzt. Für diese Typen werden Kühler verwendet, um den heißen, komprimierten Dampfstrom wieder auf Sattedampfzustand zu bringen. Wärmeübertrager sind an dieser Stelle denkbar, bevorzugt sind aber Einspritzkühler.

Die in diesem Projekt betrachteten Industrieprozesse sind von größeren Dimensionen, bei welchen Turbokompressoren einerseits höhere Wirkungsgrade erreichen und andererseits kompakter sind. Für die Anwendung als Verdichter in Wärmepumpen kommen Laufräder in radialer Bauweise zum Einsatz. Mit diesen werden, im Vergleich zu Axialverdichter, große Druckverhältnisse bei verhältnismäßig kleinen Volumenströmen erreicht.

In Gesprächen mit Industriepartnern, welche Hersteller von Turbokompressoren sind, wurden nominelle Isentropenwirkungsgrade von bis zu 88 % bei einem maximalen Druckverhältnis von bis zu 3 je Stufe für die Verdichtung von Wasserdampf aus dem Sattedampfzustand kommuniziert ¹¹.

Unter diesen Annahmen wurde einerseits das System entwickelt und der Teillastbetrieb simuliert.

Im Modell wird mit einer Kennlinie und einem Kennfeld gearbeitet. Für die Abhängigkeit der spezifischen Stutzenarbeit vom normierten Eintrittsvolumenstrom wird eine charakteristische

¹¹ pers. Korrespondenz mit Expert:innen aus dem Stakeholderpool (LOI Geber:innen)

Drosselkurve genutzt. Das generische Kennfeld liefert die normierte Effizienz in Abhängigkeit der normierten spezifischen Stutzenarbeit und dem normierten Eintrittsvolumenstrom.

Damit kann für den Gleitdruckbetrieb des Ruths Speichers zu jedem Druck ein Massenstrom und eine isentrope Effizienz der Verdichterstufe zugeordnet werden.

Wärmeübertrager

Der Transfer von thermischer Energie zwischen der geschlossenen und offenen Wärmepumpe sowie aus der Umwelt in die geschlossene Wärmepumpe erfolgt mittels Wärmeübertrager.

Als Ergebnis der Auslegung werden Nennmassenströme und -enthalpien definiert. Auf deren Basis erfolgt die Berechnung der Teillastzustände. Die Wärmeübertrager werden verlustfrei betrachtet, lediglich der Wärmedurchgang von Medium A zu Medium B verändert sich.

Im Off-Design wird der übertragene Wärmestrom auf Basis der Wärmeübertragerfläche, dem Wärmedurchgangskoeffizient und der logarithmischen mittleren Temperaturdifferenz unter Einhaltung der Massen- und Energiebilanz berechnet.

Massen- und Volumenstrom haben direkt auf den Wärmeübertrager Einfluss. In deren Abhängigkeit verändern sich im Off-Design der Wärmedurchgangskoeffizient sowie der Druckverlust. Für den Wärmedurchgangskoeffizienten wird auf Basis des normierten Massenstroms über eine charakteristische Kennlinie die Änderung auf jeder Seite abgebildet. Der Druckverlust wird linear mit dem normierten Volumenstrom bzw. quadratisch mit dem normierten Massenstrom skaliert.

Die geometrische Ausbildung der Wärmeübertrager wird hier lediglich über die charakteristischen Kennlinien berücksichtigt.

Ruths Speicher & Dampftrommel

Ruths Speicher und Dampftrommel sind sehr ähnliche Bauteile, die sich vor allem in ihrer Betriebsweise und daraus resultierend in ihrer Größe und Ausbildung unterscheiden. Gebaut sind sie als Druckbehälter, welche Nassdampf beinhalten. Das heißt, das Wasser liegt im Siedezustand vor und damit teilweise in flüssiger und teilweise in dampfförmiger Form.

Die Dampftrommel wird im stationären Zustand betrieben. Siedendes Wasser wird aus der Trommel entnommen, teilweise verdampft und zurück in die Trommel geführt. Der eingebrachte (Nass-)dampf wird so in die Dampftrommel eingebracht, dass sich das eingebrachte Fluid mit dem Inhalt vollständig vermischt. Dabei werden siedendes Wasser und gesättigter Dampf vollständig getrennt und es bildet sich eine sogenannte Wasserlinie aus. Diese würde sinken, wenn stets nur Energie eingebracht und Sattedampf entnommen werden würde. Um die Wasserlinie auf konstantem Niveau zu halten, wird Speisewasser in die Trommel zugeführt. Mit einem Regler wird ein stationärer Zustand aufrechterhalten.

Der Ruths Speicher wird bei gleitendem Druck betrieben. Das heißt, es wird zu manchen Zeiten Dampf, und damit Energie, analog zur Dampftrommel eingebracht. Dadurch steigt der

Druck und es steigt die Wasserlinie. Zu Zeiten der Sattedampf- (und damit Energie-) Entnahme sinkt der Druck und damit die Wasserlinie. Es wird also zwischen zwei Druckniveaus und damit Temperaturniveaus gependelt. Liegt ein Enthalpieunterschied zwischen eingebrachtem und entnommenem Dampf vor, muss der Speicher zusätzlich mit Speisewasserversorgt werden. Dies ist genau dann der Fall, wenn überhitzter Dampf eingebracht wird. Entnommen wird ausschließlich Sattedampf.

Modelliert wird die Dampftrommel ohne transiente Betrachtung. Die zeitliche Auflösung und vergleichsweise geringe thermische Masse würden keine Effekte zeigen.

Der Ruths Speicher hingegen wird transient betrachtet. Dabei wird die Energiebilanz über den Wasserraum sowie die Kesselwand betrachtet. Die numerische Lösung der partiellen Differenzialgleichungen wird durch das Crank-Nicolson-Verfahren ermittelt. Dieses arbeitet räumlich und zeitlich diskret. In der Zeitdimension wird mit Subzeitschritten im Sekundenbereich und in der örtlichen, radialen Koordinate mit 5 Zwischenpunkten in der Wand gearbeitet. Damit wird die thermische Kapazität des Wassers, welches vorwiegend flüssig vorliegt, und des Mantels aus Stahl berücksichtigt.

Um die Notwendigkeit eines Nachspeisens mit Speisewasser zu umgehen, wird das Modell so aufgebaut, dass der eintretende Dampf mit einem Einspritzkühler in den Sattedampfungszustand gebracht wird.

Einspritzkühler

Zur Einstellung eines bestimmten Dampfzustandes sind Einspritzkühler schon seit Jahrzehnten in der Kraftwerkstechnik gebräuchliche Bauteile. In Einspritzkühlern wird Speisewasser in den überhitzten Dampfstrom eingespritzt und dieser damit auf eine niedrigere Temperatur gekühlt.

Dies erfordert einen hohen Druck, um das Wasser fein zu zerstäuben und damit eine gute Durchmischung zu erreichen. Über die Regelung der eingespritzten Wassermenge wird der Dampfzustand, meistens charakterisiert durch die Temperatur, eingestellt.

In diesem System wird so die Zwischenkühlung in den Verdichtern realisiert. Dabei wird im Idealfall der Sattedampfungszustand erreicht. Eine besondere Herausforderung ist hier ausreichend Wasser einzuspritzen, aber keine Tröpfchen im Fluidstrom zu erzeugen.

Modelliert wird der Einspritzkühler als idealer Mischer, ohne jeglicher instationärer Betrachtung.

Pumpe

Die Pumpe fördert das Wasser aus dem Speisewassertank zu der geschlossenen Wärmepumpe und den Einspritzkühlern. Durch die geringe Kompressibilität ist die benötigte Pumpenleistung sehr gering. Es wird auf ein transientes Modell verzichtet und die Maschine mit einem konstanten Isentropenwirkungsgrad, sowie konstanten mechanischen und elektrischen Wirkungsgraden modelliert.

Drosselventil bzw. Regelventil

In der geschlossenen Wärmepumpe und am Austritt in das Prozessdampfnetz werden Regelventile eingesetzt, um den gewünschten Austritts- bzw. Niederdruck einzustellen.

Im Modell werden diese als simple Isenthalpen abgebildet. Drossel- bzw. Regelventile werden stationär betrachtet. Das Druckgefälle wird auf den gegebenen Austrittsdruck abgepasst.

Dampfturbine und Kondensator

Die Dampfturbine, welche die gespeicherte thermische Energie teilweise wieder in elektrische umwandelt, schließt den Kreis des elektro-thermischen Energiesystems. Als Kondensationsdampfturbine ausgebildet, arbeitet sie mit einem von der Kühlwassertemperatur abhängigen, konstanten Gegendruck von ein paar Hundertstel bar Absolutdruck.

Bei der Expansion in den Turbinenstufen entsteht Nassdampf, also ein Gemisch aus Sattdampf und Wassertropfen. Um Tropfenschlag zu verhindern, wird eine zweistufige Ausführung mit einer Kondensatabscheidung zwischen den Stufen gewählt.

Modelliert wird das Teillastverhalten ausgehend von einem isentropen Nennwirkungsgrad. Die Beziehung von Massenstrom und Druckabfall wird durch das Stodola'sche Dampfkegelgesetz beschrieben. Der Wirkungsgrad bei Teillast, wiederum ausgehend vom Nennwirkungsgrad, wird gemäß einer charakteristischen Kennlinie, abhängig vom normierten Volumenstrom am Eintritt, berechnet. Ein konstanter mechanischer Verlust wird ebenso berücksichtigt.

Elektrischer Antrieb

Der elektrische Antrieb wird im Modell nur als Energiewandler betrachtet und berücksichtigt lediglich einen konstanten mechanischen und einen nach einer Charakteristik gefundenen elektrischen Wirkungsgrad.

3.3 Datenaufbereitung Prozessdaten und Energiepreise

Dieses Kapitel behandelt die durchgeführten Datenverarbeitungsschritte, beginnend bei den zu Verfügung gestellten Rohdaten, über deren Aufbereitung und Analyse, bis hin zu den in der Optimierung des Systemdesigns und der thermodynamischen Simulation verwendeten repräsentativen Prozess- und Strompreiszeitreihen. Diese Schritte umfassen:

- Vorbereitung: Einlesen und Aufbereiten der Rohdaten, Plausibilitätsprüfung, Bereinigung der Daten und Aggregation der übermittelten Zeitreihen in eine geeignete zeitliche Auflösung, Bereitstellen der Daten in einem einheitlichen Format
- Datenanalyse
- Ermitteln repräsentativer Wochen als Eingangsdaten für die nachfolgende Optimierung des Systemdesigns und die thermodynamische Simulation

3.3.1 Vorbereitung und Vorverarbeitung

Sowohl die Optimierung des Systemdesigns als auch die thermodynamische Simulation des SyndETES-Systems wurde basierend auf Zeitreihen realer Prozessdaten österreichischer Unternehmen durchgeführt. Diese umfassen thermische Leistungen, bzw. Massenströme, Zusammensetzungen und Temperaturen der verfügbaren Wärmequellen und Dampfbedarfe (Massenströme) inklusive der zugehörigen Temperaturniveaus. Zusätzlich wurden zur Ermittlung eines kostenoptimalen Systemdesigns Preisinformationen für elektrischen Strom in Form von Zeitreihen des Day-Ahead (DA) Spotpreises aus der ENTSO-E Transparenzdatenbank [15] für die Gebotszone Österreich verwendet. Die teils hochaufgelösten Zeitreihen (1 s bis 1 h) wurden auf eine geeignete zeitliche Auflösung (5 min bis 1 h) aggregiert. Bei der Aggregation der Rohdaten wurde besonderes Augenmerk auf den Erhalt des qualitativen Verlaufes der Zeitreihen gelegt, damit einerseits Prozesscharakteristika, wie Laständerungen und -spitzen, durch die Aggregation nicht vollständig verloren gehen und die Rechendauer der Optimierung nicht zu stark ansteigt. Eine Energieäquivalenz wurde durch Flächengleichheit der Kurven erreicht.

3.3.2 Datengruppierung und Erstanalyse

Prozessdaten

In der Zeitreihenanalyse wurde der qualitative Verlauf der Zeitreihen sowie die darin auftretende Periodizität in der Prozessintensität (z.B. Schichtbetrieb vs. untertätiger Betrieb an Werktagen) analysiert, die für die nachfolgende Ermittlung der repräsentativen Zeiträume entscheidend sind. Abbildung 6 zeigt den mittleren Wochenverlauf der Prozessintensität in einem Industriebetrieb. Basierend auf diesen Informationen zur charakteristischen Periodizität im Betriebsablauf (hier: Wochenrhythmus), wurden für die nachfolgenden Berechnungen repräsentative Wochen ermittelt.

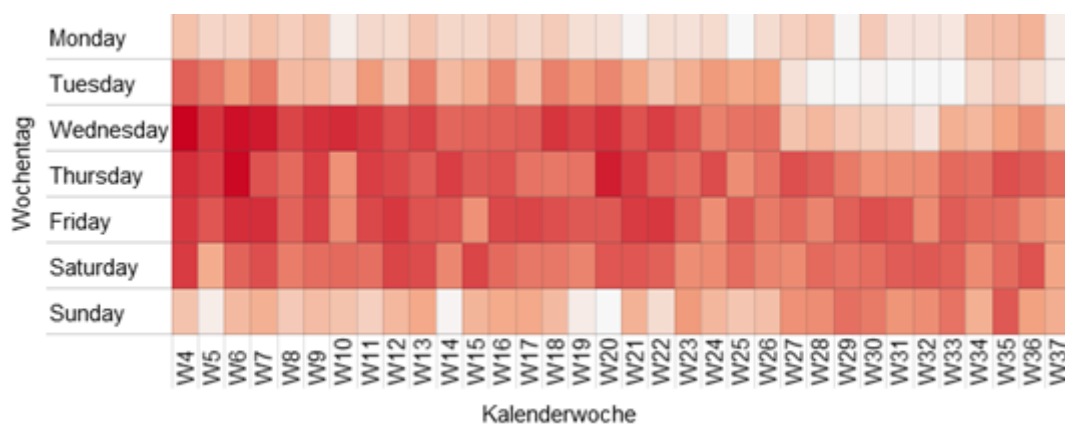


Abbildung 6: Beispielhafte Darstellung der mittleren Prozessintensität eines Industriebetriebes. Die Auslastung in der Wochenmitte liegt deutlich über jener sonntags und montags. Abbildung erstellt mit der Zeitreihenanalysesoftware Visplore.

Strompreisdaten

Eine Auswertung zu den Strompreisen im Betrachtungszeitraum von Jänner 2019 bis Mai 2022 zeigte, beginnend mit Quartal 3 im Jahr 2021, eine sehr volatile Lage an den

Elektrizitätsmärkten mit sehr heterogenen Durchschnittspreisen und großen Preisschwankungen, Abbildung 7.

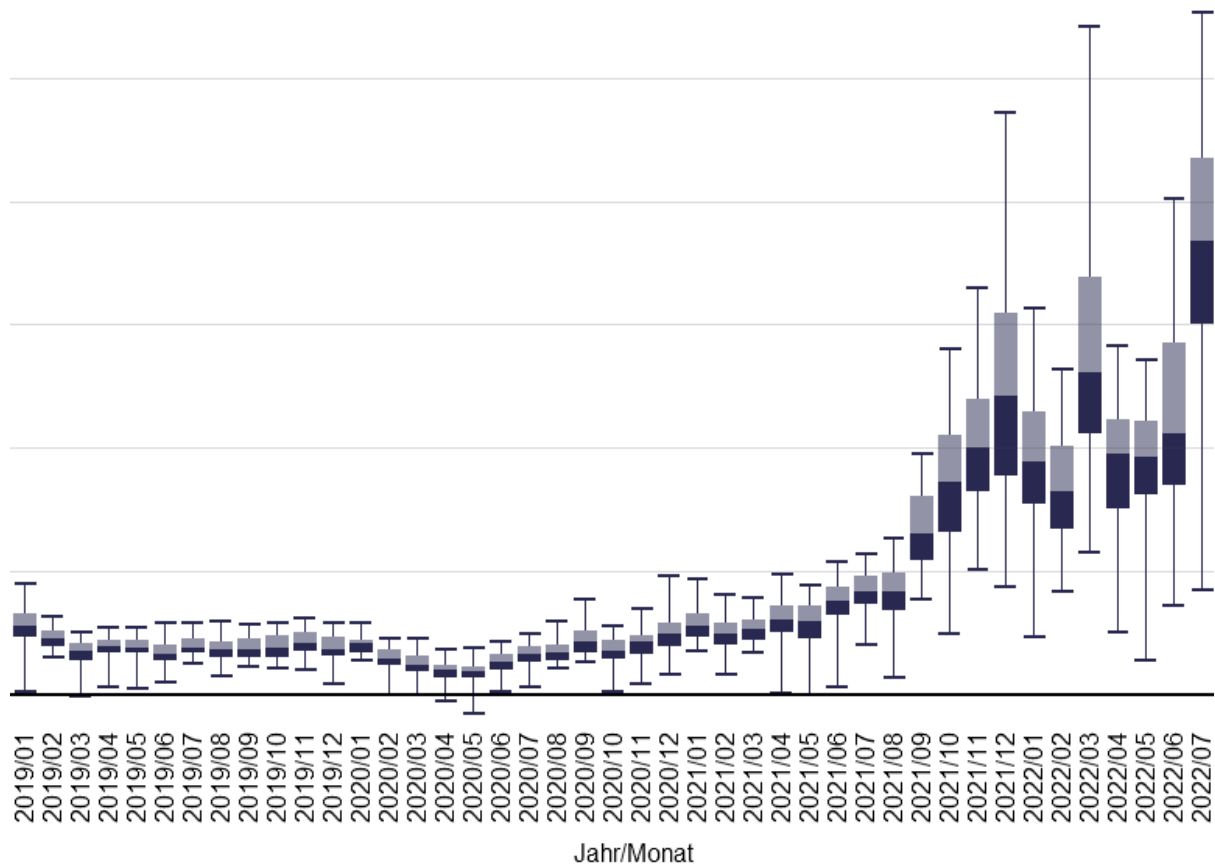


Abbildung 7: Verteilung der Strompreise im Betrachtungszeitraum (Jänner 2019 bis Juli 2022) mit starkem Anstieg der Volatilität und der mittleren Strompreise ab Quartal 3 im Jahr 2021 (Darstellung erstellt mit Visplore)

Um der Entwicklung auf den Strommärkten in der Optimierung des Systemdesigns Rechnung zu tragen, wurden vier Strompreisszenarien entwickelt. Zwei Szenarien basieren auf den tatsächlichen Verläufen der Strompreise in den Jahren 2019 und 2021. Zusätzlich dazu wurde der qualitative Verlauf des Strompreises im Jahr 2019 in zwei Szenarien auf den Durchschnittspreis und die Standardabweichung der Monate Juli 2021 bzw. Januar 2022 skaliert. Die Eckdaten zu den genannten Szenarien sind in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Mittlerer Strompreis und Standardabweichung (€/MWh) im jeweiligen Szenario

Szenario-bezeichnung	Qualitativer Verlauf	Mittlerer Preis in €/MWh	DA-Standardabweichung in €/MWh
Niedrige Preise	Tatsächlicher Verlauf 2019	40,00	± 12,69
Unterjährige Schwankung	Tatsächlicher Verlauf 2021	107,00	± 77,73
Mittlere Preise	Verlauf 2019 auf das Preisniveau von 07/2021 gehoben	83,61	± 18,54
Hohe Preise	Verlauf 2019 auf das Preisniveau von 01/2022 gehoben	188,77	± 61,96

Abschließend wurden die Zeitreihen der Prozessdaten mit jenen der Strompreisszenarien zu Jahreszeitreihen zusammengefügt, um der Systemoptimierung eine Berechnungsgrundlage für annualisierte Investitions- und Betriebskosten zu Verfügung zu stellen.

3.3.3 Ermitteln repräsentativer Wochen

Zeitreihen mit ausreichend hoher zeitlicher Auflösung als Eingangsgrößen für Simulations- bzw. Optimierungsmodellen sind zwar grundsätzlich vorteilhaft, um die Charakteristika der Prozesse richtig abzubilden, können aber insbesondere bei Optimierungsrechnungen, aufgrund der hohen Anzahl an Freiheitsgraden, zu langen Rechendauern führen. Um die Modellkomplexität zu reduzieren, wurden mit Hilfe eines auf Poncelet et al. [16] basierenden Optimierungsalgorithmus vier repräsentative Wochen inklusive ihrer zeitlichen Gewichtung in den erstellten Jahreszeitreihen identifiziert. Der Ablauf ist in Abbildung 8 exemplarisch dargestellt. Die methodische Umsetzung erfolgte in der Programmiersprache Python unter Verwendung der Optimierungstoolbox Pyomo [17, 18] und des Solvers CPLEX [19].

Energieforschungsprogramm – 7. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

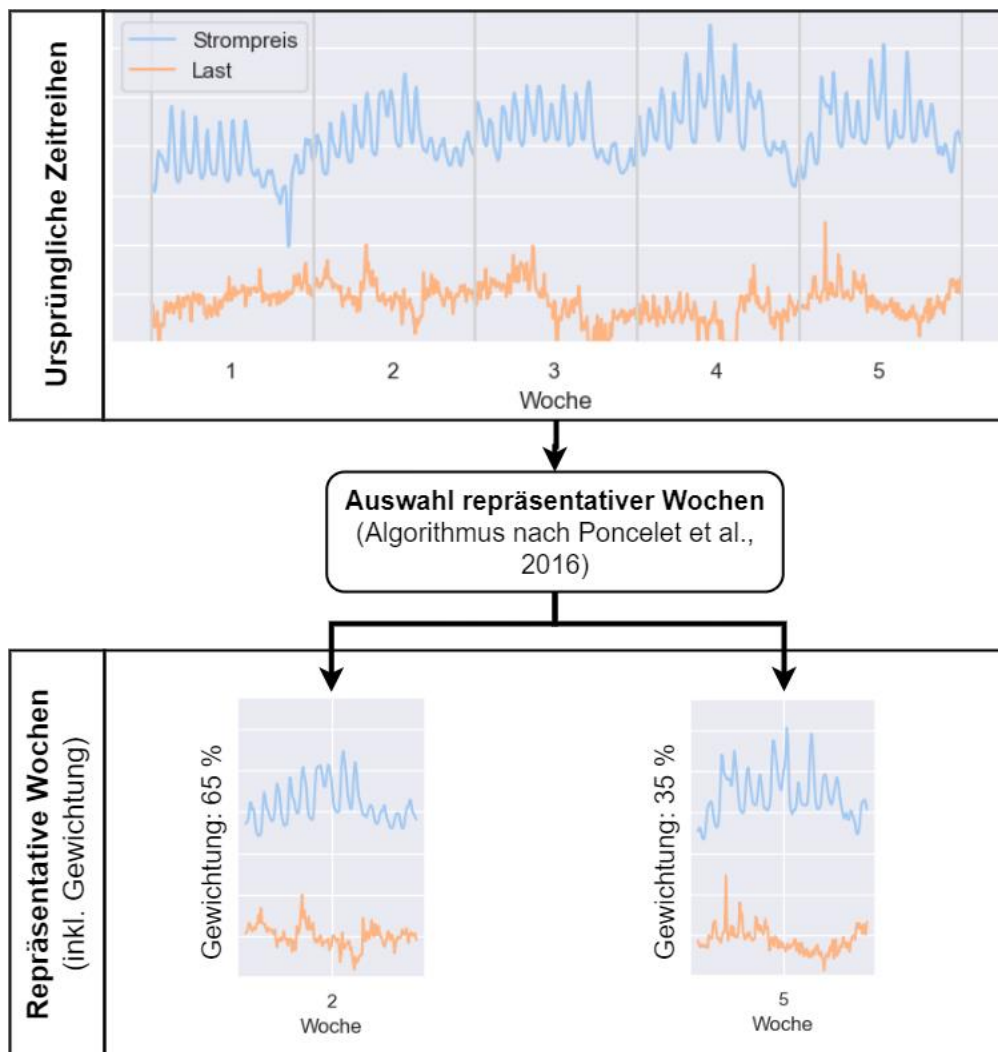


Abbildung 8: Exemplarische Vorgehensweise bei der Auswahl repräsentativer Wochen. Aus den hier verfügbaren Zeitreihen (Prozessdaten, Strompreise, für fünf Wochen) werden optimierungsbasiert zwei repräsentative Wochen inklusive Gewichtung ermittelt. Der verwendete Algorithmus wurde von Poncelet et al. (2016) entwickelt.

Ausgangspunkt für die Ermittlung repräsentativer Wochen sind die in den Kapiteln 3.3.1 und 3.3.2 vorgestellten Zeitreihen, bestehend aus Prozess- und Strompreisdaten. Vor der Ermittlung repräsentativer Produktionswochen, wurden alle Wochen, die Feiertage enthalten, aus der Menge möglicher repräsentativer Wochen ausgenommen. Dieser Schritt war notwendig, um einen verfälschenden Einfluss verringerter Strompreise an Feiertagen im Strompreisjahr 2019 in Kombination mit Prozesszeitreihen auf die Optimierungsergebnisse und damit auf die annualisierten ökonomischen Kennzahlen zu verhindern.

Ein Beispiel für repräsentative Zeitreihen und die Zuordnung dieser zu den Zeiträumen in der Jahreszeitreihe ist in Abbildung 9 dargestellt.

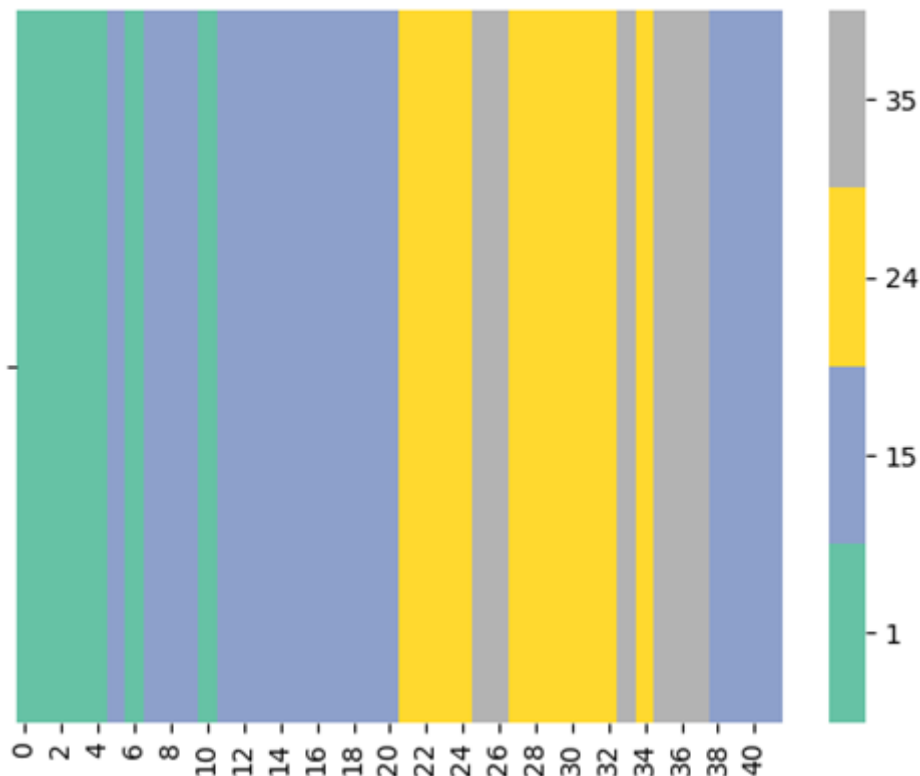


Abbildung 9: Beispielhafte Zuordnung der Wochen als einreihige Heatmap (ohne Ausprägung in y-Richtung) in der Gesamtzeitreihe (hier: 41 Wochen auf der x-Achse) mittels der ermittelten vier repräsentativen Wochen (Farbskala entspricht Wochenindex in der Originalzeitreihe).

3.4 Mathematische Optimierung

Der in diesem Projekt gewählte Modellierungsansatz ist neben der Simulation die mathematische Optimierung. Im Allgemeinen zielt die mathematische Optimierung darauf ab, eine optimale Lösung (Bestimmung der optimalen Werte von Entscheidungsvariablen) für ein definiertes Zielkriterium (Zielfunktion) zu finden und dabei Beschränkungen zu erfüllen, die beispielsweise technische oder organisatorische Grenzen in mathematischen Gleichungen ausdrücken. Hier wurde das Optimierungsmodell entsprechend der Klasse der gemischt-ganzzahligen linearen Programme, englisch auch mixed-integer linear programming (MILP), formuliert. Ein MILP-Modell besteht typischerweise aus einer linearen Zielfunktion, kontinuierlichen und ganzzahligen Entscheidungsvariablen und Nebenbedingungen, die als lineare Gleichungen, einschließlich Gleichheits- und Ungleichheitsgleichungen, formuliert sind. Die allgemeine Formulierung ist durch Gleichung 3 gegeben:

$$\min_x fun^T(x)$$

subject to

$$Ax \leq b$$

$$l \leq x \leq u$$

$$x \in \mathbb{R}^n$$

$$x_j \in \mathbb{Z}, j \in S \mid \dim(S) \leq n$$

Gleichung 3

Dabei ist x ein Vektor mit reellen, generischen Entscheidungsvariablen, dessen Lösungsmöglichkeiten durch Ungleichungsbestimmungen mit Parametermatrix A und Parametervektor b sowie durch untere und obere Schranken (l und u) eingeschränkt werden. Dabei können einzelne x_j ganzzahlige Werte annehmen. Die Zielfunktion ist eine lineare Funktion, die von x abhängig ist.

Das Optimierungsmodell ist im Allgemeinen als Design- und Betriebsoptimierungsmodell aufgesetzt. Das bedeutet, dass sowohl die Designgrößen (Kapazitäten) der Anlagen als auch die zeitaufgelösten Betriebsgrößen (ein/aus, Erzeugung, Speicherzustand, etc.) optimiert werden sollen. Die Zielfunktion ergibt sich somit als Addition von annualisierten Investitionskosten und gewichteten und auf ein Jahr hochskalierten Betriebskosten für die (zuvor ermittelten) repräsentativen Wochen der Use Cases. Im Folgenden wird eine sehr allgemeine Form der möglichen Zielfunktion gezeigt.

$$\min C = \min(CapEx + OpEx)$$

$$CapEx = \frac{(1+i)^a \cdot i}{(1+i)^a - 1} \cdot \sum_{Unit} C_{inv,unit}$$

$$OpEx = \sum_{j=1}^R \omega_j \cdot (C_{el,j} + C_{grid,j} + C_{fuel,j} + C_{CO2,j} - R_{ver,j})$$

Gleichung 4

Mit

C	...	Kosten in €
$CapEx$	...	Annualisierte Investitionskosten
$OpEx$	...	Jährliche Betriebskosten
i	...	Verzinsungsrate
a	...	Abschreibedauer in Jahren
$C_{inv,unit}$	...	Investitionskosten je Anlagen
ω_j	...	Gewichtung der repräsentativen Periode j , wobei $j = 1, \dots, R$
$C_{el,j}$	...	Stromkosten in der j . repräsentativen Periode
$C_{grid,j}$	...	Leistungsabhängige Netzentgelte in der j . repräsentativen Periode
$C_{fuel,j}$	...	Brennstoffkosten in der j . repräsentativen Periode (bei Bedarf)
$C_{CO2,j}$	...	Emissionskosten in der j . repräsentativen Periode (bei Bedarf)
$R_{ver,j}$	...	Einnahmen aus dem Stromverkauf in der j . repräsentativen Periode

Dabei werden die Investitionskosten einer Anlage in der Regel in folgender Form berücksichtigt:

$$C_{\text{inv,unit}} = b_{\text{unit}} \cdot C_{\text{fix,unit}} + Cap_{\text{unit}} \cdot C_{\text{spec,unit}} \quad \text{Gleichung 5}$$

Wobei b und Cap die binäre und kontinuierlichen Entscheidungsvariablen, die über Integration der Anlage bzw. deren Größe entscheiden, sind. C_{fix} und C_{spec} sind die fixen und spezifischen Werte für Investitionskosten.

Die Größe von Neuanlagen wurde gemäß folgender Formel eingeschränkt:

$$b_{\text{unit}} \cdot Cap_{\text{unit,LB}} \leq Cap_{\text{unit}} \leq b_{\text{unit}} \cdot Cap_{\text{unit,UB}} \quad \text{Gleichung 6}$$

wobei die Parameter $Cap_{\text{unit,LB}}$ (z.B. 0 MW oder 1 MW) und $Cap_{\text{unit,UB}}$ realistische Werte für die untere und obere Grenze der Kapazität der Neuanlage sind.

Die Formulierung des Optimierungsmodells basiert auf einer allgemeinen „tighten“ und kompakten MILP-Formulierung nach Gentile et al. (2017) [20]. Dazu wurden die folgenden technischen Merkmale der Anlagen (anlagenübergreifend) im Optimierungsmodell berücksichtigt:

Minimaler Teillastbetrieb bzw. Erzeugung

Zur Modellierung des minimal erlaubten Teillastbetriebs, definiert durch den Parameter $x_{\text{unit,LB}} \in [0,1]$, und der Erzeugung, hier für eine thermische Leistung gezeigt, werden für Neuanlagen die folgenden Gleichungen im Modell für jeden Zeitschritt t integriert.

$$\begin{aligned} 0 &\leq q_{\text{unit,op}}(t) \leq Cap_{\text{unit}} \cdot (1 - x_{\text{unit,LB}}) \\ 0 &\leq q_{\text{unit}}(t) \leq Cap_{\text{unit}} \cdot x_{\text{unit,LB}} + q_{\text{unit,op}}(t) \\ 0 &\leq q_{\text{unit}}(t) \leq Cap_{\text{unit,UB}} \cdot x_{\text{unit}}(t) \end{aligned} \quad \text{Gleichung 7}$$

Dabei ist $q_{\text{unit,op}}(t)$ die Erzeugung zwischen minimaler Teillast und Vollast zu jedem Zeitschritt, $q_{\text{unit}}(t)$ die gesamte Erzeugung zu jedem Zeitschritt, $x_{\text{unit}}(t)$ die Binärvariable zur Indikation des on- bzw. offline Zustandes. Das Gleichungsset stellt sicher, dass die Gesamterzeugung der Anlage je Zeitschritt nur durch linear von Entscheidungsvariablen abhängigen Gleichungen modelliert wird.

Zur korrekten Abbildung der Laufzeiten der Anlagen bzw. den Ein- und Ausschaltdauern, werden darüber hinaus die folgenden Gleichungen aufgesetzt.

$$\begin{aligned}
 x_{\text{unit}}(t) - x_{\text{unit}}(t-1) &= su_{\text{unit}}(t) - sd_{\text{unit}}(t) \\
 \sum_{\tilde{t}=t-T_{\text{unit,on}}+1}^t su_{\text{unit}}(\tilde{t}) &\leq x_{\text{unit}}(t) \\
 \sum_{\tilde{t}=t-T_{\text{unit,off}}+1}^t sd_{\text{unit}}(\tilde{t}) &\leq 1 - x_{\text{unit}}(t)
 \end{aligned}
 \tag{Gleichung 8}$$

Dabei sind $su_{\text{unit}}(t)$ und $sd_{\text{unit}}(t)$ Binärvariablen, die für jeden Zeitschritt angeben, ob die Anlage gerade ein- oder ausgeschaltet wird, sprich ein Wechsel zwischen off- und online Status der Anlage stattfindet. Daher werden sie auch für die Modellierung der minimalen Einschaltdauer $T_{\text{unit,on}}$ bzw. Ausschaltdauer $T_{\text{unit,off}}$ herangezogen.

Für Speicheranlagen wurden weitere allgemeine Gleichungen implementiert, die vor allem die Entwicklung des Speicherfüllstands (soc) unter Berücksichtigung von Speicher-, Lade- (c) und Entladewirkungsgrad (d) modellieren. Die Investitionskosten sowie die Beschränkung der Kapazität wurden in Analogie zu Gleichung 5 und Gleichung 6 umgesetzt.

$$soc_{\text{unit}}(t) \leq soc_{\text{unit}}(t-1) \cdot \eta_{\text{unit}} + \eta_{\text{unit}}^c \cdot c_{\text{unit}}(t) - \frac{1}{\eta_{\text{unit}}^d} \cdot d_{\text{unit}}(t)
 \tag{Gleichung 9}$$

Für die Implementierung, Formulierung und Lösung des Optimierungsmodells wurde für alle Rechnungen die folgenden Einstellungen gewählt: Die Optimierungsaufgabe wurde in Python mit dem Pyomo-Optimierungsmodul implementiert [17, 18]. Das Modell wurde so eingerichtet, dass es optimale Werte für eine Dauer von einem Jahr mit einer Zeitschrittgröße von 0,25 bis 1 Stunde findet, bei einer Anzahl von ein bis vier repräsentativen Perioden (Tagen bzw. Wochen). Ein effizienter MILP-Löser, CPLEX [19], wird verwendet. Die Optimierungsberechnungen für die entwickelten Szenarien hatten eine definierte obere Zeitgrenze von 1 Stunde.

Die zu erfüllenden Bilanzgleichungen sind so formuliert, dass die Energieerhaltung gewährleistet ist. Für die Abwärmenutzung bedeutet das, dass die genutzte Abwärmemenge kleiner oder gleich groß ($\leq$) als die verfügbare Abwärme sein muss. An den Bilanzierungsknoten mit den thermischen Speichern müssen Gleichheitsbeschränkungen erfüllt werden, beispielsweise: Summe aus Erzeugung der Warmwasser-Wärmepumpe und Auspeichern aus dem entsprechenden Speicher entspricht der Summe aus Einspeichern in den entsprechenden thermischen Speicher und Bezug der dämpferzeugenden Wärmepumpe. Diese Bilanz wird auch für die weiteren Knotenpunkte aufgestellt sowie für die Erfüllung des thermischen Prozesswärmebedarfs. Hier wird jedoch, um die Lösbarkeit des

Optimierungsmodells zu garantieren, auch die Erzeugung des Elektroboilers als mögliche Versorgungsoption für den Prozesswärmebedarf mitberücksichtigt.

Ergebnisse der Optimierungsrechnung sind für alle berechneten Fälle die quantitativen Ergebnisse für die definierten **Entscheidungsvariablen** (Betrieb, Design) aber auch **abgeleitete Kennzahlen**, die aus den ermittelten Entscheidungsvariablen abgeleitet wurden. Dazu gehören die im folgenden vorgestellten Kennzahlen, die gemäß den nachfolgenden Formeln berechnet wurden:

- Wärmegestehungskosten (engl. Levelized Cost of Heat $LCoH$), wobei Q_{Prozess} die bereitgestellte Prozesswärme ist und im Nenner ein Teil der Betriebskosten (vgl.) zu finden ist
- Stromgestehungskosten (engl. Levelized Cost of Electricity $LCoE$), wobei η_{DT} der Wirkungsgrad der Verstromung ist
- Beide jeweils für Betriebskosten ($LCoH_{\text{OpEx}}$) sowie unter zusätzlicher Berücksichtigung der Investitionen ($LCoH_{\text{total}}$)
- COP des wärmebereitstellenden Teilsystems des SyndETES-Systems (Wärmepumpen und Dampfverdichter), wobei $Q_{\text{Frischdampf}}$ der in der Turbine eingesetzte Frischdampf und P_{SyndETES} die in Wärmepumpen und Dampfverdichtern eingesetzte elektrische Energie sind.

$$LCoH_{\text{OpEx}} = \frac{Q_{\text{Prozess}}}{\sum_{j=1}^R \omega_j \cdot (C_{\text{el},j} + C_{\text{grid},j})} \quad \text{Gleichung 10}$$

$$LCoH_{\text{total}} = \frac{Q_{\text{Prozess}}}{\sum_{j=1}^R \omega_j \cdot (C_{\text{el},j} + C_{\text{grid},j}) + \text{CapEx}} \quad \text{Gleichung 11}$$

$$LCoE_{\text{OpEx}} = \frac{LCoH_{\text{OpEx}}}{\eta_{\text{DT}}} \quad \text{Gleichung 12}$$

$$LCoE_{\text{total}} = \frac{LCoH_{\text{total}}}{\eta_{\text{DT}}} \quad \text{Gleichung 13}$$

$$COP = \frac{Q_{\text{Prozess}} + Q_{\text{Frischdampf}}}{P_{\text{SyndETES}}} \quad \text{Gleichung 14}$$

3.5 Thermodynamische Simulation

Die thermodynamische Kreislaufsimulation bildet ein Energiesystem auf Komponentenebene ab und löst dieses unter Erfüllung der physikalischen Energie- und Massenbilanz.

Aufgebaut wird es in der Simulationssoftware EBSiLON der STEAG[21] aus Komponenten mit eigenständigen Modellen, welche durch Stoffströme verbunden werden. Die Komponenten wandeln Energie um, übertragen diese, teilen Fluidströme oder speichern diese. Die Stoffströme bilden das Fluid mit seinen Stoffdaten ab und übertragen die Zustandsgrößen sowie die Zusammensetzung der Komponenten. Für die Stoffdaten stehen in der Simulationsumgebung diverse Datenbanken zur Verfügung. Für die Stoffdaten von Wasser wird die IF97-Formulierung der IAPWS gewählt und für die Stoffdaten von Ammoniak, welches als Kältemittel dient, die Implementierung der KCE-ThermoFluidProperties UG der

internationalen Formulierung nach Tillner-Roth et al. [22], welche das Fluid im flüssigen, gasförmigen und zweiphasigen Zustand abbildet.

Mathematisch stellen die Komponenten Funktionen dar, welche durch die Stoffströme in Form von Gleichheitszeichen in Beziehung gesetzt werden. Daraus entsteht ein Gleichungssystem, welches durch einen iterativen Algorithmus gelöst wird.

Die iterative Lösung ermöglicht es auch nichtlineare Beziehungen zu nutzen, genauso wie den Einsatz von nicht vollständig differenzierbaren oder stückweise definierten Kennlinien und Kennfeldern.

Für die transiente Simulation wird in der Simulationsumgebung die Lösung als eine Abfolge von stationären Zuständen ermittelt. Gewisse Komponenten, speziell jene mit einer hohen thermischen Masse, berücksichtigen ihr Verhalten auch zwischen den Zeitschritten.

Als Basis dient eine zeitbasierte Tabelle, in welcher Vorgaben bzw. Eingaben stehen, genauso wie Resultate, die dort niedergeschrieben werden.

Für jeden Zeitschritt wird eine stationäre Simulation durchgeführt, jedoch mit den aktuellen Lösungen für die transienten Komponenten. Diese sind in dieser Simulation ausschließlich die Ruths Speicher, alle anderen Vorgänge laufen in einem Bruchteil der Zeitschrittlänge ab und werden deshalb nicht transient berücksichtigt. Jedoch schon berücksichtigt wird das Verhalten der einzelnen Komponenten in Teillastzuständen. Vor allem aufgrund des gleitenden Druckes in den Ruths Speicher arbeiten die Verdichter mit variablem Gegendruck und damit die meiste Zeit abseits ihres Nennlastpunktes.

Die Zeitschrittlänge wurde von den verfügbaren Daten bestimmt, für die simplifizierten Betrachtungen wurde ein kleinerer Zeitschritt im Minutenbereich gewählt, jedoch so lange, dass die Anzahl der Zeitschritte in einem überschaubaren Ausmaß von unter hundert Zeitschritten blieb.

Durchgeführte Simulationen

Als Basis für alle weiteren Betrachtungen wurde zuerst ein stationäres Modell aufgebaut, welches ein mögliches Systemdesign abbildet.

In der Recherche zu den Systemdesigns wurden mehrere Fragen aufgeworfen. Die beiden Hauptfragen waren der Vergleich von Nassdampf und Sattdampfverdichtung sowie der Unterschied zwischen Einspritzkühlern und Wärmeübertrager. Eine weitere wichtige Frage war jene nach den Exergieverlusten je Komponente, um zu verstehen welchen Einfluss diese auf die Gesamteffizienz haben.

Diese Fragen wurden in jeweils simplifizierten Modellen betrachtet. Die Nass- bzw. Sattdampfverdichtung wurde an einzelnen Verdichterstufen betrachtet, zum einen bei gleichem Druckverhältnis, zum anderen bei unterschiedlichen Druckverhältnissen.

Für den Vergleich von Einspritzkühlern und Wärmeübertrager wurde ein Modell mit einer mehrstufigen Verdichtung aufgebaut. Als kalte Seite der Wärmeübertrager wurde das flüssige Wasser der Ruths Speicher genutzt, um so die Wärme im System zu behalten.

Aus den zuvor gewonnen Erkenntnissen aus Recherche und Simulation der Subsysteme wurden für die finalen Systemdesigns jeweils Modelle erstellt.

Diese wurden zuerst für eine stationäre Berechnung gebaut, um erste Ergebnisse zu erhalten und das Systemdesign zu evaluieren.

In einem zweiten Schritt sind diese für die transienten Berechnungen erweitert worden. Betrachtet wurde mit diesem Modell zuerst ein simpler Ein- und Ausspeicherzyklus. Dabei wurde ohne aktive Verbraucher der Speicher einmalig gefüllt und im Anschluss einmal entleert. Die Grenzwerte „Voll“ und „Leer“ wurden durch den maximalen und minimalen Speicherdruck charakterisiert.

Beim Ausspeichern wurden die zwei Möglichkeiten, Prozessdampfbereitstellung und Verstromung, getrennt betrachtet. Für den ersten Fall wurde, wie bei der Optimierungsrechnung der COP berechnet und für den zweiten Fall die Round Trip Efficiency (RTE).

In einem letzten Schritt wurden aus den Ergebnissen der Optimierung die optimalen Komponentengrößen übernommen und nochmals jeweils die simplen Ein- und Ausspeicherzyklen berechnet.

Da die Optimierung gezeigt hat, dass ein Betrieb bei Volllast optimal ist, und dieser mit den stationären Ergebnissen übereinstimmt wurde auf eine weitere Teillastbetrachtung verzichtet.

4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

In diesem Abschnitt werden zunächst die Ergebnisse der Optimierungsrechnungen beschrieben, gefolgt von detaillierten Ergebnissen der Systemsimulationen. Abschließend werden vergleichende Analysen für die Ergebnisse der zwei Ansätze durchgeführt.

4.1 Mathematische Optimierung

In der Optimierung haben sich im Projekt folgende spezielle Herausforderungen bei der Umsetzung des Modells ergeben. Begründet waren sie u.a. durch die industriennahe Umsetzung der Sondierung und somit die Verwendungen von realen Zeitreihen.

Herausforderung 1 - Passende Wahl der Systemgrenzen

Im Modell waren Zusatzanlagen mitunter notwendig, da vor allem bei limitierter Abwärmemenge (ist in einem Use Case aufgetreten) der Prozessenergiebedarf nicht gedeckt werden konnte. Das führt zur "Infeasibility" (= Nichtlösbarkeit) des Modells.

Dadurch wurde folgende systematische, formalisierte und iterative Herangehensweise gewählt, die aufgrund ihres generischen Charakters auch für die allgemeine Vorgehensweise beim Aufsetzen von Optimierungsmodellen eine hohe Relevanz hat. Somit kann dieses formalisierte Vorgehen über das Projekt SyndETES hinaus, speziell für den Einsatz von Optimierungsmodellen in Sondierungen, eingesetzt werden.

- Einbinden einer flexiblen und „einfachen“ Technologie. In diesem Fall wird einfach als schnellstartfähig, ohne komplexe Zusammenhänge für Laufzeiten oder Wirkungsgrade bzw. Anforderungen an weitere Betriebsmittel definiert. Für das SyndETES-System wurde ein flexibler Elektrodenkessel in das Modell integriert. Dieser kann ebenfalls den Prozesswärmebedarf decken und somit die Lösbarkeit des Modells sicherstellen.¹²
- Variation der unterschiedlichen Kostenfaktoren (bspw. sehr hohe oder niedrige Energie- oder Investitionskosten), um alle technisch möglichen Lösungen zu "erzwingen" und somit das Modell zu testen. Dazu gehören auch Speicherintegration bzw. Systemlösungen die bspw. komplett ohne Speicher auskommen. Hier empfiehlt sich eine systematische, dokumentierte Teststrategie.
- Final wurde eine Variation der Abschreibedauer durchgeführt, um die Vorteile der niedrigeren Investitionskosten des Elektrodenkessels gegenüber dem SyndETES-System abzuschwächen. In der Regel sind nach einem Zeitraum von 10 bis 15 Jahren die Investitionskosten vorteile bereits geringer als die Betriebskostennachteile. Die finalen Lösungen für die berechneten Use Cases enthalten somit den maximal möglichen Beitrag des SyndETES-Systems zur Energiebereitstellung.

¹² Weitere Hinweise zur Modellbildung: bei anhaltender Infeasibility kann der maximale Energiebezug zu klein gewählt sein oder ein Fehler im Modell bestehen.

Herausforderung 2 - Modellvalidierung

Das Validieren der Systemmodelle war insbesondere für jene Use Cases herausfordernd, die an reale Industrieunternehmen angelehnt war.

Üblicherweise werden Optimierungsmodelle für bspw. industrielle Energieversorgungssysteme so aufgesetzt, dass der (aktuelle bzw. historische) Bestand abgebildet wird. Dann wird für ein historisches Jahr der Betrieb mit dem Modell nachgestellt und die jährlichen Energiekosten aus dem Modell mit den realen historischen Energiekosten verglichen. Dabei soll die Abweichung so klein wie möglich sein - idealerweise im niedrigen einstelligen Prozentbereich. Bei höheren Abweichungen sind Maßnahmen zu setzen. Dieser Teilschritt soll sicherstellen, dass die Verarbeitung der Bedarfs- und Verfügbarkeitszeitreihen – bspw. von Wasserkraft oder Photovoltaik – korrekt integriert sind und keine fehlerhaften Parameter im Modell verankert sind. Da wir im gegenständlichen Projekt jedoch nur Teilbereiche der Einzelindustrieanlagen berücksichtigt haben und kein unmittelbarer Validierungsprozess vorgesehen war, fiel diese Validierung weg, wodurch mehrere iterative Schleifen zur Sicherstellung von validen Ergebnissen notwendig waren.

4.1.1 Generischer Use Case (Use Case 0)

Aufgrund der beschriebenen Herausforderung wurde ein einfaches Modell mit nur einem repräsentativen Tag aufgesetzt, das im weiteren Use Case 0 genannt wird. Use Case 0 hat einen vergleichswisen einfachen Energiebedarf. Er besteht aus je ein Batchprozess am Vormittag und am Nachmittag bei kontinuierlich anfallender Abwärme, sowie realen Strompreisen, wobei hier ein historischer Tag (4.9.2022) mit einer außerordentlich starken Schwankung des Preises (vgl. August-September 2022) gewählt wurde, vgl. Abbildung 10. An diesem Tag lagen für den DA-Markt die Preise zwischen ca. 140 und 520 €/MWh [15].

Für diesen beschriebenen konstruierten Fall wurde erwartet, dass alle Anlagen aus dem Systemdesign eine Relevanz für ein kostenoptimales Ergebnis haben, was in der Darstellung der Ergebnisse sowohl für die Anlagenkapazitäten, Abbildung 11, als auch für den Betrieb, Abbildung 12, zu sehen ist.

Energieforschungsprogramm – 7. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

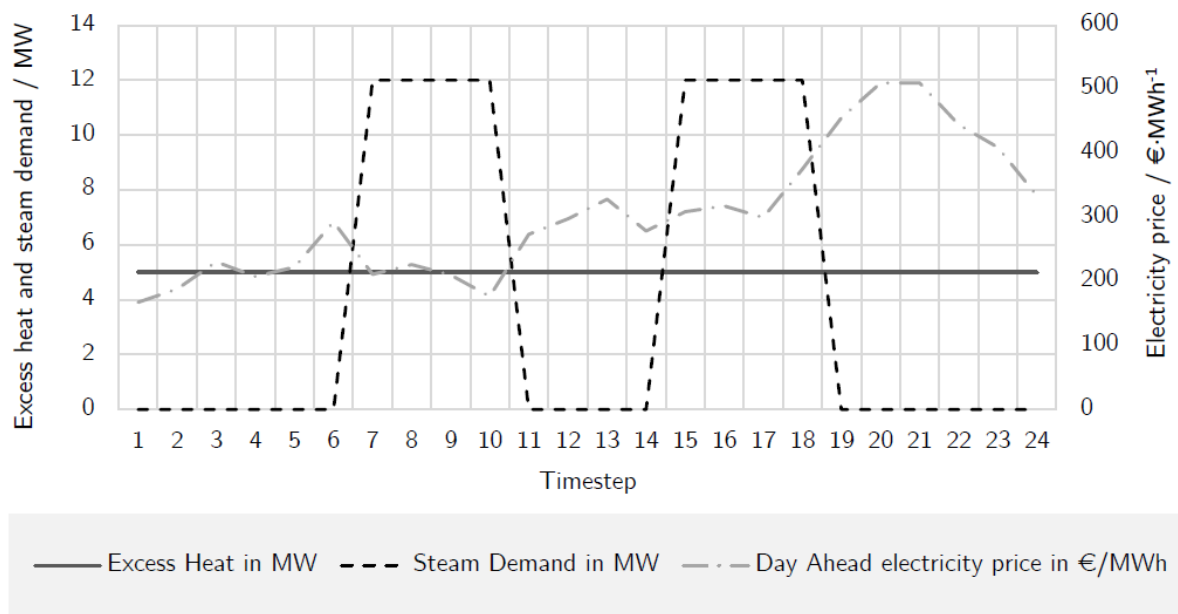


Abbildung 10: Energiebedarf, verfügbare Abwärme und Strompreise für den repräsentativen Tag im Use Case 0

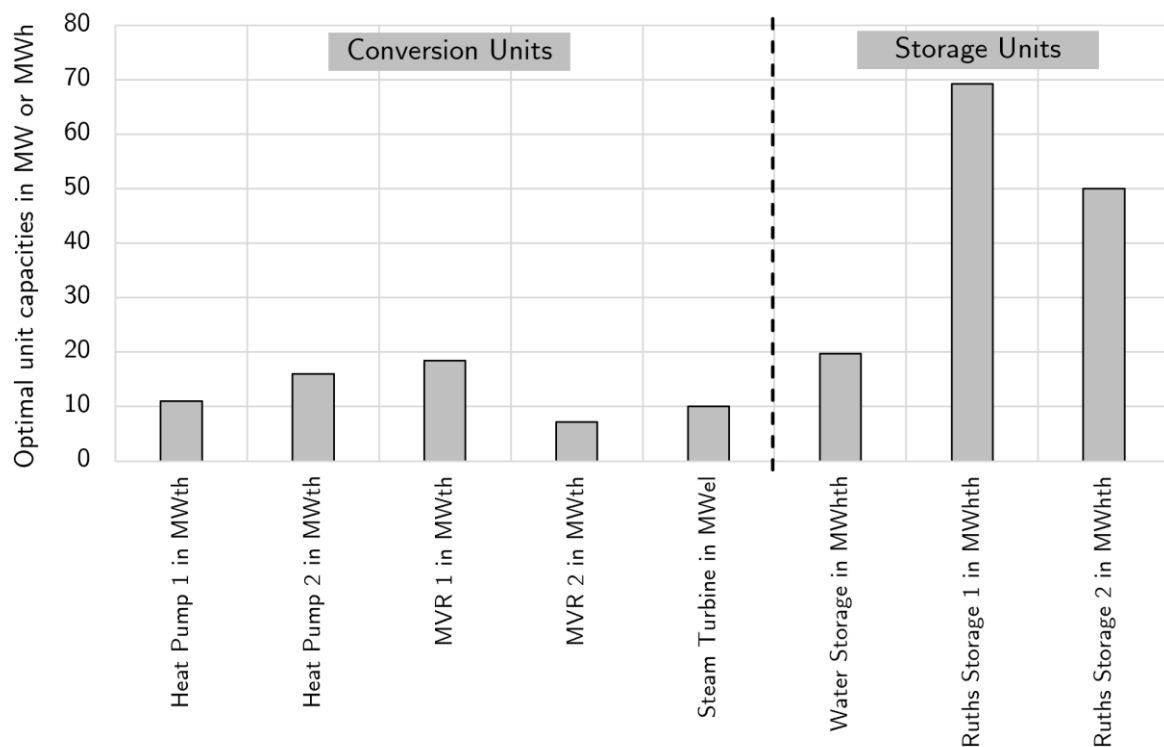


Abbildung 11: Kapazitäten der Anlagen im optimalen Systemdesign für Use Case 0

Energieforschungsprogramm – 7. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

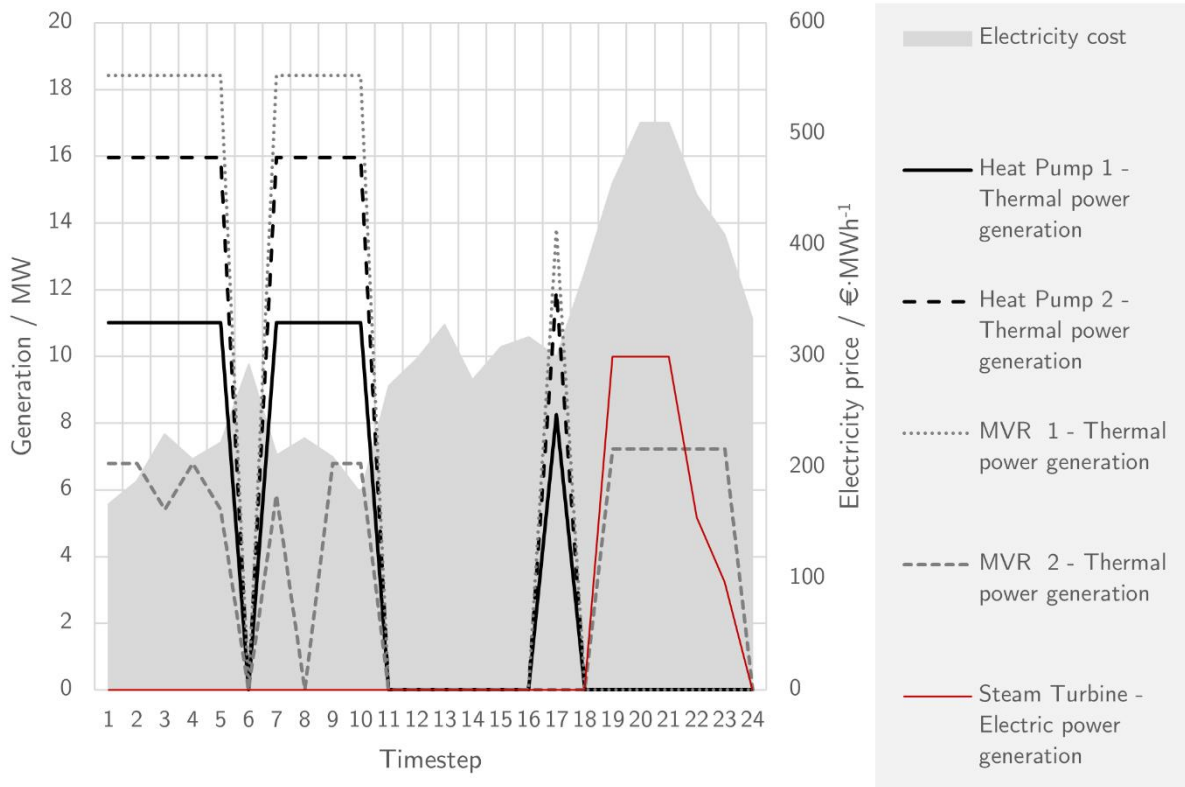


Abbildung 12: Verlauf des Anlagenbetriebs, dargestellt über den Strompreis (graue Fläche), für Use Case 0

Für die optimale Anlagenintegration, unter der Annahme einer internen Verzinsung von 5% und einer Abschreibedauer von 25 Jahren, können folgende Schlüsse für die Bedingungen in Use Case 0 gezogen werden: Beide Wärmepumpen (Heat Pump1 und Heat Pump2) werden zusammen mit dem ersten Dampfverdichter (MVR1) betrieben, insbesondere in Zeiten mit niedrigen Strompreisen. Unter Nutzung des Ruths Speichers zwischen der ersten und zweiten Dampfverdichterstufe sowie des zweiten Ruths Speichers zwischen dem zweiten Dampfverdichter und der Dampfturbine, wird auch der zweite Dampfverdichter in kleinem Ausmaß in Zeiten mit niedrigen Kosten aber auch in größerem Ausmaß in Phasen mit hohen Strompreisen in Betrieb genommen. Die in der Dampfturbine erzeugte elektrische Energie wird in Use Case 0 direkt an das Stromnetz verkauft.

Der nach Gleichung 14 ermittelte COP beträgt 1,76. Außerdem werden die folgenden LCoH abgeleitet:

- Berücksichtigt man nur die Energie- und Netzkosten, so betragen die LCoH nach 125,17 EUR/MWh_{th}
- Berücksichtigt man zusätzlich die annualisierten Investitionskosten betragen die LCoH nach 344,15 EUR/MWh_{th}
- Betrachtet man die LCoH ohne Investition und den Wirkungsgrad der Dampfturbine, ergibt sich ein Wert für LCoE von 278,15 EUR/MWh_{el}

Höhere Kosten für den Stromverkauf entstehen nur am Ende des betrachteten Testzeitraums – in diese Phase fällt auch der Turbinenbetrieb. Während des thermischen Bedarfs (bis Zeitschritt 19), der durch den ersten Ruths Speicher und in geringem Ausmaß von beiden Wärmepumpen und dem ersten Dampfverdichter gedeckt wird, wird kein Strom erzeugt. Am Ende dieses Zeitraums beginnt der Betrieb der Dampfturbine und damit die Einspeisung in das Netz.

Berücksichtigt man bei der Berechnung des LCoE auch Investitionskosten, ergeben sich 766,48 EUR/MWh_{el}. Dieser Wert ist größer als jeder Strompreis im betrachteten Zeithorizont. Daraus kann gefolgert werden, dass trotz der großen untertägigen Preisschwankung in Use Case 0 und trotz langer Abschreibungszeiträume für den definierten Testfall, ohne die Symbiose aus Erfüllung der thermischen Prozessanforderungen und Bereitstellung von Strom, keine Dampfturbine und damit nicht das vollständige Konzept in Betracht gezogen werden würde.

4.1.2 Industrienähe Use Cases (Use Case 1-3)

Die zuvor beschriebenen Erkenntnisse lassen sich auch durch die Berechnungen bzw. Analysen für Use Case 1-3 bestätigen. In diesen drei Use Cases aus der produzierenden Industrie wurden angelehnt an realen Industriebedarfs- und -abwärmeeigenschaften leicht abgeänderte Konfigurationen im Vergleich zu Abbildung 5 (siehe u.a. im Anhang) berechnet und für verschiedene Energiepreisniveaus bewertet. Die unterschiedlichen Energiepreisniveaus wurden bereits in Abschnitt 3.3.2 beschrieben. Im Folgenden werden die Charakteristiken der Use Cases kurz skizziert und wesentliche Ergebnisse dargestellt. Für alle Rechnungen wurde eine Abschreibedauer von 25 Jahren sowie eine interne Verzinsung von 5 % angenommen.

Use Case 1

- Mittlerer¹³ produzierender Betrieb – aus der nicht-energieintensiven Industrie
- Wochenprofil sowie saisonaler Einfluss aus Zeitreihenanalyse erkennbar – modelliert mit vier repräsentativen Wochen
- Ein Dampfnetz zur Wärmeversorgung vorhanden
- Das verfügbare Niedertemperatur Abwärmepotential (<35°C) ist zumindest phasenweise limitiert

Use Case 2

- Energieintensiver Betrieb
- Wochenprofil aus Zeitreihenanalyse erkennbar – modelliert mit vier repräsentativen Wochen
- Hohe Niedertemperatur Abwärmemenge (<35°C)

¹³ Bzgl. Energieeinsatz

- Zwei Dampflevel zur Energieversorgung, wodurch die Verschaltung dieser beiden in der Optimierung mitberücksichtigt werden muss

Use Case 3

- Energieintensiver Betrieb
- Stark schwankendes Profil der verfügbaren Abwärme

Vergleichende Analyse der Systemkonfigurationen

Für die drei Use Cases wurde keine Integration der Dampfturbine mit dem Optimierungsmodell ermittelt ausgenommen für stark schwankende Strompreise oder Überschussstrom, die für eine Variante von Use Case 3 gerechnet wurden. Je nach Energiepreislevel variieren vor allem die Kapazitäten der Energiespeicher. Bei steigenden Energiepreisen, die zu einer relativen Reduktion der CapEx im Vergleich zu den OpEx führen, lässt sich zudem eine tendenziell größere Wahl der Kapazitäten identifizieren. Diese „Überkapazitäten“ führen dazu, das Zeitfenster mit niedrigeren Strompreisen besser genutzt werden können.

Vergleichende Analyse der Energiegestehungskosten

Es wurden Energiegestehungskosten für vier verschiedene Preislevel für jeden Use Case berechnet. Die LCoH für die Betriebskosten lagen dabei für alle Varianten unter den Mittelwerten des Strompreises¹⁴. Für jene Szenarien, in denen vergleichsweise geringe mittlere Strompreise angenommen wurden, fallen die CapEx jedoch stark ins Gewicht, wenn der LCoH inkl. Investitionen ausgewertet wird. Für sehr niedrige und mittlere Strompreise liegt der ermittelte LCoH inkl. Investitionen mitunter sogar über dem mittleren Strompreis. Daraus lässt sich ableiten, dass die hohen Investitionskosten dieser Anlagen einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Systems haben. Eine anwendungsfallspezifische, optimale Auslegung mit Detailmodellen ist somit von hoher Relevanz. Die ermittelten Stromgestehungskosten, exkl. und inkl. Berücksichtigung von Investitionen, liegen für alle Varianten deutlich über den mittleren Strompreisen außer jener Berechnung im Use Case 3 mit wiederkehrend anfallendem Überschussstrom für den keine Betriebskosten anfallen.

Vergleiche der COPs

Die ermittelten COPs liegen je nach Use Case und Quellentemperatur zwischen 1,53 und 1,72 und damit um 10-20% unter den in der thermodynamischen Simulation ermittelten COPs für das gleiche Teilsystem. Die Parameterierung in der Optimierung ist daher als konservativ einzustufen. Zur COP-Berechnung wird die elektrische Energie für den Betrieb der Wärmepumpen und Dampfverdichter berücksichtigt. Diese wird der bereitgestellten Prozesswärme sowie – wenn erzeugt – dem Frischdampf für die Turbine gegenübergestellt. Die Größenordnung der ermittelten COPs lässt die Schlussfolgerung zu, dass aus primärenergetischer Perspektive das System gegenüber einer direkten Elektrifizierung klar zu

¹⁴ Anmerkung: Der Mittelwert des Strompreises wird hier allerdings nicht mengengewichtet betrachtet.

bevorzugen ist. Allerdings zeigen die zuvor beschriebenen Erkenntnisse zur Wirtschaftlichkeit, dass eine Umsetzung Herausforderungen mit sich bringt.

4.2 Thermodynamische Simulation

Die Recherche und die unterstützenden Simulationen der in Abschnitt 3.5 erwähnten Fragestellungen ergaben das Systemdesign. Beispiele für abgeleitete Systeme, unter Berücksichtigung der gewonnenen Erfahrungen in diesem ersten Schritt, sind im Anhang in Abschnitt 8 zu finden. So wie dort zwei verschiedene Systemdesigns zu finden sind, wurde nicht ein System für alle Probleme gefunden. Je nach Anforderungen der verschiedenen Industrieprozesse müssen die Systemdesigns an die Gegebenheiten bestmöglich angepasst werden.

Im Zuge der Entwicklung der Systemdesigns wurden zwei Hauptfragen näher betrachtet – die Verdichtung von Nassdampf bzw. Umsetzung der Nachkühlung.

Eine Verdichtung von Nassdampf ist sehr interessant, da hier eine direkte Kühlung im Verdichtungsprozess stattfindet. Das nähert den realen Verdichtungsprozess an einen isothermen an, welcher eine der beiden effizientesten Möglichkeiten darstellt ein Gas zu verdichten. Dabei zeigt aber der Stand der Technik einige Limitationen auf. Es gibt aktuell noch keine Turboverdichter auf dem Markt, welche bei hohen isentropen Wirkungsgraden auch Nassdampf verdichten können. Bereits ein Abfall von rund 15% im Wirkungsgrad des Verdichters von knapp unter 85% auf unter 70% wirkt sich so drastisch aus, dass die Verdichtung von Nassdampf keinen Mehrwert mehr bietet. Eine solche Reduktion ist gegeben, wenn statt Turboverdichtern jene nach dem Verdrängungsprinzip eingesetzt würden, oder die Turboverdichter in ihrer Drehzahl und ihrem Schaufelabstand limitiert würden, um besser mit Tropfenerosion umzugehen. Daher wurde in allen Systemdesigns auf Sattedampfverdichtung mit Nachkühlung gesetzt. Es ist jedoch durchaus Forschungsfortschritt und Entwicklung hin zu hoch performanten Nassdampfverdichtern zu erkennen. Speziell in der Lebensdauerverlängerung von Erdgasfeldern wird daran gearbeitet, verunreinigtes, nasses, Erdgas direkt am Sondenaustritt zu verdichten. Diese Technologie wäre auch hier einsetzbar.

Für die Nachkühlung standen zwei Ideen im Raum. Einerseits die Kühlung mittels Wärmeübertrager und siedendem Wasser aus den Ruths Speichern auf der kalten Seite und andererseits mittels Einspritzkühlern. Ersteres Konzept würde einen direkten Wärmeeintrag in den Speicher mit sich bringen und damit die Wärme bestmöglich nutzen. Die minimal erreichbare Temperatur wäre aber limitiert und zusätzliche Wärmeübertrager und Rohrleitungen eine nötige Investition. Da es sich um Heißgaswärmetauscher mit sehr geringen Temperaturdifferenzen handelt, würden große Wärmeübertragerflächen benötigt und damit auch viel Material, was große Investitionskosten mit sich bringt.

Die Einspritzkühler hingegen sind weit hin verbreitete Teile, welche im Kraftwerksbetrieb vielfach erprobt sind. Ihre Regelung ist bekannt und sie sind als Baugruppen zukaufbar. Der

Nachteil ist die schlechtere exergetische Effizienz aufgrund der Mischungsverluste und der benötigten Hochdruck-Speisewasserversorgung zur optimalen Zerstäubung des Wassers. Aus thermodynamischer Sicht sticht keine der beiden Möglichkeiten hervor. Die höheren Exergieverluste der Einspritzkühler werden durch die größeren Verluste der Verdichter durch die begrenzte Kühlung mittels Wärmetauscher aufgewogen. Dadurch fiel die Wahl klar auf ein System mit Einspritzkühlern.

Die Betrachtung der exergetischen Verluste ergab wichtige Erkenntnisse. Die größten Verluste sind an den Mischungsstellen, genauer gesagt in den Dampftrommeln zu erkennen. Weitere signifikante Verluste bringen die Wärmeübertrager im Übergang von Überschusswärme zu System sowie von geschlossener zu offener Wärmepumpe mit sich. Die Verluste in den Wärmeübertrager können durch Vermindern der Temperaturdifferenz minimiert werden. Eine geringe Temperaturdifferenz bedingt jedoch große Wärmeübertragerflächen, welche mit hohen Investitionskosten zu Buche schlagen.

Einen großen Einfluss auf die Verluste haben, wie erwartet, auch die Verdichter. Sie setzen die elektrische Energie in Wärme um und ihr Wirkungsgrad geht damit direkt in die Effizienz des Systems, respektive die exergetischen Verluste, ein.

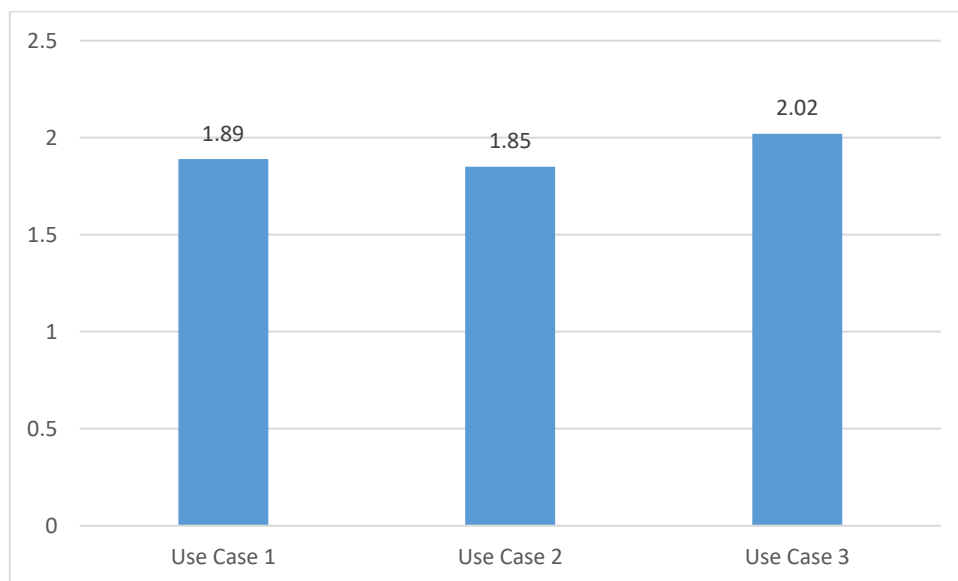


Abbildung 13: Leistungsziffer (COP) des Gesamtsystems der verschiedenen Use Cases bei stationärer Betrachtung, die hier über den in der mathematischen Optimierung ermittelten COPs liegen.

In Abbildung 13 sind die in der stationären Simulation ermittelten Leistungsziffern der Systeme aufgetragen. Diese Zahlen berücksichtigen dabei den Betrieb der Turbine nicht und beziehen sich ausschließlich auf die Produktion von Frischdampf.

Der deutlich höhere Wert für Use Case 3, welcher eigentlich einen größeren Temperaturhub bewerkstelligen muss, liegt daran, dass in diesem Fall eine Wärmequelle mit höherer Temperatur und damit mehr Exergie zur Verfügung stand. Das verzerrt den Vergleich, zeigt

aber auch die Wichtigkeit der anwendungsfallspezifischen Umsetzung des SyndETES-Systems.

Als Basis in der transienten Simulation dienten sehr simple Ein- und Ausspeicherzyklen. Im simpelsten dieser Fälle wurde mittels Verdichter der Speicher gefüllt und über eine Turbine der Speicher entleert. Wird die dabei zurück gewonnene elektrische Energie mit dem Einsatz an elektrischer Energie ins Verhältnis gesetzt so erhält man die Round Trip Efficiency RTE. Der erweiterte Testfall mit zwei vollständigen Speicherzyklen ist in Abbildung 14 zu sehen. Hier wird einmal über die Turbine entladen und einmal der Dampf an die beiden Prozessdampfnetze abgegeben.

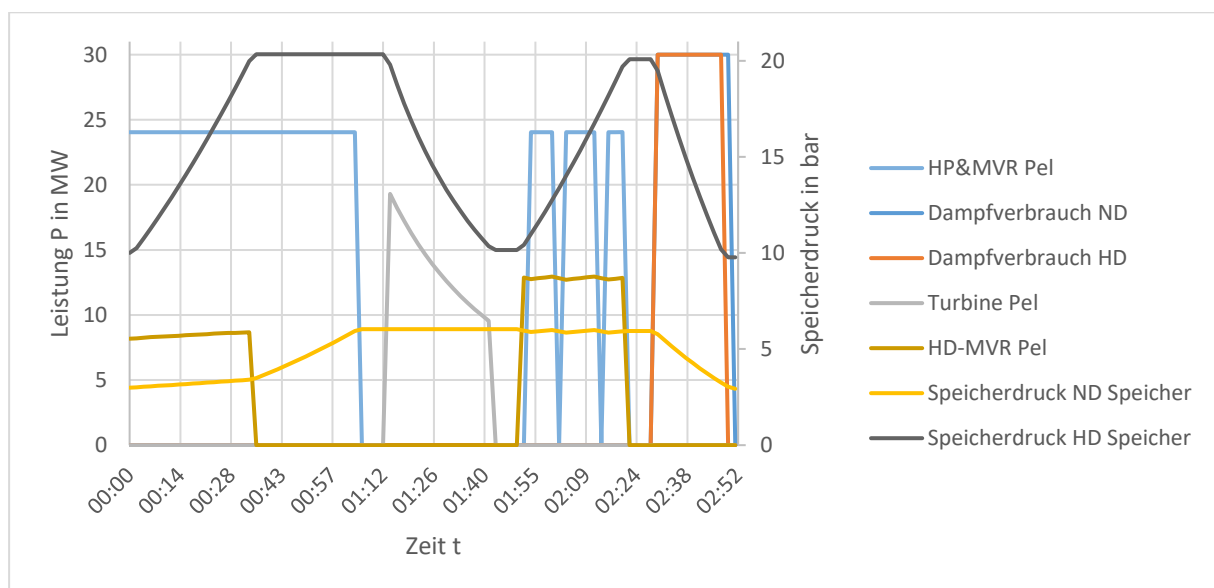


Abbildung 14: Verlauf der wichtigsten Prozessdaten einer generischen Zeitreihe mit zwei Speicherzyklen mit einem Niederdruck- (ND) und Hochdruck- (HD) Speicher.

Die Ergebnisse der transienten Simulationen sind in Abbildung 15 zusammengefasst. Die exergetische Effizienz bezieht sich in diesem Fall auf den bereitgestellten Prozessdampf. Als Richtwert dazu, ist mit rund 30% exergetischem Wirkungsgrad für einen Gaskessel zu rechnen. Damit ist SyndETES nicht nur eine wichtige Möglichkeit aus erneuerbarer Primärenergie Wärme bereit zu stellen, sondern senkt auch den nötigen Primärenergieeinsatz.

Energieforschungsprogramm – 7. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

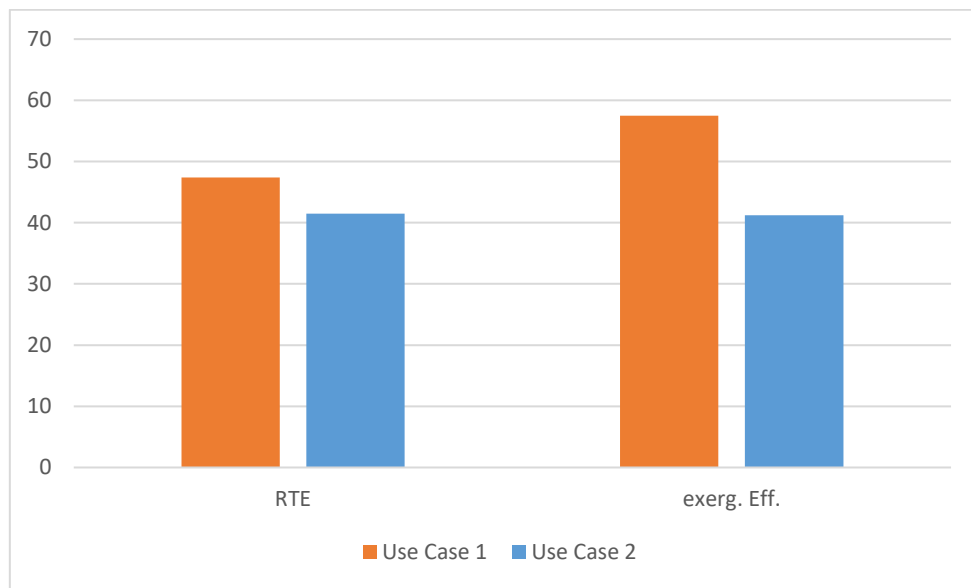


Abbildung 15: Wirkungsgrade generischer Testfälle bei transients Betrachtung.

5 Ausblick und Empfehlungen

Zu den Ergebnissen im Projekt SyndETES gehören die erarbeiteten **Modelle** zur Systemabbildung, aufbauend auf dem im Projekt definierten **detaillierten Systemdesign** sowie die **mit den Modellen berechneten Ergebnisse für das SyndETES-System**. Die wichtigsten Erkenntnisse und Highlights werden in den zwei folgenden Abschnitten jeweils für die Methode aber auch zum SyndETES-System dargestellt. Abschließend wird ein Ausblick mit weiterführenden Forschungsfragen gegeben.

5.1 Methodische Vorgehensweise

Aus methodischer Perspektive wurde zum einen ein mathematisches Optimierungsmodell zur Design- und Betriebsoptimierung, in dem vor allem techno-ökonomische Kennzahlen bestimmt wurden, erstellt. Zum anderen wurde ein thermodynamisches Simulationsmodell erstellt, das im Vergleich zum Optimierungsmodell detailliertere technische Studien ermöglicht.

Ein Vergleich der zwei Methoden, die gleichzeitig bzw. leicht zeitversetzt für dieselbe Fragestellung eingesetzt wurden, ergab beispielsweise für ausgewertete technische Kennzahlen Unterschiede im (niedrigen) zweistelligen Prozentbereich, wobei die thermodynamische Detailsimulation sogar bessere Teilergebnisse als die mathematische Optimierung liefern konnte. Zum einen kann daraus abgeleitet werden, dass die Parametrierung der Anlagen in den Optimierungsmodellen in diesem Projekt sehr konservativ gewählt war, und eine Adaption von Effizienzen oder Temperaturdifferenzen in Zukunft durchaus zulässig ist. Zum anderen zeigt dieses Ergebnis, dass Optimierungsmodelle im Allgemeinen systemische Fragen gut beantworten können, jedoch Vereinfachung getroffen werden müssen.

Ein Vergleich der erzielten Ergebnisse mit den unterschiedlichen Methoden unterstreicht die Tatsache, dass es für zukünftige Lösungen, die zur Energiewende und Transformation der produzierenden Industrie beitragen sollen, beide Ansätze, vor allem in Kombination brauchen wird. Bei einem abgestimmten, iterativen Einsatz lassen sich die jeweiligen Vorteile der Methoden sehr gut nutzen, ohne dass die jeweiligen Nachteile zu tragen kommen.

Folgende **Highlights** ergaben sich aus methodischer Sicht im Projekt SyndETES.

(1) Aus methodischer Perspektive ist der **kombinierte und vergleichende Einsatz der Methoden** „thermodynamische Simulation“ und „mathematische Optimierung“ positiv hervorzuheben. Es war dadurch möglich in einem umfassenden Ausmaß die Methoden für dieselben Anwendungsfälle zu vergleichen und Interpretationen für Gemeinsamkeiten und Abweichungen durchzuführen. Daher ist die Kombination der Methoden aus Projektperspektive auch für weitere Analysen als empfehlenswert einzustufen.

(2) Die im Projekt vorliegende **Konstellation von Forschungsinstitutionen** mit weitreichenden Kontakten und Netzwerken in der Industrie als Projektpartner **sowie Input aus Unternehmen in Form von Expert:inneninterviews** (Industrie- bzw. Herstellerunternehmen waren LOI Geber) hat einen hohen Mehrwert für dieses Sondierungsprojekt ergeben. Dadurch konnte auf zeit- und kosteneffiziente Weise sichergestellt werden, dass im Projekt die relevanten Herausforderungen aus der Praxis mitberücksichtigt werden.

5.2 SyndETES-System

In den Modellen konnten Lösungen erarbeitet werden, die für industrienahen Use Cases COPs des dampfbereitstellenden Teils des SyndETES-Systems (Wärmepumpen, Speicher und Dampfverdichter exklusive Rückverstromung) von ca. 1,5 bis 2 ergaben. Die Größe dieses Bereichs ist zum einen durch die verschiedenen Detailspezifikationen der Use Cases, aber auch durch die unterschiedlichen Detailgrade der Modelle (Optimierung vs. Simulation) zu erklären. Mit den detaillierten Simulationsmodellen wurden mitunter 15 bis 20% höhere COPs ermittelt, als in den Optimierungsmodellen. Im Allgemeinen lässt sich durch die Größenordnung der ermittelten COPs **eine signifikante Relevanz für zukünftige Wärmebereitstellung in der Industrie** vor allem für die Dampfbereitstellung ableiten.

Aus techno-ökologischer Perspektive hat das SyndETES-System folgende Vorteile:

- Primärenergiereduktion gegenüber brennstoffbasierten Technologien oder einer reinen Elektrifizierung (Vgl. COPs >1,5), was für den österreichischen Standort aufgrund limitierter Verfügbarkeit von (hochexergetischen) Energieträgern besonders relevant ist
- Reduzierte notwendige elektrische Anschlusskapazitäten, die oft limitierend sein können, im Vergleich zur direkten Elektrifizierung
- Zeitliche Verschiebung von Überschussstrom, der hocheffizient in Prozesswärme umgewandelt wird, durch thermische Speicher zwischen den Umwandlungsanlagen (Wärmepumpen und Dampfverdichter)
- Die im SyndETES-System genutzte Abwärme fällt betriebsintern an, somit verringern sich:
 - eine mögliche Konkurrenzsituation der Nutzung von biogenen Brennstoffen, die aufgrund des Kohlenstoffgehalts auch Relevanz für eine stoffliche Nutzung haben
 - potentielle Abhängigkeit von externer Infrastruktur, bspw. der Errichtung eines Wasserstoffnetzes, oder der Verfügbarkeit erneuerbarer alternativer Energieträger wie Methan aus biogenen Quellen oder synthetischen Gasen
- Abwärme aus Kühlprozessen wird in Zukunft als Quelle für ein solches System relevanter, da die (heute genutzten) alternative Rückkühlmöglichkeiten (bspw. Luft- oder Flusskühlung) zunehmend herausfordernd werden, u.a. durch Änderungen im Klima.

Den zuvor genannten Vorteilen stehen jedoch Herausforderungen für die Wirtschaftlichkeit der Umsetzung gegenüber. Im Vergleich mit heute eingesetzten konventionellen Technologien, die vorrangig erdgasbefeuerte Warmwasser- oder Dampferzeuger sind, ist aktuell kein wirtschaftlicher Vorteil gegeben. Hier spielt auch die Koppelung der Strompreise an Brennstoffkosten, vorrangig den Gaspreis, über die Merit Order eine entscheidende Rolle. Die aktuellen Verhältnisse von Strom- zu Gaspreis erfordern in der Regel COPs >3, um einen wirtschaftlichen Vorteil der entsprechenden Technologie zu garantieren.

Eine zweite wirtschaftliche Herausforderung für die Integration des SyndETES-Systems stellt die Kapitalintensität des Systems dar. Die **Wärmegestehungskosten** des SyndETES-Systems inkl. Berücksichtigung von Investitionen sind aufgrund der kapitalintensiven Einzelkomponenten beispielsweise erst für längere Betrachtungsperioden (>10 Jahre) geringer als für die Technologie der direkten Elektrifizierung, welche ebenfalls hohe Betriebskosten im Vergleich zum heutigen Status Quo – der erdgasbefeuerten Dampfbereitstellung – hat. Aufgrund der erreichten Leistungszahlen ergeben sich jedoch die bereits zuvor beschriebenen techno-ökologischen Vorteile.

Die **Rückverstromung** wurde aus wirtschaftlicher Sicht nur für Spezialfälle integriert. Dazu gehören bspw. sehr hohe und häufige Schwankung des Strompreises bzw. hohe Spitzen von Überschussstrom, bspw. aus lokaler erneuerbarer Stromerzeugung. Mit einer Rückverstromung kann das SyndETES-System aber als Energie-Management-System in einem Netzknoten eine wichtige Rolle einnehmen. Allgemein wäre auch ein Retrofit von heute bestehenden Dampfturbinen, bspw. aus Gas- und Dampfkraftwerken sowie aus Technologiekombinationen mit brennstoffbefeuerten Frischdampfkesseln denkbar. Diese Variante wurde in der wirtschaftlichen Analyse auch im Optimierungsmodell (in Form von bestehenden Dampfturbinen) berücksichtigt, zeigte jedoch bei geringen Preisschwankungen am Strommarkt keine Berücksichtigung. Darüber hinaus ist für solche Bestandssysteme festzuhalten, dass die erforderlichen Frischdampfparameter oft deutlich über den hier modellierten (im Optimierungsmodell bspw. bis zu 18 bar_a) liegen.

Die Relevanz des SyndETES-Systems ergibt sich somit aus heutiger Sicht vorrangig aus zwei Ursachen. Zum einen kann das im Sondierungsprojekt analysierte System zumindest als Teilsystem einen Beitrag zur Dekarbonisierung in industriellen Energiesystemen leisten. Das trifft insbesondere dann zu, wenn die Wirtschaftlichkeit nicht mehr gegenüber konventionell eingesetzten Technologien (Status: 2023 und in den letzten Jahrzehnten eingesetzten Technologien) bewertet wird, sondern im Vergleich zu alternativen Dekarbonisierungsoptionen bewertet wird. Zum anderen wird Flexibilität im Energiesystem und insbesondere in industriellen Energiesystemen zunehmend relevant. Positive Effekte der Bereitstellung von Flexibilität in industriellen Energiesystemen sind hier zum einen die Kostenreduktion für die Industriebetriebe und zum anderen der positive Effekt auf die Netzinfrastruktur, der zu Kosten- aber auch Emissionsreduktion aus Netzbetreibersicht führen kann. Speziell für starke

untertägige Schwankungen der Strompreise aber auch für Spitzen an Überschussstrom konnten positive Trends bei der Analyse des SyndETES-Systems im Vergleich zu historischen Preisannahmen abgeleitet werden.

5.3 Ausblick

Positiv hervorzuheben sind aus Projektsicht die Rückmeldungen aus den Expert:inneninterviews, die ein **Interesse industrieller Stakeholder an Technologie für die Energiebereitstellung, die nicht erdgasbasiert sind** (bzw. auf fossilen Ressourcen aufbauen) widerspiegeln. Auch die erkannte Notwendigkeit und das klare Interesse an damit einhergehenden Investitionen, die zumindest mittelfristig höher als heute eingesetzte Alternativen zu russischem Erdgas (z.B. Flüssiggas – LNG) sind, zeigen aus der Sicht des Projektkonsortiums, dass der Prozess der Transformation in der Industrie und Energiebereitstellung in Gang gesetzt wurde.

Abschließend werden noch die im Rahmen der Projektfinalisierung identifizierten **weiterführenden (Forschungs-)Fragen und -themen** vorgestellt. Es handelt sich dabei vorrangig um Detailfragen zum Betrieb, die mitunter Detailplanungen oder auch Umsetzungsprojekte von Pilot- und Demoanlagen zur Beantwortung erfordern.

- Umsetzung Demonstrationsprojekt für einen konkreten Anwendungsfall, in dem die Wärmepumpenkaskade ausgelegt und die eingesetzten Kältemittel optimiert werden sowie die Dampftrommel (Flashtank) eingebunden wird.
- Ermitteln optimierter Betriebskonzepte einer CB basierend auf dem SyndETES-System mit Berücksichtigung verschiedener Energiemärkte, aber auch für systemdienliches Verhalten wäre eine relevante Frage.
- Welche Belastungen ergeben sich für Verdichter bei stark fluktuierendem Betrieb, wie zum Beispiel für fluktuierende Abwärmeströme oder Koppelung mit stark volatilem Überschussstrom aus Photovoltaik?
- Welche konkreten Herausforderungen ergeben sich für Anfahr- und Lastwechselzustände?

6 Verzeichnisse

6.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Stark vereinfachtes Schema der Energieumwandlungsanlagen des SyndETES-System ohne Darstellung der thermischen Speicher, die zwischen den Einzelkomponenten integriert werden können.	5
Abbildung 2: Graphische Darstellung des Arbeitsablaufs	9
Abbildung 3: Skizzierung Konzept Wärmepumpe (Visualisierung AIT)	12
Abbildung 4: Beschreibung der TRLs gemäß FFG, Quelle: TRL-Systematik (ffg.at)	15
Abbildung 5: Detailliertes Systemdesign mit Hauptkomponenten, ausgetauschten Energieträgern und Systemgrenzen. Hier wird zwischen „excess heat“, im SyndETES-System genutzte Abwärme, und „waste heat“, Abwärme bei niedrigen Temperaturen, die über die Systemgrenze abgegeben wird, unterschieden.	18
Abbildung 6: Beispielhafte Darstellung der mittleren Prozessintensität eines Industriebetriebes. Die Auslastung in der Wochenmitte liegt deutlich über jener sonntags und montags. Abbildung erstellt mit der Zeitreihenanalysesoftware Visplore.....	26
Abbildung 7: Verteilung der Strompreise im Betrachtungszeitraum (Jänner 2019 bis Juli 2022) mit starkem Anstieg der Volatilität und der mittleren Strompreise ab Quartal 3 im Jahr 2021 (Darstellung erstellt mit Visplore)	27
Abbildung 8: Exemplarische Vorgehensweise bei der Auswahl repräsentativer Wochen. Aus den hier verfügbaren Zeitreihen (Prozessdaten, Strompreise, für fünf Wochen) werden optimierungsbasiert zwei repräsentative Wochen inklusive Gewichtung ermittelt. Der verwendete Algorithmus wurde von Poncelet et al. (2016) entwickelt.	29
Abbildung 9: Beispielhafte Zuordnung der Wochen als einreihige Heatmap (ohne Ausprägung in y-Richtung) in der Gesamtzeitreihe (hier: 41 Wochen auf der x-Achse) mittels der ermittelten vier repräsentativen Wochen (Farbskala entspricht Wochenindex in der Originalzeitreihe).	30
Abbildung 10: Energiebedarf, verfügbare Abwärme und Strompreise für den repräsentativen Tag im Use Case 0.....	39
Abbildung 11: Kapazitäten der Anlagen im optimalen Systemdesign für Use Case 0	39
Abbildung 12: Verlauf des Anlagenbetriebs, dargestellt über den Strompreis (graue Fläche), für Use Case 0	40
Abbildung 13: Leistungsziffer (COP) des Gesamtsystems der verschiedenen Use Cases bei stationärer Betrachtung, die hier über den in der mathematischen Optimierung ermittelten COPs liegen.	44
Abbildung 14: Verlauf der wichtigsten Prozessdaten einer generischen Zeitreihe mit zwei Speicherzyklen mit einem Niederdruck- (ND) und Hochdruck- (HD) Speicher.	45
Abbildung 15: Wirkungsgrade generischer Testfälle bei transients Betrachtung.....	46
Abbildung 16: Veranschaulichung Komponenten im Optimierungsmodell für Use Case 1.....	55
Abbildung 17: Veranschaulichung Komponenten im Optimierungsmodell für Use Case 2.....	56

6.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zusammenfassung der verwendeten Methoden und Tools (Quellenangaben zu den verwendeten Tools sind in Kapitel 3 ergänzt)	9
Tabelle 2: Mittlerer Strompreis und Standardabweichung (€/MWh) im jeweiligen Szenario ..	28

6.3 Abkürzungsverzeichnis

CapEx	Capital expenditures (dt. Investment)
CB	Carnot Batterie
COP	Coefficient of performance (dt. Leistungszahl)
DA	Day-Ahead
LCoE	Levelized cost of electricity (dt. Stromgestehungskosten)
LCoH	Levelized cost of heat (dt. Wärmegestehungskosten)
MILP	Mixed-integer linear programming (dt. Gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung)
OpEx	Operational expenditures (dt. Betriebsausgaben)
RTE	Round Trip Efficiency
TES	Thermal Energy Storage (dt. thermischer Speicher)
TRL	Technology Readiness Level

7 Literaturverzeichnis

- [1] D. Bauer, “Carnot Batteries,” Tokyo, Oct. 30 2019. Accessed: Aug. 31 2023. [Online]. Available: <https://www.nedo.go.jp/content/100899761.pdf>
- [2] O. Dumont, G. F. Frate, A. Pillai, S. Lecompte, M. de paepe, and V. Lemort, “Carnot battery technology: A state-of-the-art review,” *Journal of Energy Storage*, vol. 32, p. 101756, 2020, doi: 10.1016/j.est.2020.101756.
- [3] IEA IETS TCP HPT, “ANNEX 58 ABOUT HTHP: Task 1: Technologies – State of the art and ongoing developments for systems and components,” 2022. Accessed: Aug. 31 2023. [Online]. Available: <https://heatpumpingtechnologies.org/annex58/task1/>
- [4] P. Biermayer *et al.*, “Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2022: Biomasse, Photovoltaik, Photovoltaik-Batteriespeicher, Solarthermie, Großwärmespeicher, Wärmepumpen, Gebäudeaktivierung, Windkraft und innovative Energiespeicher,” *Berichte aus Energie- und Umweltforschung* 36b/2023, May. 2023. Accessed: Aug. 31 2023. [Online]. Available: https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/iea_pdf/schriftenreihe-2023-36b-marktstatistik-2022-kurzfassung.pdf
- [5] Siemens Energy, *Produktinformationen Dekarbonisierung*. [Online]. Available: <https://www.siemens-energy.com/global/en/company/sustainability/decarbonization.html> (accessed: Aug. 31 2023).
- [6] T. Kaida, “High Temperature Heat Pumps in Japan - Potential, Development Trends and Case Studies,” Copenhagen, September 2019.
- [7] W.-D. Steinmann, H. Jockenhöfer, and D. Bauer, “Thermodynamic Analysis of High-Temperature Carnot Battery Concepts,” *Energy Technol.*, vol. 8, no. 3, p. 1900895, 2020, doi: 10.1002/ente.201900895.
- [8] A. Jahnke, “Untersuchung des Honigmann-Prozesses zur thermochemischen Energiespeicherung,” Institut für Energietechnik, TU Berlin, Berlin, 2019. Accessed: Aug. 31 2023. [Online]. Available: <https://depositonce.tu-berlin.de/handle/11303/9100>
- [9] A. Jahnke, E. Thiele, and F. Ziegler, “Experimentelle und theoretische Untersuchung des Honigmann-Prozesses für die thermochemische Speicherung von Wärme, Kälte und Arbeit: DFG Abschlussbericht,” TU Berlin, Berlin, 2017.
- [10] B. Eppinger, D. Steger, C. Regensburger, J. Karl, E. Schlücker, and S. Will, “Carnot battery: Simulation and design of a reversible heat pump-organic Rankine cycle pilot plant,” *Applied Energy*, vol. 288, p. 116650, 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.116650.
- [11] MAN ETES, *NRW fördert sektorübergreifende Energiespeicherlösung*, 2020. Accessed: Aug. 31 2023. [Online]. Available: <https://www.man-es.com/de/unternehmen/pressemitteilungen/press-details/2020/11/25/man-etes-nrw-foerdert-sektoruuebergreifende-energiespeicherloesung>
- [12] S. Wolf, “Integration von Wärmepumpen in industrielle Produktionssysteme: Potenziale und Instrumente zur Potenzialerschließung,” Dissertation, Universität Stuttgart, 2017. Accessed: Mar. 25 2020.
- [13] D. Halmschlager, A. Beck, S. Knöttner, M. Koller, and R. Hofmann, “Combined optimization for retrofitting of heat recovery and thermal energy supply in industrial systems,” *Applied Energy*, vol. 305, p. 117820, 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117820.

- [14] Danish Energy Agency, *Technology Data: Generation of Electricity and District Heating*. [Online]. Available: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_el_and_dh.pdf
- [15] ENTSO-E Transparency plattform, *Day-Ahead prices*. Accessed: Apr. 12 2023 Pyomo. [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu/>
- [16] K. Poncelet, H. Höschle, E. Delarue, A. Virag, and W. D’haeseleer, “Selecting Representative Days for Capturing the Implications of Integrating Intermittent Renewables in Generation Expansion Planning Problems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 3, pp. 1936–1948, 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2596803.
- [17] M. L. Bynum *et al.*, *Pyomo-optimization modeling in python*: Springer Science & Business Media, 2021.
- [18] W. E. Hart, J.-P. Watson, and D. L. Woodruff, “Pyomo: modeling and solving mathematical programs in Python,” *Mathematical Programming Computation*, vol. 3, no. 3, pp. 219–260, 2011.
- [19] I. I. Cplex, “V12. 1: User’s Manual for CPLEX,” *International Business Machines Corporation*, vol. 46, no. 53, p. 157, 2009.
- [20] C. Gentile, G. Morales-España, and A. Ramos, “A tight MIP formulation of the unit commitment problem with start-up and shut-down constraints,” *EURO Journal on Computational Optimization*, vol. 5, 1-2, pp. 177–201, 2017, doi: 10.1007/s13675-016-0066-y.
- [21] Iqony Solutions GmbH, *EBSiLON*. [Online]. Available: <https://www.ebsilon.com/>
- [22] Tillner-Roth, R, Harms-Watzenberg, F and H. D. Baehr, *A new fundamental equation for ammonia; Eine neue Fundamentalgleichung fuer Ammoniak*.

8 Anhang

8.1 Schema Optimierungsmodell Use Case 1

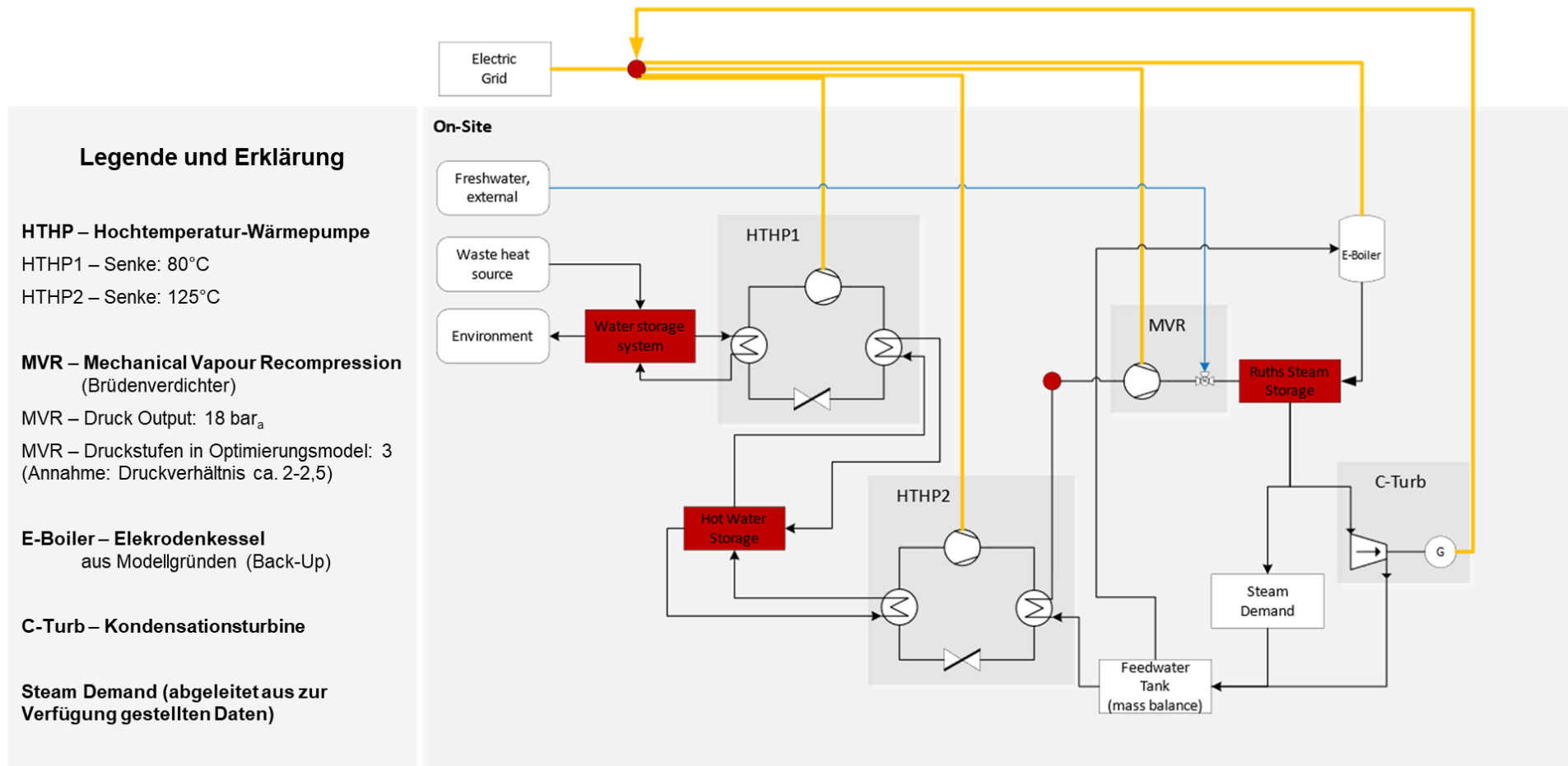
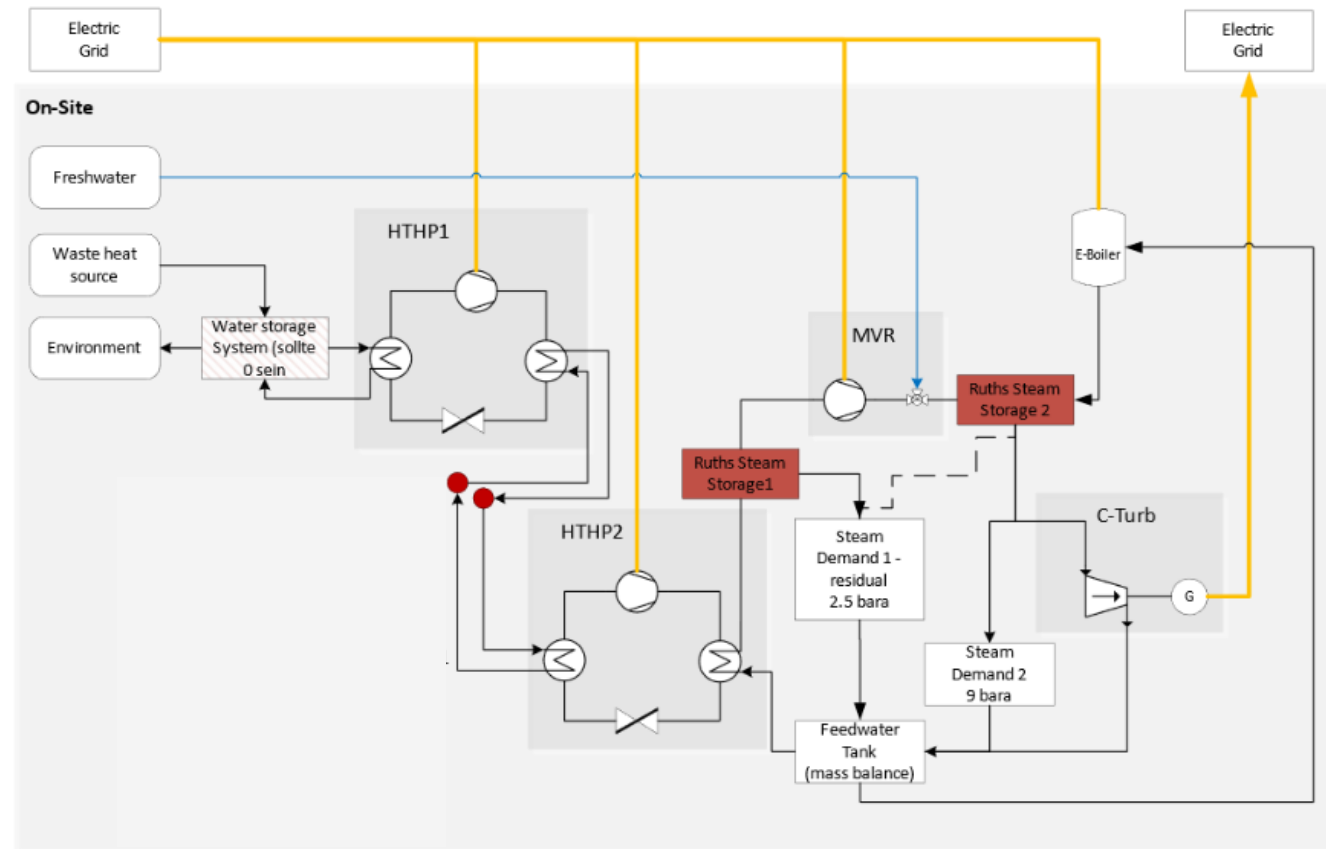


Abbildung 16: Veranschaulichung Komponenten im Optimierungsmodell für Use Case 1



9 Kontaktdaten

Projektleitung

Karl Ponweiser

TU Wien - Institut für Energietechnik und Thermodynamik

Getreidemarkt 9 / E302, 1060 Wien

karl.ponweiser@tuwien.ac.at

+43 1 58801 302310

www.tuwien.at/mwbw/iet

Kooperationspartner - Ansprechperson

Sophie Knöttner

Austrian Institute of Technology

Giefinggasse 2, 1210 Wien

Sophie.knoettner@ait.ac.at

+43 664 88904337

www.ait.ac.at