

# Innovative saisonale Wärmespeicher für urbane Wärmenetze

SeasonalGridStorage

M. Köfinger, D. Basciotti,  
D. Lager, O. Terreros,  
C. Zauner, H. Böhm,  
J. Lindorfer, R. Tichler,  
A. Zauner

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

## 21/2018

**Impressum:**

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:  
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie  
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:  
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien  
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter  
<http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

# SeasonalGridStorage

Innovative saisonale Wärmespeicher für urbane Wärmenetze

AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Markus Köfinger, MSc.; Daniele Basciotti, MSc.; DI(FH) Daniel  
Lager, MSc.; Olatz Terreros, MSc.; Mag. Christoph Zauner

Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität

DI Hans Böhm; DI(FH) Johannes Lindorfer; Dr. Robert Tichler;  
Andreas Zauner, MSc.

Wien/Linz, 28.02.2017

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie



# Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm Stadt der Zukunft des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit). Dieses Programm baut auf dem langjährigen Programm Haus der Zukunft auf und hat die Intention Konzepte, Technologien und Lösungen für zukünftige Städte und Stadtquartiere zu entwickeln und bei der Umsetzung zu unterstützen. Damit soll eine Entwicklung in Richtung energieeffiziente und klimaverträgliche Stadt unterstützt werden, die auch dazu beiträgt, die Lebensqualität und die wirtschaftliche Standortattraktivität zu erhöhen. Eine integrierte Planung wie auch die Berücksichtigung von allen betroffenen Bereichen wie Energieerzeugung und -verteilung, gebaute Infrastruktur, Mobilität und Kommunikation sind dabei Voraussetzung.

Um die Wirkung des Programms zu erhöhen sind die Sichtbarkeit und leichte Verfügbarkeit der innovativen Ergebnisse ein wichtiges Anliegen. Daher werden nach dem Open Access Prinzip möglichst alle Projektergebnisse des Programms in der Schriftenreihe des bmvit publiziert und elektronisch über die Plattform [www.HAUSderZukunft.at](http://www.HAUSderZukunft.at) zugänglich gemacht. In diesem Sinne wünschen wir allen Interessierten und AnwenderInnen eine interessante Lektüre.

DI Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie



# Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung .....	10
Abstract .....	12
1 Einleitung .....	14
1.1 Aufgabenstellung .....	14
1.2 Stand der Technik .....	15
1.3 Verwendete Methoden .....	21
2 Durchgeführten Arbeiten und Ergebnisse .....	23
2.1 AP1: Projektmanagement .....	23
2.2 AP2: Analyse innovativer saisonaler Speichertechnologien für Wärmenetze .....	24
2.2.1 Grundlagen – Analyse der Funktionsprinzipien und Charakteristika .....	24
2.2.2 Sorption .....	24
2.2.3 Chemische Reaktionen: .....	25
2.2.4 Literaturrecherche Materialauswahl .....	26
2.2.5 Entwicklung von Berechnungsszenarien .....	28
2.3 AP3: Szenarienbewertung innovativer saisonaler Speicher in unterschiedlichen Wärmenetzen .....	30
2.3.1 Abnehmerstruktur und Netzeigenschaften .....	30
2.3.2 Eigenschaften des ländlichen (Nah-)Wärmenetzes .....	31
2.3.3 Eigenschaften des kleinen urbanen Wärmenetzes .....	32
2.3.4 Eigenschaften des großen urbanen Wärmenetzes .....	34
2.3.5 Dynamische Netzsimulation für repräsentative Wärmenetze .....	36
2.3.6 Einbindungs- und Speicherkonzepte .....	42
2.4 AP4: Ökonomische, ökologische und rechtliche Bewertung innovativer saisonaler Speicher in Wärmenetzen .....	51
2.4.1 Anforderungen an den TCS je Einsatzvariante / Fernwärmenetze .....	52
2.4.2 TCS-Materialien .....	53
2.4.3 Beladen des TCS .....	59
2.4.4 Entladen des TCS .....	75
2.4.5 Gesamtanalyse der Reaktorkonzepte für die Be- und Entladeprozesse .....	80
2.4.6 Transport .....	88
2.4.7 Lagerung .....	97

2.4.8	Wesentliche relevante rechtliche Regelwerke zur Errichtung und den Betrieb von thermochemischen Speichern .....	103
2.4.9	Bewertete Szenarien im Projekt SGS.....	104
2.4.10	Benchmarks – Alternative Speichertechnologien und konventionelle Fernwärmebereitstellung .....	107
2.4.11	Ökonomische Bewertung der thermochemischen Speicherszenarien .....	109
2.4.12	Ökologische Bewertung der Szenarien .....	121
2.4.13	Kritische Rohstoffe in thermochemischen Speichermaterialien.....	126
3	Schlussfolgerungen.....	133
4	Ausblick und Empfehlungen.....	135
5	Verzeichnisse.....	136
5.1	Abbildungsverzeichnis.....	136
5.2	Tabellenverzeichnis.....	139
5.3	Literaturverzeichnis .....	141



# Kurzfassung

## Ausgangssituation/Motivation

Um die Ziele hinsichtlich Energieeffizienz, Senkung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes und Steigerung des Anteils von Erneuerbaren zu erreichen, kommt Wärmenetzen eine zentrale Rolle zu, besonders da etwa die Hälfte des Endenergiebedarfs in der EU als thermische Energie anfällt. Energieangebot und Wärmenachfrage stimmen oft zeitlich und örtlich nicht überein, wodurch teure Überkapazitäten geschaffen werden müssen. Urbane Wärmenetze stehen aufgrund geänderter Marktsituationen vor der Herausforderung neue Energieträger in bestehende Systeme zu integrieren, die einen nachhaltigen Betrieb der Netze erlauben. Mit thermischen Speichern lässt sich Angebot und Nachfrage ausgleichen und so verstärkt erneuerbare Energieträger in Wärmenetze einbinden. Saisonale thermische Energiespeichersysteme können Wärme über mehrere Monate hinweg speichern und somit in den Sommermonaten produzierte Energie im Winter nutzbar machen. In einigen Pilotanlagen werden bereits saisonale Speicher eingesetzt um Wärmenetze mit Energie zu versorgen. Die derzeit verwendeten sensiblen Wärmespeichertechnologien haben jedoch einige Nachteile (große Volumina bzw. hohe Speichertemperaturen nötig, Temperaturen >100°C problematisch, Wärmeverluste, hohe Investitionskosten).

## Inhalte und Zielsetzungen

Es zeigt sich, dass die saisonale Speicherung von Wärme mit einigen Herausforderungen verbunden ist, weshalb hier Technologiesprünge notwendig sind. Die Integration innovativer (insbesondere thermochemischer) Speichertechnologien/-materialien in Wärmenetze könnte daher beitragen, die energetische sowie wirtschaftliche Performance dieser Systeme zu verbessern. Diese Wärmespeicher können aufgrund verschiedener Eigenschaften (hohe Energiedichte, druck- und verlustlose Speicherung, einfache Transportierbarkeit der Materialien, etc.) den Betrieb saisonaler Wärmespeicher für thermische Netze verbessern. Im Sondierungsprojekt *SeasonalGridStorage* wurden neue innovative Technologien zur saisonalen Speicherung analysiert, die das Prinzip der thermochemischen Energiespeicherung nutzen und mögliche Einbindungskonzepte in urbane Netze ermittelt. Hierfür werden drei repräsentative urbane Wärmenetze (großes urbanes, kleines urbanes und ländliches Netz) und deren Anforderungen analysiert und die techno-ökonomische Machbarkeit solcher Systeme sowie ein Vergleich mit als Stand-der-Technik geltenden sensiblen saisonale Wärmespeichern durchgeführt.

## Methodische Vorgehensweise

Zu Beginn des Projektes wurden die grundlegenden Funktionsprinzipien und Charakteristika thermochemischer Speicher analysiert und Informationen zur Energiespeicher- und Transportmöglichkeiten eingeholt. Des Weiteren wurden Anforderungen die aus Sicht der Fernwärme bestehen durch dynamische Netzsimulationen definiert, um anschließend mögliche Konzepte für Reaktoren und Speicher ableiten zu können. Abschließend wurde die betriebswirtschaftliche Rentabilität der Konzepte geprüft sowie ökologische Bewertungen durchgeführt.

## Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass vor allem Speichertechnologien basierend auf RedOx-Reaktionen aufgrund der sehr hohen Energiedichten als vielversprechende Materialien,

für zukünftige weitere Untersuchungen in Betracht gezogen werden sollten. Bei gleichzeitigem günstigen Strombezug bzw. durch die mögliche zukünftige Integration am Energiemarkt (Stichwort: Power-to-Heat) können weitere positive Effekte erzielt werden. Jedoch ist diese Technologie nur als nachhaltig einzustufen, wenn die Reduktion der Metalloxide (Speicherbeladung) CO<sub>2</sub> neutral realisiert wird (z. B. Inert Anode Technology, Wasserstoff-Reduktion mit H<sub>2</sub> aus Ökostrom). Im Vergleich der Wärmegestehungskosten mit konventioneller z.B. gasbasierter Fernwärmebereitstellung, liegen (unter den bei der Berechnung angenommenen Kosten für Materialien, Reaktoren, Lagerbehälter etc.) die ermittelten Kosten der thermochemischen Speicherung in den untersuchten Fällen, über denen der fossilen Erzeugung. Hier ist aber anzumerken, dass auch die meisten derzeit eingesetzten wasserbasierten Saisonspeicher deutlich höhere Wärmegestehungskosten aufweisen als die konventionelle Fernwärmebereitstellung. Im Vergleich mit realisierten Saisonspeicher-Pilotanlagen in Deutschland schneiden thermochemische Speicher in den durchgeführten Berechnungen teilweise deutlich besser ab.

## **Ausblick**

Zukünftige Forschungen sind auf standortspezifische Optima hinsichtlich TCS (Thermochemische Speicher) -Materialauswahl, Lagermöglichkeit, adaptierbare vorhandene Feuerungstechnik zu fokussieren um thermochemische Speicherung mittel- und langfristig ökonomisch attraktiv zu machen. Außerdem kann eine strategische Speicherbewirtschaftung die Zyklenanzahl erhöhen (nicht nur rein saisonaler Betrieb), wodurch ebenfalls die Wirtschaftlichkeit verbessert werden kann. Um die Technologie nachhaltig gestalten zu können, sind CO<sub>2</sub>-freie Reduktionsverfahren im großindustriellen Maßstab zu entwickeln. Bei den sorptiven Materialien sind Detailkonzepte für die Reaktoren anwendungsspezifisch zu entwickeln und in geeigneten Maßstab zu testen.

# Abstract

## Starting point/Motivation

In order to achieve the objectives in terms of energy efficiency, reducing CO<sub>2</sub> emissions and increasing the share of renewables, heating networks have a central role to play, especially since about half of the final EU energy volume is thermal energy. Energy supply and heat demand don't always match regarding place and time, therefore solutions must be found to eliminate costly capacity. Urban heat networks have to be adapted to the market conditions, in order to integrate new energy sources into existing systems to allow a sustainable operation of networks. Thermal storage can balance supply and demand allowing a greater role to renewable energy in heating networks. Seasonal thermal energy storage systems can store heat for several months and thus they allow the customers to use the energy in winter that has been produced during the summer months. In some pilot plants, seasonal storages are already used to supply energy to heating networks. However, the sensible heat storage technologies currently in use have some disadvantages (large volumes and high storage temperatures are necessary, problems with Temperatures >100°C, heat losses, high investment costs).

## Contents and Objectives

It shows that the seasonal storage of heat is associated with a number of challenges, which is why technological advances are necessary in this area. The integration of innovative (especially thermochemical) storage technologies / materials in heat networks could therefore help to improve the energy and economic performances of these systems. The various properties of innovative heat storages (high energy density, pressure and loss-free storage, easy transportability of materials, etc.) can improve their operation for thermal networks. In the project *SeasonalGridStorage*, new innovative storage technologies are analyzed using the principle of thermo-chemical energy storage in a seasonal approach and possible integration concepts in urban networks are identified. Considering three representative district heating network scales (large and medium size urban, rural area) the techno-economic feasibility of such systems and a comparison with State-of-the-Art water based seasonal thermal storages was performed.

## Methods

First the basic principles and characteristics of thermochemical storages were analyzed and information on the possibilities for energy storage and transportation were collected. Furthermore, requirements coming from district heating systems were defined by means of dynamic network simulations. Based on this it was possible to develop concepts for reactors and storage systems. Finally, the economic viability of the concepts was examined and ecological assessments were carried out.

## Results

The investigation results show that due to their very high energy densities mainly storage technologies based on RedOx reactions should be considered as promising materials for further investigations. Low electricity prices or the possible integration in future energy markets (keyword: power-to-heat) can lead to further positive effects. However, this technology can only be considered as sustainable if the reduction of the metal oxides (storage load) is realized in a

CO<sub>2</sub>-neutral way (e.g. Inert Anode Technology, hydrogen reduction with H<sub>2</sub> from renewable electricity production). The heat generation costs of thermochemical storages calculated in the project were in the investigated cases (under the assumed costs for materials, reactors, storage tanks, etc.) higher compared to heat from fossil production. Also the most of the currently used water-based seasonal storages have significantly higher heat production costs compared to conventional district heating supply. Compared to realized seasonal storage pilot plants in Germany, the investigated thermochemical storages performed significantly better in the calculations for certain cases

## **Prospects / Suggestions for future research**

Future research should focus on location-specific optima regarding TCS (Thermochemical storage) material selection, depot possibilities and adaptable existing combustion technology to make thermochemical storage economically attractive in the medium and long term. In addition, a strategic storage management can increase the number of cycles (not just seasonal operation), which can also improve profitability. In order to make the technology sustainable, CO<sub>2</sub>-free reduction processes must be developed on a large industrial scale. In the case of the sorption materials, detailed concepts for the reactors have to be developed and tested on a suitable scale.

# 1 Einleitung

Um die Ziele hinsichtlich Energieeffizienz, Senkung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes und Steigerung des Anteils von Erneuerbaren zu erreichen, kommt Wärmenetzen eine zentrale Rolle zu, besonders da etwa die Hälfte des Endenergiebedarfs in der EU als thermische Energie anfällt. Energieangebot und Wärmenachfrage stimmen oft zeitlich und örtlich nicht überein, wodurch teure Überkapazitäten geschaffen werden müssen. Urbane Wärmenetze stehen aufgrund geänderter Marktsituationen vor der Herausforderung neue Energieträger in bestehende Systeme zu integrieren, die einen nachhaltigen Betrieb der Netze erlauben. Mit thermischen Speichern lässt sich Angebot und Nachfrage ausgleichen und so verstärkt erneuerbare Energieträger in Wärmenetze einbinden. In diesem Projekt werden Konzepte zur Nutzung innovativer Speichertechnologien (wie thermochemische Speicher mit hohen Energiedichten und der Möglichkeit der druck- und verlustlosen Speicherung) entwickelt und mit Hilfe von Simulationsrechnungen in technischer, ökologischer und wirtschaftlicher Hinsicht untersucht sowie rechtliche Randbedingungen bewertet.

## 1.1 Aufgabenstellung

Saisonale thermische Energiespeichersysteme können Wärme über mehrere Monate hinweg speichern und somit in den Sommermonaten produzierte Energie im Winter nutzbar machen. In einigen Pilotanlagen werden bereits saisonale Speicher eingesetzt um Wärmenetze mit Energie zu versorgen. Die derzeit verwendeten sensiblen Wärmespeichertechnologien haben jedoch einige Nachteile:

- Die Kapazität sensibler Speicher hängt vor allem vom Volumen sowie von der Temperaturdifferenz ab. Es sind somit große Volumina bzw. hohe Speichertemperaturen nötig.
- Im Bereich über 100 °C erfordert das Speichermedium Wasser erhöhten technischen und damit ökonomischen Aufwand.
- Hohe Temperaturen führen zu erhöhtem Wärmeaustausch mit der Umgebung und somit zu großen Verlustleistungen.
- Großvolumige Speicher führen zu teilweise massiven Eingriffen in die Umwelt und in der Regel zu hohen Investitionskosten.

Die oben angeführten Punkte zeigen, dass die saisonale Speicherung von Wärme mit einigen Herausforderungen verbunden ist, weshalb hier Technologiesprünge notwendig sind. Die Integration innovativer (insbesondere thermochemischer) Speichertechnologien/-materialien in Wärmenetze könnte daher beitragen, die energetische sowie wirtschaftliche Performance dieser Systeme zu verbessern. Diese Wärmespeicher können aufgrund verschiedener Eigenschaften (hohe Energiedichte, druck- und verlustlose Speicherung, einfache Transportierbarkeit der Materialien, etc.) den Betrieb saisonaler Wärmespeicher für thermische Netze verbessern.

Im vorliegenden Sondierungsprojekt *SeasonalGridStorage* werden neue innovative Speichertechnologien analysiert, die das Prinzip der thermochemischen Energiespeicherung

nutzen und mögliche Einbindungskonzepte in urbane Netze ermittelt. Hierfür werden 3 repräsentative Wärmenetze und deren Anforderungen analysiert und unterschiedliche Einbindungskonzepte und Speichermaterialien untersucht.

Der Fokus im Projekt lag dabei auf der Gegenüberstellung unterschiedlicher Speichertechnologien. So wurden konventionelle Wasserspeicher sowie fossile Wärmeerzeuger, die durch den Einsatz von thermochemischen Saisonspeichern substituiert werden könnten, als Referenzsysteme ausgewählt. Um einen fairen Vergleich gewährleisten zu können, wurde eine vereinfachte Speicherbewirtschaftungsstrategie verwendet. So wurde in Projektmeetings definiert, dass für die im Projekt durchgeführten ersten Analysen nur ein Zyklus pro Jahr betrachtet wird. Das heißt, dass die eingesetzten Speichertechnologien als reine Saisonspeicher betrieben werden, die im Sommer beladen werden und im Winter die Energie an das Wärmenetz abgeben (kein gleichzeitiges Be- und Entladen). Die Einbindung von Wärmepumpen zur Kapazitätssteigerung von sensiblen Wärmespeichern wurde aus den oben genannten Gründen ebenfalls ausgeschlossen. Der Einsatz von saisonalen Speichern um wirtschaftliche Vorteile am Energiemarkt sowie zusätzliche Flexibilität (d.h. mehrere Speicherzyklen) in das Energiesystem zu bringen, wird hier nicht betrachtet. Die daraus erzielbaren wirtschaftlichen Vorteile können in möglichen Folgeprojekten bzw. in derzeit laufenden Parallelprojekten (wie z.B. „FutureDHSsystem Linz“, FFG Projekt Nr. 853169) genauer analysiert werden. Um diese Aspekte auch für thermochemische Saisonspeicher für Fernwärmenetze untersuchen zu können, bedarf es als ersten Schritt der Analyse der technischen Machbarkeit, sowie muss ein wirtschaftlicher Vergleich unter vereinfachten Rahmenbedingungen durchgeführt werden. Dazu zählen die technische und energetische Analyse diverser Materialpaarungen, unterschiedlicher Speicher- und Reaktorkonzepte sowie die Ableitung von möglichen Kosten, basierend auf existierenden Technologien. Da der Einsatz von thermochemischen Saisonspeichern im großen Leistungs- und Energiebereich und im Zusammenhang mit den Anforderungen von Fernwärmeanwendungen bislang nicht erforscht wurde, bilden die Erkenntnisse aus dem Projekt eine erste Informationsgrundlage. Darauf basierend können dann allgemeine Aussagen getroffen werden, ob diese Technologie das Potential aufweist in zukünftigen Energiesystemen zum Einsatz zu kommen bzw. welche Richtung zukünftige Forschungs- und Demonstrationsprojekte einschlagen sollten.

## 1.2 Stand der Technik

**Status Quo von Wärmenetzen in Österreich und der EU:** Die Vorteile von Fernwärmesystemen zeigen sich vor allem in Regionen mit hoher Energiebedarfsdichte. Rund 69 % des gesamten primären Energiebedarfs entfallen derzeit auf urbane Regionen. Die Versorgung von Wohngebäuden, Gewerbe und Industrie mit Fernwärme ist auch ein wichtiger Bestandteil zur Steigerung der Versorgungssicherheit sowie zur Reduktion der CO<sub>2</sub> Emissionen Österreichs (Umweltbundesamt 2009; BMWFJ 2009). Die Nah- und Fernwärmeversorgung trägt mit über 15 TWh an gelieferter Wärme einen wichtigen Teil zur Raumwärme- und Warmwassererzeugung in Österreich bei. Knapp ein Viertel (24 %) aller Wohnungen in Österreich werden auf diese Weise mit Wärme versorgt, siehe Abbildung 1. Bei Gebäuden mit 20 und mehr Wohnungen liegt der Nah-/ Fernwärmeanteil sogar bereits bei

51 %, bei Gebäuden mit 10 bis 19 Wohnungen bei 41 %. Im Jahr 2013 wurden insgesamt bereits 880.000 Wohnungen mit Fernwärme versorgt (FGW 2014).

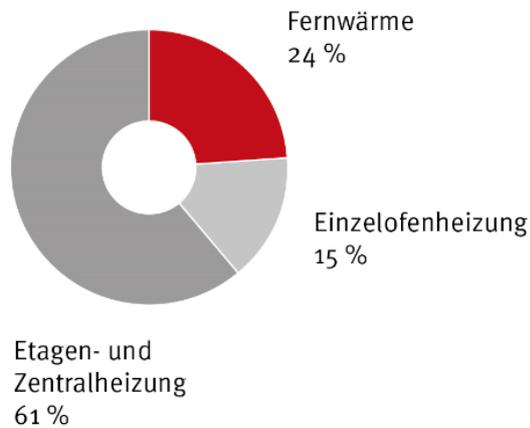


Abbildung 1: Wärmeversorgung in Österreich (FGW 2014)

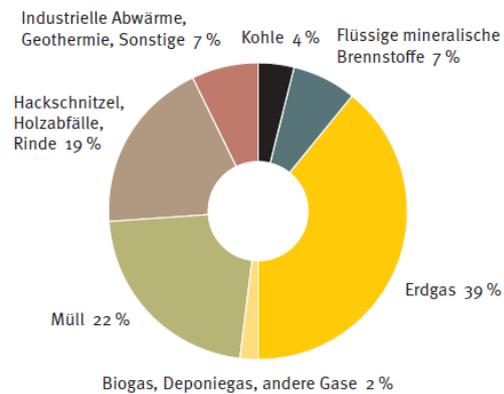


Abbildung 2: Brennstoffeinsatz für Wärmeerzeugung 2013 (FGW 2014)

Es wird erwartet, dass der Bedarf an Fernwärme in den nächsten Jahren weiter steigen wird. Ausgehend vom Jahr 2013 wird ein jährlicher Zuwachs von 0,8% bis zum Jahr 2022 erwartet. Als Gründe für eine derartige Entwicklung sind u.a. zu nennen: Forcierung der Fernwärmeversorgung in Städten sowie verstärkte Nutzung industrieller Abwärmepotentiale insbesondere in städtischen Ballungsgebieten (BMWLF 2010).

**Fernwärmeerzeugung:** Wie in Abbildung 2 dargestellt basierten im Jahr 2013 etwa 50 % des Brennstoffeinsatzes für die Wärmeerzeugung in österreichischen Fern- bzw. Nahwärmenetzen auf fossilen Energien (Erdgas, Kohle, flüssige mineralische Brennstoffe). Die erneuerbaren Energieträger Geothermie und Solarthermie sowie industrielle Abwärme stellen hingegen nur rund 7 % der gesamten Wärme bereit. Der Anteil der Wärmeerzeugung durch Müllverbrennung liegt bei rund 22 %. Die Wärme wird in den meisten Fällen dann produziert, wenn der Bedarf besteht. Dies ist vor allem während der kalten Wintermonate der Fall. Industrielle Abwärme, Geothermie sowie Wärme aus Müllverbrennungsanlagen stehen jedoch das gesamte Jahr konstant und kostengünstig zu Verfügung. Solarthermische Energie kann vor allem in den Sommermonaten gewonnen werden. Zu dieser Zeit ist jedoch der Bedarf an Wärme am geringsten. Deshalb werden in den meisten Wärmenetzen Heizwerke eingesetzt, die durch Verbrennung von meist fossilen Brennstoffen, Wärme in den Wintermonaten erzeugen. Durch saisonale Wärmespeicher könnte der Anteil erneuerbarer Energieträger wie z.B. Industrielle kohlenstoffneutrale Abwärme sowie Geo- und Solarthermie aber auch Wärme aus Müllverbrennungsanlagen stark erhöht werden und überschüssige Energie aus den Sommermonaten im Winter genutzt werden, was in einer direkten Substitution fossiler Energieträger resultiert.

**Integration von Speichern in Wärmenetze:** Wärmespeicher können grundsätzlich in 3 Kategorien eingeteilt werden:

- **sensibel:** verändern beim Lade- oder Entladevorgang ihre „fühlbare“ Temperatur

- **latent:** verändern beim Lade- oder Entladevorgang nicht ihre „fühlbare“ Temperatur, sondern das Wärme-Speichermedium ändert seinen Aggregatzustand. Meist ist das der Übergang von fest zu flüssig (bzw. umgekehrt). Das Speichermedium kann über seine Latentwärmekapazität hinaus be- oder entladen werden, was erst dann zu einer Temperaturerhöhung führt.
- **thermochemisch:** Hier wird die Energie, die durch Bindung von unterschiedlichen Molekülen z.B. durch Sorption frei wird, genutzt. Wird z.B. Wasserdampf und eine trockene hochporöse Struktur wie Silica Gel zusammengeführt, wird aufgrund von Adsorptionseffekten Wärme frei. Die Speicherung der Wärme erfolgt durch getrennte Aufbewahrung beider Reaktionspartner.

Die am weitesten verbreitete Form ist die **sensible Wärmespeicherung** mittels Wasser. Das Potential zur Reduktion von Spitzenlasten in Fernwärmenetzen durch sensible Kurzzeitspeicher wurde bereits in mehreren Studien untersucht (Ellehauge 2007; Hoffmann und Puta 2006). Diese kurzfristige Speicherung von Energie, begünstigt die Einbindung erneuerbarer Energieträger nur in geringem Ausmaß. Zur Nutzung saisonal schwankender Energien in Fernwärmenetzen, werden in einigen Pilotanlagen saisonale Wärmespeicher zur zeitlichen Entkopplung von Produktion und Verbrauch eingesetzt (Bauer et al. 2010, S. 612–623; Verda und Colella 2011; Gustafsson und Karlsson 1992). Dadurch ist es möglich, im Sommer gewonnene Wärme im Winter zu nutzen. In den zuvor erwähnten Pilotanlagen werden 4 Typen großvolumiger Wasserspeicher eingesetzt um Wärme zu speichern. In Abbildung 3 sind diese dargestellt. Die Auswahl des Speichertyps ist von der jeweiligen geologischen und hydrogeologischen Situation vor Ort abhängig. Vor allem für Aquifer- und Bohrlochspeicher ist eine vorhergehende geologische Untersuchung des Untergrundes nötig.

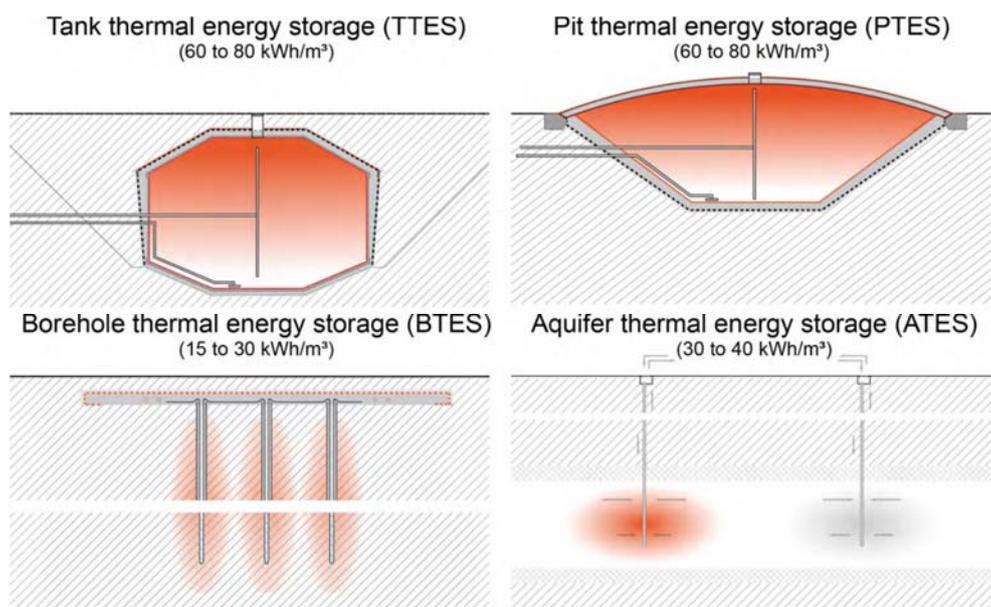


Abbildung 3: Saisonale Wärmespeichertypen (Schmidt 2014, S. 31)

Bei all diesen Speichern wird sensible Wärme gespeichert, d.h. Energie wird gespeichert aufgrund von Temperaturunterschieden. Das Wasser im Speicher wird im Sommer z.B. durch

große Solaranlagen erwärmt (Speicherladung) und im Winter durch das Fernwärmenetz abgekühlt (Entladung). Je höher die Temperatur des gespeicherten Wassers ist bzw. je größer das Volumen ist, umso mehr Energie kann gespeichert werden. Aufgrund der hohen Temperaturen im Speicher, kühlt das Speichermedium mit der Zeit jedoch ab (=Wärmeverluste an die Umgebung). Es ist zu beachten, dass je größer das Verhältnis von Oberfläche zu Volumen ist, desto größer sind die zu erwartenden spezifischen Wärmeverluste. Da es sich um drucklose Speicher handelt ist die Wassertemperatur mit maximal 100 °C begrenzt. In der Praxis arbeiten diese Speicher mit rund 60 - 80 °C (Bauer et al. 2010, S. 612–623).

Sensible Speicher, die mit Wasser unter 100 °C arbeiten, sind weit verbreitet. In diesem Temperaturbereich sind drucklose Wasserspeicher aufgrund ihrer Eigenschaften (ungiftig, hohe spezifische Wärme, Verfügbarkeit etc.) in verschiedensten Größen bis mehrere tausend Kubikmeter der Standard. Werden Temperaturen die über dem Einsatzbereich der Speicher liegen benötigt, müssen z.B. zusätzliche Wärmeerzeuger („Booster“ zur Nachheizung) integriert werden.

**Latente Wärmespeicher**, die Energie in Form der latenten Schmelzwärme speichern, sind bislang nur für bestimmte Nischenanwendungen kommerzialisiert worden (z.B. Eisspeicher in Kombination mit Wärmepumpen). Latentwärmespeicher nutzen die Enthalpie des Phasenwechsels unterschiedlichster Materialien – sogenannter Phase Change Materials (PCMs) – aus. Die Temperatur des Materials bleibt am Phasenübergang nahezu konstant, wodurch sich diese Technologie besonders für Anwendungen, die konstante Temperaturen benötigen, eignen. Die Haupteinsatzgebiete von PCMs liegen zurzeit im Tief- und Niedrigtemperaturbereich. Für den Einsatztemperaturbereich um 0 °C werden beispielsweise salzhydratgefüllte Kunststoffkugeln (aus Polyolefinen) hergestellt und für Kühlsysteme (Luftkühlung, Prozesskühlung) verwendet. Im Bauwesen (Temperaturbereich meist um 20 °C) haben bislang organische PCMs wie Paraffine technische Bedeutung erlangt. PCMs sind für Saisonspeicher jedoch zu teuer, zumindest in allen momentan üblichen Varianten. Außerdem führt der Einsatz von latenten Speichern zu Wärmeverlusten, die durch den Einsatz von thermochemischen Speichern verhindert werden können.

**Thermochemische Speicher** (TCS), die Reaktionsenthalpien diverser Stoffpaare ausnutzen, kommen in den oben genannten Speichertechnologien noch nicht vor, da der Reifegrad dieser Technologie noch sehr gering ist. AIT ist momentan im EU Projekt SoTherCo und im IEA SHC Task 42/29 mit der Materialcharakterisierung neuer Speichermaterialien und Methodenentwicklung aktiv. Im FFG Projekt FlowTCS wurden bereits erste Ergebnisse neuer Materialien, Mess- und Simulationsmethoden dargestellt. Zu erwähnen sind weiters die EU-Projekte Comtes, Merits und TCSPower in denen erste Speicherprototypen und Pilotanlagen entstehen. Der Vorteil dieser Speichertechnologie liegt in der hohen möglichen Energiedichte der Stoffpaare (Abbildung 4). Abbildung 5 zeigt zum Beispiel das benötigte Volumen unterschiedlicher Speichertechnologien um 1850 kWh Wärme zu speichern (inkl. 25 % Wärmeverluste für Wasserspeicher basierend auf einer Temperaturspreizung von 70 K). Aus der Abbildung ist ersichtlich, dass TCS für die Speicherung der gleichen Menge an Energie, weitaus weniger Volumen benötigen als sensible und latente Wärmespeicher.

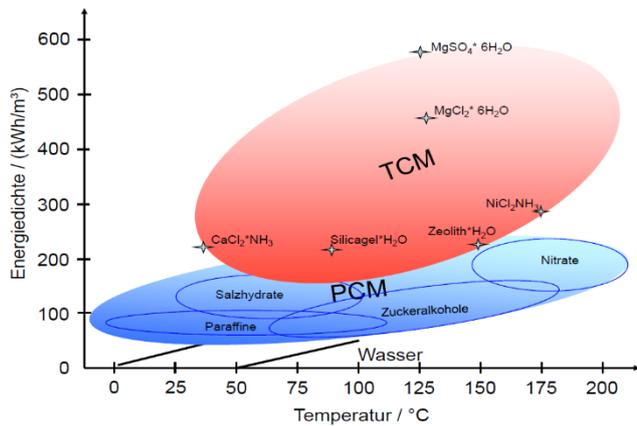


Abbildung 4: Energiedichte und Temperaturen unterschiedlicher Speichertechnologien (Hauer 2014)

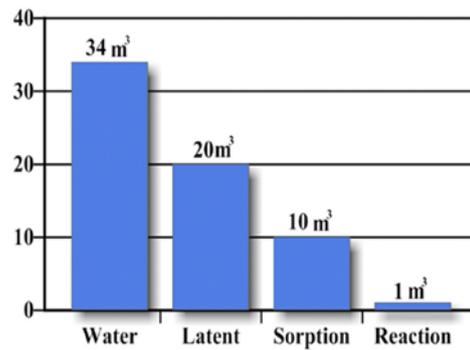


Abbildung 5: benötigte Speichervolumen unterschiedlicher Speichertypen (Yu et al. 2013, S. 489–514)

Folgend werden wesentliche Eigenschaften thermochemischer Speicher aufgelistet:

- **Vorteile:** Verlustfreier Speicher, reversibel, hohe Speicherdichten (siehe Abbildung 4), alle für Fernwärme relevanten Temperaturbereiche sind möglich
- **Zu beachtende Materialkriterien:** Energiedichte und Speicherkapazität, Ladetemperatur, Reaktionsgeschwindigkeit, Wärmetransporteigenschaften, Zyklenstabilität, Wirtschaftlichkeit
- **Aktuelle Anwendungen:** Mobiler Sorptionsspeicher für die Nutzung industrieller Abwärme; Geschirrspüler mit Sorptionsspeicher für die Trocknung;
- **Reaktoren:** werden eingesetzt um den Speicher zu be- und entladen. Dabei werden zwei Typen unterschieden:
  - Geschlossene Sorptionsspeicher: isoliert zur umgebenden Atmosphäre, ist für kompakte und kleinere Applikationen anwendbar und folgt dem Prinzip einer Wärmepumpe. Unterschiedliche Reaktionspartner können genutzt werden.
  - Offener Sorptionsspeicher: Das Sorbat (Wasser) wird mit der umgebenden Atmosphäre ausgetauscht. Für offene Sorptionsspeicher muss genügend Wasserdampf in der umgebenden Atmosphäre vorhanden sein, da die gewonnene Wärme hauptsächlich aus der Kondensation stammt. Neue Materialien und Komposite (z.B. Salz dotierte Zeolithe) versprechen höhere Energiedichten aufgrund der Hydrationsenergie.
- **Speicher und Reaktor** können getrennt (besserer Massentransfer) bzw. als eine integrierte Komponente (einfacherer Aufbau) realisiert werden.

Die Wirtschaftlichkeit von thermochemischen Speichern in Wärmenetzen galt es im vorliegenden Unterfangen ebenfalls zu klären. Erste Anhaltspunkte zu Kosten konnten aus Abbildung 6 entnommen werden. Aus der Grafik geht hervor, dass die unterschiedliche Stoffpaare zu großen Kostenunterschieden führen. Eine genaue Kostenbetrachtung und Wirtschaftlichkeitsberechnung wurde im Zuge dieses Projektes durchgeführt.

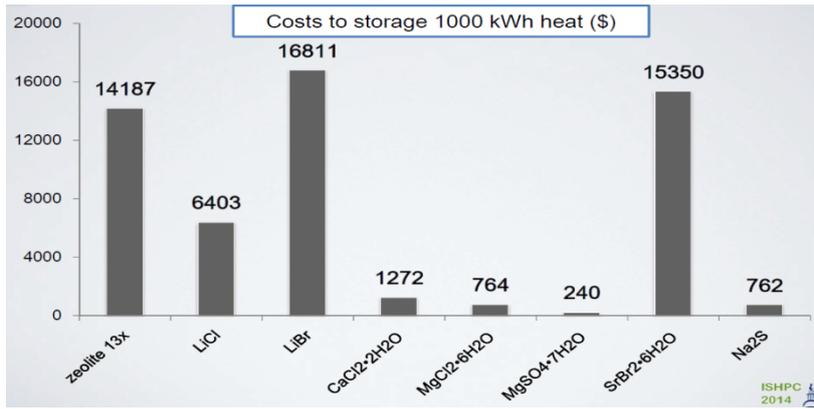


Abbildung 6: Kosten für thermochemische Speicherung (Wang et al. 2014)

### 1.3 Verwendete Methoden

Das Projekt *SeasonalGridStorage* gliedert sich in 4 Arbeitspakete. Die Aufteilung der Arbeitspakete folgt der Darstellung in Abbildung 7.

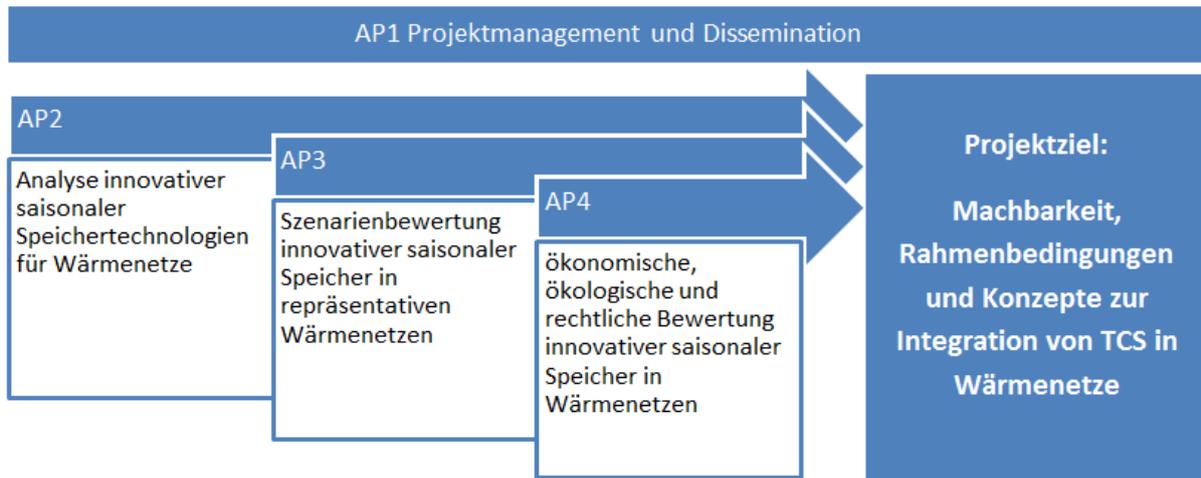


Abbildung 7: Aufteilung der Arbeitspakete

**AP1:** Das Projektmanagement wurde während des gesamten Projektes durchgeführt und diente der Überwachung der Projektergebnisse, sowie der Koordination innerhalb des Projektkonsortiums und der Berichtslegung am Ende der Projektlaufzeit.

**AP2:** Dieses AP startete mit Beginn des Projektes. Darin wurden die Funktionsprinzipien und Charakteristika thermochemischer Speicher analysiert und deren Energiespeicher- und Transportmöglichkeiten untersucht. Es wurden charakteristische Kennfelder für thermochemische Stoffpaare aus Messungen aus Vorprojekten sowie aus Stoffdatenbanken ermittelt. Diese wurden in AP3 für die Auslegung der Reaktorkonzepte herangezogen. Des Weiteren wurden Parameter für den Betrieb sowie einschränkende Rahmenbedingungen definiert. Die Ergebnisse aus AP2 wurden in weiterer Folge für die Berechnungen in AP3 sowie den Bewertungen in AP4 eingesetzt.

**AP3:** In diesem Arbeitspaket wurden die Anforderungen an saisonale Wärmespeicher aus Sicht des Fernwärmenetzes definiert. Hierfür wurden Lastprofile dreier repräsentativer Wärmenetze auf unterschiedlichen Größenskalen dynamisch simuliert und mittels Szenarienrechnungen analysiert, sowie mögliche erneuerbare Wärmequellen aus vorhandenem Datenmaterial ermittelt. Die Beispiel-Wärmenetze wurden in der multi-engineering Simulationsumgebung Modelica/Dymola aggregiert modelliert und die im vorherigen AP gefundenen Szenarien berechnet. Die Open Source Programmiersprache Modelica ermöglichte es, diverse Regelungsstrategien und Phänomene wie z.B. dynamisches Verhalten und Rückströmungen abzubilden. Die Simulationsrechnungen wurden für ein gesamtes Jahr durchgeführt, um die unterschiedlichen Netzbedingungen darzustellen. Des Weiteren wurden Einbindungskonzepte für thermochemische saisonale Speicher entwickelt.

Die Reaktorkonzepte wurden durch eingehende Analyse der Momentansituation konventioneller Kraftwerke und Wärmenetze entwickelt. Als Ansatzpunkt zur Vermeidung des gasförmigen Endproduktes (CO<sub>2</sub>) bei der Verbrennung von kohlenstoffbasierten Brennstoffen,

wurden Oxidationsreaktionen gesucht, welche Feststoffe als Oxidationsprodukt besitzen. Mittels Recherche und analytischer Analyse wurden geeignete Reaktionen gesucht. Um die großtechnische Umsetzung zu erleichtern wurden schließlich bestehende Reaktorkonzepte („Öfen“) untersucht sowie mögliche CO<sub>2</sub>-neutrale Reduktionsverfahren recherchiert. Gespräche mit Herstellern wurden geführt.

**AP4:** Um die Speichertechnologien nach techno-ökonomischen Kriterien zu bewerten, wurde ein geeignetes Bewertungsmodell entwickelt, wobei die Kalkulationen und Simulationen der betriebswirtschaftlichen Rentabilität für verschiedene Technologien durchgeführt wurden. Für die Kalkulation spezifischer Wärmegestehungskosten wurde auf die Annuitätenmethode entsprechend VDI 2067 bzw. VDI 6025 zurückgegriffen. Die ökologischen Betrachtungen enthalten Analysen zum Energy Payback, zu den Primärenergieeinsparungen durch Wärmespeicherung und zu kritischen Rohstoffen in den einzelnen thermochemischen Speichertechnologien.

## **2 Durchgeführten Arbeiten und Ergebnisse**

Im Rahmen dieses Abschnitts werden die durchgeführten Arbeiten in den einzelnen Arbeitspaketen sowie die daraus resultierenden Ergebnisse dargestellt und gewonnene Erkenntnisse beschrieben.

### **2.1 AP1: Projektmanagement**

Es wurden mehrere Projekttreffen abwechselnd beim Antragsteller AIT, als auch beim Projektpartner Energieinstitut an der JKU abgehalten. Außerdem fanden mehrere Online-Meetings statt um einerseits Reisekosten zu sparen und andererseits eine effiziente Kommunikation gewährleisten zu können. Neben der reinen Projektplanung, war besonders die Diskussion und Abstimmung der Arbeiten bezüglich der analysierten Materialien und Speicher- bzw. Reaktorkonzepte notwendig. Insbesondere da die untersuchten Materialien und Konzepte sowie deren Eigenschaften, Verfügbarkeit und Kosten in einem ständigen Austausch der Projektpartner ermittelt wurden. Die Erfahrungen dieses Projekts hinsichtlich Materialeigenschaften fanden zudem natürlichen Eingang in das Angebot der Projektpartner im Bereich der Auftragsforschung. Des Weiteren gilt dies auch für mögliche Nachfolgeprojekte die auf den Erkenntnissen der vorliegenden Sondierung aufbauen können.

## 2.2 AP2: Analyse innovativer saisonaler Speichertechnologien für Wärmenetze

### 2.2.1 Grundlagen – Analyse der Funktionsprinzipien und Charakteristika

Wie bereits in (Yu et al. 2013) gezeigt, handelt es sich bei einem thermochemischen Wärmespeicher um die Nutzung von Reaktionsenthalpien reversibler Reaktionen. Der Speicher ist geladen, solange die Edukte voneinander getrennt sind. Werden sie zusammengeführt, kommt es zur Reaktion, einem Produkt und zur Wärmefreisetzung.

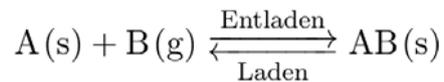


Abbildung 8: Reaktionsgleichung reversibler Gas-Feststoffreaktion

Die o.g. Reaktionsgleichung zeigt eine vereinfachte Darstellung einer Gas-Feststoff Reaktion. Die Vorteile, die sich im Vergleich zu den sensiblen bzw. Latentwärmespeichern ergeben, sind

- keine Wärmeverluste nach außen, wenn beide Edukte isoliert aufbewahrt werden und
- hohe Reaktionsenthalpien durch höhere Bindungsenergien und somit höhere Speicherdichten

### 2.2.2 Sorption

Nach (Yu et al. 2013) können Wärmespeicher basierend auf Sorption auf Adsorptions- bzw. Absorptionsphänomene zurückgeführt werden. Handelt es sich um Reaktionen zwischen einer Festkörperoberfläche und einem Gas spricht man von Adsorption. Dem gegenüber steht die Absorption, in der wechselwirkende Atome bzw. Moleküle durch die Oberfläche des Festkörpers oder der Flüssigkeit hindurch in die Struktur eindringen. Betrachtet man nun Adsorptionsphänomene, gibt es zwei Möglichkeiten der Wechselwirkung eines Fluid mit der Oberfläche des Festkörpers bzw. Substrats - physikalische oder chemische Adsorption. Die zu adsorbierende Substanz in der fluiden Phase wird als Adsorptiv und im adsorbierten Zustand als Adsorbat bezeichnet.

(Atkins und Paula 2006) beschreibt die physikalische Adsorption, auch Physisorption genannt, als eine Van der Waals Wechselwirkung zwischen der Oberfläche des Substrats und dem Adsorbat. Die Wärmemenge die bei einem physisorbierten Partikel freigesetzt wird, ist in der gleichen Größenordnung wie die der Kondensationsenthalpie in einem Bereich von 20 kJ/mol. Es kommt zu einer Temperaturerhöhung. Die geringe Energie reicht jedoch nicht aus um Bindungen des Substrats zu ändern bzw. aufzubrechen, die physisorbierten Teilchen behalten ihre chemische Struktur.

Bei der Chemisorption nach (Atkins und Paula 2006) kommt es zu einer chemischen Bindung (im allgemeinen kovalente Bindungen) zwischen der Oberfläche des Substrats und der angrenzenden Fluidphase. Die Reaktionsenthalpien von Chemisorptionsprozessen sind im Bereich von 200 kJ/mol, also um eine Größenordnung größer als bei der Physisorption. Ein chemisorbiertes Teilchen kann durch die ungesättigte Valenzen der Oberflächenatome des Substrats auseinandergerissen werden. Die dadurch entstehenden molekularen Fragmente an der Oberfläche sind ein Grund für katalytische Reaktionen.

Wenn Atome oder Moleküle des Fluid die Oberfläche des Substrats durchdringen und somit die Zusammensetzung und Struktur des Materials ändern, spricht man von Absorption. Hauptsächlich werden hier Flüssig-Gas-Absorptionsprozesse in Zusammenhang mit Wärmespeichern (Yu et al. 2013) genannt. Hier sind bereits mehrere Materialien aus dem Bereich der Wärmepumpen und Kältemaschinen Technologien bekannt und erforscht.

### 2.2.3 Chemische Reaktionen:

Die in der Literatur vorkommenden chemischen Reaktionen nach (Pardo et al. 2014; Posern und Kaps 2010; Schaubé et al. 2012; Yu et al. 2013) mit Bezug zu Wärmespeicheranwendungen sind meist Gas-Feststoffreaktionen. Der gasförmige Reaktant ist aufgrund der Handhabbarkeit und Verfügbarkeit meist H<sub>2</sub>O, CO<sub>2</sub> oder O<sub>2</sub>. Weitere mögliche gasförmige Reaktanten sind SO<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub> oder auch H<sub>2</sub>.

Es folgen nun einige der in der Literatur beschriebenen Reaktionen mit dem Hintergrund der thermochemischen Wärmespeicherung.

- Hydratisierungsreaktionen von Metallen (z.B. CaO / Ca(OH)<sub>2</sub>) (Schaubé et al. 2012)
- Hydratationsreaktionen Salzen (z.B. MgSO<sub>4</sub> / MgSO<sub>4</sub>·H<sub>2</sub>O) (Posern und Kaps 2010)
- Reaktion von Metalloxiden mit CO<sub>2</sub> (z.B. CaO / CaCO<sub>3</sub>) (Pardo et al. 2014)
- Hydrierung von Metallen (z.B. Mg / MgH<sub>2</sub>) (Pardo et al. 2014)
- Oxidationsreaktionen (BaO / BaO<sub>2</sub>) (Pardo et al. 2014)

#### Chemisches Gleichgewicht und Gleichgewichtstemperatur

Nach (Holleman et al. 1995) und dem zweiten Hauptsatz der Thermodynamik geht hervor, dass chemische Reaktionen immer ein Gleichgewicht bez. Temperatur, Druck und Zusammensetzung oder Konzentration anstreben. Der chemische Gleichgewichtszustand beschreibt, dass Hin- und Rückreaktion mit der gleichen Geschwindigkeit stattfinden. Nach außen ist die Reaktion zum Stillstand gekommen und befindet sich im chemischen Gleichgewicht.

$$\Delta G_R = \Delta H_R - T \cdot \Delta S_R$$

Abbildung 9: Gibbs-Helmholtzsche Gleichung

Betrachtet man die Gibbs-Helmholtzsche Gleichung für ein chemisches Gleichgewicht, wird die freie Reaktionsenthalpie  $\Delta G_R=0$ . Die daraus folgende Temperatur ist die sogenannte Gleichgewichtstemperatur.

Aus bestehender Literatur und auch aus dem bereits abgeschlossenen FFG Projekt „Verlustfreie Solarspeicher mittels thermochemischer granular-flow Materialien“ (Projektnummer: 834423) konnten bereits relevante Temperaturen und Reaktions- bzw. Sorptionswärmern festgestellt werden.

Um den Umfang einzugrenzen wurden vorab H<sub>2</sub>O und O<sub>2</sub> als reaktive Gasphase definiert und die möglichen Speichermaterialien auf Sorptions-, Hydrate und Oxidationsreaktionen reduziert.

## 2.2.4 Literaturrecherche Materialauswahl

Die in der Literatur verfügbaren Daten für Hydrate und Sorptionsmaterialien können für eine grundlegende Auswahl möglicher Speichermaterialien herangezogen werden. Je nach in der Literatur verwendeten Messbedingungen können Abweichungen in gemessener Energiedichte und relevanten Temperaturen auftreten.

### Sorptionsmaterialien:

Mit Hilfe verfügbarer Publikationen (Fischer 2009; Bales; Jänchen et al. 2004; Whiting et al. 2014) die bereits unterschiedliche Sorptionsmaterialien vermessen und die dazugehörigen Enthalpie dokumentiert haben, wurden 2 aus 20 Materialien ausgewählt. Die Energiedichte wurde mit mindestens 0,6 MJ/kg definiert. Weitere Auswahlkriterien seitens Preis und Verfügbarkeit sind in Abschnitt 2.4 zu finden.

Tabelle 1: Ausgewählte Sorptionsmaterialien

Material	Literatur
<b>Zeolith 4A</b>	(Fischer 2009)
<b>Zeolith 13X</b>	

Die freiwerdende Wärmemenge oder Energiedichte hängt stark von den Trocknungs- und Befeuchtungsbedingungen ab. Für Zeolith 13X wird z.B. eine maximale Adsorptionsenthalpie von 863 kJ/kg angegeben.

Für den Zeolith 4A konnte auf bereits verfügbare Messdaten zugegriffen werden. Mit Hilfe der simultanen thermischen Analyse wurde an einem kommerziell verfügbaren Zeolith 4A die Wasseraufnahme und die frei werdende Adsorptionsenthalpie bei unterschiedlichen Partialdrücken des Wasserdampfs und unterschiedlichen Temperaturen gemessen.

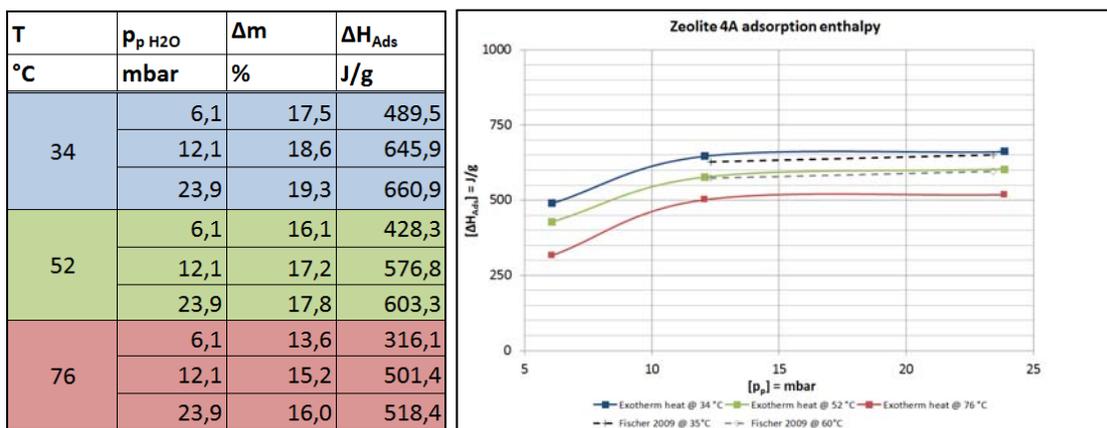


Abbildung 10: Zeolith 4A Sorptionsisotherme

### Hydrate:

Salzhydrate und Hydroxide sind bereits in vielen Veröffentlichungen zum Thema thermochemischer Speicher zu finden. (N'Tsoukpoe et al. 2014) hat in seiner Veröffentlichung bereits 125 unterschiedliche Salzhydrate untersucht und nach Toxizität, Explosions- und Brennbarkeit bewertet.

(Pardo et al. 2014; Felderhoff et al. 2013; Rammelberg et al. 2012) zeigen auch weitere Untersuchungen an Hydroxidverbindungen wie  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  und  $\text{Mg}(\text{OH})_2$ .

Die Energiedichte wurde mit mindestens 1 MJ/kg definiert. Weitere ökonomische und ökologische Auswahlkriterien sind in Abschnitt 2.4 definiert. In Summe wurden 32 Hydratreaktionen identifiziert und 3 Materialkandidaten in die engere Auswahl genommen.

Tabelle 2: Ausgewählte Hydrate

Material	Literatur
<b>MgCl<sub>2</sub></b>	(Huang et al. 2011; Zondag et al. 2013)
<b>MgSO<sub>4</sub></b>	(Donkers et al. 2015; van Essen et al. 2009)
<b>Al<sub>2</sub>(SO<sub>4</sub>)<sub>3</sub></b>	(van Essen 2009)

Je nach erreichten Hydratisierungsgrad und Material können hier die erreichten Energiedichten stark abweichen. (Yu et al. 2013) zeigt in seinem Review z.B. eine Energiedichte von 2,5 MJ/kg für  $\text{MgSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{MgSO}_4 \cdot 0,1\text{H}_2\text{O}$  und 1,7 MJ/kg für die Reaktion  $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{MgCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ .

#### Metalle und Metalloxide:

Um eine Einschätzung der Enthalpieunterschiede unterschiedlicher Oxidationsvorgänge zu bekommen wurde mit dem Satz von Hess gearbeitet der unter anderem in (Atkins und Paula 2006) genau beschrieben wird. Durch Differenzbildung der Standardbildungsenthalpien von Edukt und Produkt kann die Enthalpieänderung berechnet werden.

$$\Delta H_R^0 = \sum \Delta H_{f,\text{Produkte}}^0 - \sum \Delta H_{f,\text{Edukte}}^0$$

Die 19 ausgewählten unterschiedliche Metalle und Metalloxide wurden mit Hilfe der (NIST-JANAF thermochemical tables) Datenbasis analysiert und die die Enthalpieänderung bei  $T=25^\circ\text{C}$  und  $p= 101,3 \text{ kPa}$  berechnet.

Nach den ökologischen und ökonomischen Auswahlkriterien sind folgende Metalle und Metalloxide gewählt worden.

Tabelle 3: Ausgewählte Metalle und Metalloxide

Edukt	Produkt	Literatur
<b>Name</b>	Name	Quelle
<b>Mg</b>	MgO	(NIST-JANAF thermochemical tables)
<b>Si</b>	SiO <sub>2</sub>	
<b>Al</b>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	
<b>Ca</b>	CaO	
<b>AlO</b>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	

Nach den o.g. Methoden können hier Enthalpieänderungen von 16 MJ/kg für Calcium bis 32 MJ/kg für Silizium berechnet werden.

Aus den ausgewählten Sorptions- und Hydratmaterialien kann bereits auf weiterführende Experimente in der Literatur zurückgegriffen werden. Die verfügbaren Daten beziehen sich

meist auf definierte Lade- und Entladetemperaturen bzw. unterschiedliche Partialdrücke der verfügbaren Gasphase. Die Unterschiede der Adsorptionenthalpien aufgrund der o.g. Bedingungen ist für das Sorptionsmaterial Zeolith 4A in Abbildung 10: Zeolith 4A Sorptionsisotherme dargestellt.

(Donkers et al. 2015) zeigt in seiner Versuchsreihe zu  $\text{MgSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$  die starke Heizratenabhängigkeit der Dehydratation und dem damit einhergehenden Wärmekonsum. Diese Parameter sind abhängig von Stoff- und Wärmetransport und können nicht ohne Experiment auf größere Skalierungen umgelegt werden. Diese Daten können als Größenordnungen in weiteren Berechnungen verwendet werden, haben aber keinen Anspruch auf vollständige Richtigkeit und müssen durch weite Experimente belegt werden.

Als einschränkende Rahmenbedingung konnte z.B. für das System  $\text{MgCl}_2 \cdot x \text{H}_2\text{O}$  nach (van Essen 2009) festgestellt werden, dass Temperaturen über  $150^\circ\text{C}$  zu gasförmigen Chlorwasserstoff führen.

Für das Hydrat  $\text{MgSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$  stellt (van Essen et al. 2009) die Schmelztemperatur mit  $52.5^\circ\text{C}$  fest, dass eine weitere Randbedingung für künftige Reaktoren mit diesem Material stellt.

Weitere Informationen zu den möglichen Materialien sind in Abschnitt 2.4.2 zu finden.

### **2.2.5 Entwicklung von Berechnungsszenarien**

Um die für den Einsatz in Fernwärmenetzen benötigten Eigenschaften von TC-Speichern und den darin eingesetzten Materialien ermitteln zu können bzw. um deren Leistungsfähigkeit für den Einsatz als Saisonspeicher in Fernwärmenetzen beurteilen zu können, wurden unterschiedliche Randbedingungen für die Berechnungen festgelegt. Wie in Abschnitt 2.3 noch genauer erörtert wird, wurden die Kalkulationen für drei unterschiedliche thermische Netze durchgeführt. Die verwendeten Netzstrukturen sollen dabei ein möglichst großes Spektrum an Eigenschaften österreichischer Wärmenetze abdecken. Hierfür wurde einerseits ein ländliches (Nah-)Wärmenetz angenommen. Bestehend aus einzelnen Trassen die neben einigen Mehrfamilienhäusern auch eine Vielzahl an kleinen Abnehmern (z.B. Einfamilienhäuser) mit Wärme versorgen. Die Energiedichte des Wärmenetzes ist dementsprechend gering und die Wärmeverluste hoch. Mit diesem angenommenen Wärmenetz können Aussagen für die in Österreich stark vertretenen, ländlichen Nahwärmenetze abgeleitet werden. Andererseits wurde ein kleineres urbanes Netz angenommen. Dabei handelt es sich um ein dicht bebautes Gebiet mit daraus folgender hoher Energiedichte. Das Netz selbst ist stark vermascht und weist aufgrund der kompakten Trassenführung nur geringe Wärmeverluste auf. Dieser Fall repräsentiert z.B. ein mögliches Inselnetz in einer Großstadt oder auch die Anforderungen von kleineren Städten mit dichter Bebauung. Als dritte Alternative wurde ein großes urbanes Wärmenetz mit einer im Zentrum sehr hohen Energiedichte und einigen weitläufigen Trassen außerhalb des Stadtkerns angenommen. Dies spiegelt die Struktur einer repräsentativen (Groß-)Stadt in Österreich wider. Das angenommene Netz ist somit eine Mischung aus dicht bebauter KleinStadt (im Zentrum) und weitläufigem ländlichem Netz (in den Außenbezirken). Alle drei Netze basieren zum Teil auf bestehenden Wärmenetzen, die für die durchgeführten Untersuchungen herangezogen wurden um einen möglichst realitätsnahe Ergebnisse zu erhalten. Hierfür wurden einerseits Messdaten verwendet, andererseits wurden Daten an Hand dynamischer Simulationen ermittelt und für die vorliegenden Analysen aufbereitet.

Für die Wärmeversorgung in den drei genannten Netzstrukturen, wurden unterschiedliche Berechnungsszenarien definiert. So wurden einerseits sensible Wärmespeicher, konventionelle (fossile) Wärmeerzeuger und TCS mit unterschiedlichen Materialien und Reaktorkonzepten miteinander verglichen. Die Untersuchungen fokussierten sich dabei auf die unterschiedlichen möglichen Betriebsmodi der Speicher in einem Fernwärmenetz. Die Speicher wurden in den Modellen daher sowohl zur Spitzenlastabdeckung als auch zur Deckung der Grundlast eingesetzt um die jeweiligen Anforderungen an die Technologien aufzuzeigen. Die genauen Rahmenbedingungen werden im nachfolgenden Kapitel 2.3 beschrieben. Aus den Ergebnissen können dann Vor- und Nachteile der Integration von TCS abgeleitet werden.

## 2.3 AP3: Szenarienbewertung innovativer saisonaler Speicher in unterschiedlichen Wärmenetzen

In weiterer Folge werden die Anforderungen an saisonale Wärmespeicher aus Sicht des Fernwärmenetzes definiert. Hierfür werden Lastprofile dreier repräsentativer Wärmenetze analysiert. Die Betriebsbedingungen (z.B. Temperaturen und Durchflüsse) für Speicher in Fernwärmenetzen richten sich vor allem nach den Gegebenheiten im Netz. Üblicherweise wird die Vorlauftemperatur in Fernwärmenetzen in Abhängigkeit der Außentemperatur geregelt. In den Wintermonaten werden die höchsten Vorlauftemperaturen benötigt, da hier die größten Heizlasten auftreten. Je nach Jahreszeit, Netzgröße, verwendeter Wärmeerzeuger und vielen anderen Parametern variieren die Vorlauftemperaturen, die Durchflüsse und somit die übertragenen Leistungen in österreichischen Fernwärmenetzen sehr stark. Um den weiten Bereich an vorherrschenden Betriebsbedingungen bestmöglich abzubilden, wurden die bereits zuvor erwähnten Beispielwärmenetze herangezogen. Basierend auf realen Netz- und Abnehmerdaten wurden drei für Österreich repräsentative Wärmenetzmodelle in der Simulationsumgebung Dymola/Modelica (siehe Abschnitt 2.3.5) erstellt um Temperatur- und Bedarfsprofile zu erhalten, die die Grundlage der weiteren Untersuchungen darstellten.

### 2.3.1 Abnehmerstruktur und Netzeigenschaften

Als Grundlage für die Verbraucherstruktur wurde die Einteilung der Österreichischen Gebäudestruktur entsprechend der TABULA Gebäudetypologie (Austrian Energy Agency, 2014) analysiert. Diese Studie teilt den Gebäudebestand in sieben Baualtersklassen, und in vier Gebäudekategorien ein (EFH-Einfamilienhaus; RH-Reihenhaus; MFH-Mehrfamilienhaus; MWB-Mehrgeschossige, großvolumige Wohnbauten ab elf Wohneinheiten). Zusätzlich wurden anonymisierte Daten aus bestehenden Gebäude- und Wohnungsregister herangezogen, um den Gebäudebestand zu definieren. Darauf aufbauend wurden charakteristische Verbrauchertypen identifiziert. Insgesamt wurden dadurch 49 Gebäudeklassen definiert. Diese wurden in 7 Gebäudebaualtersklassen und 7 Verwendungszwecke gegliedert. Die Einteilung in die jeweilige Gebäudealtersklasse bzw. den Verwendungszweck ist in Tabelle 4 und Tabelle 5 zu sehen.

Tabelle 4: Gebäudealtersklassen

Baujahr	Gebäudebaualtersklassen
< 1919	1
1919 – 1944	2
1945 – 1959	3
1960 – 1979	4
1980 – 1989	5
1990 – 1999	6
>= 2000	7

Tabelle 5: Gebäudeverwendungszweck

Verwendungszweck	Abkürzung
Single family houses : Einfamilienhaus	EFH
Multifamily houses: Mehrfamilienhaus	MFH
Apartment Buildings: Wohngebäude >11 Wohneinheiten	AB
Mixed – Multifamily houses: Mehrfamilienhaus mit Wohn- und Nicht-Wohneinheiten (z.B. MFH mit Geschäften)	M-MFH
Mixed - Apartment Buildings: Wohngebäude mit Wohn- und Nicht-Wohneinheiten (z.B. AB mit Geschäften)	M-AB
Offices: Bürogebäude	OFF
Restliche bislang nicht zugeordnet Gebäude	RES

### 2.3.2 Eigenschaften des ländlichen (Nah-)Wärmenetzes

Um die Gegebenheiten eines der in Österreich sehr weit verbreiteten ländlichen (Nah-)Wärmenetze abzubilden, wurde ein weitläufiges Netz mit rund 280 Abnehmern angenommen. Es handelt sich dabei Großteils um Einfamilienhäuser mit teilweise unterschiedlichem Baualter und Eigenschaften, sowie Großabnehmer in der Form von Mehrfamilienhäusern. Die Parameter der Abnehmer sind in Tabelle 6 gezeigt. Das Netzwerk erstreckt sich insgesamt über eine Trassenlänge von rund 11,5 km.

Tabelle 6: Abnehmer im ländlichen Netz

Typ [-]	Gesamte Fläche [m <sup>2</sup> ]	spez. Wärmelast [W/m <sup>2</sup> ]
EFH5	203.136	55,17
EFH7	145.563	50,09
MFH6	460.392	45,14

Die Vorlauftemperatur wird im Netz in Abhängigkeit der Außentemperatur gleitend von 90 °C bei -15 °C auf 70 °C bei +15 °C geregelt. Die Temperaturkurve ist in Abbildung 11 gezeigt.

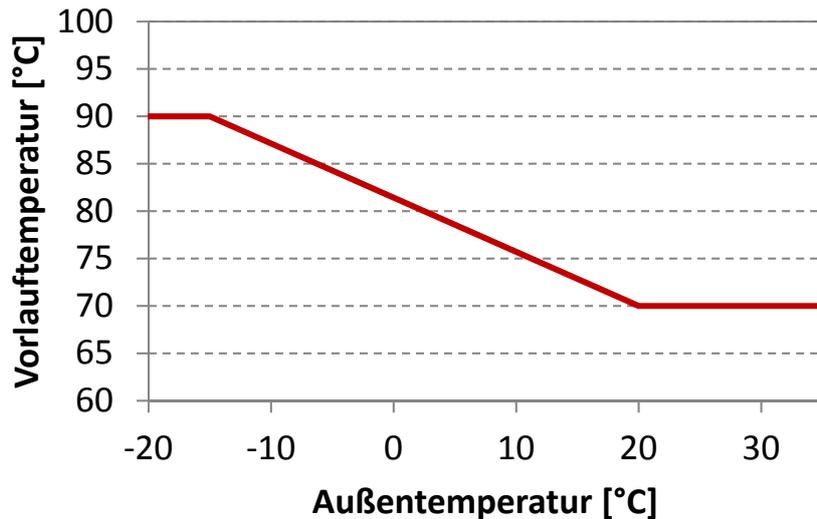


Abbildung 11: Außentemperaturabhängige Vorlauftemperatur im ländlichen Netz

Da die maximalen Vorlauftemperaturen in diesem Fall bei höchstens 90 °C liegen, können theoretisch auch sensible Wärmespeicher (ohne zusätzliche Nachheizung) das gesamte Temperaturspektrum abdecken. Eine Nachheizung kann jedoch benötigt werden, wenn die Temperaturen im Speicher unterhalb der benötigten Netztemperatur liegen. Die Erläuterung des Speicherbetriebes erfolgt in Abschnitt 2.3.5.

### 2.3.3 Eigenschaften des kleinen urbanen Wärmenetzes

Für das kleine urbane Netz wurde eine Vielzahl von unterschiedlichen Abnehmern definiert um reale Gegebenheiten im städtischen Raum abzubilden bzw. wurden Flächenangaben aus existierenden Fernwärmenetzen herangezogen. Das Netzwerk erstreckt sich insgesamt über eine Trassenlänge von rund 65,6 km.

Tabelle 7: Abnehmer im kleinen urbanen Netz

Typ [-]	Gesamte Fläche [m <sup>2</sup> ]	spez. Wärmelast [W/m <sup>2</sup> ]
EFH1	749	100,44
EFH2	1.083	111,39
EFH7	95	50,09
MFH1	104	91,84
MFH2	18.939	112,17
MFH4	10.364	85,11
MFH5	813	54,44
MFH6	1.949	45,14
MFH7	3.758	48,65
AB2	2.070	75,17
AB4	2.154	61,73
AB5	19.321	48,02
AB6	3.853	44,34
AB7	10.558	45,11
RES1	2.357	78,90
RES2	64.824	75,17
RES4	1.218	61,73
RES5	22.206	48,02
RES6	25.663	44,34
RES7	97.110	45,11
OFF1	4.088	78,90
OFF2	50.654	75,17
OFF4	66.039	61,73
OFF6	5.334	44,34
OFF7	1.443	45,11
M-MFH1	4.047	91,84
M-MFH2	112.425	112,17
M-MFH4	57.789	85,11
M-MFH5	10.660	54,44
M-MFH6	55.853	45,14
M-MFH7	2.290	48,65
M-AB2	18.004	75,17
M-AB4	26.886	61,73
M-AB5	21.547	48,02
M-AB7	2.834	45,11

Die Vorlauftemperatur wird im Netz in Abhängigkeit der Außentemperatur gleitend von 120 °C bei -15 °C auf 85 °C bei +15 °C geregelt. Die Temperaturkurve ist in Abbildung 12 gezeigt.

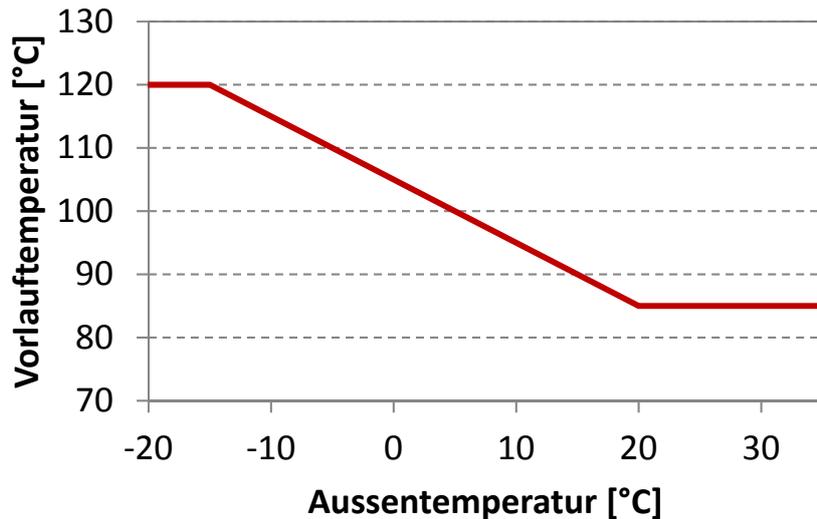


Abbildung 12: Außentemperaturabhängige Vorlauftemperatur im kleinen urbanen Netz

Da die maximalen Vorlauftemperaturen in diesem Fall über dem Betriebsbereich druckloser sensibler Speicher liegen, wird eine Nachheizung benötigt um die erforderlichen Temperaturen zu erreichen (siehe Abschnitt 2.3.5).

#### 2.3.4 Eigenschaften des großen urbanen Wärmenetzes

Das große urbane Netz wurde basierend auf einem realen Fernwärmesystem im Simulationsmodell abgebildet. Darin enthalten ist ähnlich wie im kleinen urbanen Netz, eine Vielzahl von unterschiedlichen Abnehmern. Flächenangaben wurden ebenfalls aus existierenden Fernwärmenetzen herangezogen. Das Netzwerk erstreckt sich insgesamt über eine Trassenlänge von rund 200 km.

Tabelle 8: Abnehmer im großen urbanen Netz

Typ [-]	Gesamte Fläche [m <sup>2</sup> ]	spez. Wärmelast [W/m <sup>2</sup> ]
AB1	24.158	84,76
AB2	32.947	75,17
AB4	203.986	61,73
AB5	173.569	48,02
AB6	145.746	44,34
AB7	353.164	45,11
M-AB2	27.530	75,17
M-AB4	66.044	61,73
M-AB5	56.433	48,02
M-AB6	28.866	46,25
M-AB7	192.697	45,11
MFH1	10.431	91,84
MFH2	75.857	112,17
MFH4	164.678	85,11
MFH5	67.941	54,44
MFH6	74.043	45,14
MFH7	265.596	48,65
M-MFH1	8.695	91,84
M-MFH2	180.075	112,17
M-MFH4	148.527	85,11
M-MFH5	59.750	54,44
M-MFH6	122.323	45,14
M-MFH7	75.538	48,65
OFF1	27.117	78,90
OFF2	104.142	75,17
OFF4	119.527	61,73
OFF5	126.479	52,87
OFF6	48.740	44,34
OFF7	19.022	45,11
RES1	25.663	78,90
RES2	203.513	75,17
RES4	100.167	61,73
RES5	144.687	48,02
RES6	127.934	44,34
RES7	308.259	45,11
EFH1	13.049	100,44
EFH2	11.412	111,39
EFH4	8.384	71,22
EFH5	6.524	55,17
EFH6	25.823	52,63
EFH7	29.812	50,09

Die Vorlauftemperatur wird gleich wie beim kleinen urbanen Netz geregelt (Abbildung 12).

### **2.3.5 Dynamische Netzsimulation für repräsentative Wärmenetze**

Die Modellierung der Fernwärmenetze der Fallbeispiele erfolgte in der Simulationsumgebung Dymola (Dynasim, 2011), basierend auf den Spezifizierungen der Bibliothek Modelica Fluid (Casella, Otter, Proelss, Richter, & Tummescheit, 2006) und der Erweiterung derselben. Dies resultiert in der Modelica-Bibliothek „DisHeatLib“ (Basciotti & Pol, 2011), die am AIT entwickelt wurde. Abbildung 13 zeigt eine Übersicht über verfügbare Komponenten in der DisHeatLib Bibliothek, sowie die Schnittstelle zu weiteren Domains/Tools.

Modelica ist eine open source Modellierungssprache und besteht aus einem definierten Standard zusammen mit einer großen Sammlung an Basismodellierungskomponenten aus unterschiedlichen Fachbereichen, der so genannten Modelica Standard Bibliothek. Die Sprache Modelica basiert auf den beiden Konzepten der algebraischen und der akausalen Modellierung. Dies erlaubt dem Nutzer das gewünschte Modell durch algebraische Gleichungen zu spezifizieren, entweder aus der Literatur oder aus physikalischen Eigenschaften abgeleitet, und diese direkt in die Simulationsumgebung einzugeben, ohne die Algorithmen außerhalb der Software zu adaptieren. Des Weiteren sind alle Modelle a priori akausal und erlauben es Phänomene wie sich ändernde Flussrichtungen zu berücksichtigen ohne diese explizit im Modell spezifizieren zu müssen. Die Sprache Modelica wird in mehreren Tools verwendet, aus denen Dymola für die Modellierung ausgewählt wurde.

Um das dynamische Verhalten eines Fernwärmenetzes, sowie den Wärmebedarf von Gebäuden und Anlagensystemen abzubilden, müssen sowohl hydraulische als auch thermodynamische Aspekte (Druckverteilung, Wärmeverluste, bauphysikalische Eigenschaften, etc.) modelliert werden. Rechenmodelle berücksichtigen die Netzwerktopologie, individuellen Rohreigenschaften, Pumpen, Bauphysik, etc.

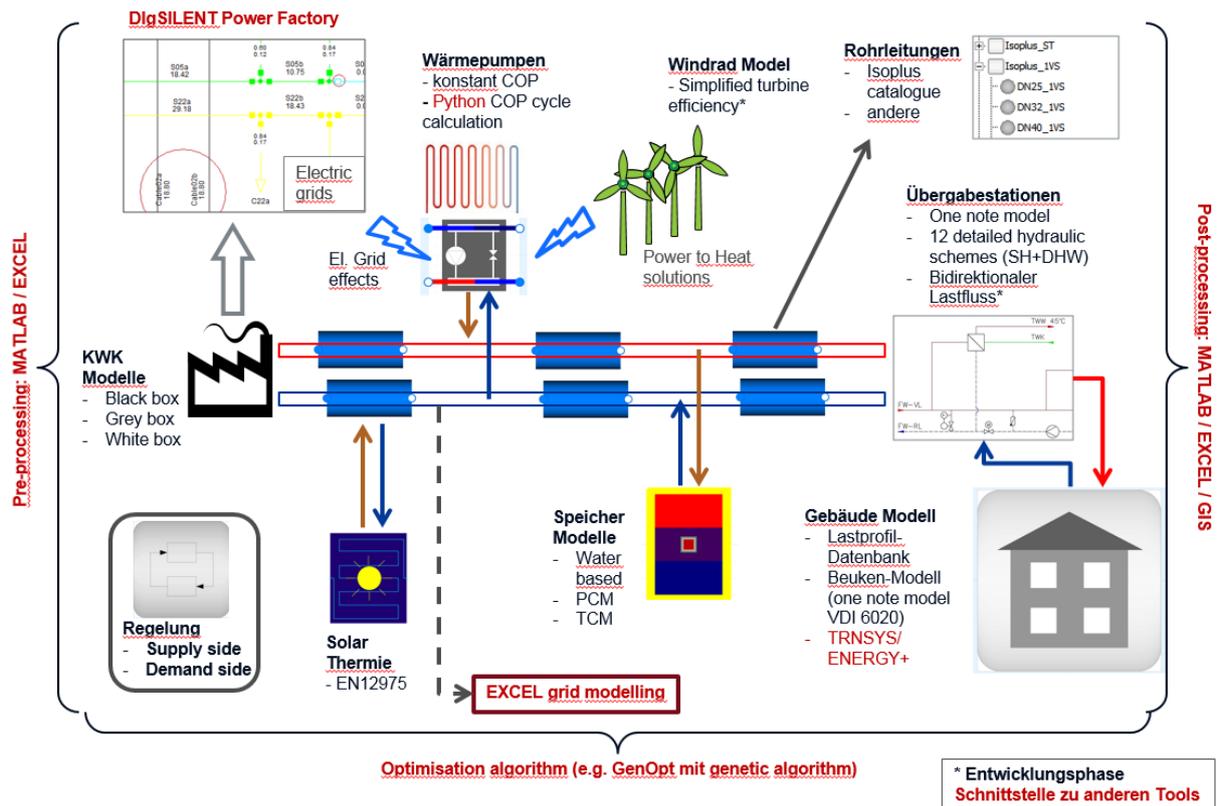


Abbildung 13: DisHeatLib Bibliothek, entwickelt am AIT

Die folgende Methodik (siehe Abbildung 14) wurde entwickelt und die Schritte werden von links nach rechts präsentiert: 1) (Netzmodell) Die Daten von Netzbetreibern wurden an die Anforderungen des Projektes wie in den Abschnitten zuvor beschrieben angepasst und in der Modelica Simulationsumgebung abgebildet. Auf Grund der Komplexität des großen urbanen Netzes, wurde die Netzwerktopologie vereinfacht, mit der Konsequenz der Kumulierung der Heizlast auf Kundenlevel. 2) (Verbrauchermodell) Die Kunden/Abnehmer wurden durch die Heizlast und die Rücklauftemperatur in das Verteilnetz modelliert. Die Heizlast ergibt sich aus der Kombination von Raumheizung und Warmwasserbereitung, wobei die Raumheizung auf dem Modelica Widerstand-Kapazitäts Modell, basiert und mit den bauphysikalischen Eigenschaften aus dem Projekt Tabula/Episcope (Austrian Energy Agency, 2014) parametrisiert wurde. Das Warmwassermodell wurde zusätzlich mit Monitoringdaten kalibriert. 3) (Wärmeerzeugung) Aus den beiden zuvor beschriebenen Modellkomponenten konnten die Anforderungen die an die Wärmeerzeugung bzw. die Speicher gestellt werden abgeleitet werden. Für die „klassischen“ Wärmeerzeuger wurden Kennlinien von Heizwerken basierend auf Monitoringdaten, abgeleitet und vereinfachte Regelstrategien (prioritäre Einstellungen) implementiert. Ausgehend von den durch die Simulation ermittelten Anforderungen konnten die benötigten Eigenschaften der saisonalen Speicher definiert und diese dimensioniert werden.

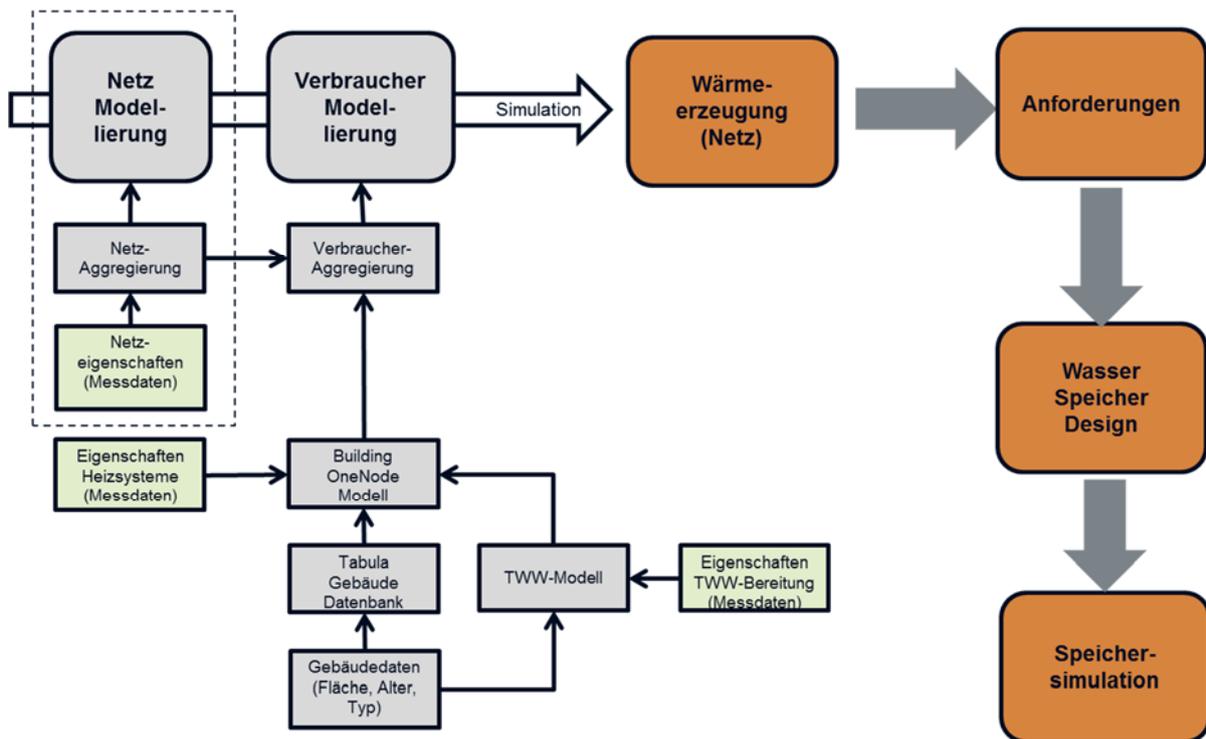


Abbildung 14: Methodischer Fluss der Modellierung und Simulation

Die Modelle für sensible Saisonspeicher basieren auf den Erkenntnissen des Projektes Store4Grid: Optimierte Erdbecken-Wärmespeicher für Wärmenetze (FFG-Projekt Nr. 838664). Die im vorliegenden Projekt entwickelten Speichermodelle konnten mit den im Projekt Store4Grid erarbeiteten Ergebnissen abgeglichen werden, um somit validierte Simulationsrechnungen durchführen zu können. Nachfolgend werden die Ergebnisse der dynamischen Netzsimulation und die daraus abgeleiteten Anforderungen an Speicher beschrieben. Wie zuvor bereits erwähnt wurden jeweils Anforderungen für Spitzenlast- und Grundlastabdeckung ermittelt.

Tabelle 9: Netzdaten

	Ländliches Netz	Kleines urbanes Netz	Großes urbanes Netz
Wärmebedarf gesamt [GWh]	14,2	117,4	391,5
Wärmebedarf Spitzenlast [GWh]	9,5	7,4	24,6
Wärmebedarf Grundlast [GWh]	4,7	30,5	101,8
Max. Spitzenlast [MW]	≈4	≈50	≈165
Leistung für Spitzenlastabdeckung [MW]	≈3	≈31	≈70
Leistung für Grundlastabdeckung [MW]	≈1	≈6	≈20
Wärmedichte [MWh/m]	≈1,2	≈22,5	≈2,5

Die Einbindung des Saisonspeichers erfolgte für alle Netze wie in Abbildung 15 dargestellt. Oben ist der Speicherentladebetrieb bei ausreichend hoher Temperatur im Speicher

abgebildet. Sollte die Temperatur im Speicher unter die benötigte Vorlauftemperatur des Netzes fallen wird die Nachheizung aktiviert und somit das Netz mit der benötigten Temperatur versorgt (unterer Bildabschnitt).

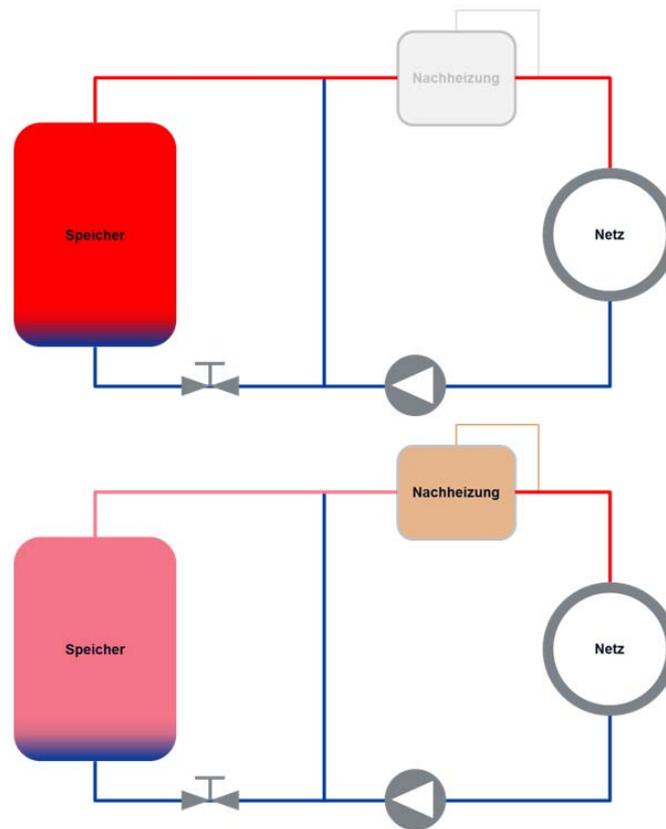


Abbildung 15: Speichereinbindung (inkl. Nachheizung); oben: Speichertemperatur > Netztemperatur, unten: Speichertemperatur < Netztemperatur

Aus den Netzsimulationen konnten Jahresprofile und Daten für alle benötigten Netz- und Speicherparameter wie (Entlade-)Leistungen, Temperaturen, Volumenströme, Volllaststunden, usw. ermittelt werden. Abgeleitet aus den Ergebnissen konnten dann wiederum die saisonalen Speicher dimensioniert werden. Die Profile sowie die errechneten Speicherdimensionen sind in den nachfolgenden Abbildungen und Tabellen dargestellt. Die in Abbildung 19 und Abbildung 21 dargestellte Mittellast wurde für den Betrieb des Speichers nicht herangezogen, da jeweils nur die beiden „Extrem-Szenarien“ (Grundlast- bzw. Spitzenlastabdeckung) analysiert wurden. Ergebnisse für die Deckung der Mittellast befinden sich in einem Bereich zwischen den beiden Extrem-Szenarien und liefern somit keinen Mehrwert für die Bewertung der Technologien. Die Abmessungen der Speicher beziehen sich auf die in Abbildung 16 dargestellten Bezugsmaße.

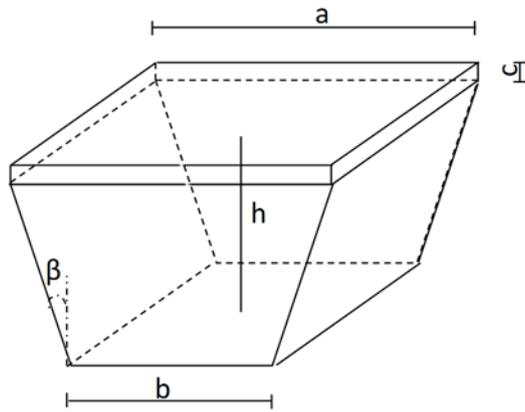


Abbildung 16: Speicherbezugsmaße

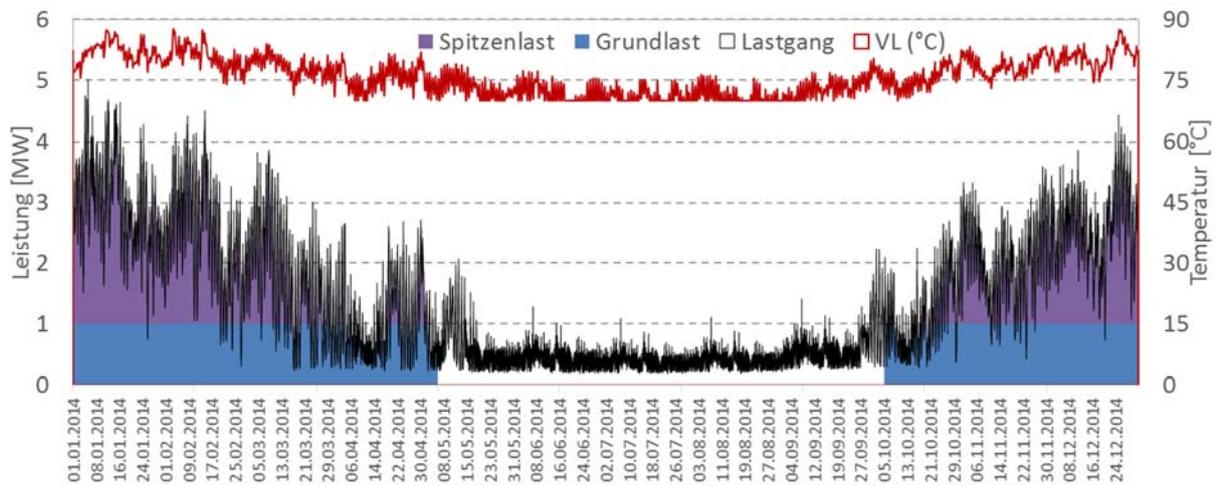


Abbildung 17: Profile ländliches Netz

Grundlast		Spitzenlast	
Storage parameters		Storage parameters	
Volume [m3]	146100	Volume [m3]	291400
Height [m]	h 25	Height [m]	h 30
Top base side length [m]	a 90	Top base side length [m]	a 116
Bottom base side length [m]	b 62	Bottom base side length [m]	b 80
Thickness of insulation on the top base [m]	c 0,2	Thickness of insulation on the top base [m]	c 0,2
Internal angle [°]	beta 29	Internal angle [°]	beta 31
Specific heat conductivity of insulation [W/mK]	0,04	Specific heat conductivity of insulation [W/mK]	0,04
Insulation material	Compacfoam 150	Insulation material	Compacfoam 150

Abbildung 18: Speicherdimensionierung ländliches Netz

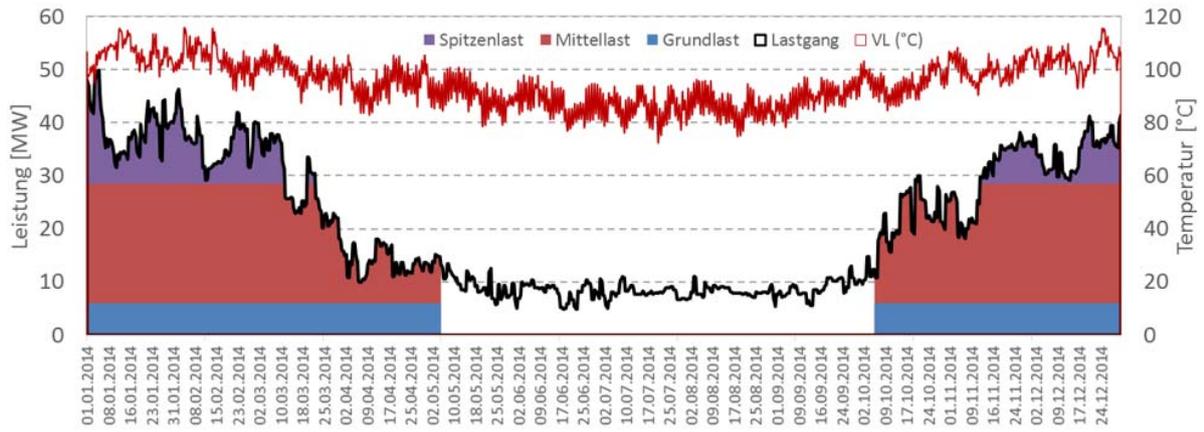


Abbildung 19: Profile kleines urbanes Netz (aufgrund der Netzaggregation im stark vermaschten Netz erfolgte ebenfalls eine teilweise Glättung des Verbrauchsprofils)

Grundlast		Spitzenlast	
Storage parameters		Storage parameters	
Volume [m3]	849400	Volume [m3]	227500
Height [m]	h 40	Height [m]	h 25
Top base side length [m]	a 170	Top base side length [m]	a 110
Bottom base side length [m]	b 120	Bottom base side length [m]	b 80
Thickness of insulation on the top base [m]	c 0,2	Thickness of insulation on the top base [m]	c 0,2
Internal angle [°]	$\beta$ 32	Internal angle [°]	$\beta$ 31
Specific heat conductivity of insulation [W/mK]	0,04	Specific heat conductivity of insulation [W/mK]	0,04
Insulation material	Compacfoam 150	Insulation material	Compacfoam 150

Abbildung 20: Speicherdimensionierung kleines urbanes Netz

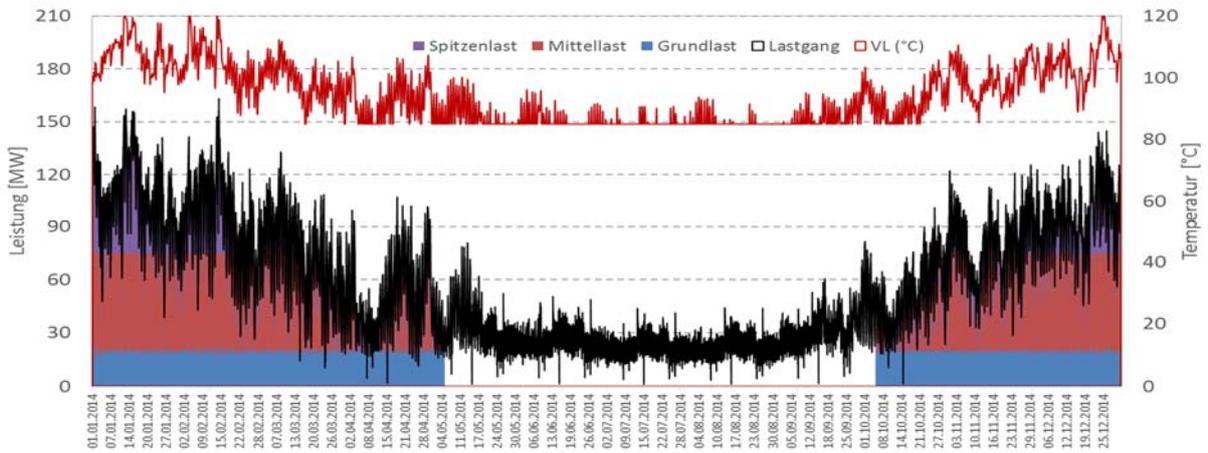


Abbildung 21: Profile großes urbanes Netz

Grundlast		Spitzenlast	
Storage parameters		Storage parameters	
Volume [m3]	2373000	Volume [m3]	671600
Height [m]	h 60	Height [m]	h 40
Top base side length [m]	a 230	Top base side length [m]	a 150
Bottom base side length [m]	b 166	Bottom base side length [m]	b 108
Thickness of insulation on the top base [m]	c 0,2	Thickness of insulation on the top base [m]	c 0,2
Internal angle [°]	$\beta$ 28	Internal angle [°]	$\beta$ 28
Specific heat conductivity of insulation [W/mK]	0,04	Specific heat conductivity of insulation [W/mK]	0,04
Insulation material	Compacfoam 150	Insulation material	Compacfoam 150

Abbildung 22: Speicherdimensionierung großes urbanes Netz

Neben der Dimensionierung der sensiblen Wärmespeicher konnten auch die Konzepte für die TCS Auslegung und Netzeinbindung auf den Ergebnissen der Netzsimulation (Spitzenlast- bzw. Grundlastabdeckung) sowie den Erkenntnissen aus Abschnitt 2.2 erstellt werden.

### **2.3.6 Einbindungs- und Speicherkonzepte**

Alle analysierten TCMs liegen als Feststoff in granularer Form (unterschiedlicher Größe) vor und reagieren mit einem gasförmigen Reaktionspartner. Obgleich als Reaktionsgase viele Stoffe in Frage kommen, ist es vor allem aus ökonomischer Sicht sinnvoll jene Gase zu betrachten, die in der natürlichen Umgebungsluft oder in der Prozessabluft verschiedener Industrien vorkommen. Wasser, Sauerstoff sind daher die vielversprechendsten Reaktionspartner auf welche sich bei den Reaktorüberlegungen konzentriert wurde. Stickstoff wurde aufgrund schlechterer Reaktionsfähigkeit (bei den vorliegenden Bedingungen) ausgeschlossen.

Der TCM-Speicher muss generell in folgende Teilkomponenten aufgeteilt werden:

- Komponente zur Speicherbeladung (Sommer)
- Komponenten zur Lagerung und/oder Transport
- Komponente zur Speicherentladung (Winter)

#### **Speicherentladung:**

In den betrachteten Szenarien zur saisonalen Wärmespeicherung sind bei der Speicherentladung erhebliche Gasmengen notwendig, weshalb geschlossene Systeme (Systeme, bei denen das Reaktionsgas selbst gespeichert wird) nicht verwendbar sind. Die benötigten TCM-Mengen und Durchsätze sind mit jenen in konventionellen Feststoff-Kraftwerken (Biomasse, Kohle, Müll) vergleichbar. Daher wurde nicht versucht die bisher in der Literatur meist-untersuchten Reaktoren für Haushalte „hochzuskalieren“, sondern es wurde Anleihe an den Technologien in Kraftwerken selbst genommen.

In konventionellen Kraftwerken werden Brennstoffe auf Kohlenstoffbasis oxidiert. In thermochemischen Speichern werden bei der Entladung thermochemische Materialien entweder oxidiert oder befeuchtet. In ersterem Fall ist liegt der einzige Unterschied im verwendeten „Brennstoff“. Sauerstoff dient in beiden Fällen als Reaktionsgas. Bei der Befeuchtung ist dieses Wasserdampf, der meist durch einen Luftstrom getragen wird.

Der wesentliche Unterschied und Vorteil beim thermochemischen Reaktor/Speicher ist, dass der „Brennstoff = Speichermaterial“ nach dem Entladen nicht zu einem Großteil zu Gasen und insbesondere nicht dem klimaschädlichen CO<sub>2</sub> zersetzt wird, wie bei konventionellen Kraftwerken (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O). Das entladene Speichermaterial liegt als Feststoff vor und kann daher abgeschieden werden, gelagert und (im Sommer) wieder regeneriert werden, um schlussendlich (im Winter) neuerlich „verbrannt“ zu werden.

Die Verbrennung von alternativen (nicht kohlenstoff-basierten) Brennstoffen wird seit langem verfolgt und ist insb. in der Weltraumtechnik im Einsatz. Als besonders interessant, aufgrund der guten Reaktionskinetik und hohen Energiedichten, ist die Oxidation von Metallen.

Im Projekt wurden unterschiedliche Techniken zur Verbrennung von konventionellen Festbrennstoffen recherchiert und auf deren Tauglichkeit für die Anwendung als „Speicher-Entlade-Reaktor“ hin untersucht. Abhängig vom verwendeten TCM und Reaktionsgas sind alle im Folgenden vorgestellten Typen sowohl für die Oxidation als auch für die Befeuchtung geeignet. Das finale Reaktordesign und Detail-Engineering eines kommerziellen Reaktors wird sich aber aufgrund der unterschiedlichen Gas- und TCM-Mengen und –Durchsätze von der jetzigen Bauweise etwas unterscheiden.

### Rostfeuerung:

Bei dieser Technik wird der Festbrennstoff (TCM) mittels Rost durchmischt und gleichzeitig weiterbefördert. Das Reaktionsgas (Luft, Sauerstoff, feuchte Luft) durchströmt den Brennstoff von unten. Oben wird das Rauchgas abgezogen. Der Ascheaustrag findet am Ende des Rosts statt. Dort wird beim TCM-Speicher das Reaktionsprodukt zur späteren Regeneration gesammelt.

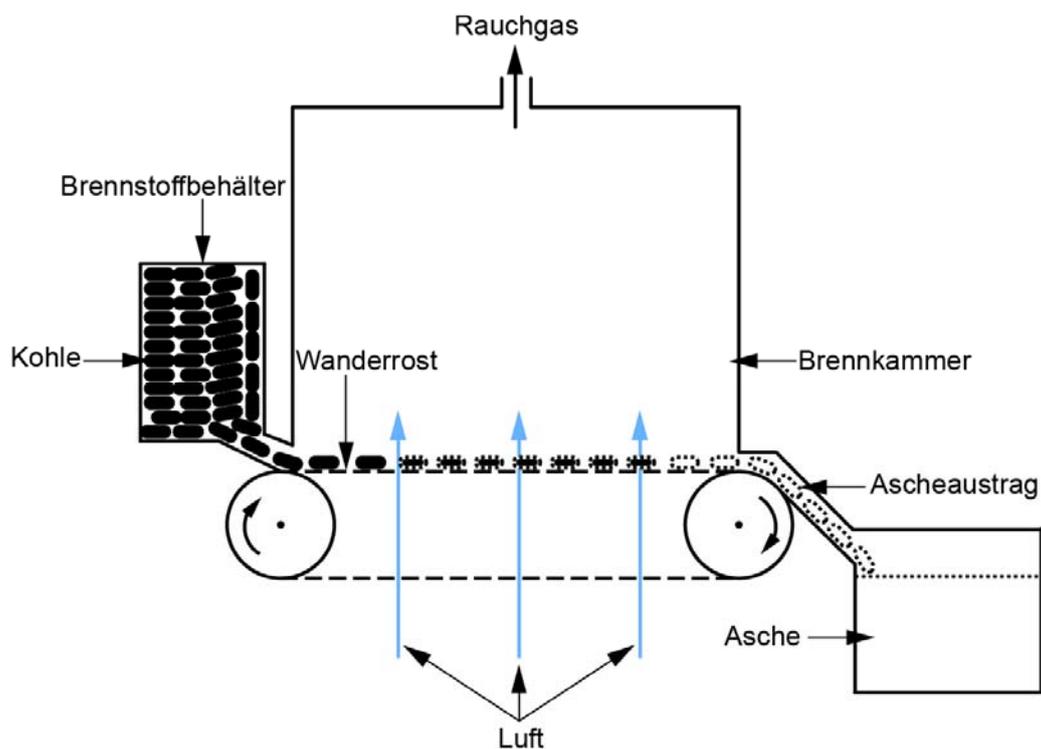


Abbildung 23: Schema einer Rostfeuerung nach (Forschungszentrum Jülich GmbH 2017)

### Drehrohrofen:

Drehrohrofen werden momentan u. a. in der Zement- und Pigmentherstellung, Erzschnmelzung von Metallen und der Müllverbrennung eingesetzt. Der Brennstoff wird in einen rotierenden, rohrförmigen Behälter eingebracht, wodurch eine kontinuierliche Materialdurchmischung als auch ein Weitertransport erreicht wird. Verschiedene Reaktionsgase können in den

Behälterraum eingebracht werden. Die Abluft wird aus dem Ofen abgeführt und kann zur weiteren Energiegewinnung verwendet werden. Am Ende des Rohres kann bei TCM-Reaktor das Reaktionsprodukt aufgefangen werden.

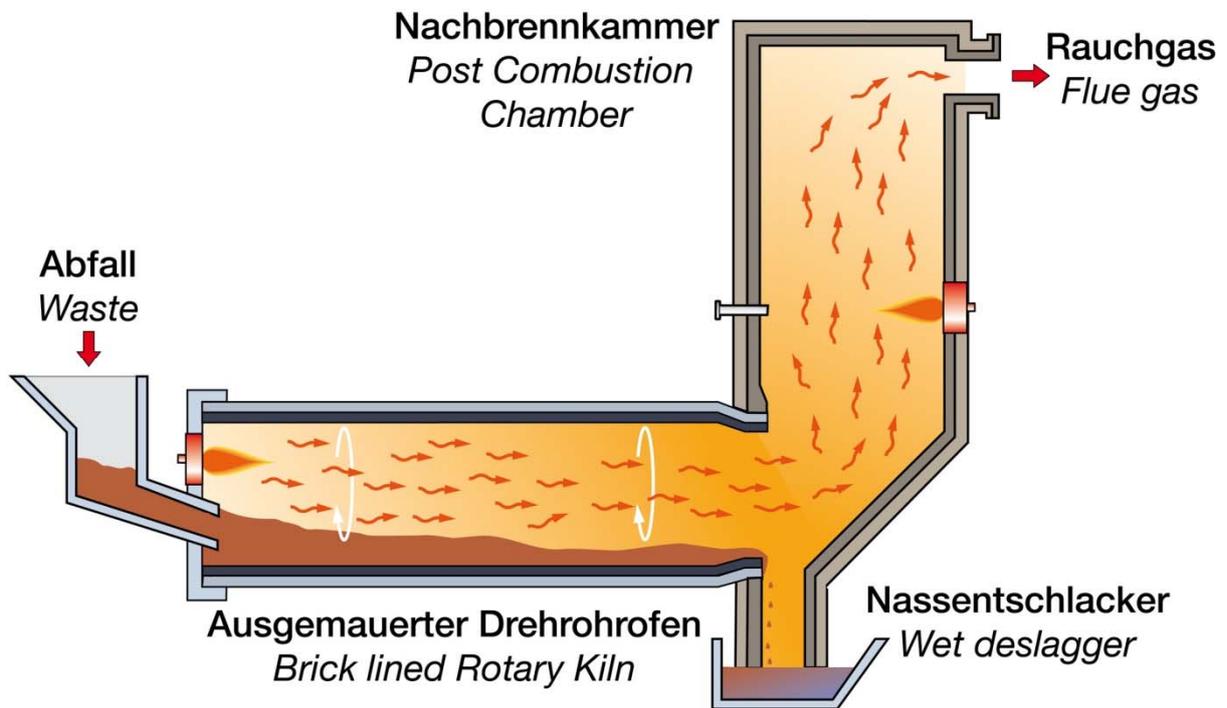


Abbildung 24: Schematik eines Drehrohrofens der Firma Eisenmann (EISENMANN SE 2017)

### Wirbelschicht/Staubfeuerung:

Bei dieser Technik wird das Reaktionsgas durch das TCM geblasen. Durch eine geeignete Strömungsgeschwindigkeit lassen sich verschiedene Fluidisierungszustände des TCMs erreichen. Wärme- und Stoffübergänge sind bei diesem Reaktordesign sehr vorteilhaft. Das reagierende Reaktionsprodukt wird ausgetragen und abgeschieden, um es für die Regeneration zu speichern. Im und nach dem Reaktorraum werden die kraftwerksüblichen Einrichtungen (Wärmetauscher) für die Strom- und Wärmeerzeugung verwendet, wenngleich diese natürlich an die neuen TCM-Brennstoffe (insb. Temperaturen) angepasst werden müssen.

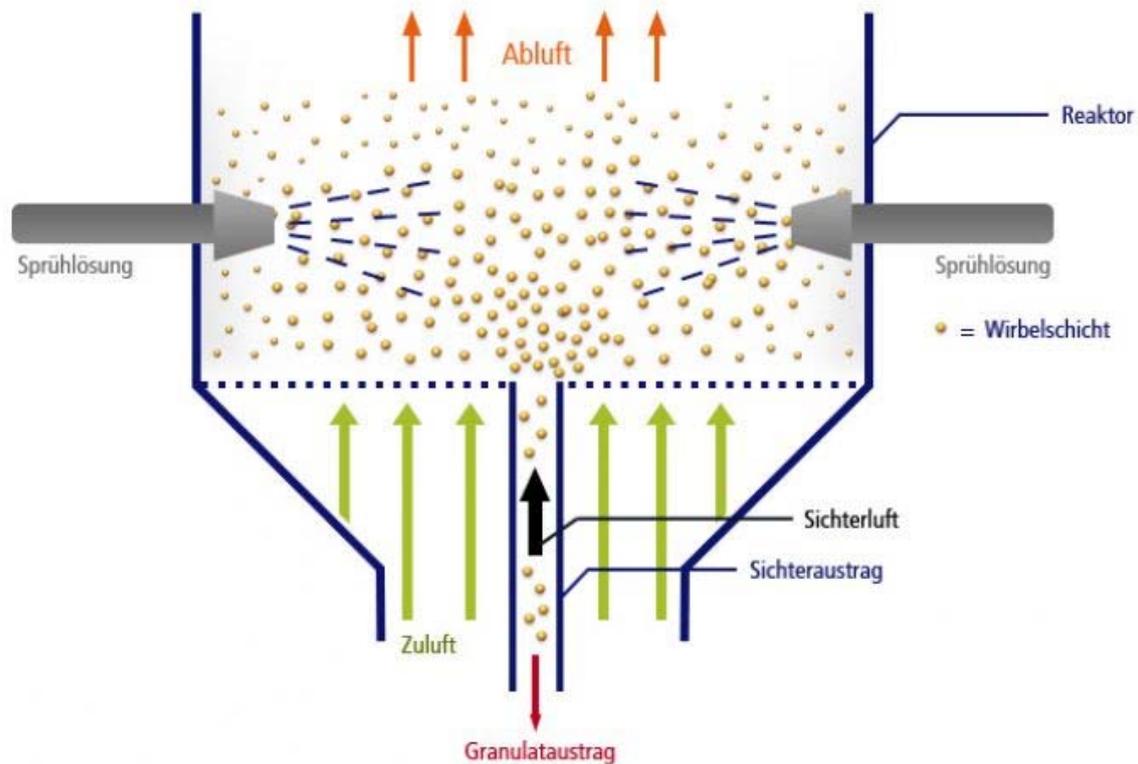


Abbildung 25: Schema einer Wirbelschichtfeuerung der Fa. Inprotec (inprotec AG 2017)

### Bemerkungen zum Reaktionsgas:

Aus ökonomischer Sicht ist Luft das beste Reaktionsgas, welches in einem TCM-Reaktor verwendet werden kann (andere Gase wie  $\text{CO}_2$ ,  $\text{NH}_3$  sind zwar auch großtechnisch verfügbar, jedoch im Allgemeinen teurer).

Umgebungsluft beinhaltet ausreichend Sauerstoff, um für Oxidationsreaktionen geeignet zu sein. Reinsauerstoff (vgl. Oxyfuel-Technologie) ist natürlich ebenso geeignet, u. U. aber weniger ökonomisch. Ein Vorteil könnte hier in der Vermeidung von Stickoxiden bei der Metalloxidation liegen, falls die Verbrennung bei ausreichend hohen Temperaturen geführt wird.

Bei der Befeuchtung mit Umgebungsluft sind das Reaktordesign und die benötigten Luftmengen entsprechend den Leistungs- und Temperaturanforderungen der Wärmeabnehmer genau anzupassen. Im Projekt wurden verschiedene Konzepte entwickelt und erfolgreich ausgelegt, um die benötigten Leistungen auch im Winter mit kalter, relativ trockener Luft mit großtechnischen sinnvoll zu realisierenden Anlagen zur Verfügung stellen zu können. Zum Zeitpunkt des Projektendes werden Gespräche mit möglichen Umsetzern und Anlagenbauern geführt und unterschiedliche Verwertungsstrategien evaluiert, weshalb im Endbericht keine weiteren Details preisgegeben werden können. Die benötigten Luftmassenströme können wesentlich reduziert werden, wenn aus anderen Prozessen (z. Bsp. Trocknung, Kühlung, Verbrennung) feuchte Abluft zur Verfügung steht.

### **Speicherbeladung (Regeneration):**

Wie oben bereits erwähnt, besteht der Vorteil von (saisonalen) TCMs darin, dass diese „Brennstoffe“ im Gegensatz zu konventionellen Brennstoffen nach der Speicherentladung wieder regeneriert werden können. Je nach TCM kann man zwei Prozesse unterscheiden:

- Reduktion von Metalloxiden
- Trocknung von befeuchteten Sorptionsmaterialien

#### **Reduktion von Metalloxiden:**

Die Reduktion von Metalloxiden zu Reinmetallen ist ein „Standard-Prozess“ in der Metallurgie, wobei viele unterschiedliche Technologien im großtechnischen Maßstab zur Verfügung stehen (Elektrolyse, versch. Arten von Öfen). Um das Metalloxid zu reduzieren, wird ein Reduktionsmittel benötigt. Unglücklicherweise wird dafür in den meisten Fällen Kohlenstoff eingesetzt (vgl. Koks im Hochofen zur Eisengewinnung; Graphit-Elektroden bei der Hall-Heroult-Schmelzflusselektrolyse). Der Kohlenstoff selbst wird dabei zu CO<sub>2</sub> oxidiert, welches im Normalfall in die Atmosphäre freigesetzt wird.

In einem thermochemischen, saisonalen Speicher, bei dem beim Entladen Metall zu Metalloxid oxidiert wird, fällt somit bei der „Verbrennung“ zwar kein CO<sub>2</sub> an, jedoch fällt dieses dann beim Beladen des Speichers an (Achtung: dies gilt selbst dann, wenn etwa in der Elektrolyse der Strom selbst aus erneuerbaren Energiequellen (Wind, Solar) bezogen wird).

Mögliche vollständig erneuerbare und (fast) CO<sub>2</sub>-freie Reduktionsmöglichkeiten wären:

- Inerte Anodentechnologie für die Elektrolyse (anstelle von Graphitelektroden werden hier andere Materialien eingesetzt; bei der Reduktion des Metalls entsteht kein CO<sub>2</sub>). Die Firma RUSAL betreibt seit 2015 eine Pilotanlage in Krasnoyarsk zur Aluminiumherstellung. Im Projekt wurden Gespräche mit RUSAL geführt, jedoch gibt es momentan (Stand Jänner 2017) noch kein „CO<sub>2</sub>-frei hergestelltes Aluminium“ von RUSAL zu kaufen.

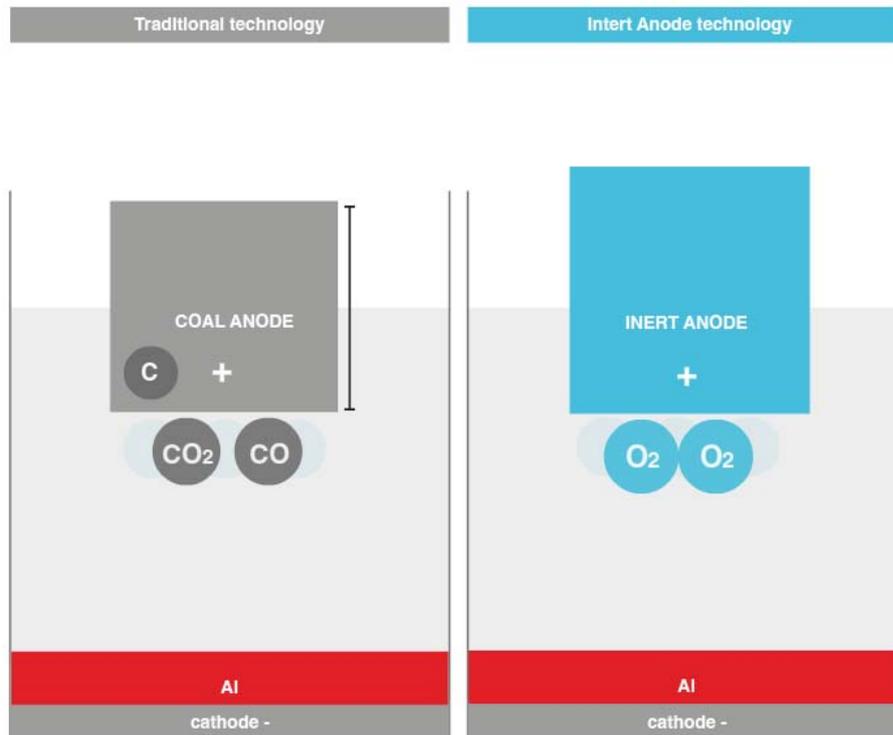


Abbildung 26: Links: Herkömmliche Graphitelektroden (Hall-Heroult-Schmelzflusselektrolyse) mit der Freisetzung von CO<sub>2</sub> bei der Reduktion von Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> zu Al. Rechts: Inert Anode Technology, bei der nur O<sub>2</sub> an der Anode freigesetzt wird und somit bei Verwendung von erneuerbarem Strom eine CO<sub>2</sub>-neutrale Reduktion von Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> möglich ist (RUSAL 2016)

- Reduktion mit Wasserstoff, welcher aus Elektrolyse von Wasser mittels erneuerbarem Strom gewonnen wird. Manche Metalloxide werden jetzt schon standardmäßig mittels Wasserstoff (und nicht Kohlenstoff) reduziert (Wolfram, Molybdän). Für die in diesem Projekt jedoch als geeigneter befundenen Materialien, wird „grüner Wasserstoff“ aus wirtschaftlichen und/oder technologischen Gründen noch nicht eingesetzt.

### **Wichtige Schlussfolgerung zu Metalloxiden als saisonale thermochemische Energiespeicher:**

Nur wenn die Reduktion der Metalloxide (Speicherbeladung) CO<sub>2</sub> –neutral erfolgt (z. B. Inert Anode Technology, Wasserstoff-Reduktion mit H<sub>2</sub> aus Ökostrom), ist diese Technologie als nachhaltig einzustufen. Herkömmliche Reduktion mittels Kohlenstoffen (carbothermische Reduktion) ist nicht geeignet (ebensowenig aluminothermische Reduktion, wenn Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> nachgeschaltet wieder mittels Kohlenstoff reduziert wird)!

### **Trocknung von befeuchteten Sorptionsmaterialien**

Um das entladene Speichermaterial (befeuchtetes TCM) wieder zu beladen, muss es getrocknet werden. Je nach Material und gewünschtem Restfeuchtegehalt sind unterschiedliche Temperaturen, Wasser-Partialdrücke und Trocknungszeiten notwendig. Für viele Materialien liegen entsprechende TGA-Messungen vor, die als Grundlage für das Reaktordesign und den –bau dienen können.

Die Trocknung von großen Mengen an granulat- oder pulverförmigem Material ist ebenfalls großtechnisch erprobt. Viele verschiedene Technologien und Verfahren stehen zur Verfügung

(Konvektions-, Strahlungs-, Kontakt-, Vakuum-, Adsorptions-, Gefriertrockner). Sowohl thermische als auch elektrische Energie kann als Antriebsenergie verwendet werden, wodurch mittels entsprechenden erneuerbaren Energietechnologien (Solarthermie, Photovoltaik, Wind, Biomasse, etc.) eine CO<sub>2</sub>-neutrale Trocknung des TCMs problemlos möglich ist.



Abbildung 27: Industrieller Drehrohrofen, welcher zur Trocknung von Sorptionsmaterialien verwendet werden kann (M-E-C Design and Engineering 2017)

### **Lagerung und/oder Transport:**

Aus der Betrachtung der spezifischen Energieinhalte obiger TCMs folgt, dass die benötigten TCM-Mengen, die zur Energieversorgung einer Region/Gemeinde/Stadt notwendig sind, bei der Oxidation in der gleichen Größenordnung wie bei konventionellen Fest/Flüssigstoff-Energieträgern (Holz, Kohle, Öl, Müll) und bei Sorption etwa eine Größenordnung höher liegen.

Daher kann auf die bereits vorhandenen und bewährten Technologien zum Transport und zur Lagerung zurückgegriffen werden, wobei folgende beiden Bemerkungen angebracht sind:

- Metalle oxidieren bei der Lagerung an Luft selbstständig. Die dabei entstehende, dünne Oxidschicht wirkt für die hier interessanten Materialien (meist) passivierend, jedoch höchstwahrscheinlich nicht störend bei der Verbrennung selbst. Eine Lagerung von z. B. Aluminiumpulver oder –pellets ist somit problemlos an Luft möglich.
- Bei der Lagerung von Sorptionsmaterialien müssen die entsprechenden TGA-Kurven für die jeweils am Lagerstandort geltenden saisonalen Temperatur- und Feuchtebedingungen analysiert werden. U. U. muss eine Lagerung in verschlossenen Silos oder Behältern erfolgen, um den gewünschten Trocknungsgrad bis zur Befeuchtung im Winter (Speicherentladung) gewährleisten zu können. Auch diese Lagerungstechnologien sind im großtechnischen Maßstab problemlos verfügbar.

Falls die TCMs an unterschiedlichen Orten oxidiert/befeuchtet und reduziert/getrocknet werden, müssen sie entsprechend transportiert werden. Auch hier kann auf die Technologien der herkömmlichen Feststoff-Brennstoffe zurückgegriffen werden.



Abbildung 28: Ölhafen Lobau in Wien mit einer Lagerkapazität von ca. 1.6 Mio m<sup>3</sup> (Wiener Hafen und Lager Ausbau- und Vermögensverwaltung, GmbH & Co KG 2017)



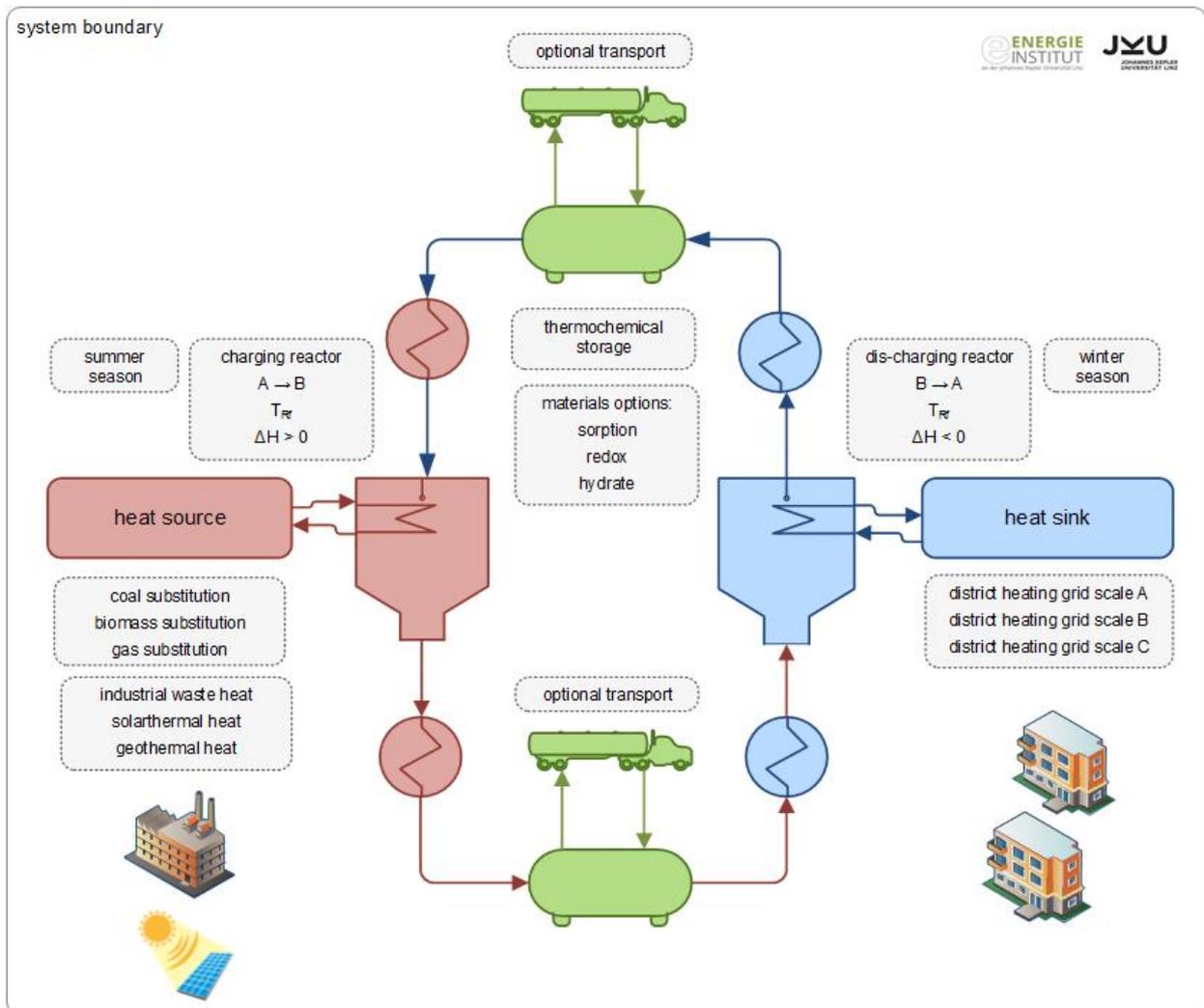
Abbildung 29: Salzlagerung in Hallen. Durch geeignete Feuchtigkeitskonditionierung ist eine Lagerung von getrockneten Sorptionsmaterialien vom Sommer in den Winter möglich (Wilhelm Geiger GmbH & Co. KG 2017)



Abbildung 30: Kohlehafen und Transportschiffe in Newcastle (Australien). Alternative metallische TCMs können mit der gleichen Technologie kostengünstig über weite Strecken mit heutigen Technologien transportiert werden. (London Commodity News 2015)

## 2.4 AP4: Ökonomische, ökologische und rechtliche Bewertung innovativer saisonaler Speicher in Wärmenetzen

Ziel der ökonomischen Betrachtungen ist die Gegenüberstellung der spezifischen Kosten für unterschiedliche Speichertechnologien. Zur ökonomischen Betrachtung der unterschiedlichen Speichertechnologien und deren Integration in ein Wärmenetz wurden die Investitionskosten und Betriebskosten dieser Technologien erhoben und mit jenen von alternativen Speichertechnologien (z.B. sensible Speicher) verglichen. Zudem erfolgt auch ein Vergleich mit Wärmeerzeugungskosten herkömmlich eingesetzter Technologien (z.B. Wärme aus Erdgas oder Biomasse).



Quelle: Darstellung: Energieinstitut an der JKU, Konzept: AIT

Abbildung 31: Systemgrenze der ökonomischen, ökologischen und rechtlichen Bewertung in AP 4

Wesentliche Variablen in der durchgeführten Analyse betreffen die bewerteten thermochemischen Materialien, die Energiequellen und Reaktorkonzepte für die Beladung des thermochemischen Speichers (TCS) bzw. die Reaktorkonzepte für die Entladung des TCS. Der Einsatz von TCS wurde in drei verschiedenen großen Fernwärmenetzen, ein großes und kleines urbanes sowie eine ländliches Fernwärmenetz, untersucht und die Speicherkonzepte dahingehend skaliert. Transport und Lagerung der thermochemischen Speichermaterialien

werden basierend auf der vorgelagerten Skalierung charakterisiert. Die Übergabestation zum FW-Netz liegt außerhalb der Systemgrenze und wird deshalb bei den ökonomischen Bewertungen nicht mehr berücksichtigt. D.h. es wird Energie an die Übergabestation zur Verfügung gestellt. Für diese Energie werden die Wärmegestehungskosten zu Vollkosten in €/MWh für die Speicherkonzepte berechnet. Tabelle 23 gibt einen Überblick zu den untersuchten thermochemischen Speicherkonzepten.

Des Weiteren werden in den rechtlichen Analysen mögliche Hürden und Fragestellungen rund um den Transport, den Betrieb und die Sicherheit der Speichertechnologien behandelt. Die ganzheitliche Bewertung innovativer thermochemischer Speicher und deren Integration in Wärmenetze werden durch eine ökologische Bewertung abgerundet. Die ökologischen Betrachtungen beinhalten Betrachtungen zum Energy Payback und zu den möglichen Primärenergieeinsparungen durch Wärmespeicherung. Im Hinblick auf die große Vielfalt an möglichen thermochemischen Speichertechnologien und Materialien, wird außerdem auf kritische Rohstoffe eingegangen, welche möglicherweise zu einer eingeschränkten Nutzungsmöglichkeit führen könnten.

#### 2.4.1 Anforderungen an den TCS je Einsatzvariante / Fernwärmenetze

Im Projekt *SeasonalGridStorage* wird der Einsatz von TCS in drei verschiedenen großen Fernwärmenetzen, ein großes und kleines urbanes sowie ein ländliches Fernwärmenetz, untersucht. Zusätzlich unterscheidet sich die Funktion des Speichers, welcher zur Deckung von Grund- oder Spitzenlast eingesetzt wird. Die betrachteten Einsatzgebiete des TCS mit den geforderten Leistungen und Energiemengen sind in Tabelle 10 aufgelistet und wurden vom Projektpartner AIT ermittelt, siehe Abschnitte 2.2 und 2.3.

Tabelle 10: Anforderungen an den TCS je Einsatzvariante

Nr.	Fernwärmenetz	Funktion	FW-VL-Temperatur [°C]	FW-RL-Temperatur [°C]	Leistung [MW]	Energie [GWh]	Volllaststunden [h]
1	Netz A: Großes urbanes Netz	Deckung Spitzenlast	120	55	70,0	24,6	352
2		Deckung Grundlast	85-120	55	20,0	101,8	5.088
3	Netz B: Kleines urbanes Netz	Deckung Spitzenlast	120	55	31,5	7,4	352
4		Deckung Grundlast	85-120	55	6,0	30,5	5.088
5	Netz C: Ländliches Netz	Deckung Spitzenlast	90	45	3,0	9,5	3.158
6		Deckung Grundlast	70-90	45	1,0	4,7	4.702

Der TCS muss je nach Einsatzzweck eine Leistung im Bereich von 1 MW zur Deckung der Grundlast in einem ländlichen Netz bis 70 MW zur Deckung der Spitzenlast in einem großen urbanen Netz bereitstellen können. Die zu erbringende Leistung steht im direkten Zusammenhang mit den Investitionskosten der vom Speicher benötigten Be- und Entladereaktoren.

Ebenfalls unterscheiden sich die zu liefernden Energiemengen des Speichers aufgrund der Einsatzvarianten und reichen von etwa 5 GWh/a im ländlichen Netz zur Deckung der Grundlast bis etwa 102 GWh/a im großen urbanen Netz zur Deckung der Grundlast. Die zu liefernde Energiemenge gibt die notwendige Menge, und somit auch die Kosten, an thermochemischem Material für den Speicher vor. In weiterer Folge bestimmt die Menge an Speichermaterial auch die Kosten für den Transport, die Lagerung und den Energiebedarf für das Be- und Entladen des Speichers.

## **2.4.2 TCS-Materialien**

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit den für das Projekt ausgewählten Materialien zur Anwendung in einem Langzeitspeicher zur Fernwärmeunterstützung.

### **2.4.2.1 Auswahlverfahren für die Materialien**

Die für eine Langzeitspeicherung in Frage kommenden Materialien können grundsätzlich in drei Gruppen eingeteilt werden: Sorptionsmaterialien, RedOx-Paare und Hydrate bzw. Hydroxide.

Durch eine Literaturrecherche seitens des AIT wurden Materialien aus ebendiesen drei Gruppen gewählt, welche sich für eine Anwendung als Langzeitwärmespeicher eignen könnten. Von den ausgewählten Stoffen wurden anschließend jene exkludiert,

- (1) welche eine Enthalpie von weniger als 0,60 MJ/kg aufweisen
- (2) welche einen höheren spezifischen Preis als 0,10 €/MJ aufweisen
- (3) deren Verfügbarkeit unter 200 Tonnen pro Monat liegt oder
- (4) deren Gefahrentklasse sich nicht für den Einsatz als Speichermaterial eignet.

Anschließend wurden für die verbliebenen Materialien Angebote eingeholt bzw. Kosten auf B2B-Plattformen recherchiert.

### **2.4.2.2 Übersicht Materialien**

Die nachstehende Tabelle 11 zeigt die letztendlich ausgewählten Materialien und deren Parameter Energiedichte, Preis, Verfügbarkeit und Sicherheit (Transport/Lagerung).

Tabelle 11: Ausgewählte Speichermaterialien und deren Eigenschaften

	Edukt	Produkt	Energiedichte [MJ/kg]	Preis* [€/MJ]	Verfügbarkeit +/-/-	Sicherheit Gefahrenklasse
Hydrate & Hydroxide	MgCl <sub>2</sub>	MgCl <sub>2</sub> *6H <sub>2</sub> O	4,24	0,048 <sup>1)</sup>	+	GHS07; reizend
	MgCl <sub>2</sub> 2H <sub>2</sub> O	MgCl <sub>2</sub> *6H <sub>2</sub> O	1,92	0,076 <sup>1)</sup>	+	GHS07; reizend
	MgSO <sub>4</sub>	MgSO <sub>4</sub> *7H <sub>2</sub> O	3,61	0,023 <sup>1)</sup>	+	als ungefährlich eingestuft
	MgSO <sub>4</sub> H <sub>2</sub> O	MgSO <sub>4</sub> *7H <sub>2</sub> O	2,37	0,030 <sup>1)</sup>	+	als ungefährlich eingestuft
	Al <sub>2</sub> (SO <sub>4</sub> ) <sub>3</sub>	Al <sub>2</sub> (SO <sub>4</sub> ) <sub>3</sub> *6H <sub>2</sub> O	1,79	0,084	+	GHS05; ätzend
	CaO	Ca(OH) <sub>2</sub>	1,86	0,080 <sup>1)</sup>	+	GHS05, GHS07; ätzend, reizend
	MgO	Mg(OH) <sub>2</sub>	1,98	0,188	+	als ungefährlich eingestuft
RedOx	Mg	MgO	24,75	0,025 <sup>1)</sup>	+	GHS02; leichtentzündlich
	Si	SiO <sub>2</sub>	32,43	0,097	~	GHS02, GHS07; leichtentzündlich, reizend
	Al	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	31,05	0,072	+	GHS02; leichtentzündlich
	Ca	CaO	15,84	0,063	~	GHS02; leichtentzündlich
	AlO	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	21,52	0,039	+	als ungefährlich eingestuft
Sorption	4A		0,65	0,484	+	als ungefährlich eingestuft
	13X		0,86	0,834	+	als ungefährlich eingestuft

\*Quelle: Recherche B2B-Plattformen z.B. Alibaba

<sup>1)</sup> Preise ermittelt für Produkt und massenanteilig auf Edukt umgerechnet.

**Verfügbarkeit:**

- < 200 t / Monat
- ~ < 2000 t / Monat
- + > 2000 t / Monat

Bei allen ausgewählten potentiellen Speichermaterialien sind die Gefahrengutklassen zu beachten (siehe Tabelle 11 und Tabelle 12). Diese schränken die Einsatzmöglichkeiten der Materialien ein, insbesondere im Hinblick auf den Transport. Vor allem Silicium, welche zwar die höchste Energiedichte hat, ist für eine derartige Anwendung nur bedingt geeignet, bedenkt man die großen Mengen, welcher für eine Langzeitspeicherunganwendung notwendig sind.

Tabelle 12: Übersicht der sicherheitsrelevanten Eigenschaften der Materialien

Stoff	R-Sätze
<b>MgCl<sub>2</sub></b> <b>MgCl<sub>2</sub> 2H<sub>2</sub>O</b> <b>MgCl<sub>2</sub> 6H<sub>2</sub>O</b>	H315 Verursacht Hautreizungen. H319 Verursacht schwere Augenreizung. H335 Kann die Atemwege reizen. P261 Einatmen von Staub / Rauch / Gas / Nebel / Dampf / Aerosol vermeiden. P305+P351+P338 Bei Kontakt mit den Augen: Einige Minuten lang behutsam mit Wasser spülen. Vorhandene Kontaktlinsen nach Möglichkeit entfernen. Weiter spülen.
<b>Al<sub>2</sub>(SO<sub>4</sub>)<sub>3</sub></b> <b>Al<sub>2</sub>(SO<sub>4</sub>)<sub>3</sub> 6H<sub>2</sub>O</b>	H318 Verursacht schwere Augenschäden. P280 Schutzhandschuhe / Schutzkleidung / Augenschutz / Gesichtsschutz tragen. P305+P351+P338 Bei Kontakt mit den Augen: Einige Minuten lang behutsam mit Wasser spülen. Vorhandene Kontaktlinsen nach Möglichkeit entfernen. Weiter spülen.

Stoff	R-Sätze
<b>CaO</b> <b>Ca(OH)<sub>2</sub></b>	H315 Verursacht Hautreizungen. H318 Verursacht schwere Augenschäden. H335 Kann die Atemwege reizen. P261 Einatmen von Staub / Rauch / Gas / Nebel / Dampf / Aerosol vermeiden. P280 Schutzhandschuhe / Schutzkleidung / Augenschutz / Gesichtsschutz tragen. P305+P351+P338 Bei Kontakt mit den Augen: Einige Minuten lang behutsam mit Wasser spülen. Vorhandene Kontaktlinsen nach Möglichkeit entfernen. Weiter spülen.
<b>Mg</b>	H260 In Berührung mit Wasser entstehen entzündbare Gase, die sich spontan entzünden können. H250 Entzündet sich in Berührung mit Luft von selbst. P222 Kontakt mit Luft nicht zulassen. Nach dem 1. Dezember 2014 mit Anpassung an 4. ATP: Berührung mit Luft vermeiden. P223 Kontakt mit Wasser wegen heftiger Reaktion und möglichem Aufflammen unbedingt verhindern. Nach dem 1. Dezember 2014 mit Anpassung an 4. ATP: Keinen Kontakt mit Wasser zulassen. P231+P232 Unter inertem Gas handhaben. Vor Feuchtigkeit schützen. P370+P378 Bei Brand: ... zum Löschen verwenden. (Die vom Gesetzgeber offen gelassene Einfügung ist vom Inverkehrbringer zu ergänzen) P422 Inhalt in / unter ... aufbewahren. (Die vom Gesetzgeber offen gelassene Einfügung ist vom Inverkehrbringer zu ergänzen)
<b>Si</b>	H228 Entzündbarer Feststoff. H319 Verursacht schwere Augenreizung. P210 Von Hitze, heißen Oberflächen, Funken, offenen Flammen sowie anderen Zündquellenarten fernhalten. Nicht rauchen. P305+P351+P338 Bei Kontakt mit den Augen: Einige Minuten lang behutsam mit Wasser spülen. Vorhandene Kontaktlinsen nach Möglichkeit entfernen. Weiter spülen.
<b>Al (pyrophor)</b>	H250 Entzündet sich in Berührung mit Luft von selbst. H261 In Berührung mit Wasser entstehen entzündbare Gase. P222 Kontakt mit Luft nicht zulassen. Nach dem 1. Dezember 2014 mit Anpassung an 4. ATP: Berührung mit Luft vermeiden. P231+P232 Unter inertem Gas handhaben. Vor Feuchtigkeit schützen. P422 Inhalt in / unter ... aufbewahren. (Die vom Gesetzgeber offen gelassene Einfügung ist vom Inverkehrbringer zu ergänzen)
<b>Al (stabilisiert)</b>	H228 Entzündbarer Feststoff. H261 In Berührung mit Wasser entstehen entzündbare Gase. P210 Von Hitze, heißen Oberflächen, Funken, offenen Flammen sowie anderen Zündquellenarten fernhalten. Nicht rauchen. P370+P378 Bei Brand: ... zum Löschen verwenden. (Die vom Gesetzgeber offen gelassene Einfügung ist vom Inverkehrbringer zu ergänzen) P402+P404 In einem geschlossenen Behälter an einem trockenen Ort aufbewahren.
<b>Ca</b>	H261 In Berührung mit Wasser entstehen entzündbare Gase. EUH014 Reagiert heftig mit Wasser. P223 Kontakt mit Wasser wegen heftiger Reaktion und möglichem Aufflammen unbedingt verhindern. Nach dem 1. Dezember 2014 mit Anpassung an 4. ATP: Keinen Kontakt mit Wasser zulassen. P232 Vor Feuchtigkeit schützen. P501 Inhalt / Behälter ... zuführen. (Die vom Gesetzgeber offen gelassene Einfügung ist vom Inverkehrbringer zu ergänzen) P402+P404 In einem geschlossenen Behälter an einem trockenen Ort aufbewahren.

### 2.4.2.3 Einschränkende Materialeigenschaften

Für einzelne Materialien ergeben sich zudem zusätzliche Einschränkungen. So bildet z. B. Magnesiumchlorid (MgCl<sub>2</sub>) bzw. dessen Hydrat bei Temperaturen über 150 °C gasförmige Salzsäure, deren Eigenschaften und Gefahrenpotential in der Verarbeitung berücksichtigt werden müssen.

Magnesiumsulfat ( $\text{MgSO}_4$ ) und die damit gebildeten Hydrate haben die Eigenschaft bei einer Temperatur von  $53\text{ }^\circ\text{C}$  in flüssigen Zustand überzugehen. Dies muss bei der Auswahl der Reaktoren zum Be- und Entladen des Speichers berücksichtigt werden. Außerdem ist diese Phasenumwandlung aufgrund ihres relativ niedrigen Temperaturniveaus bei der Wahl und Auslegung der Lageroptionen für das Speichermaterial zu berücksichtigen, da bei ungünstig gewähltem Lagerort dieses Temperaturniveau auch rein durch solare Einstrahlung überschritten werden kann.

Für eine gezielte Nutzung als Speichermaterialien müssen in den beiden genannten Fällen diese kritischen Temperaturniveaus zum Beladen des Materials aber auf jeden Fall überschritten werden. Eine Prozessführung unterhalb dieser Temperaturen ist folglich nicht möglich.

Aluminium(I)-oxid ( $\text{AlO}$ ) wird, wie elementares Aluminium, durch Reduktion von  $\text{Al}_2\text{O}_3$  großtechnisch im Hall-Héroult-Prozess hergestellt. Allerdings ist die Verbindung bei Temperaturen unter  $1500\text{ }^\circ\text{C}$  nicht stabil und zerfällt darunter wieder in  $\text{Al}_2\text{O}_3$ , bzw. unter  $1000\text{ }^\circ\text{C}$  in  $\text{Al}_2\text{O}_3$  und elementares  $\text{Al}$  (Hoch & Johnston, 1954). Die Möglichkeit der Lagerung bei Umgebungstemperatur ist für dieses Material also nicht gegeben und damit auch ein großer Vorteil in der Nutzung von thermochemischen Speichern nicht vorhanden.

#### **2.4.2.4 Problematik betreffend Staubexplosionen**

Die Hydrate/Hydroxide und RedOx-Materialien aus Tabelle 11 können grundsätzlich staubexplosionsgefährdet sein, da der optimale Einsatz des TCS-Materials eine große spezifische Oberfläche und damit kleine Korngröße bedingt.

Eine Staubexplosion ist eine exotherme, instationäre Reaktion, bei welcher organische und brennbare metallische Stäube mit dem Sauerstoff in der Luft reagieren. Voraussetzung für eine Staubexplosion ist fein verteilter Staub, bestehend aus unterschiedlich großen Staubpartikeln und Gasmolekülen. Durch den Dichteunterschied und daraus resultierendes Umherwirbeln des Materials entsteht ein homogenes Gemisch. Eine explosionsfähige Atmosphäre entsteht dann, wenn eine bestimmte Korngröße unterschritten wird. Die Explosion kann durch eine Zündquelle oder aber durch die Selbstentzündungsfähigkeit eines Stoffes ausgelöst werden (Keller Lufttechnik, kein Datum).

Um eventuelle Vorfälle zu vermeiden, ist insbesondere beim Transport und bei der Lagerung auf einen richtigen Umgang mit dem jeweiligen Material zu achten. Vorkehrungen gemäß den Explosionsschutzrichtlinien müssen getroffen werden.

##### **2.4.2.4.1 Maschinen-Inverkehrbringungs- und Notifizierungsgesetz (MING)**

Der Geltungsbereich erfasst Maschinen, Geräte, Ausrüstungen oder deren Teile oder Zubehör gemäß der Richtlinie 2014/34/EU für Geräte und Schutzsysteme zur bestimmungsgemäßen Verwendung in explosionsgefährdenden Bereichen.

Hauptzweck der Richtlinie 2014/34/EU ist der Schutz von Personen, die in explosionsgefährdeten Bereichen arbeiten oder die von Explosionen betroffen sein könnten. Die Richtlinie enthält in Anhang II die grundlegenden Gesundheits- und Sicherheitsanforderungen, die vom Hersteller zu beachten sind und durch entsprechende

Konformitätsbewertungsverfahren nachzuweisen sind. Daneben ist die Beseitigung technischer Handelshemmnisse ein wichtiger Erwägungsgrund.

Das MING regelt das Inverkehrbringen, die Bereitstellung auf dem Markt, die Inbetriebnahme und die Marktüberwachung im Sinne der Harmonisierungsvorschriften der Verordnung (EG) Nr. 765/2008 über die Vorschriften für die Akkreditierung und Marktüberwachung im Zusammenhang mit der Vermarktung von Produkten und zur Aufhebung der Verordnung (EWG) Nr. 339/93 des Rates, von Erzeugnissen, sowie die Notifizierung von Konformitätsbewertungsstellen im Sinne des Beschlusses (EG) Nr. 768/2008 über einen gemeinsamen Rechtsrahmen für die Vermarktung von Produkten und zur Aufhebung des Beschlusses 93/465/EWG.

#### **2.4.2.5 Recherchen zur Speichereignung**

Im Zuge des Projekts wurden einzelne andere Forschungen zur Eignung der oben genannten Speichermaterialien als thermochemische Speicher mittels Literaturrecherche evaluiert. Ausgewählte Ergebnisse dieser Recherchen sind in den folgenden Abschnitten zusammengefasst.

##### **2.4.2.5.1 Aluminium als Energiespeicher**

Metalle wie Eisen, Aluminium und Magnesium eignen sich im Sinne der eingangs angeführten Kriterien als Energiespeicher. Im Vergleich zu anderen Metallen, wie z. B. Lithium, sind die genannten zusätzlich leicht handhabbar. Aufgrund der festen Verbrennungsprodukte eignen sie sich jedoch nur zum Einsatz in Kraftmaschinen mit äußerer Verbrennung, wie Dampfprozessen.

In experimentellen Untersuchungen in den 1980er Jahren (Alu-Brenner Projekt am Paul Scherrer Institut) wurde gezeigt, dass die Verbrennung von Aluminium zur Wärmeabgewinnung eingesetzt werden kann (kontrollierte Verbrennung von Al, Auskoppeln der anfallenden Wärme und Übergabe an das Heizwasser, Abscheiden und Zurückgewinnen des anfallenden  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ). Verbrannt wurde in einem Heizbrenner ein Gemisch aus Luft und feinem Aluminiumpulver. Hauptproblem bei den Al-Brennern war dabei das Verstopfen der Brennerdüsen und die Handhabung des anfallenden Aluminiumpulvers. Die Pilotanlage hatte 10-30 kW, eine chemische Umsetzung von >99,5 % und eine  $\text{Al}_2\text{O}_3$ -Rückgewinnung von >99 % bei einer Partikelgröße des Al-Pulvers von 30  $\mu\text{m}$  (vgl. (Wochele & Ludwig, 2004) und (Schindler, 1997)).

Mit Stand 2004 sind keine weiteren Forschungsaktivitäten in diesem Bereich bekannt (Wochele & Ludwig, 2004).

Über die Lagerung des „geladenen“ Aluminiumpulvers herrscht geteilte Meinung. So wird in (Schindler, 1997) darauf hingewiesen, dass eine Lagerung der Metallpulver unter Schutzatmosphäre nötig ist, um die Bildung einer passivierenden Oxidschicht oder eine Selbstzündung zu vermeiden. Wochele et al. (Wochele & Ludwig, 2004) hingegen beschreibt, dass eben diese sich bildende Oxidschicht eine sehr einfache Lagerung möglich macht, da damit weitere Oxidation verhindert wird. Natürlich wird damit jedoch die kontrollierte Zündung und Verbrennung des Al-Pulvers behindert.

In Tabelle 13 sind die Vor- und Nachteile der Nutzung von Aluminium als TCS-Material dargestellt.

Tabelle 13: Vor- und Nachteile von Aluminium als TCS-Material (nach (Wochele & Ludwig, 2004) und (Schindler, 1997))

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Hohe Energiedichte: ~31 MJ/kg</b> (Hinweis: Schüttgewicht von Al liegt deutlich unter spez. Gewicht des kompakten Metalls)</li> <li>• <b>Einfacher Transport</b></li> <li>• <b>Aluminium prinzipiell ungiftig</b></li> <li>• <b>Umfang und Verfügbarkeit der Rohstoffressourcen zu günstigen Kosten</b></li> <li>• <b>Qualitäten der Langzeitspeichereigenschaften (Saisonalenergiespeicher)</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hoher Energieaufwand der Aluminiumerzeugung (ca. 13,5-15 kWh/kg)</li> <li>• Keine Infrastruktur vorhanden</li> <li>• Sehr feines Al-Pulver kann lungengängig und somit toxisch sein</li> <li>• Aluminium als Energieträger relativ unbekannt</li> <li>• Verbrennungsprodukte (<math>Al_2O_3</math>) fallen als Feststoffe an</li> <li>• Wirkungsgrad herkömmlicher Reduktionsverfahren relativ schlecht</li> </ul>

Der Wirkungsgrad und der ökologische Wert von Aluminium in der Verwendung als thermochemischer Speicher sind sehr stark vom angewendeten Reduktionsverfahren abhängig. Grundsätzlich ist eine solche Anwendung ökologisch nur dann sinnvoll, wenn die Reduktion emissionsfrei verläuft, sowohl bei der Bereitstellung der benötigten Energie (Strom), als auch der Reduktionsprozess selbst (Elektrodenabbrand, etc.). Dies gilt in vielen Fällen auch für die anderen untersuchten Materialien in der Kategorie der RedOx-Materialien (Metalle). Nähere Analysen zu den möglichen Reduktionsprozessen sind im jeweiligen Abschnitt zur Speicherbeladung beschrieben.

#### 2.4.2.5.2 Hydroxide $MgO/Mg(OH)_2$ und $CaO/Ca(OH)_2$ als Energiespeicher

Die Verwendung von Hydroxiden, wie  $Mg(OH)_2$  oder  $Ca(OH)_2$  zur Speicherung thermischer Energie wurde in den letzten Jahren immer wieder untersucht. Aktuelle Forschungen, wie (Alajmi, 2016), (Criado, Alonso, Abanades, & Anxionnaz-Minvielle, 2014) und (Tancos, 2016), beschäftigen sich mit deren Ladung und Entladung in Wirbelschichtreaktoren, wobei die Energie für die Beladung in den beiden ersteren Fällen aus Solarkraftwerken (CSP, Concentrated Solar Power Plant) stammen soll.

Die beiden erwähnten Hydroxidmaterialien unterscheiden sich unter anderem auch deutlich in ihrer Reaktionstemperatur. So liegt die Temperatur beim Entladen von  $Ca(OH)_2$  bei etwa 460 °C, für  $Mg(OH)_2$  bei nur etwa 170 °C (vgl. (Tancos, 2016)). Daraus resultiert auch, dass bspw.  $Ca(OH)_2$  direkt für die Erzeugung von Strom mittels Dampfturbinen verwendet werden kann, während das Temperaturniveau bei der Entladung von  $Mg(OH)_2$  dafür nicht ausreicht. Damit können bestimmte Hydroxide nicht nur zur zeitlichen Verlagerung eines Wärmeangebots, wie im vorliegenden Projekt avisiert, sondern auch zur Verschiebung von solarer Stromproduktion in Zeiten geringer solarer Einstrahlung (Nacht) verwendet werden (siehe auch (Alajmi, 2016) und (Criado, Alonso, Abanades, & Anxionnaz-Minvielle, 2014)).

Abgestimmt auf den entsprechenden Anwendungsfall, können diese Materialien aber auch zur Bereitstellung benötigter Prozesswärme genutzt werden. So wird in einer von Angerer et al. (Angerer, Djukow, Vandersickel, & Spliethoff, 2016) vorgestellten Studie ein Konzept für die

Flexibilisierung des GuD-Kraftwerks Plattlingen, welches eine Papierfabrik mit Strom und Prozessdampf versorgt, durch einen thermochemischen Speicher entworfen. Der TCS wird mit dem Dampf – teilweise über Wärmetauscher – aus dem GuD-Kraftwerk geladen. Ist das Kraftwerk nicht in Betrieb, soll der Speicher in der Lage sein den gesamten Prozessdampf für die Papierfabrik zur Verfügung zu stellen. Als Speichermaterial wird dazu  $Mg(OH)_2$  verwendet.

Der thermochemische Speicher muss die Papierfabrik mit Prozessdampf von  $150^\circ\text{C}$  und einer Leistung von 83 MW versorgen. Dazu wird mithilfe von Wasserdampf mit einer Leistung von 45 MW eine chemisch gebundene Leistung (in Form von  $MgO$ ) von 81 MW ausgespeichert und damit 128 MW Dampf generiert. Etwa 35 % (45 MW) des erzeugten Dampfes werden zur Aufrechterhaltung des Ausspeichervorgangs in den Reaktor rückgeführt. Für den Betrieb der Ventilatoren und Pumpen werden zusätzlich noch etwa 5 MW benötigt (vgl. Abbildung 32).

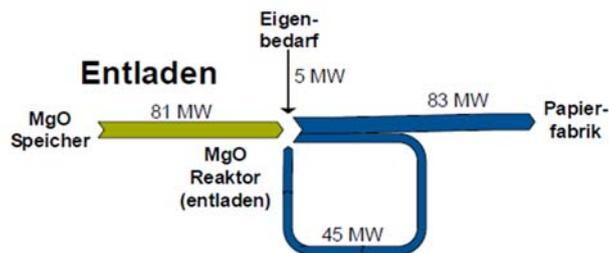


Abbildung 32: Energieflussdiagramm für das Entladen des Speichers (Angerer, Djukow, Vandersickel, & Spliethoff, 2016)

Die TU München entwickelt dazu einen Wirbelschichtreaktor zur Be- und Entladung des thermochemischen Speichers. Eine 10 kW Wirbelschicht-Pilotanlage befindet sich im Aufbau – erste Fluidisierungstests sind positiv verlaufen. Des Weiteren befindet sich ein Festbettreaktor für Zyklentests in Betrieb – Ergebnisse daraus liegen zu diesem Zeitpunkt (Stand 06/2016) noch nicht vor.

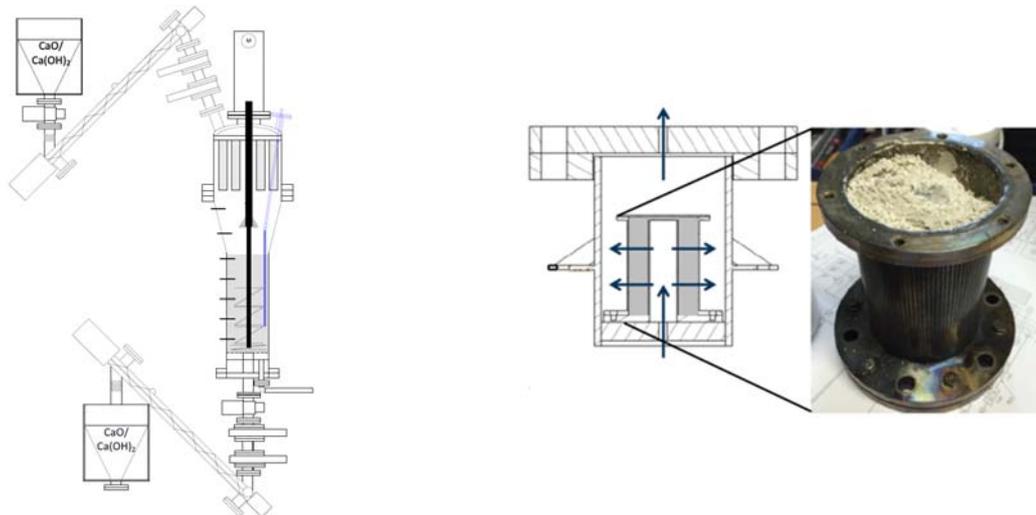


Abbildung 33: 10 kW Wirbelschicht Pilotanlage (links) und Festbettreaktor für Zyklentests (rechts) (Angerer, Djukow, Vandersickel, & Spliethoff, 2016)

### 2.4.3 Beladen des TCS

Das Beladen des TCS kann auf unterschiedliche Weise erfolgen und ist primär vom eingesetzten thermochemischen Material abhängig. In diesem Projekt werden drei

verschiedene Gruppen von Speichermaterialien (Metalle, Hydrate/Hydroxide und Zeolithe) untersucht. Eine genauere Beschreibung dieser Gruppen und der eingesetzten Speichermaterialien erfolgte bereits in Kapitel 2.4.2.

Bei der Beladung des Speichers wird dem Material Energie zugeführt. Dies erfolgt bei den Hydraten bzw. Hydroxiden und Zeolithen im Sinne von Trocknung, d.h. das gebundene Wasser wird ausgetrieben. Bei den auf Metallen basierenden Speichermedien wird die Energie dazu benötigt um das Metalloxid zu reduzieren.

Je nach eingesetztem Speichermaterial werden für das Beladen unterschiedliche Temperaturen und somit Energiequellen und Technologien benötigt.

Im Zuge des Projektes wurden die folgend aufgelisteten erneuerbaren Energiequellen für das Beladen der Speichermedien untersucht und in den ökonomischen Bewertungen berücksichtigt:

- Solarthermie
- Tiefengeothermie
- Industrielle Abwärme
- Strom aus erneuerbaren Energiequellen

Eine detaillierte Beschreibung hinsichtlich technischer Daten und Kosten dieser Energiequellen ist in den folgenden Kapiteln dargestellt.

Daran anschließend erfolgt eine Beschreibung der möglichen Technologien für die Trocknung bzw. die Reduktion der Speichermaterialien, wobei einzelne Methoden im Detail hinsichtlich technischer Daten und Kosten untersucht werden.

Am Ende dieses Abschnitts erfolgt eine Zusammenfassung und Bewertung der untersuchten Prozesse, um mögliche Kombinationen für das Beladen des TCS in Abhängigkeit vom Speichermaterial, der Energiequelle und Technologie zu identifizieren.

#### **2.4.3.1 Energiequellen für die Beladung des TCS**

Der ins Fernwärmnetz eingebundene TCS soll im Sommer mit Energie aus erneuerbaren Quellen (Solarthermie, Tiefengeothermie oder Strom) oder industrieller Abwärme beladen werden. Dadurch kann im Sommer oftmals überschüssige Energie mit Hilfe des saisonalen TCS in die Wintermonate transferiert werden. Dadurch lässt sich die zeitliche Diskrepanz zwischen Wärmeangebot und –bedarf überbrücken.

Für das Beladen des thermochemischen Speichers werden, je nach verwendetem Material, auch unterschiedliche Temperaturniveaus benötigt, weshalb die Abwärmequelle auf das eingesetzte Speichermaterial abgestimmt werden muss. Ist das verfügbare Temperaturniveau für die jeweilige Speichertechnologie zu gering, kann das Anheben der Temperatur des Abwärmestroms mittels Wärmepumpe erfolgen. Wobei dazu zusätzlich Energie, zumeist in Form von elektrischer Energie, notwendig ist.

Nachfolgend werden die untersuchten Energiequellen kurz beschrieben, wobei vor allem auf die erreichbaren Temperaturen und die Energiekosten eingegangen wird, da dies für die Beladung von TCS entscheidend ist.

#### 2.4.3.1.1 Solarthermie

Die erreichbaren Temperaturniveaus bei Solarthermieanlagen sind abhängig vom jeweiligen Kollektortyp. So erreichen Flachkollektoren Temperaturen bis etwa 80 °C, Vakuum-Röhrenkollektoren bis 120 °C (Paar, et al., 2013). Das Temperaturniveau hat Einfluss auf die Regeneration/auf das Aufladen des TCS. D.h. Solarthermie kann nur für Materialien verwendet werden, die mit einer eher geringen Temperatur von maximal rund 80 °C bis 120 °C (Temperaturdifferenz für Wärmeübergang von etwa 5 K ist zu berücksichtigen) aufgeladen bzw. regeneriert werden können (vgl. (Paar, et al., 2013)), sofern keine nachträgliche Anhebung des Temperaturniveaus – z. B. mittels Wärmepumpen – erfolgt. Eine weitere Alternative um hohe Prozesstemperaturen aus solarer Einstrahlung zu generieren stellen sogenannte „Concentrated Solar Power Plants“, also Solarkraftwerke, welche die Solarstrahlung mittels Parabolspiegeln bündeln, dar. Diese werden einerseits zur Gewinnung von Strom aus solarer Wärme (mittels Dampfturbinen) eingesetzt und sind auch Forschungsgegenstand im Zuge von Projekten zur Beladung thermochemischer Speicher (vgl. (Alajmi, 2016) und (Criado, Alonso, Abanades, & Anxionnaz-Minvielle, 2014)).

Im Projekt SDH (Dalenbäck, 2010) wurden 8 große solarthermische Anlagen untersucht und in weiterer Folge auch die Wärmegestehungskosten berechnet. Die Solaranlagen besitzen eine Größe von etwa 350 bis 8000 m<sup>2</sup>. Die Wärmegestehungskosten liegen in einem Bereich von 31 bis 219 €/MWh (ohne Förderungen). Im Durchschnitt ergeben sich Kosten von etwa 93 €/MWh. Die beiden untersuchten Anlagen in Österreich (beide in Graz) besitzen unterdurchschnittliche Kosten von 63 bzw. 80 €/MWh. Für die Solaranlage (3400 m<sup>2</sup> Vakuumröhrenkollektoren) auf der Messehalle in Wels ergibt sich in einer Betriebszeit von 20 Jahren ein etwas geringerer Energiepreis von 43 €/MWh (nicht inflationsbereinigt) (Leeb & Meißner, kein Datum).

Im Endbericht „Transformationsstrategien Fernwärme“ (Paar, et al., 2013) werden für die betrachteten Modellnetze Wärmegestehungskosten von 83 €/MWh bis 155 €/MWh angegeben. Pauschinger et al. (Pauschinger, 2015) errechnet ähnlich hohe solare Wärmegestehungskosten von rund 45 bis 155 €/MWh ohne Förderung und entsprechend geringer Kosten Berücksichtigung von Förderungen von rund 30 bis 100 €/MWh an (vgl. Abbildung 34). In anderen Literaturquellen, wie (Kaltschmitt & Streicher, Regenerative Energien in Österreich, 2009), sind etwas höhere Gestehungskosten für Wärme aus solarthermischen Anlagen von durchschnittlich 148 €/MWh zu finden.

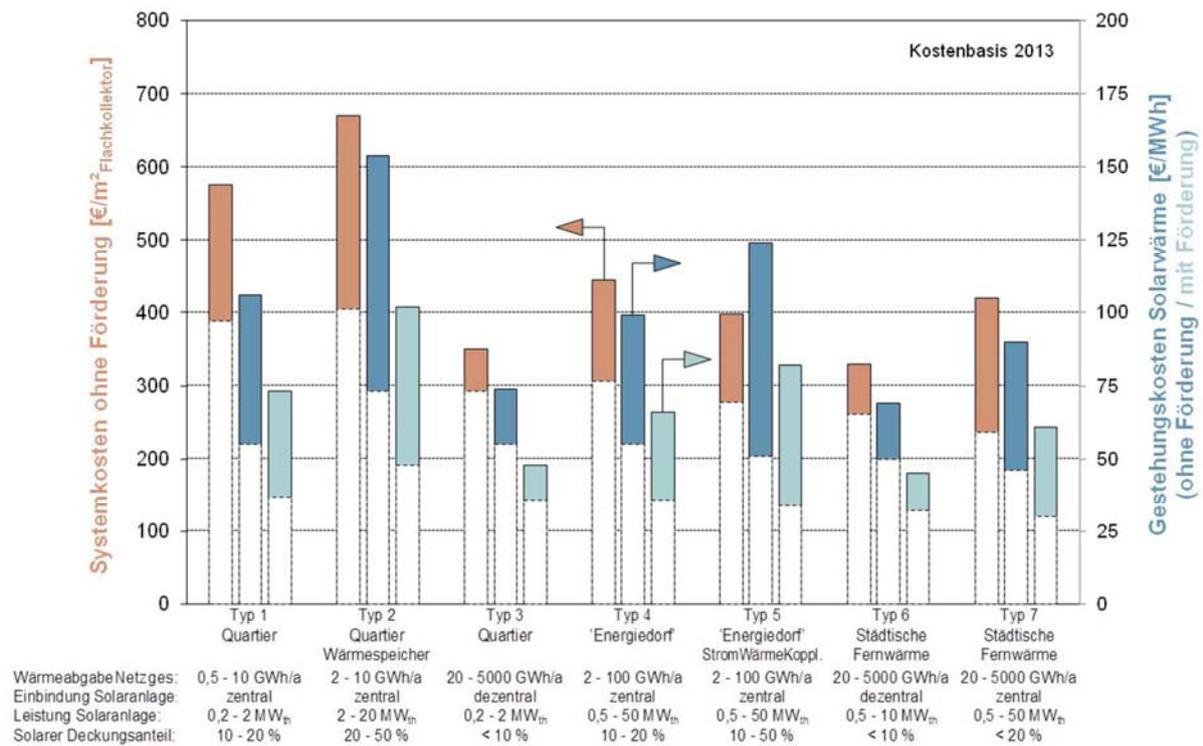


Abbildung 34: Systemkosten und Gestehungskosten für Solarwärme mit und ohne Förderung für unterschiedliche Systeme (aus (Pauschinger, 2015))

Aufgrund der sehr großen Unterschiede bei den Ausführungen der untersuchten großen Solaranlagen bewegen sich die Wärmegestehungskosten in einem sehr großen Bereich. Da angenommen wird, dass eine verhältnismäßig große Solaranlage für eine Umsetzung in Betracht gezogen wird, werden für das Projekt SGS (*SeasonalGridStorage*) somit Wärmegestehungskosten eher im unteren Bereich von **70 €/MWh** angenommen. Des Weiteren muss kein Wärmespeicher integriert werden, der jedoch bei den untersuchten Literaturangaben teilweise mitberücksichtigt wurde.

Erschwerend kommt bei der Verwendung von solarer Wärme hinzu, dass große Flächen für Solarkollektoren in Ballungszentren, für die eine Unterstützung oder Substitution des Fernwärmenetzes durch thermische Speicher relevant wäre, nur bedingt realisierbar sind. Somit werden hierbei entsprechende Kosten für den Transport des Speichermaterials für die Ladevorgänge bzw. die Lagerung zu berücksichtigen sein.

Für eine Abschätzung des benötigten Flächenbedarfs können die Richtwerte aus Tabelle 14 herangezogen werden. So lässt sich mit einer spezifischen Kollektorfläche von 2 m<sup>2</sup>/kW für das größte untersuchte Fernwärmenetz (Netz A, Tabelle 10) bei Grundlastabdeckung (20 MW) ein Flächenbedarf von 100.000-160.000 m<sup>2</sup> an Flachdach- oder Freifläche ermitteln. Dies würde jedoch eine vollständige Grundlastdeckung im Fernwärmenetz durch die Solarthermieanlage voraussetzen. Da solche solarthermischen Anlagen nach (Paar, et al., 2013) im Fernwärmelastbereich weder grund- noch spitzenlastfähig sind, ist eine solche Substitution eher auszuschließen.

Geht man dagegen davon aus, dass die solare Wärme rein zum Beladen des thermischen Speichers, beispielsweise zur Spitzenlastdeckung in einem kleinen urbanen Netz (Netz B, Tabelle 10), genutzt werden soll, kann von kleineren Flächen ausgegangen werden. So lässt

sich, bei Annahme von im Mittel jährlich etwa 1700 Sonnenstunden (vgl. (Viessmann Deutschland GmbH, 2008)) und der im Netz benötigten Wärmemenge von ca. 8 GWh, eine nötige Leistung von 4,7 MW und damit ein Flächenbedarf von etwa 23.500-37.600 m<sup>2</sup> errechnen.

Tabelle 14: Kennwerte für solarthermische Anlagen (aus (Paar, et al., 2013))

<b>Kennwerte Solarthermie:</b>	
<b>Thermische Leistung Großanlagen:</b>	250 kW – 10 MW
<b>Kollektorflächen für Großanlagen:</b>	500 – 20.000 m <sup>2</sup>
<b>Flächenbedarf (Grundfläche):</b>	2,5 - 4 m <sup>2</sup> pro m <sup>2</sup> Flachkollektorfläche bei Flachdach oder Freifläche
<b>Temperaturbereich:</b>	Flachkollektor bis 80 °C VR-Kollektor bis 120 °C
<b>Fernwärmelastbereich:</b>	weder grund-, noch spitzenlast-, noch KWK-fähig
<b>Verfügbarkeit:</b>	- tagsüber, Schwerpunkt im Juni, Juli, August - fluktuierend, nicht regelbar
<b>Voraussetzung:</b>	Netz-Vorlauftemperatur im Sommer nicht höher als 70-80 °C (für Vakuumröhren-Kollektoren etwas höher möglich), Netz-Rücklauftemperatur so niedrig wie möglich

Anzumerken ist hier, dass Solarthermie auch direkt mit dem Fernwärmenetz gekoppelt werden kann und damit teilweise mit dem thermochemischen Speicher in Konkurrenz steht. Allerdings besteht hier oftmals eine zeitliche Diskrepanz, also der Fall dass das saisonale Wärmeangebot aus der Solarthermie sich zeitlich über weite Strecken vom saisonalen Wärmebedarf des Fernwärmenetzes unterscheidet. Hierin kommt somit auch ein Vorteil der Nutzung von TCS zum Tragen, da mit der Speicherung diese zeitliche Annäherung von Wärmeangebot und -nachfrage erreicht werden kann.

#### **2.4.3.1.2 Tiefengeothermie**

Oberflächennahe Geothermie ist aufgrund der geringen Temperaturen sowie durch die zeitlichen Schwankungen und die Abhängigkeit von solarer Einstrahlung für das vorliegende Projekt nicht interessant. Für die direkte Nutzung in Fernwärmenetzen bzw. für die Beladung thermischer Energiespeicher werden vor allem geothermale Quellen mit Temperaturen ab etwa 100 °C relevant. Bei Annahme eines mittleren Temperaturgradienten von ~ 3 K pro 100 m wäre dazu die Erschließung von Quellen in etwa 3000 m Tiefe erforderlich (vgl. (Kaltschmitt, Streicher, & Wiese, Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 2014) und Abbildung 35).

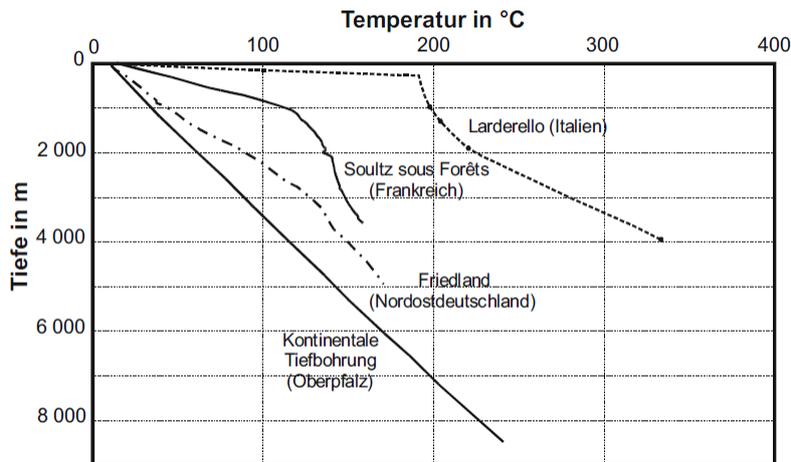


Abbildung 35: Mittlerer Temperaturanstieg mit zunehmender Tiefe (aus (Kaltschmitt, Streicher, & Wiese, Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 2014))

Im Endbericht des Projekts „Potenzial der Tiefengeothermie für die Fernwärme- und Stromproduktion in Österreich“ (Königshofer, et al., 2014) wird für Österreich für das Jahr 2020 ein Geothermiepotezial von 1.056-1.658 GWh/a bei einer thermischen Leistung von 422-664 MW ausgewiesen. Nach anderer Quelle hingegen (Erneuerbare Energie Österreich, kein Datum) liegt das österreichische Potenzial für Geothermie bei rund 2.000 MW<sub>th</sub> und etwa 7 MW<sub>el</sub>, wobei hier jedoch nicht zwischen oberflächennaher und tiefer Geothermie unterschieden wird. In der oberösterreichischen Molassezone sind derzeit geothermische Anlagen zur Fernwärmeversorgung mit Fördertemperaturen bis 105 °C in Betrieb, im steirischen Becken mit bis zu 110 °C (vgl. (Königshofer, et al., 2014)).

Die von Königshofer et al. (Königshofer, et al., 2014) in Österreich untersuchten geothermischen Anlagen, die im Bereich der Fernwärmenutzung verwendet werden, werden bei Größenordnungen zwischen 12 und 60 GWh Wärmegestehungskosten von etwa 70 bis 140 €/MWh angegeben. Die Durchführung von Wirtschaftlichkeitsberechnungen hinsichtlich Nutzung von Tiefengeothermie in Stuttgart (Kruck, et al., 2009) hat im Durchschnitt ähnlich hohe Wärmegestehungskosten ergeben, wobei je nach Standort und Wärmenachfrage eine größere Bandbreite von 55 bis 225 €/MWh ermittelt wurde. Kaltschmitt et al. (vgl. (Kaltschmitt & Streicher, Regenerative Energien in Österreich, 2009) bzw. (Kaltschmitt, Streicher, & Wiese, Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 2014)) gibt im Durchschnitt deutlich höhere Gestehungskosten von 190 €/MWh bzw. 226 €/MWh an.

Für industrielle Prozesswärmenutzung mit etwa 5000 Volllaststunden im Jahr werden Wärmegestehungskosten von etwa 30 bis 50 €/MWh, wie an anderer Stelle ausgewiesen, erreicht (vgl. (Paar, et al., 2013) & (Schünenmann, 2012)).

Bei der Nutzung von Tiefengeothermie zum Aufladen von TCS-Materialien wird von verhältnismäßig großen industriellen Anlagen ausgegangen, weshalb Wärmegestehungskosten von **80 €/MWh** für die ökonomischen Bewertungen herangezogen werden.

Da die Wärmequellen oftmals nicht in der Nähe eines bestehenden Wärmenetzes liegen ist auch hier der Transport des TCS-Materials in der ökonomischen Bewertung zu berücksichtigen.

Tiefengeothermie unterliegt keiner zeitlichen Schwankung, womit diese Form sehr gut zum Decken der Grundlast geeignet ist. Dadurch ist auch nur die Speicherung der in den Sommermonaten bisher nicht nutzbaren geothermischen Wärme im TCS sinnvoll, um diese Wärmemengen in Zeiten entsprechender Nachfrage zu transferieren, und die gleichzeitige direkte Nutzung der Tiefengeothermie für Fernwärmezwecke in der kalten Jahreszeit. Vorausgesetzt, dass Wärmeangebot und –nachfrage räumlich übereinstimmen und die Speicherung in TCS-Materialien nicht zum Transport der thermischen Energie genutzt wird.

### 2.4.3.1.3 Industrielle Abwärme

Viele industrielle Prozesse arbeiten mit Wärme, wobei oftmals ein Großteil der eingesetzten Wärme ungenutzt bleibt und über Abluft oder Abwasser verloren geht. Dieser ungenutzte Abwärmestrom könnte jedoch in weiteren Anwendungen, wie beispielsweise zur Beladung eines thermochemischen Speichers, genutzt werden, wodurch sich die Gesamtenergieeffizienz erhöht.

Je nach Prozess ergeben sich unterschiedliche Temperaturbereiche in denen die Abwärme anfällt. Auch die potenziellen Abwärmennutzer benötigen unterschiedliche Temperaturen. Eine Übersicht möglicher Quellen und Nutzer ist in Abbildung 36 dargestellt.

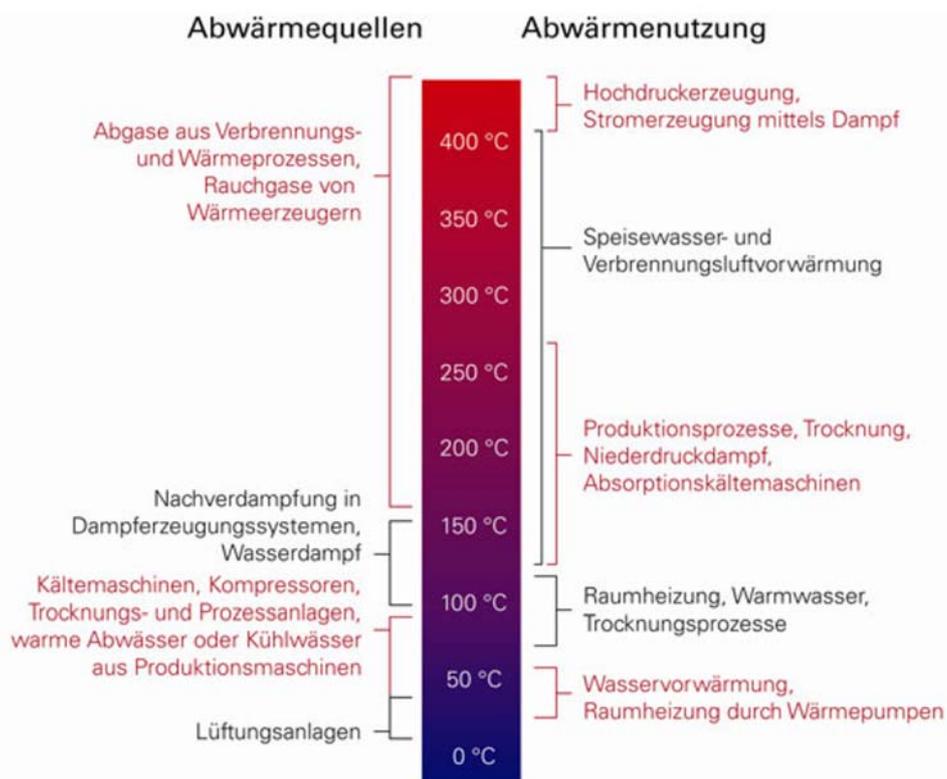


Abbildung 36: Verschiedene Abwärmequellen und deren Nutzungsmöglichkeiten je nach Temperaturbereich (EU-Consult GmbH, 2012)

Grundsätzlich steht die Abwärme selbst kostenlos zur Verfügung, jedoch müssen Maßnahmen getroffen werden um diese nutzbar zu machen, wodurch Investition- und Betriebskosten für die erforderliche Anlage anfallen. Zum einen sind zur Übertragung der Wärmeenergie von der Abwärmequelle auf das TCS-Material entsprechende Wärmetauscher erforderlich (sofern nicht

eine Vermischung von Abwärmemedium und Speichermedium möglich ist). Zum anderen ist auch die gesamte Anlagentechnik, z. B. für die Wärmerückgewinnung zu berücksichtigen.

Die leistungsspezifischen Investitionskosten für die Wärmetauscher (WT) sind dabei auch stark von den einzelnen Medien abhängig. Grundsätzlich bewegen sich die in diverser Literatur beschriebenen spez. Investitionskosten, auch abhängig vom Leistungsspektrum, in einem relativ großen Bereich. So liegen bspw. die Kosten für Wasser/Wasser-WT bei 2-10 €/kW, für Luft/Wasser- bzw. Luft/Luft-WT bei etwa 8-200 €/kW und für Abgas/Wasser-WT bei rund 20-100 €/kW (vgl. (Österreichische Energieagentur, 2015) & (Allplan GmbH, 2008)).

Tabelle 15 listet dazu einen groben Überblick über die spez. Investitionskosten verschiedener Wärmetauscher Ausführungen nach (Allplan GmbH, 2008).

Tabelle 15: Investitionskosten für Wärmetauscher nach (Allplan GmbH, 2008)

Wärmetauscher Ausführung	Leistungsbereich [kW <sub>th</sub> ]	Spez. Investitionskosten [€/kW <sub>th</sub> ]	
Luft / Wasser – Rippenrohr	30 – 200	100 – 200	
	>500	30	
Wasser / Wasser – Rohrbündel	>500	10	
Abgas / Wasser	500 – 600	30 – 50	
<b>Luft/Luft – Wärmetauscherkosten bezogen auf den Volumenstrom [m³/h]:</b>			
	Plattenwärmetauscher	Rotationswärmetauscher ohne Beschichtung	Rotationswärmetauscher mit Sorptionsbeschichtung
<b>Gesamtkosten inkl. Installation [€/pro m³/h]</b>	0,35 – 0,65	0,5 – 0,8	0,6 – 0,9

Zusätzlich zu den Wärmetauschern fallen noch Kosten für den Anlagenbau (Pumpen, Ventilatoren, Rohrleitungen, die Einbindung in das vorhandene System) an.

Als Beispiel betragen die spezifische Investitionskosten einer industriellen Abwärmenutzung einer Raffinerie (12 Plattenwärmetauscher, max. Wärmeleistung 40 MW<sub>th</sub>) im Jahr 2010 rund 725 €/kW<sub>th</sub> (siehe (Paar, et al., 2013)).

Dagegen werden in (EU-Consult GmbH, 2012) vergleichsweise niedrige spezifische Investitionskosten für verschiedene Abwärmequellen angegeben:

- Druckluftherzeuger 35 bis 460 €/kW
- Raumluftechnische Anlagen 300 bis 1300 € je 1000 m³ Frischluftmenge
- Abgaswärmenutzung 70 bis 450 €/kW Abgaswärmeleistung
- Prozessabluft 80 bis 350 €/kW Abwärmeleistung
- Dampf/Brühdampf 25 bis 200 €/kW Abwärmeleistung

Aufgrund von Erfahrungen aus anderen durchgeführten Projekten im Themenfeld Abwärmenutzung werden für die ökonomischen Bewertungen im Vergleich zu der untersuchten Literatur eher hohe **spezifische Investitionskosten von 750 €/kW** für ein Gesamtsystem angenommen um Vollkosten zu repräsentieren und diese nicht zu unterschätzen.

Im Weiteren sind bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung noch die Betriebskosten (Stromverbrauch Ventilatoren, Umwälzpumpen,...) sowie die Wartungs- und

Instandhaltungskosten zu berücksichtigen, die mit etwa 1,5-3% der Investitionskosten anzusetzen sind (vgl. (Österreichische Energieagentur, 2015)). Für Wärmerückgewinnungsprojekte wird nach (Österreichische Energieagentur, 2015) grundsätzlich eine kalkulatorische Lebensdauer von 8 Jahren angesetzt.

In der ökonomischen Bewertung werden die Betriebskosten mit **3 %** der Investitionskosten berücksichtigt und eine Auslastung der Dampferzeuger von **5000 Volllaststunden** pro Jahr angenommen.

Ist eine Anordnung des Beladereaktors in örtlicher Nähe zur Abwärmequelle nicht möglich, so muss wiederum der Transport des Speichermaterials in der Gesamtbilanz berücksichtigt werden. Eine alternative Option anstatt des Transport des Speichermaterials könnte hier aber auch eine mobile Abwärmenutzung sein. Dabei wird mit der Abwärme wird ein mobiler Latentwärmespeicher geladen, wodurch die Wärme an einen anderen Ort transportiert werden kann (nicht leistungsgebundene Fernwärme). Wirtschaftlich sinnvoll ist diese Art der Abwärmenutzung nur für einen Transportstrecke von maximal 20-30 km (Allplan GmbH, 2008). Allerdings ist dabei mit einer Verschlechterung des Gesamtwirkungsgrads zu rechnen, da ein zusätzlicher Wärmeübergang mit entsprechenden Verlusten und Temperaturgefällen notwendig wird.

#### **2.4.3.1.4 Strom aus erneuerbaren Energiequellen**

Die Beladung des TCS kann auch mit Strom erfolgen bzw. ist aufgrund der erforderlichen Beladungstemperaturen und Enthalpie im speziellen für die RedOx-Materialien die einzige Alternative zu Festbrennstoff-Technologien. Im Projekt SGS wurden deshalb drei mögliche Varianten für den Strombezug aus erneuerbaren Energiequellen in Betracht gezogen:

- a. Strombezug aus dem öffentlichen Netz zu Spotmarktpreisen inkl. Aufschlag für den Herkunftsnachweis von Ökostrom
- b. Strombezug aus einem Windpark
- c. Strombezug aus einer PV-Anlage

Nachfolgend werden die für die ökonomischen Betrachtungen verwendeten Strombezugskosten beschrieben.

*Ad a) Strombezug aus dem öffentlichen Netz zu Spotmarktpreisen inkl. Aufschlag für den Herkunftsnachweis von Ökostrom*

Zur Ermittlung der Strombezugskosten für Grünstrom aus dem öffentlichen Stromnetz wurden die Spotmarktpreise für Graustrom in Österreich im Jahr 2015 herangezogen und ein Aufschlag für den Herkunftsnachweis von Ökostrom addiert.

Die Spotmarktpreise für Graustrom in Österreich stammen von der Homepage von EXAA (Energy Exchange Austria, siehe <http://www.exaa.at/de>). Im Jahr 2015 betrug der mittlere Spotmarktpreis 31,7 €/MWh. Für den Herkunftsnachweis von Ökostrom wird in Anlehnung an die Herkunftsnachweispreisverordnung 2016 (E-CONTROL, 2016) ein Aufschlag von 0,5 €/MWh angenommen.

Dadurch ergeben sich für Strom aus erneuerbaren Energiequellen aus dem öffentlichen Stromnetz (Grünstrom) mittlere Strombezugskosten von 32,2 €/MWh.

#### *Ad b) Strombezug aus einem Windpark*

Der Strom für die Beladung des TCS kann auch direkt aus einem Windpark bezogen werden. Die Stromgestehungskosten für Windenergieanlagen an Land liegen etwa zwischen 50 und 90 €/MWh (Agentur für Erneuerbare Energien, 2014).

#### *Ad c) Strombezug aus einer PV-Anlage*

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, den notwendigen Strom für die Trocknung des thermochemischen Materials, direkt aus einer PV-Anlage zu beziehen. Dazu werden große Freiflächenanlagen benötigt, die in Standorten mit hoher Sonneneinstrahlung Stromgestehungskosten von 60-100 €/MWh (Kost, et al., 2013) erreichen.

Für die ökonomischen Betrachtungen werden in erster Linie Strombezugskosten aus PV-Anlagen und Windparks herangezogen, da hier, im Gegensatz zur Wasserkraft, großes Ausbaupotenzial für die Zukunft besteht und zusätzlich hohe saisonale Schwankungen im Energieangebot gegeben sind. Aus diesem Grund werden für die Berechnungen die Bezugskosten in Höhe von **60 €/MWh** angenommen.

### **2.4.3.2 Trocknung**

Die Sorptionsmaterialien sowie die Hydrate und Hydroxide können theoretisch mit industriellen Trocknungsverfahren und -anlagen, welche entweder thermische oder elektrische Energie nutzen, getrocknet werden. Trockenanlagen werden unter anderem in der Agrartechnik zum Trocknen von Getreide und in der Holzindustrie verwendet. In der Agrartechnik kommen folgende Technologien zum Einsatz:

- Durchlauftrockner
- Umlauftrockner
- Flachrockner
- Radialgebläse

In industriellen Anwendungen zur Trocknung pulvriger Stoffe kommen vor allem Bandtrockner und Walzentrockner zum Einsatz.

Da die Eignung dieser Trocknungsanlagen zur Dehydrierung der hier untersuchten Materialien im Zuge des Projekts nicht experimentell untersucht werden konnte, konnten auch keine prozessrelevanten Eigenschaften der Anlagen ermittelt werden. Somit ist es nicht möglich fundierte Aussagen bzgl. der Kosten für entsprechende Trockner zu treffen, auch in Hinblick auf die hohen Durchsätze bei den nötigen Materialmengen. Für die weitere Kostenschätzung wurde daher auf Reaktortechnologien zurückgegriffen, wie sie auch in anderen Projekten zum Thema TCS bereits zum Einsatz kamen und kommen, wie Wirbelschichtreaktoren oder Drehrohröfen. Dies ermöglicht in weiterer Folge auch, den Reaktor sowohl für die Be-, als auch die Entladung des Speichers einzusetzen.

### **2.4.3.3 Reduktion**

Das Beladen der auf Metalloxiden basierenden TCS-Materialien erfolgt durch Reduktion der oxidierten Verbindungen. Dazu sind in vielen Fällen auf das entsprechende Material abgestimmte Prozesse und Anlagen nötig.

Für die Reduktion von Metallen stehen prinzipiell nachfolgende Technologien und Verfahren aus unterschiedlichen Bereichen zur Verfügung:

- Elektrometallurgie: Elektrolyse, Elektroöfen
- Pyrometallurgie: Hochofen, Kupolofen, Muffelofen, Retorte, Schmelzreduktionsöfen
- Hydrometallurgie (Reduktion mit Wasserstoff)
- Technologien im Bereich der Pulvermetallurgie

Für die Reduktion der ausgewählten Speichermaterialien sind zum Teil vergleichsweise hohe Reaktionstemperaturen notwendig. Die Reduktionstemperaturen einiger wichtiger Metalloxide sind in Tabelle 16 dargestellt. Die Bereitstellung der nötigen Energien erfordert zudem meist große Mengen an elektrischem Strom, die in weiterer Folge natürlich aus erneuerbaren Energien bezogen werden sollten, um eine theoretisch sinnvolle denkbare Variante zur thermochemischen Wärmespeicherung darzustellen.

Einige Reduktionsverfahren haben zusätzlich bereits prinzipiell durch ihre Prozessführung einen hohen Schadstoffanteil bzw. sehr hohes Treibhauspotenzial. So entstehen beispielsweise bei der Verwendung von Graphitelektroden in Lichtbogenöfen, durch die Oxidation des Kohlenstoffs große Mengen an CO<sub>2</sub>. CO<sub>2</sub>-freien Elektrolýsetechnologien, wie die „Inert-Anoden“-Technologie (vgl. (Keniry, 2001)), sind in industriellem Maßstab noch nicht verfügbar und Gegenstand aktueller Forschungen und Entwicklungen (siehe auch (RUSAL, kein Datum)).

Tabelle 16: Reduktionstemperatur wichtiger Metalloxide; Reduktion durch Wasserstoff, Druck 1,013 bar (nach (Schatt, Wieters, & Kieback, 2007))

Reduktionstemperatur in °C					
Co	Cu	Fe	Ni	W	Mo
600...700	≥250	700	600...700	750...800	900...1000

#### 2.4.3.3.1 Reduktionsprozesse

Im Folgenden werden einige Reduktionsprozesse für Metalle, die theoretisch als thermochemischer Speicher in Frage kommen, beschrieben.

##### 2.4.3.3.1.1 Reduktion von Silicium

Für die Gewinnung von metallurgischem Silicium (aus Siliciumdioxid) im industriellen Maßstab wird im Lichtbogenofen SiO<sub>2</sub> mittels Schmelzflusselektrolyse zu elementarem Silicium reduziert. Die Reduktion erfolgt mittels Graphitelektroden, die dabei unter Bildung von CO verbraucht werden. Der Reduktionsvorgang läuft bei Temperaturen von etwa 2000 °C ab (CHEMIE.DE Information Service GmbH, kein Datum).

Bruttoreaktionsgleichung:  $\text{SiO}_2 + 2 \text{C} \rightarrow \text{Si} + 2 \text{CO}$

Betriebsstoffe: Graphit

#### 2.4.3.3.1.2 Reduktion von Magnesium

Um elementares Magnesium aus Magnesiumoxid zu „regenerieren“, wird das Oxid im sogenannten „Pidgeon-Prozess“ thermisch reduziert. Die Reduktion erfolgt unter Zugabe eines Reduktionsmittels, wie Ferrosilicium, bei Temperaturen von etwa 1160 °C. Das elementare Magnesium entweicht dabei dampfförmig (Siedepunkt: 1090 °C) und wird anschließend unter Wasserstoffatmosphäre kondensiert (CHEMIE.DE Information Service GmbH, kein Datum).

Bruttoreaktionsgleichung:  $2 \text{MgO} + \text{Si} \rightarrow 2 \text{Mg} + \text{SiO}_2$

Betriebsstoffe: Dolomit, Schwerspat, Reduktionsmittel (Ferrosilicium, Koks oder Calciumcarbid)

Neben dem materialtechnischen Aufwand durch die benötigten Betriebsmittel, ist der Pidgeon-Prozess zusätzlich sehr energieintensiv. So werden durchschnittlich 3,2 MJ an elektrischer Energie je gewonnenem kg Magnesium benötigt (Ramakrishnan & Koltun, Global warming impact of the magnesium produced in China using the Pidgeon process, 2004).

#### 2.4.3.3.1.3 Reduktion von Calcium

Calciumoxid wird wie Magnesiumoxid unter Vakuum im Pidgeon-Prozess reduziert. Als Reduktionsmittel dient dazu Aluminiumpulver. Der Prozess läuft bei 1200 °C ab, wobei das elementare Calcium verdampft und dampfförmig dem Prozess entnommen wird. Die Reinigung erfolgt anschließend durch Destillation des Ca-Dampfes (CHEMIE.DE Information Service GmbH, kein Datum).

Bruttoreaktionsgleichung:  $3 \text{CaO} + 2 \text{Al} \rightarrow \text{Al}_2\text{O}_3 + 3 \text{Ca}$

Betriebsstoffe: Aluminiumpulver

#### 2.4.3.3.1.4 Reduktion von Aluminium

Zur Reduktion von Aluminium ist großtechnisch gegenwärtig nur der Hall-Héroult-Prozess anwendbar. Dabei wird, unter Zugabe von Kryolith und Aluminiumfluorid, Aluminiumoxid ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ ) mittels Schmelzflusselektrolyse reduziert (vgl. (Kemper, et al., 2012)).

Für das Aufschmelzen und Reduzieren des Aluminiumoxids werden große Mengen an elektrischer Energie benötigt. So schlägt die Gewinnung von einer Tonne Aluminium mit einem elektrischen Energieverbrauch von etwa 15.700 kWh zu Buche. Die verwendeten Graphitanoden werden im Zuge des Prozesses oxidiert und verbraucht. Es werden ca. 450 kg an Kohlenstoff für die Anoden pro Tonne reduziertem Aluminium benötigt. Nach Balomenos et al. (Balomenos, Panias, & Paspaliaris, 2011) resultiert dies in einem direkten  $\text{CO}_2$ -Äquivalent (ohne Stromerzeugung) von 3,82 kg  $\text{CO}_2$  je kg Aluminium.

Überlegungen  $\text{Al}_2\text{O}_3$  carbothermisch mittels Lichtbogenofen zu reduzieren würden nach Kemper et al. (Kemper, et al., 2012) zu deutlich geringeren Emissionen führen, bei gleichzeitig erheblich minimiertem Energieaufwand (9.400 kWh je Tonne Aluminium). Gleichzeitig könnten hierbei die Investitionskosten für den Reaktor gesenkt werden. Gegenwärtig ist diese Form der Aluminiumreduktion jedoch großtechnisch noch nicht durchführbar.

In Tabelle 17 sind Energieverbrauch und nötige Betriebsstoffe für den Hall-Héroult-Prozess dargestellt. Tabelle 18 zeigt die Daten für die (hypothetische) carbothermische Reduktion mittels Elektrolichtbogenofen.

Bruttoreaktionsgleichung:  $\text{Al}_2\text{O}_3 + 3 \text{C} \rightarrow 2 \text{Al} + 3 \text{CO}$

Betriebsstoffe: Kryolith, Aluminiumfluorid, Kohlenstoff

Tabelle 17: Reduktion von Aluminiumoxid im Hall-Héroult-Prozess (angenommen alle Edukte und Produkte bei 25°C) (Balomenos, Panias, & Paspaliaris, 2011)

Energie produziert in:		Wasserkraftwerk		Kohlekraftwerk	
		Masse in kg	Exergie* in MJ	Masse in kg	Exergie in MJ
<b>Input</b>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	1,93	0,8	1,93	0,8
	C-Anoden	0,45	15,37	0,45	15,37
	Na <sub>3</sub> AlF <sub>6</sub>	0,03	0,01	0,03	0,01
	AlF <sub>3</sub>	0,04	0,05	0,04	0,05
	<b>Input Gesamt (IN 1)</b>	<b>2,45</b>	<b>16,23</b>	<b>2,45</b>	<b>16,23</b>
<b>Betriebsstoffe (Energie)</b>	Elektrische Energie (Elektrolyse)		56,24		56,24
	Kohle für Stromerzeugung			5,11	170,27
	Brennstoff zur Anodenherstellung	0,06	2,66	0,06	2,66
	<b>Betriebsstoffe Gesamt (IN 2)</b>			<b>5,17</b>	<b>172,94</b>
<b>Produkt</b>	Aluminium	1,00	30,00	1,00	30,00
	<b>Produkt Gesamt (OUT 1)</b>	<b>1,00</b>	<b>30,00</b>	<b>1,00</b>	<b>30,00</b>
<b>Neben- produkte</b>	CO <sub>2</sub> (Elektrolyse)	1,53	0,69	1,53	0,69
	CO <sub>2</sub> (Anodenherstellung)	0,12	0,05	0,12	0,05
	CF <sub>4</sub> (g)	2,99E-04	1,62E-03	2,99E-04	1,62E-03
	C <sub>2</sub> F <sub>6</sub> (g)	2,45E-05	1,77E-04	2,45E-05	1,77E-04
	Spent Pot Lines (SPL)	0,02	0,35	0,02	0,35
	CO <sub>2</sub> (Stromerzeugung)	0,00	0,00	14,84	6,68
	<b>Nebenprodukte Gesamt (OUT 2)</b>	<b>1,67</b>	<b>1,1</b>	<b>16,51</b>	<b>7,78</b>
<b>Abwärme (IN 1 + IN 2 - OUT 1 - OUT 2)</b>		<b>44,04 MJ</b>		<b>151,39 MJ</b>	
<b>Energieverbrauch Gesamt (Betriebsstoffe + C-Anoden)</b>		<b>74,27 MJ</b>		<b>188,30 MJ</b>	
<b>CO<sub>2</sub>-eq Emissionen Gesamt</b>		<b>3,82 kg</b>		<b>18,66 kg</b>	
<b>Exergieeffizienz des Prozesses</b>		<b>39,93%</b>		<b>15,86%</b>	

Tabelle 18: hypothetische carbothermische Reduktion von Aluminium bei Annahme von 90% Wirkungsgrad bei 2200°C (angenommen alle Edukte und Produkte bei 25°C) (Balomenos, Panias, & Paspaliaris, 2011)

Energie produziert in:		Wasserkraftwerk		Kohlekraftwerk	
		Masse in kg	Exergie in MJ	Masse in kg	Exergie in MJ
<b>Input</b>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	2,10	0,87	2,10	0,87
	Kohlenstoff	0,74	25,23	0,74	25,23
	<b>Input Gesamt (IN 1)</b>	<b>2,84</b>	<b>26,11</b>	<b>2,84</b>	<b>26,11</b>
<b>Betriebsstoffe (Energie)</b>	Elektrischer Energie		33,69		33,69
	Kohle für Stromerzeugung			3,06	102,01
	<b>Betriebsstoffe Gesamt (IN 2)</b>		<b>33,69</b>	<b>3,06</b>	<b>102,01</b>
<b>Produkt</b>	Aluminium	1,00	30,00	1,00	30,00
	<b>Produkt Gesamt (OUT 1)</b>	<b>1,00</b>	<b>30,00</b>	<b>1,00</b>	<b>30,00</b>
<b>Nebenprodukte</b>	CO (Prozess)	1,56	15,29	1,56	15,29
	CO <sub>2</sub> (Stromerzeugung)	0,00	0,00	8,89	4,00
	<b>Nebenprodukte Gesamt (OUT 2)</b>	<b>1,56</b>	<b>15,29</b>	<b>10,45</b>	<b>19,29</b>
<b>Abwärme (IN 1 + IN 2 - OUT 1 - OUT 2)</b>		<b>14,51 MJ</b>		<b>78,83 MJ</b>	
<b>Energieverbrauch Gesamt (Betriebsstoffe + Kohlenstoff)</b>		<b>58,92 MJ</b>		<b>127,24 MJ</b>	
<b>CO<sub>2</sub> Emissionen Gesamt (inkl. Oxidation von CO zu CO<sub>2</sub>)</b>		<b>2,44 kg</b>		<b>11,33 kg</b>	
<b>Exergieeffizienz des Prozesses</b>		<b>50,17%</b>		<b>23,42%</b>	

#### 2.4.3.3.2 Reduktionsbedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen

Wie im vorigen Abschnitt beschrieben sind bei den nötigen Reduktionsprozessen bzw. bei der Gewinnung der Reduktionsmittel auch Kohlenstoff(-verbindungen) beteiligt, die in weiterer Folge zu entsprechenden CO<sub>2</sub>-Emissionen führen. In Hinblick auf die Nachhaltigkeit der TCS-Prozesse und Ausrichtung auf erneuerbare Energiequellen sind diese Kohlendioxid-Emissionen jedenfalls zu berücksichtigen.

Auf Basis der im letzten Abschnitt angeführten Bruttoreaktionsgleichungen für die einzelnen Reduktionsprozesse wurden die in Tabelle 19 dargestellten idealisierten CO<sub>2</sub>-Emissionen für die oxidierenden Speichermaterialien ermittelt. Für die Reduktion von MgO bzw. CaO wurden CO<sub>2</sub>-Äquivalente, die für die Herstellung der benötigten Reduktionsmittel (Si bzw. Al) anfallen, herangezogen. Als Vergleichswerte werden in Tabelle 19 dargestellt.

Tabelle 19: CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Reduktion der TCS-Materialien

TCS-Material	CO <sub>2</sub> -Äquivalent [kg <sub>CO2</sub> /kg <sub>Edukt</sub> ]	spez. CO <sub>2</sub> -Emission [kg <sub>CO2</sub> /GJ]	Anmerkungen
RedOx Al - Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	3,82	<b>123,02</b>	Hall-Héroult nach Tabelle 17
RedOx Al - Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	2,45	<b>78,79</b>	nach Bruttoreaktionsgleichung (BRG)
RedOx Ca - CaO	1,71	<b>108,24</b>	Aluminium aus Hall-Héroult
RedOx Ca - CaO	1,10	<b>69,33</b>	Aluminium nach BRG
RedOx Si - SiO <sub>2</sub>	3,13	<b>96,63</b>	nach Bruttoreaktionsgleichung (BRG)
RedOx Mg - MgO	1,81	<b>73,16</b>	Silicium nach BRG
<b>minimale CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Reduktion; beinhaltet keine Emissionen aus benötigter Energie (Strom), Transport, etc.</b>			
<b>Vergleich fossile Brennstoffe</b>			
Braunkohle		<b>101,20</b>	nach (Quaschnig, 2015)
Steinkohle		<b>94,60</b>	nach (Quaschnig, 2015)
Heizöl		<b>77,40</b>	nach (Quaschnig, 2015)
Naturgas		<b>56,10</b>	nach (Quaschnig, 2015)
<i>Quelle: eigene Berechnungen, Vergleichswerte aus (Quaschnig, 2015)</i>			

Diese Darstellung zeigt, besonders im Vergleich mit fossilen Brennstoffen, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen in der endgültigen Bewertung der Speichereignung von RedOx-Materialien in jedem Fall zu berücksichtigen sind. Die ökologische Bewertung erfolgt in Abschnitt 2.4.12.

#### 2.4.3.4 Reaktoren und Reaktorkosten

##### 2.4.3.4.1 Lichtbogenofen

Als geeignetes Reaktorkonzept für die Reduktion der verwendeten Metalloxide wurde der Lichtbogenofen genauer untersucht und in die ökonomische Bewertung einbezogen. Dieser eignet sich sowohl zur Reduktion von Siliciumoxid, als auch (zumindest theoretisch) von Aluminiumoxid und ist, wie auch in Abschnitt 2.4.3.3.1 gezeigt, die ökologisch sinnvollste Alternative, bei Betrieb mit erneuerbarem Strominput.

Das Konzept des Lichtbogenofens wird bereits vielfach zur Aufschmelzung und Reduktion von diversen Metallen in verschiedenen Formen, wie auch Schrott, eingesetzt. Die Informationen zu den Kostenstrukturen und Energiebilanzen sind jedoch kaum detailliert verfügbar, da diese sensible Daten darstellen:

*„Mit wechselstrombetriebenen Elektroöfen kann Schrott und anderes direktreduziertes Material verarbeitet werden. Die Kosten pro Lichtbogenofen samt Halle taxieren Metallurgen auf 80 bis 100 Millionen Euro.“* (Bericht auf derstandard.at (DER STANDARD, 2012))

*„Damit können in der Stahlproduktion Schmelzfolgezeiten von 36 Minuten erreicht werden. Der Energiebedarf liegt mit 280 KWh pro Tonne deutlich niedriger als bei einem konventionellen Elektrolichtbogenofen.“* (Siemens Österreich, 2012)

Um die spezifischen Investitionskosten für den benötigten Lichtbogenofen zu ermitteln, wird auf Daten der OECD zurückgegriffen, die im Bericht „Future investment projects in the global steel industry and implications for the balance of steelmaking processes“ (OECD/OCDE, 2015) Investitionskosten für eine Vielzahl an weltweit ausgeführten sowie in Planung befindlichen

Projekten von Reduktionsanlagen auflistet. Die Auswahl an Daten wurde dabei auf Anlagen mit „Direct Reduction“ (DR) und „Electric-Arc-Furnace“ (EAF) beschränkt.

Abbildung 37 zeigt einen Überblick über die verwendeten Daten, sowie den errechneten Mittelwert der spezifischen Investitionskosten.

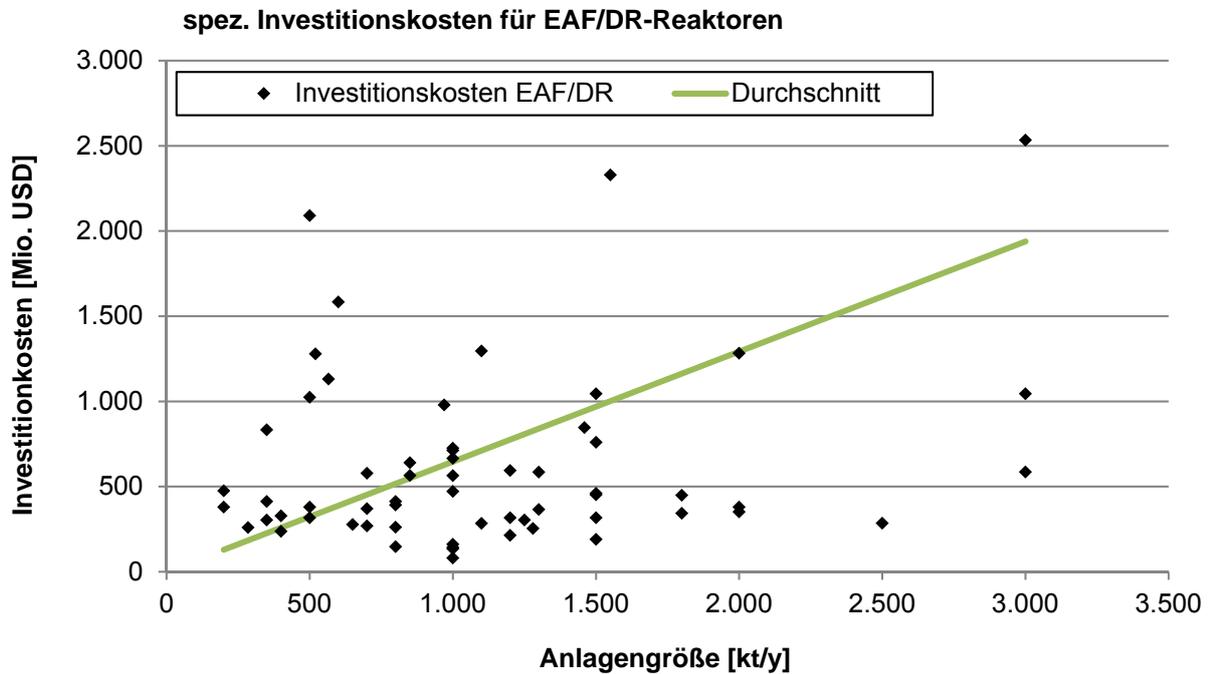


Abbildung 37: Investitionskosten für Reduktionsanlagen unterschiedlicher Größenordnungen

Für die ökonomischen Bewertungen werden gemittelte **Investitionskosten von 620 €/t** angenommen. Die Berechnung impliziert eine einmalige Umsetzung des gesamten TCS-Materials pro Jahr und damit eine Zykluszahl von 1.

#### 2.4.3.4.2 Drehrohrofen

Aufgrund der großen Durchsatzmengen ist der mit konzentrierter Solarstrahlung direkt beheizte Drehrohrofen für die Speicherbeladung und Entladung in solarthermischen Kraftwerken eine vielversprechende Möglichkeit in Verbindung mit thermochemischen Speichern. Beim DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) wurde ein solcher Drehrohrofen für die Reduktion und Oxidation von Cobaltoxid aufgebaut und betrieben. Das Cobaltoxid wurde mit Hilfe der Sonne bei Temperaturen von etwa 900°C reduziert. Auch die Oxidation erfolgte im gleichen Ofen. Nach 30 Zyklen konnte keine Degradation des Materials festgestellt werden (Neises, et al., 2012).

Ein Drehrohrofen verbindet die Vorteile eines guten Wärmeübergangs, einem hohen Massendurchfluss und einer großen Reaktionsoberfläche. Zudem sind Drehöfen gut erprobte Anlagen welche in vielen thermochemischen Anwendungen wie beispielsweise der Hochtemperaturbehandlung von Abfällen, dem Wiedereinschmelzen von Aluminium oder der Rückgewinnung von Nichteisenmetallen zum Einsatz kommen (Neises, et al., 2012).

Für die Betrachtung im vorliegenden Projekt sind, gerade für die Verwendung in Verbindung mit den ausgewählten Materialien, noch zu wenige erprobte Anwendungsbeispiele – vor allem

auch im industriellen Maßstab – verfügbar, um die tatsächliche Eignung abschätzen zu können. So war im referenzierten Projekt beispielsweise die vollständige Reduktion des gesamten Materials, vermutlich aufgrund der ungenügenden Durchmischung, ein noch nicht gelöstes Problem (vgl. (Neises, et al., 2012)). Auch die Verwendung in Kombination mit konzentrierter Solarstrahlung ist im Hinblick auf die Projektkriterien eine interessante Möglichkeit, jedoch fehlen auch hier noch Erfahrungswerte.

Eine Abschätzung der nötigen Parameter für eine Auswahl eines Drehrohrofens und damit auch der entsprechenden Investitionskosten für den vorliegenden Anwendungsfall ist damit nicht ausreichend fundiert möglich.

#### **2.4.3.4.3 Wirbelschichtreaktor**

Wirbelschichtreaktoren werden großtechnisch in zahlreichen Anwendungen vor allem zur Verbrennung von Partikeln unterschiedlichster Größenordnungen eingesetzt. In einigen Untersuchungen zum Thema der thermochemischen Energiespeicherung wird das Prinzip der Wirbelschicht, aufgrund der großen erzeugten Reaktionsoberfläche, auch zur Trocknung der wasserbindenden Speichermaterialien eingesetzt (vgl. (Alajmi, 2016), (Criado, Alonso, Abanades, & Anxionnaz-Minvielle, 2014) und (Tancos, 2016)). Die Eignung der Technologie für den vorliegenden Anwendungsfall ist, wenn auch nicht im industriellen Maßstab, damit bereits untersucht. Zusätzlich wird in den erwähnten Untersuchungen teilweise auch bestätigt (siehe (Criado, Alonso, Abanades, & Anxionnaz-Minvielle, 2014) & (Tancos, 2016)), dass bei Nutzung eines Wirbelschichtreaktors, dieselbe Anlage für die Be- und Entladung des Speichermaterials verwendet werden kann, sofern das Material dafür geeignet ist.

Die Beladung der ausgewählten metallischen Materialien ist aufgrund der dazu nötigen definierten Reduktionsprozesse im Wirbelschichtreaktor nicht umsetzbar. Für diese Stoffe sind dementsprechend jeweils eigene Reaktoren für die Be- und Entladungsprozesse vorzusehen.

Die recherchierten Kosten für Bereitstellung und Betrieb eines Wirbelschichtreaktors in den benötigten Leistungsgrößen ist aufgrund der dualen Verwendbarkeit in Abschnitt 2.4.4.2 bei den Reaktoren zur thermischen Entladung aufgeführt.

#### **2.4.4 Entladen des TCS**

Das Entladen des TCS erfolgt je nach verwendetem Material (Metallen – Oxidation; Sorptions- und Hydratmaterialien – Befeuchtung). Folgende Reaktorkonzepte sind dafür grundsätzlich denkbar und bedürfen einer detaillierten Evaluierung:

- Staubfeuerung
- Wirbelschicht
- Rostfeuerung
- Retortenfeuerung
- Schmelzkammerfeuerung
- Drehrohrofen

Für die ökonomische Bewertung wurde versucht erprobte Reaktorkonzepte aus anderen Anwendungsfällen auf die hier betrachteten Prozesse zu übertragen. So wurden für die Oxidation der TCS auf Metallbasis Technologien wie Staubfeuerung, Wirbelschichtfeuerung

oder Rostfeuerung untersucht, wie sie auch immer wieder zur Verbrennung von Kohle, Biomasse, Müll und dergleichen eingesetzt werden. Für die Befeuchtung der Hydrat- und Hydroxidmaterialien, sowie der Zeolithe durch Beaufschlagung der Trockenmasse mit Wasserdampf wurde in erster Linie der Wirbelschichtreaktor als geeignete Technologie herangezogen. Der Wirbelschichtofen stellt ein ausgereiftes Reaktorkonzept dar, das auch schon in anderen Projekten (siehe auch (Alajmi, 2016), (Criado, Alonso, Abanades, & Anxionnaz-Minvielle, 2014) und (Tancos, 2016)) zur thermochemischen Energiespeicherung erfolgreich eingesetzt wurde und wird.

Im Folgenden werden diese Reaktorkonzepte, die für die vorliegenden Anwendungsfälle als grundsätzlich denkbar betrachtet werden, näher beschrieben. Zusätzlich wurden für die ökonomische Bewertung die zugehörigen spezifischen Investitionskosten recherchiert.

### 2.4.4.1 Staubfeuerung

Bei der Staubfeuerung wird fein gemahlener fester Brennstoff (Holz, Steinkohle, Braunkohle,...) in den Brennraum eingeblasen und dort verbrannt. Staubfeuerungen kommen vor allem in Kohlekraftwerken zum Einsatz. Die Kohle wird dabei zu feinem Kohlenstaub gemahlen und durch die Brenner zusammen mit der heißen Verbrennungsluft in mehreren Ebenen in den Feuerraum des Reaktors geführt (Konstantin, 2013).

Abbildung 38 zeigt, unter anderem, spezifische Investitionskosten für Stein- und Braunkohle-Dampfkraftwerke, welche üblicherweise mittels Staubfeuerungen betrieben werden. Die Kosten liegen dabei, betrachtet für den gesamten Kraftwerksblock, etwa zwischen 1.500 €/kW und 2.350 €/kW (Konstantin, 2013).

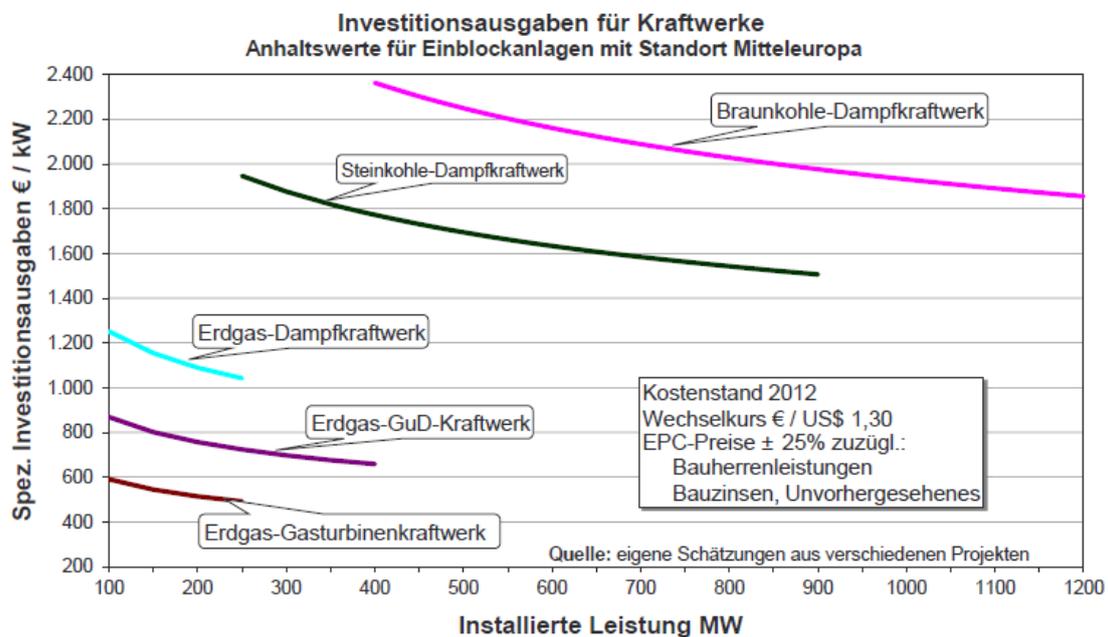


Abbildung 38: Spezifische Investitionskosten für diverse Kraftwerksanlagen abhängig von der installierten Leistung (aus (Konstantin, 2013))

Die Agentur für Erneuerbare Energien weist in einem Studienvergleich zur Entwicklung der Investitionskosten für Kraftwerke spezifische Kosten von etwa 1.500 €/kW bis 2.000 €/kW für

Braunkohlekraftwerke aus (Agentur für Erneuerbare Energien, 2012). Im Durchschnitt belaufen sie sich auf etwa 1.700 €/kW.

Für Steinkohlekraftwerke werden im gleichen Bericht ähnlich hohe Kosten zwischen 1.300 €/kW und 2.000 €/kW angegeben, im Durchschnitt etwa 1.500 €/kW installierter Kraftwerksleistung (Konstantin, 2013).

In anderen Literaturquellen werden für ein modernes Kohlekraftwerk spezifische Investitionskosten von 2.040 € pro kW angegeben, wobei hier die IGCC-Technologie zur CO<sub>2</sub>-Reduktion beinhaltet ist (Energistyrelsen and Energinet.dk, 2012). In (Kost, et al., 2013) hingegen werden zwischen 1.250 €/kW und 1.800 €/kW für Braunkohle bzw. zwischen 1.100 €/kW und 1.600 €/kW für Steinkohle als Investitionskosten für Kohlekraftwerksinstallationen festgesetzt.

Die durchschnittlichen Investitionskosten aus den angeführten Literaturquellen belaufen sich demzufolge auf rund 1.700 € je kW.

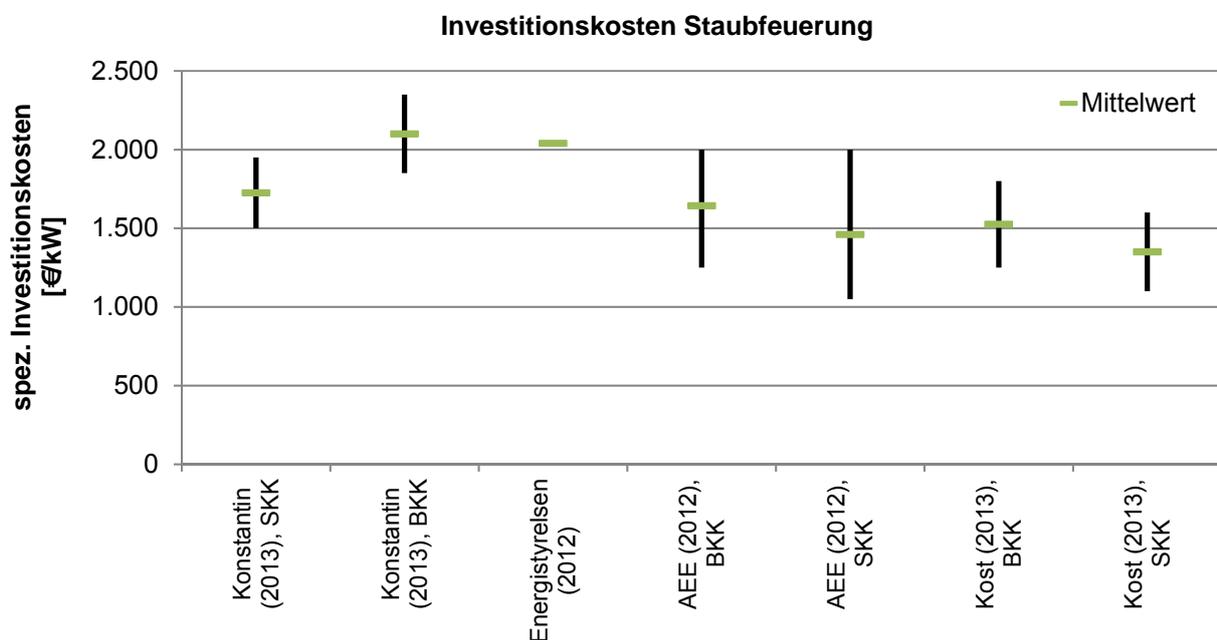


Abbildung 39: spezifische Investitionskosten für Staubfeuerungen basierend auf Kohlekraftwerken

Zu beachten ist bei den angeführten Werten, dass die betrachteten Anlagen in erster Linie zur Erzeugung von Strom genutzt werden und daher auf entsprechende Betriebsbedingungen ausgelegt sind. Im Fokus dieses Projekts steht dagegen vor allem die Nutzung der Reaktionswärme für Fernwärmezwecke, wenn auch die hohen zu erwartenden Oxidationstemperaturen der Metalle, für welche die Staubfeuerung relevant wäre, eine Nutzung zur Stromgewinnung denkbar machen würden.

Des Weiteren stellen die untersuchten Kosten jeweils die Investitionskosten für die Gesamtanlage von Kohlekraftwerken dar. Diese beinhalten somit mitunter auch Kosten für Abgasnachbehandlungen, die – besonders im Fall des Brennstoffs Kohle (z.B. Entschwefelung) – einen entscheidenden Anteil an den Gesamtkosten einnehmen kann.

Aufgrund der genannten Einschränkungen können die ermittelten Kosten nicht direkt auf den hier betrachteten Anwendungsfall, die Verbrennung von Metallpulver, übertragen werden. Für

das Entladen von TCS durch Kraftwerke mit Staubfeuerung werden für die ökonomische Bewertungen eher hohe **spezifische Investitionskosten von 1.700 €/kW** angenommen.

#### **2.4.4.2 Wirbelschicht**

Bei der Wirbelschichtfeuerung wird die Verbrennungsluft über einen Düsenboden zugeführt und damit durch Verwirbelung das aus dem Brennstoff bestehende Bett in einen fluidartigen Zustand übergeführt. Hauptvorteil der Wirbelschichttechnologie ist die Übertragung großer Wärmemengen bei gleichzeitig kleinen Heizflächen (vgl. (Schaumann & Schmitz, 2010)). Aufgrund der weitreichenden Möglichkeiten bezüglich Material und Partikelgröße bei der Verwendung von Wirbelschichtfeuerungen, sind in der Literatur auch Investitionskosten für unterschiedliche Anwendungen zu finden.

Eine Untersuchung von Abfallverbrennungsanlagen (Technisches Büro Hauer Umweltwirtschaft GmbH, 2010) ergab für Anlagen auf Wirbelschicht-Basis spezifische Investitionskosten zwischen 750 €/kW und 2.143 €/kW für Anlagengrößen von 21 bis 240 MW. Nach (Paar, et al., 2013) sind für die Verwendung von Wirbelschichtfeuerungen in Biomasse-HKWs rund 925 €/kW<sub>th</sub> (40 MW<sub>th</sub>; Baujahr 2004) bzw. 1.240 €/kW<sub>th</sub> (20 MW<sub>th</sub>; Baujahr 2012) als Investitionskosten angeführt. Die dänische Energieagentur Energistyrelsen und der Übertragungsnetzbetreiber Energinet.dk führen in einem Bericht über Technologiedaten für Kraftwerksanlagen (Energistyrelsen and Energinet.dk, 2012) vergleichsweise niedrige Kosten für Kraftwerke auf Basis von Wirbelschichtfeuerungen an. So werden für einen Biomasse-Vergaser (100 MW) spez. Investitionskosten in Höhe von 500 €/kW angesetzt, für ein Fernheizwerk (Biomasse, Größenordnung 1-12 MW) zwischen 500 €/kW und 1.100 €/kW.

Laut einem Referenzbericht des Joint Research Centre der europäischen Kommission betragen die spezifischen Investitionskosten für ein Holz-Biomasse-Fernheizwerk (CFB - circulating fluidized bed) etwa 300 bis 700 €/kW für die Größenordnung von 1 bis 50 MW Wärmeproduktion. Die Betriebskosten werden mit 5% der Investitionskosten angenommen (Garcia, Vatopoulos, Riekkola, Lopez, & Olsen, 2012). Im Gegensatz dazu sind jedoch auch deutlich höhere Kosten von etwa 2.100 €/kW für Holzkraftwerke mit Wirbelschichtfeuerung zu finden ( (Wissel, Rath-Nagel, Blesl, Fahl, & Voß, 2008), 20 MW Referenzanlage).

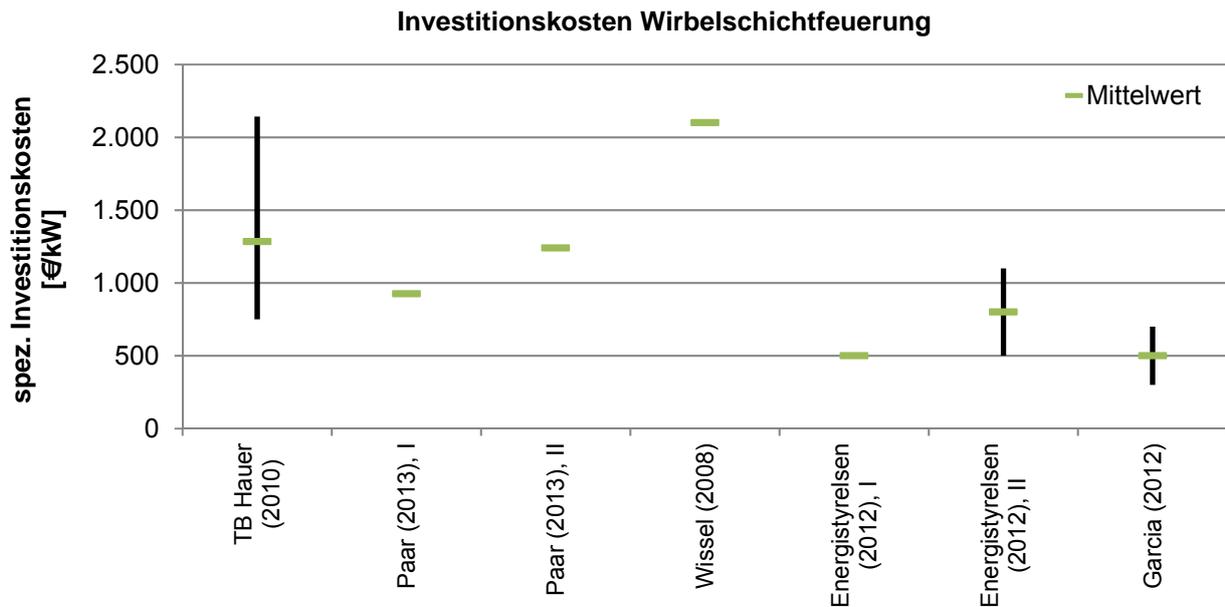


Abbildung 40: spezifische Investitionskosten für Wirbelschichtfeuerungen in unterschiedlichen Kraftwerksanwendungen

Wider Erwarten ergeben sich hieraus für die Wirbelschichtfeuerungen nahezu ausschließlich geringere Investitionskosten als für die im vorigen Abschnitt dargestellten Staubfeuerungen. Dadurch dass bei der Wirbelschichttechnologie Schadstoffkomponenten, wie beispielsweise Schwefel, in der Asche eingebunden werden können, kann oftmals auf aufwendige Rauchgasreinigungsanlagen verzichtet werden. Zusätzlich sind aufgrund der geringeren Verbrennungstemperaturen die Emissionen im Vergleich zu anderen Feuerungstechnologien relativ niedrig, womit auch hier zumeist auf entsprechende Abgasnachbehandlung verzichtet werden kann (vgl. (Schaumann & Schmitz, 2010) und (Konstantin, 2013)).

Für die ökonomische Bewertung werden für den Wirbelschichtreaktor daher, in Anlehnung an die Staubfeuerung, überdurchschnittlich hohe Kosten von **1.900 €/kW** angesetzt. Zum einen, da im Vergleich zur Staubfeuerung von gleicher bzw. keiner nötigen Abgasnachbehandlung ausgegangen wird, die bei der Entladung der Hydrate/Hydroxide und Zeolithe ohnehin entfällt. Zum anderen, weil es sich bei den umzusetzenden Materialien um größtenteils für die Technologie unerprobte Reaktanden handelt.

Vorteil des Wirbelschichtreaktors für die thermochemische Energiespeicherung ist der Umstand, dass, entsprechende Materialeignung vorausgesetzt, derselbe Reaktor für die Be- und Entladung des Speichermaterials eingesetzt werden kann.

#### 2.4.4.3 Befeuchtung

Für die Entladung der Speichermaterialien auf Basis von Hydraten und Hydroxiden bzw. Sorptionsmaterialien ist die Beaufschlagung und Umsetzung der Trockenmasse mit Wasser bzw. Wasserdampf nötig. Da die Verwendung von flüssigem Wasser die Reaktionsenthalpie zumindest um die nötige Verdampfungswärme verringern würde, wurde in der ökonomischen Bewertung nur die Beaufschlagung mit Wasserdampf untersucht.

Abbildung 41 zeigt eine Gegenüberstellung von Reaktionsenthalpie und Wärmebedarf für zwei TCS-Materialien (Messer, Obermeier, Reil, Müller, & Hornung, 2016). Dabei ist deutlich zu

sehen, dass der Energieaufwand zur Aufbereitung des Wasserdampfes die erzielbare Reaktionswärme nahezu aufwiegt. Dieser Umstand ist jedenfalls zu berücksichtigen. Die Verfügbarkeit von Wasserdampf aus anderen, evtl. umliegenden, (Industrie-)Prozessen kann damit ein entscheidender Faktor für die Standortwahl sein.

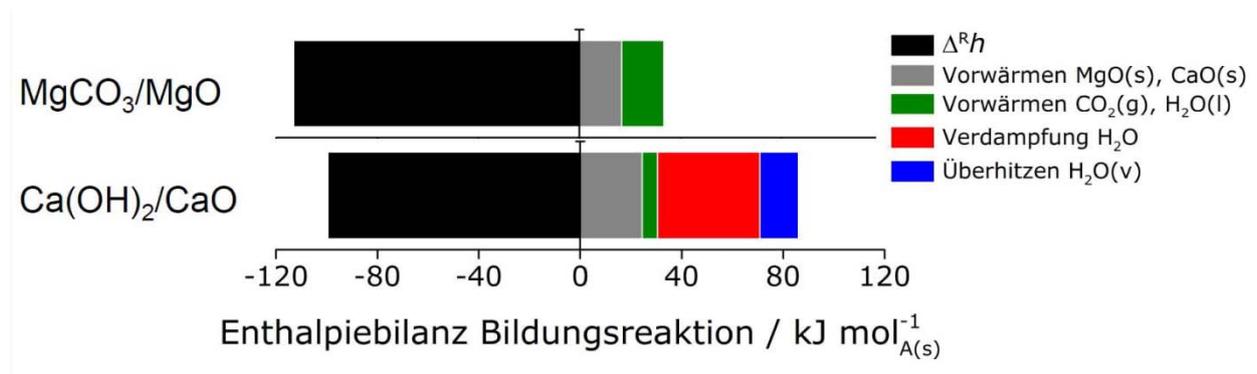


Abbildung 41: Gegenüberstellung Reaktionsenthalpie und Wärmebedarf für zwei TCS-Materialien (Messer, Obermeier, Reil, Müller, & Hornung, 2016)

Da die Wärmegewinnung aus den meisten TCS-Systemen relativ gering ist, sollte der Energieverbrauch für deren Betrieb minimal sein, um eine ausreichende Systemeffizienz zu erreichen. Aus diesem Grund ist die Forschung und Entwicklung neuer Befeuchtungssysteme mit geringstem Energieverbrauch, insbesondere für Großanlagen, von großer Bedeutung (Aydin, Casey, & Riffat, 2014).

Die spezifischen Gesteungskosten  $K_D$  für den benötigten Wasserdampf können für die ökonomische Bewertung näherungsweise wie folgt errechnet werden.

$$K_D = K_E(h_D - h_W)$$

Wobei  $K_E$  die spez. Energiekosten in €/kJ beschreibt, und  $h_D$  bzw.  $h_W$  die spez. Enthalpien für Wasserdampf bzw. Frischwasser bei den entsprechenden Prozessbedingungen. Als Energiekosten können dabei die für die Speicherbeladung ermittelten Energiekosten (siehe Abschnitt 2.4.3.1) verwendet werden.

Für die durchgeführten Bewertungen werden die Gesteungskosten für den Wasserdampf mit **60 €/t** fixiert.

#### 2.4.5 Gesamtanalyse der Reaktorkonzepte für die Be- und Entladeprozesse

Ein Schwerpunkt der bisherigen Forschung auf chemischen Reaktionen zur Energiespeicherung liegt in der Hydratation und Dehydratation von Hydroxidsystemen, wie beispielsweise CaO / Ca(OH)<sub>2</sub>, welche mehrere theoretische Vorteile, wie etwa deren geringe Kosten, die Nicht-Toxizität der Materialien, die hohen Temperaturen und die Reversibilität der Reaktion, hat. Während des Entladungsvorgangs findet die exotherme Reaktion statt und das Anhydrid (z.B. CaO) wird rehydriert, wodurch nützliche Wärme freigesetzt wird. Eine der interessantesten Eigenschaften des CaO / Ca(OH)<sub>2</sub>-Systems ist das Temperaturniveau, bei welchem die Wärme während der Hydratation freigesetzt wird (723-773 K), da diese im Temperaturbereich des Arbeitsfluids in der Turbine von 673-873 K liegt (IPCC, 2012), und damit die thermische Integration des Energiespeichersystems mit dem Dampfzyklus in einem thermischen Kraftwerk zur Strombereitstellung und Versorgung des Fernwärmenetzes unter normalen Bedingungen erleichtert.

Massen- und Wärmebilanzen sind unter repräsentativen Bedingungen und Umwandlungen von Feststoffen in den Reaktoren spezifisch zu lösen, wenn das System während der Lade- und Entladephasen im kontinuierlichen Betrieb arbeitet. Dies ermöglicht eine Auswertung der wesentlichen Prozessleistungsparameter (Feststoffaustauschgeschwindigkeiten, Wärmeaustauschanforderungen, Basisreaktorvolumina und Feststoffspeichersilos, Energiespeicherdichte etc.) und die Auswahl geeigneter Betriebsparameter für das thermochemische Energiespeichersystem.

Idealerweise sollte die zyklische Natur des Verfahrens die zwei Betriebsarten zu unterschiedlichen Zeitpunkten ermöglichen, wobei die gleichen Reaktoren zum Be- und Entladen des thermochemischen Materials verwendet werden: ein einzelner Wirbelschichtreaktor, der von Befeuchtung zu Dehydratisierungsbedingungen wechselt, und Feststoffsilos, die über geschlossenen Austrag und Befüllung (Schnecke, Zellradschleuse) mit dem Reaktor verbunden sind. Die Änderungen zwischen den Betriebsarten beinhalten dynamische Betriebszustände, die jedoch außerhalb des Rahmens dieser vorläufigen Beurteilung der Prozesskette liegen. Ab diesem Zeitpunkt wird für jede Zyklusperiode ein stationärer Zustand angenommen.

Der Betrieb bei atmosphärischem Druck wird aus Gründen der Einfachheit und Ähnlichkeit mit existierenden großflächigen thermischen Bettssystemen, wie zirkulierenden Wirbelschichtbrennkammern (CFBCs) oder Drehrohröfen, angenommen. Aufgrund der hohen thermischen Leistungen der betrachteten Fernwärmespeicher-Szenarien und resultierenden hohen Volumenströme an Fluiden durch den Reaktoren während der Beladung und Entladung des thermochemischen Speichermaterials setzten aktuelle Entwicklungsprojekte aus diesem Bereich im Hinblick auf die Reaktorausführung oftmals auf zirkulierende Wirbelschichtreaktoren ( (Criado, Alonso, Abanades, & Anxionnaz-Minvielle, 2014) und (Villafán-Vidales, Arancibia-Bulnes, Riveros-Rosas, Romero-Paredes, & Estrada, 2016)) Während des Befeuchtungsprozesses wird ein Strom des Anhydrids zusammen mit Wasserdampf bzw. befeuchteter Luft auf hohem Temperaturniveau bei atmosphärischem Druck in den Reaktor eingespeist, um das Hydroxid zu generieren. Die thermische Energie, die während des Entladungsschrittes aufgrund der Hydratisierungsreaktion freigesetzt wird, wird in weiterer Folge verwendet, um Dampf zu erzeugen oder ein anderes Fluid (d.h. Heißwasser, Dampf, Öl,...) aufzuheizen, um Wärme aus dem Speichersystem zu extrahieren. Die sensible Wärme des Feststoffs, der den Reaktor verlässt könnte in einem Wirbelschichtwärmetauscher (FBHX) zur Vorwärmung und vollständigen Verdampfung des in den Reaktor eingespeisten Wassers zurückgewonnen werden. Innerhalb des Reaktors sind hohe Wärmeübertragungskoeffizienten zu erreichen, die in Fluidbetten typischerweise hoch (100 bis 300 W / m<sup>2</sup>K) liegen ( (Kunii, Levenspiel, & Brenner, 1991) und (Tanco, 2016)). Dies stellt einen relevanten Vorteil gegenüber Fixbettreaktor-Konfigurationen oder Kontakttröcknern dar. Bei der Kontakttröcknung wird die erforderliche Wärme durch den Kontakt des feuchten Trocknungsguts mit heißen Flächen bewirkt. Um eine möglichst gute Wärmeübertragung zu gewährleisten wird der Feststoff in den meisten Kontakttröcknern mehr oder weniger intensiv gemischt, so dass immer wieder feuchtes, kühleres Produkt an die Kontaktfläche gebracht wird. Der Wärmeübertragungskoeffizient liegt hier mit ca. 50 W / m<sup>2</sup>K deutlich niedriger (Schönherr, 1988).

Alternativ können theoretisch auch andere Reaktoren oder Wärmetauscherdesigns zum Zwecke der Be- und Entladung verwendet werden. Jedoch sind Wirbelbett-Wärmetauscher, die zum Aufheizen oder Abkühlen von Feststoffen aus Silos verwendet werden bereits in technischem Einsatz (Kim, Son, Lee, & Lee, 2013). In der nachfolgenden Tabelle 20 werden die Vor- und Nachteile von verschiedenen Reaktorkonzepten kurz diskutiert, Tabelle 21 zeigt die dazugehörigen Eigenschaften.

Tabelle 20: Vor- und Nachteile von Feststoff-Gas-Reaktorkonzepten

Reaktorkonzept	Nachteile	Vorteile
<b>Festbett</b>	Die Reaktionskinetik ist entscheidend für die Lade- und Entladeleistung im oberen Bereich.	Abrieb ist akzeptabel
<b>Wirbelschicht</b>	Einfluss von Partikelabrieb, höher in zirkulierenden und pneumatischen Reaktoren	Temperatur-Vergleichmäßigung; Gute Wärmeübertragung
<b>Fließbett</b>	Rührwerksunterstützter Reaktor weist temperaturempfindliche bewegliche Teile auf; Rückgewinnung von Feinmaterial	schwerkraftunterstützt: geringer Einfluss des Partikelabriebs, Möglichkeit, Partikel kontinuierlich zu entfernen.

Quelle (Álvarez de Miguel, Gonzalez-Aguilar, & Romero, 2014)

Tabelle 21: Eigenschaften von Feststoff-Gas-Reaktorkonzepten

Reaktorkonzept	Typen	Partikelgröße	Verweilzeit	Volumsänderungen	Wärmeleitfähigkeit
<b>Festbett</b>	Direkter oder indirekter Kontakt	1,5 – 6 mm	viele Std.	schwierig steuerbar; großer Einfluss auf Reaktionskinetik und Prozesssteuerung	Kann bei direktem Kontakt niedrig sein Indirekter Kontakt: muss verbessert werden durch chemische Modifikation von TCS-Material und Reaktordesign
<b>Wirbelschicht</b>	Wirbelschicht, pneumatischer Transportreaktor, zirkulierende Wirbelschicht,	0,5 – 6 mm	<1 min bis 1 h	geringer Effekt	Fluidisierung verbessert die Wärmeübertragung
<b>Fließbett</b>	schwerkraftunterstützt (vertikale Säule,...), rührwerksunterstützt (Drehofen, Schraubenreaktor)	0,5 – 5 mm	min bis h	nicht vorteilhaft	wird durch Mischwirkung verbessert

Quelle (Álvarez de Miguel, Gonzalez-Aguilar, & Romero, 2014)

Die Verfahren der Kohletrocknung sind aufgrund der Verfahrensbedingungen und dem Konnex zu bestehender Kraftwerkstechnik beim Screening nach möglichen Reaktorkonzepten für die thermochemische Energiespeicherung ins Blickfeld gerückt. In Tabelle 22 ist ein prinzipieller Vergleich dieser Trocknungs- und Entwässerungsverfahren wiedergegeben.

Tabelle 22: Prinzipieller Vergleich der Trocknungs- und Entwässerungsverfahren von Feuerungskohle (DWT- und WTA-Verfahren unterscheiden sich hier nur durch Verwendung der BV und im Heizdampfdruck, DDWT-Verfahren hier ohne BV)

	Fleißner	MTE	Röhren-trockner	Mahl-trocknung	DWT	WTA mit BV (ohne Kohlevorwärmung)	DDWT (2,5 bar)	DDWT (4,0 bar)
<b>Kontinuität</b>	disk.	disk.	kont.	kont.	kont.	kont.	kont.	kont.
<b>Typ. Körnung [mm]</b>	<150	0-30	0-6	0-1 (nachher)	0-6 (0-2)	0-6 / 0-2	0-2	0-2
<b>Erreichbarer/typischer End-Wassergehalt [%]</b>	20 / ?	24 / 24	10 / 19	12-18 / 14	< 5 / 12	< 5 / 12	< 5 / 12	< 5 / 12
<b>Ext. Energieaufwand Beheizung [MJ/kg H<sub>2</sub>O]</b>	1,6-1,8	≥ 0,66	2,90-3,06	ca. 4,5	ca. 3,7	ca. 0,58 Dampf ca. 0,4 Elektro	ca. 3,8	ca. 3,9
<b>Ext. Energieabfuhr [MJ/kg H<sub>2</sub>O]</b>								
<b>Gesamt Kondensat</b>	-	-	-	-	0,73	0,76	0,84	0,92
<b>Gesamt Dampf</b>					2,64	-	2,65	2,65
<b>insg. im NDV mögl.</b>					1,82	0,63	2,37	2,75
<b>Saldo Energieaufwand Beheizung [MJ/kg H<sub>2</sub>O] bei reiner NDV-Nutzung</b>	1,6-1,8	≥ 0,66	2,90-3,06	ca. 4,5	ca. 1,9	mit BV: ca. 0,78 (auf Dampf umgerechnet) ohne BV: wie DWT	ca. 1,4	ca. 1,2
<b>Heizdampfdruck [bar]</b>	15-30	20	4-5	-	4-8,5	4,2 / 2,9	ca. 7,0	ca. 11,0
<b>Systemdruck [bar]</b>	max. 15-30	max. 70	1	1	ca. 1,1	ca. 1,1	2,5	4
<b>Systemtemperatur [°C]</b>	max. 235	max. 210	90-100	120-250	ca. 110	ca. 110	ca. 137	ca. 153
<b>Einzel-Baugröße WV [t/h]</b>	k.A.	k.A.	25	50	100	100 (ohne BV)	35-100	35-100
<b>Eignung für Veredlung</b>	-	-	+	-	-	+ / ++	+ / ++ (mit BV)	- / + (mit BV)
<b>Eignung für Kraftwerk</b>	--	-	-	+	+ / ++	++	++	++

Quelle (Lechner, 2012)

DWT ... Dampfwirbelschicht-Trocknung; DDWT ... Druckaufgeladene Dampfwirbelschicht-Trocknung;

WTA ... Wirbelschicht-Trocknung mit interner Abwärmenutzung; BV ... Brüdenverdichter; NDV ... Niederdruckvorwärmer

MTE ... Mechanisch-Thermische-Entwässerung

Im Bereich der Braunkohlefeuerung eröffnet die Vortrocknung der Rohkohle die Möglichkeit, den Wirkungsgrad wesentlich (bis zu 10 %) zu erhöhen. Derzeit befinden sich zwei Verfahren zur externen Kohletrocknung in der Entwicklung andere Verfahren sind bereits etabliert. Dies ist zum einen ein mechanisch-thermisches Entwässerungsverfahren, bei dem Rohkohle nach dem Aufheizen auf ca. 140 bis 200 °C mechanisch entwässert wird. Das zweite Verfahren, die Dampfwirbelschichttrocknung, ist bereits weiter entwickelt. Hier wird die Rohkohle in einer stationären Wirbelschicht in einer Dampfatosphäre fluidisiert und gleichzeitig beheizt. Das Verfahren kann sowohl atmosphärisch als auch unter Druck eingesetzt werden. Bei der atmosphärischen Variante kann der freigesetzte Wasserdampf prozessintern für die Trocknerbeheizung genutzt werden (WTA-Verfahren). Da der Dampf aus der Gasphase während der Hydratisierung entzogen wird, muss ein gewisser Überschuss an Dampf verwendet werden, um die Wirksamkeit der Hydratisierungsreaktion hoch zu halten und beim Einsatz einer Wirbelschicht auch die Fluidisierungsbedingungen beizubehalten. Überschüssiger Dampf ist über einen Ventilator in den Reaktor zurückzuführen um Energieverluste zu vermeiden. Wenn Dampf das einzige verwendete Fluidisierungsmittel ist (keine Luft in diesen Reaktor eingeführt wird) diktiert das Gleichgewicht eine minimale Dehydratationstemperatur von etwa 792 K beim Energiespeichersystem  $\text{CaO} / \text{Ca}(\text{OH})_2$  (Criado, Alonso, Abanades, & Anxionnaz-Minvielle, 2014). Andere Konzepte schlagen die Verwendung von Luft (oder Stickstoff) als Gasträger des bei der Dehydratisierung erzeugten Dampfes vor, um die Zersetzungstemperaturen zu verringern und die Dehydratisierungsraten zu erhöhen (Patentnr. US. 4054126, 1976). Das Einbringen dieses Trärgases in den Reaktor ist jedoch mit erheblichen Einschränkungen für die Reaktorkonstruktion verbunden. Einerseits könnte der volumetrische Durchfluss von Gasen durch den Reaktor und die zugehörige Ausrüstung in Bezug auf die Hydratisierungsstufe erheblich zunehmen, was den inhärenten Kostenvorteil der Verwendung des gleichen Reaktors während des Hydratisierungs- und Dehydratisierungszyklus beeinträchtigt. Für das Energiespeichersystem  $\text{CaO} / \text{Ca}(\text{OH})_2$  können die 400 ppmv  $\text{CO}_2$  in der Luft zudem zur Karbonisierung des Sorptionsmittels führen, da der Gleichgewichtsdruck von  $\text{CO}_2$  bei Dehydratationstemperaturen (etwa 773 K) nur 130 ppmv beträgt (Criado, Alonso, Abanades, & Anxionnaz-Minvielle, 2014).

Bei einer Lagerung des verbleibenden Feststoffstromes (z.B.  $\text{CaO}$ ) in einem Silo bei Dehydratisierungsreaktionstemperatur wird die Energiespeicherdichte des Systems infolge der Speicherung bei einer hohen Temperatur signifikant zunehmen. Weiterhin kann angenommen werden, dass der Wärmeverlust aus dem Hochtemperatur-Feststoff-Silo vernachlässigbar ist, wenn man die niedrige Wärmeleitfähigkeit des Anhydrids (z.B.  $\text{CaO}$ ) und das normalerweise niedrige Oberflächen-Volumen-Verhältnis von Großsilos berücksichtigt (Cot-Gores, Castell, & Cabeza, 2012).

Zusammenfassend können für den Anwendungsfall von thermochemischen Speichermaterialien Schwierigkeiten bei direkten und indirekten Festbettreaktoren betreffend den erreichbaren Wärmeleitfähigkeitswerten und Diffusionsbeschränkungen auftreten. Verglichen mit den Festbettkonzepten verbessert die Einführung der relativen Partikelbewegung in einer Wirbelschicht die Wärmeübertragung und den Gas-/Festkörper-Kontakt, aber die Abriebbeständigkeit ist auch höher. Im Fluidbett ist ein gutes Gleichgewicht zwischen der Verbesserung der Reaktionsausbeute und der Aufrechterhaltung der Partikelstruktur erreichbar, während für den pneumatischen Transportreaktor und die

zirkulierende Wirbelschicht die Partikelstabilität kritisch sein kann. Aufgrund der hohen Temperaturen sind Rührwerksreaktoren für RedOx-Materialien eher auszuschließen, für Hydrate bzw. Hydroxide und Sorptionsmaterialien jedoch grundsätzlich denkbar. Schwerkraftunterstützte Reaktorkonzepte haben zwar keine sich bewegenden, wärmeempfindlichen Teile, aber bei Betrachtung der benötigten Speichermaterialmenge für die gewählten Skalierungen wird darauf geschlossen, dass vertikale Säulenreaktoren eher nur für den Demonstrationsmaßstab denkbar sind.

Auf Basis der charakterisierten Reaktorkonzepte werden die Vorteile von Wirbelbettsystemen deutlich: sie weisen einen etwas höheren Abrieb auf als vertikale Säulenkonzepte, jedoch ist auch eine höhere Wärmeübertragungseffizienz zu erwarten. Das Konzept würde eine einfache Skalierung ermöglichen, und die Prozesssteuerung mit instabilen Partikeln ist wahrscheinlich einfacher zu handhaben mit fluidisierten Betten, verglichen mit beispielsweise einer vertikalen beweglichen Säule. Ein Arbeiten mit niedrigen Gasgeschwindigkeiten würde es auch erlauben einen Festbettreaktor zu betreiben.

Aus den ausgewählten thermochemischen Speichermaterialien und den dazu nötigen Technologien zur Be- und Entladung des Speichers, ergeben sich für das Projekt SGS folgende in Tabelle 23 dargestellten Kombinationsmöglichkeiten aus TCS-Materialien und Reaktortechnologien.

Tabelle 23: Untersuchte Kombinationsmöglichkeiten aus TCS-Material und Reaktortechnologie

		Beladen										Entladen										
		Reaktortechnologie					Energiequelle					Trocknungsöfen	Lichtbogenöfen	Schmelzflusselektrolyse	Pidgeon-Prozess mit Si	Erwärmung von Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> mit Si	Reduktion von CaO mit Aluminiumpulver	Staubfeuerung	Wirbeschichtfeuerung	Rostfeuerung	Retortefeuerung	Drehrohrofen
TCS-Material	Sorption 4A	x	x	x	x												x	x	x	x	x	
	Sorption 13X	x	x	x	x												x	x	x	x	x	
	RedOx Mg - MgO																					
	RedOx Si - SiO <sub>2</sub>																					
	RedOx Al - Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>																					
	RedOx AlO - Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>																					
	RedOx Ca - CaO																					
	Hydrat MgCl <sub>2</sub> *6H <sub>2</sub> O - MgCl <sub>2</sub> *2H <sub>2</sub> O	x	x	x	x																	
	Hydrat MgCl <sub>2</sub> *6H <sub>2</sub> O - MgCl <sub>2</sub>	x	x	x	x																	
	Hydrat MgSO <sub>4</sub> *7H <sub>2</sub> O - MgSO <sub>4</sub> *H <sub>2</sub> O	x	x	x	x																	
	Hydrat MgSO <sub>4</sub> *7H <sub>2</sub> O - MgSO <sub>4</sub>	x	x	x	x																	
	Hydrat Al <sub>2</sub> (SO <sub>4</sub> ) <sub>3</sub> *6H <sub>2</sub> O - Al <sub>2</sub> (SO <sub>4</sub> ) <sub>3</sub>	x	x	x	x																	

### 2.4.5.1 Bewertung der Prozesswirkungsgrade

Für eine Bewertung der Wirkungsgrade der beschriebenen Be- und Entladevorgänge in Kombination mit den ausgewählten Materialien (vgl. Tabelle 23) und der angestrebten Nutzung in Fernwärmeszenarien sind keine ausreichend verifizierten Untersuchungen vorhanden. Da der Entwicklungsstand thermochemischer Speichersysteme noch relativ gering ist und aktuelle Forschungen vor allem auf die prinzipielle Eignung dieser Systeme

abzielen, sind für eine Analyse der Prozesswirkungsgrade die Ergebnisse weiterer Forschungen abzuwarten. Um in der vorliegenden Bewertung einen Vergleich zwischen den gewählten Prozessen und Szenarien ziehen zu können, wurden durchgehend idealisierte Prozesse, also eine verlustfreie Umsetzung der Speichermaterialien, angenommen.

#### **2.4.6 Transport**

Einen wichtigen Aspekt bei der ökonomischen Bewertung der thermochemischen Speicher stellt der Transport der Materialien dar. Sind die Reaktoren zur Be- bzw. Entladung der Stoffe örtlich von deren Lagerort getrennt, so wird ein Transport des zu verarbeitenden Materials nötig. Der Transportaufwand je Zyklus hängt davon ab, ob für die Be- und Entladung getrennte Reaktoren verwendet werden und ob diese räumlich voneinander getrennt sind, sowie deren jeweilige Entfernung vom Lagerort zur Lagerung des Materials zwischen den Prozessen. Eine räumliche Trennung zwischen Be- und Entladereaktor kann auch bei gleicher Reaktortechnologie durchaus Sinn machen, beispielsweise wenn die Energiequelle für die Speicherbeladung (z. B. Solarkraftwerk) und die Übergabestation des Fernwärmenetzes eine große Distanz aufweisen und der Transport des Speichermaterials damit einem Transport der gewonnenen Wärmeenergie vorzuziehen ist.

Abhängig vom Material und dem betrachteten Fernwärmenetz sind dabei teils enorme Unterschiede in der zu transportierenden Materialmenge zu erwarten. Durch die Beschaffenheit der Materialien (meist Pulverform) und deren eventueller Reaktionsneigung (Oxidation, Feuchtigkeitsaufnahme) beim Transport sind möglicherweise zusätzliche Aspekte hinsichtlich Transportmittel und Verpackung zu berücksichtigen. Ein weiterer Aspekt dabei sind die Materialeigenschaften, welche teilweise die Einstufung als Gefahrguttransport nötig machen.

Als mögliche Transportmittel werden infolge LKW, Bahn und Binnenschifffahrt in Betracht gezogen. Transporte mit Bahn bzw. Schiff sind dabei natürlich abhängig vom Standort nicht in jedem Fall realisierbar, vereinfachen jedoch gegebenenfalls den Transport von großen Materialmengen. Die Transportkosten sind je nach Transportmittel, Strecke und Material unterschiedlich. Genauso die beim Transport anfallenden CO<sub>2</sub>-Emissionen, welche aus ökologischer Sicht einen durchaus relevanten Aspekt darstellen.

Je nach TCS-Material ist abhängig von der Materialdichte und den verwendeten Transportbehältern teilweise nicht die zu transportierende Speichermasse, sondern das Transportvolumen für die Anzahl der benötigten Transportfahrten ausschlaggebend.

Im Folgenden wurden die spezifischen Transportkosten bezogen auf die zu transportierende Speichermasse (beladen) recherchiert und abgeschätzt und in einzelnen Szenarien der ökonomischen Bewertung inkludiert.

##### **2.4.6.1 Transportmittel LKW**

Der Transport des Speichermaterials mittels LKWs ist gerade für geringere Distanzen die flexibelste und teilweise auch einzig realisierbare Variante. Im Vergleich zum Transport mittels Bahn oder Schiff ist hier jedoch aufgrund der deutlich geringeren Nutzlasten in Verbindung mit den benötigten Materialmengen mit entsprechend höheren Kosten zu rechnen. Auch die Anzahl der nötigen Fahrten ist damit um Größenordnungen höher.

Für die Bewertung wurden Fahrzeuge mit einem höchstzulässigen Gesamtgewicht von 40 t und einer Nutzlast von 26 t angenommen.

Die Kosten für den Transport mittels LKW variieren je nach Literaturquelle. Das Statistik-Portal „statista“ weist die Kosten, unabhängig von der Beladungsmenge, mit 1,39 €/km als durchschnittliche Frachtrate im Straßengüterverkehr in Europa aus (Statista GmbH, 2016).

Das Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI gibt in einer entsprechenden Studie etwa 0,1 €/tkm für LKW-Transporte (40 t) als reine Betriebskosten an (Fraunhofer ISI, 2012). Dies inkludiert keine zusätzlichen Kosten für Fahrzeit, Umweltschutz und Sicherheit.

Eine recht detaillierte Kostenkurve abhängig von Distanz und Beladung liefert eine Untersuchung der PLANCO Consulting GmbH. Bei einer durchschnittlichen Beladung von 12,3 t und einer Entfernung von 200 km belaufen sich die betriebswirtschaftlichen Kosten für den Gütertransport auf 14,3 Cent je tkm. Bei einer Erhöhung der Entfernung von 200 km auf 300 km reduzieren sich die spezifischen Kosten um rund 16 %. Bei Annahme einer vollständigen Nutzung der Ladekapazität von 26 t sowohl in Hin- als auch in Rückrichtung ergibt sich damit ein tkm-Satz von 5,72 Cent (PLANCO Consulting GmbH, 2007).

Unter der Annahme, dass das transportierte Material am Zielort sofort verarbeitet und die Reaktionsprodukte dementsprechend nahezu unverzüglich wieder zum Lagerort rücktransportiert werden können, werden für die ökonomische Bewertung LKW-Transportkosten von **0,06 €/tkm** angesetzt.

#### **2.4.6.2 Transportmittel Bahn**

Ein reiner Transport mittels Güterzug kann selbstverständlich nur dann erfolgen, wenn Abfahrts- und Zielort jeweils über eine entsprechende Anbindung verfügen. In den meisten Fällen wird dies nicht vollständig möglich sein. Allerdings bietet die Bahn die Möglichkeit große Mengen an Material mit relativ geringer Anzahl an Transportmitteln über größere Strecken zu transferieren und damit das sonst nötige Verkehrsaufkommen auf den Straßen zu reduzieren. Der Transport auf den ersten/letzten Kilometern von und zu den Reaktoren bzw. den Lagerstätten kann dann wieder mittels LKWs erfolgen.

Die Kosten für den Eisenbahngüterverkehr sind wiederum abhängig von der Transportstrecke und der Auslastung der möglichen Nutzlast. So liegt der tkm-Satz bei einer Entfernung von 1000 km um knapp 55 % unter dem Satz bei einer Entfernung von 200 km (PLANCO Consulting GmbH, 2007). Fraunhofer ISI gibt die Betriebskosten für den Transport einer Ladungsmenge von 600 t mit 0,025 €/tkm (für 400 km) an (Fraunhofer ISI, 2012). Nach (PLANCO Consulting GmbH, 2007) liegen die Kosten bei derselben Nutzlast mit 0,0468 €/tkm deutlich höher und kommen erst bei einer Ladungsmasse von 1400 t, also im Ganzzugsverkehr, mit 0,0288 €/tkm in ähnliche Größenordnungen (jeweils für eine Strecke von 300 km).

Aufgrund der teilweise sehr großen Mengen an zu verarbeitendem Speichermaterial werden die aufzuwendenden Transportkosten für den Bahngüterverkehr im unteren Bereich mit **0,03 €/tkm** angesetzt. Diese Kosten beinhalten dabei noch keine Kosten für den Zu- bzw. Abtransport an den Güterbahnhöfen.

### 2.4.6.3 Transportmittel Binnenschiff

Der Transport der TCS-Materialien mithilfe der Binnenschifffahrt stellt unter den untersuchten Beförderungsvarianten die am wenigsten flexible dar. Ein ausschließlicher Transport mittels Schiff zwischen den Standorten würde an allen Stationen eine Hafenanbindung bedingen. Um den Vorteil der Schiffsnutzung hinsichtlich der pro Fahrt transportierbaren Menge ausnutzen zu können, müssten diese Häfen sowie auch die zu befahrenden Gewässer zudem über eine entsprechende Größe verfügen. Sind diese Bedingungen nicht gegeben, liegen die Vorteile, analog zum Eisenbahngüterverkehr, in der Minimierung des Straßenverkehrs und der Zu- bzw. Abtransport an den Verladestandorten muss wiederum mit alternativen Mitteln, wie LKWs erfolgen.

Hinsichtlich der Kosten für den Transport mittels Binnenschiffen divergieren die untersuchten Quellen sehr deutlich. Sie sind wiederum abhängig von Transportdistanz und Beladungsmenge (bzw. Abladetiefe) und belaufen sich laut (Fraunhofer ISI, 2012) auf 0,005 €/tkm für die reinen Betriebskosten bei 400 km. (PLANCO Consulting GmbH, 2007) gibt für ein voll beladenes Großmotorgüterschiff für dieselbe Distanz Kosten von 0,0224 €/tkm an, für eine Entfernung von 1000 km etwa 0,0195 €/tkm. Positiv auf die spezifischen Transportkosten wirkt sich auch aus, wenn die Rückfahrt zum Abtransport der Reaktionsprodukte genutzt werden kann, allerdings setzt dies voraus, dass das Schiff nicht genutzt werden kann bis eine entsprechende Menge an Material im Reaktor umgesetzt wurde.

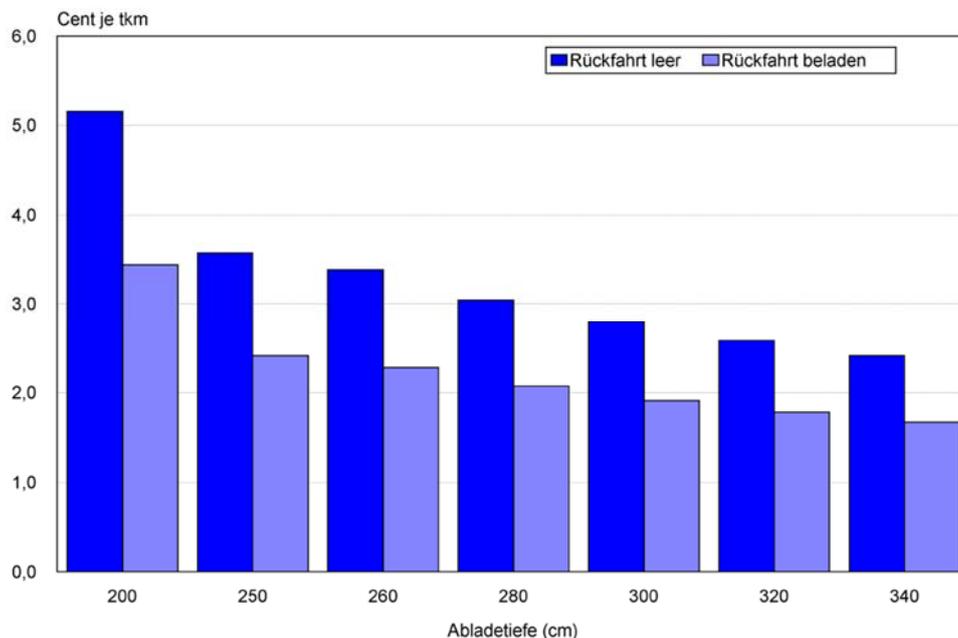


Abbildung 42: Kostendegression für ein Großmotorgüterschiff abhängig von der Abladetiefe bei einer Transportstrecke von 300 km nach (PLANCO Consulting GmbH, 2007)

Für die Berechnungen wurden für den Transport mittels Binnenschiffen somit spezifische Kosten in Höhe von **0,025 €/tkm** veranschlagt. Wiederum beinhaltet dies keine Kosten für den Zu- und Abtransport an den Verladehäfen.

#### 2.4.6.4 Abschätzung des Transportaufwands

Für eine erste Abschätzung des Transportaufwands für die unterschiedlichen Typen der untersuchten TCS-Materialien wurde das erforderliche Transportvolumen jeweils für das größte und kleinste Fernwärmenetz errechnet. Abbildung 43 zeigt die rechnerisch benötigt Transportfahrten bei einem Umsetzungswirkungsgrad von 100 %.

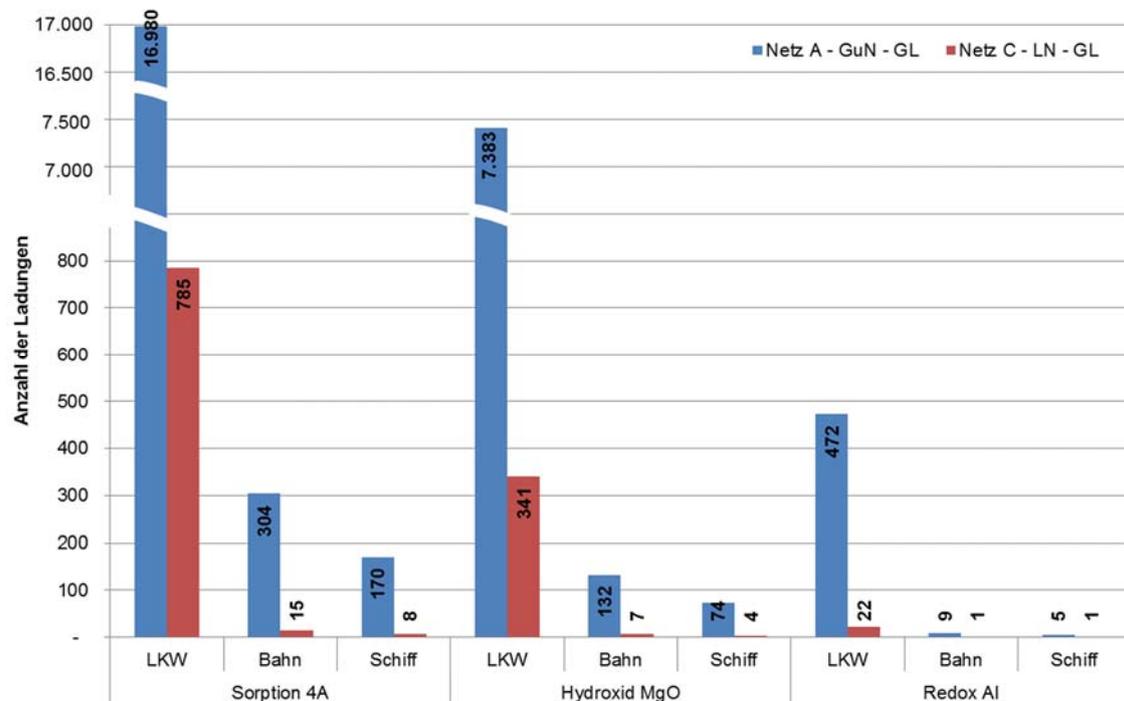


Abbildung 43: Abschätzung der nötigen Transportfahrten abhängig von Materialtyp, Transportmittel und FW-Netz

Daraus lassen sich bereits erste Erkenntnisse hinsichtlich des Transports ableiten:

- Im großen urbanen Modellnetz ist der Transport mittels LKW in jedem Fall unrealistisch, bei der Betrachtung der Sorptionsmaterialien kommt auch ein Zu- bzw. Abtransport in Kombination mit Schiff- oder Bahngüterverkehr nicht in eine realistische Größenordnung.
- Im kleinen ländlichen Modellnetz ist der LKW Transport bei der Verwendung von RedOx-Materialien in einem grundsätzlich realisierbaren Bereich.
- Allgemein verursachen TCS-Materialien auf Sorptions- sowie Hydratbasis ein sehr hohes Transportaufkommen.
- Generell scheint der Transport der Materialien zwischen den Verarbeitungsstätten nur im kleinen ländlichen FW-Netz denkbar, im Falle von RedOx-Materialien kann eventuell auch in größeren Netzen ein Transport mit Bahn oder Schiff angedacht werden.

Dies bestätigt, dass eine räumliche Trennung der Verarbeitungsreaktoren sowie der Lagerstätten für die TCS-Materialien weitgehend zu vermeiden ist.

#### 2.4.6.5 Sicherheitsaspekte Transport

Einige der ausgewählten beschriebenen Materialien unterliegen aufgrund ihrer Klassifizierung als Gefahrgut besonderen Vorschriften für den Transport. Diese wirken sich in der ökonomischen Bewertung in einer Erhöhung der Transportkosten aus und sollen dementsprechend berücksichtigt werden.

Wichtige internationale Regelungen sind (nach (Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, 2017)):

- **ADR** (Accord européen relatif au transport international des marchandises Dangereuses par Route): Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße
- **RID** (Règlement concernant le transport international ferroviaire de marchandises dangereuses): Ordnung für die internationale Eisenbahnbeförderung gefährlicher Güter im Schienenverkehr
- **ADN** (Accord européen relatif au transport international des marchandises dangereuses par voie de navigation intérieure): Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf Binnenwasserstraßen
- **IMDG-Code**: International Maritime Dangerous Goods Code in der internationalen Seeschifffahrt,
- **ICAO-TI**: Technical Instructions for the Safe Transport of Dangerous Goods by Air im Luftverkehr, herausgegeben von der Internationalen Zivilluftfahrtorganisation (International Civil Aviation Organization: ICAO). Diese werden vom Internationalen Verband der Luftverkehrsgesellschaften der Internationalen Flug-Transport-Vereinigung (IATA) mit den IATA Dangerous Goods Regulations (IATA-DGR) übernommen.

Die in den Model Regulations der UN Recommendations on the Transport of Dangerous Goods festgelegten UN-Nummern, welche in den oben erwähnten Regulierungen sowie internationalen Übereinkünften verwendet werden, beschreiben das Transportgut und die Gefahr, welche davon ausgeht (Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, 2017).

In Österreich regelt das Gefahrgutbeförderungsgesetz die Beförderung gefährlicher Güter (Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, 2013).

#### **2.4.6.5.1 Gefahrgutbeförderungsgesetz**

Hinsichtlich der Beförderung gefährlicher Güter u.a. auf der Straße mit Fahrzeugen ist das GBBG<sup>1</sup> anzuwenden. Das Gefahrgutbeförderungsgesetz regelt die Beförderung gefährlicher Güter in Österreich<sup>2</sup> :

- auf der Straße,
- auf der Eisenbahn,
- auf Wasserstraßen (Binnenschifffahrt),
- im Seeverkehr,
- im Rahmen der Zivilluftfahrt.

Der Geltungsbereich dieses Gesetzes umfasst auch die Fahrzeuge, mit denen die Beförderung durchgeführt wird, sowie deren Betrieb, die beförderten gefährlichen Güter

---

<sup>1</sup> Bundesgesetz über die Beförderung gefährlicher Güter (Gefahrgutbeförderungsgesetz – GBBG), BGBl. I 2013/91.

<sup>2</sup> soweit gemäß § 10 Abs. 1 Z 5 GBBG geregelt.

sowie deren Behältnisse und auch die Verpackungs- und Verladevorgänge und dergleichen mehr. Die Beförderung der entsprechenden Behältnisse setzt nach § 4 GGBG voraus, dass die Vorgaben des § 2 GGBG eingehalten werden und auch Informationen hinsichtlich der gefährlichen Güter darauf angebracht sind. Sämtliche bei der Beförderung der gefährlichen Güter Beteiligte haben die erforderlichen Vorkehrungen zu treffen, um Schadensfälle zu verhindern bzw. bei eingetretenen Unfällen deren Umfang so gering wie möglich zu halten. Zudem sind die einschlägigen Bestimmungen dieses Gesetzes einzuhalten. Teilweise, wenn dies in den oben genannten internationalen Regelungen vorgeschrieben ist, bedarf die Beförderung der gefährlichen Güter zudem nach § 8 GGBG der Genehmigung des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie.

Zum Zweck der Erprobung oder wegen besonderer Gegebenheiten, unter denen die Beförderung von gefährlichen Gütern durchgeführt werden soll, können ausnahmsweise gem. § 9 GGBG auch gefährliche Güter, welche nach dem GGBG nicht zulässig sind, transportiert werden.

#### 2.4.6.5.2 Gefahrgutbeförderungsverordnung

Hinsichtlich der Ausbildung zum Gefahrgutbeauftragten und der Schulung der Gefahrenlenker ist die GGBV zu beachten.

#### 2.4.6.5.3 Klassifizierung der ausgewählten Materialien

Tabelle 24: Klassifizierung der ausgewählten Materialien; Quelle: (Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung, kein Datum)

Stoff	UN	Klasse
<b>Si</b>	UN 1346	4.1
<b>Al</b>	UN 1383	4.2
<b>Ca</b>	UN 1855	4.2
<b>Mg</b>	UN 1418	4.3
<b>Al<sub>2</sub>(SO<sub>4</sub>)<sub>3</sub>*6H<sub>2</sub>O</b>	UN 3264	8
<b>CaO</b>	UN 1910	8

Nachstehende Abbildungen zeigen die jeweiligen Klassifizierungen der unterschiedlichen Materialien.

Tabelle 25: Klassifizierung Siliciumpulver (Quelle: (Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung, kein Datum))

### Siliciumpulver

	ADR 2017	RID 2017	ADN 2017	IMDG-Code, Amdt. 38-16	ICAO TI 2017-2018	UN 19th Rec.
<b>Transportstatus</b>	✓	✓	✓	✓	✓	✓
<b>UN-Nr.</b>	1346	1346	1346	1346	1346	1346
<b>Klasse</b>	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
<b>Gefahrzettel/Labels</b>	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
<b>Verpackungsgruppe</b>	III	III	III	III	III	III
<b>Klassifizierungscode</b>	F3	F3	F3			
<b>Gefahrnummer</b>	40	40				
<b>Beförderungskategorie</b>	3	3				
<b>Kegel/Lichter</b>			0			
<b>Sondervorschriften</b>	32	32	32	32	A54	32

✓ = Dieser Stoff ist klassifiziert

Tabelle 26: Klassifizierung Aluminiumpulver (Quelle: (Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung, kein Datum))

### Aluminiumpulver

	ADR 2017	RID 2017	ADN 2017	IMDG-Code, Amdt. 38-16	ICAO TI 2017-2018	UN 19th Rec.
<b>Transportstatus</b>	✓	✓	✓	✓	✗	✓
<b>UN-Nr.</b>	1383	1383	1383	1383	1383	1383
<b>Klasse</b>	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2
<b>Gefahrzettel/Labels</b>	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2
<b>Verpackungsgruppe</b>	I	I	I	I		I
<b>Klassifizierungscode</b>	S4	S4	S4			
<b>Gefahrnummer</b>	43	43				
<b>Beförderungskategorie</b>	0	0				
<b>Kegel/Lichter</b>			0			
<b>Sondervorschriften</b>	274	274	274	274		274

✓ = Dieser Stoff ist klassifiziert

✗ = Beförderung verboten

Tabelle 27: Klassifizierung Calcium (Quelle: (Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung, kein Datum))

### Calcium

	ADR 2017	RID 2017	ADN 2017	IMDG-Code, Amdt. 38-16	ICAO TI 2017-2018	UN 19th Rec.
Transportstatus	✓	✓	✓	✓	✗	✓
UN-Nr.	1855	1855	1855	1855	1855	1855
Klasse	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2
Gefahrzettel/Labels	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2
Verpackungsgruppe	I	I	I	I		I
Klassifizierungscode	S4	S4	S4			
Gefahrnummer		43				
Beförderungskategorie	0	0				
Kegel/Lichter			0			
Sondervorschriften						

✓ = Dieser Stoff ist klassifiziert

✗ = Beförderung verboten

Tabelle 28: Klassifizierung Magnesiumpulver (Quelle: (Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung, kein Datum))

### Magnesiumpulver

	ADR 2017	RID 2017	ADN 2017	IMDG-Code, Amdt. 38-16	ICAO TI 2017-2018	UN 19th Rec.
Transportstatus	✓	✓	✓	✓	✓	✓
UN-Nr.	1418	1418	1418	1418	1418	1418
Klasse	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3
Gefahrzettel/Labels	4.3 + 4.2	4.3 + 4.2	4.3 + 4.2	4.3 + 4.2	4.3 + 4.2	4.3 + 4.2
Verpackungsgruppe	II	II	II	II	II	II
Klassifizierungscode	WS	WS	WS			
Gefahrnummer	423	423				
Beförderungskategorie	2	2				
Kegel/Lichter			0			
Sondervorschriften					A3	

✓ = Dieser Stoff ist klassifiziert

Tabelle 29: Klassifizierung Aluminiumsulfat (wässrig) (Quelle: (Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung, kein Datum))

### Aluminiumsulfat (wässrig)

	ADR 2017	RID 2017	ADN 2017	IMDG-Code, Amdt. 38-16	ICAO TI 2017-2018	UN 19th Rec.
<b>Transportstatus</b>	✓	✓	✓	✓	✓	✓
<b>UN-Nr.</b>	3264	3264	3264	3264	3264	3264
<b>Klasse</b>	8	8	8	8	8	8
<b>Gefahrzettel/Labels</b>	8	8	8	8	8	8
<b>Verpackungsgruppe</b>	III	III	III	III	III	III
<b>Klassifizierungscode</b>	C1	C1	C1			
<b>Gefahrnummer</b>	80	80				
<b>Beförderungskategorie</b>	3	3				
<b>Kegel/Lichter</b>			0			
<b>Sondervorschriften</b>	274	274	274	223, 274	A3	223, 274

✓ = Dieser Stoff ist klassifiziert

Tabelle 30: Klassifizierung Calciumoxid (Quelle: (Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung, kein Datum))

### Calciumoxid

	ADR 2017	RID 2017	ADN 2017	IMDG-Code, Amdt. 38-16	ICAO TI 2017-2018	UN 19th Rec.
<b>Transportstatus</b>	⊖	⊖	⊖	⚠	✓	✓
<b>UN-Nr.</b>	1910	1910	1910	1910	1910	1910
<b>Klasse</b>	8	8	8	8	8	8
<b>Gefahrzettel/Labels</b>					8	8
<b>Verpackungsgruppe</b>					III	III
<b>Klassifizierungscode</b>	C6	C6	C6			
<b>Gefahrnummer</b>						
<b>Beförderungskategorie</b>						
<b>Kegel/Lichter</b>						
<b>Sondervorschriften</b>				960		106

✓ = Dieser Stoff ist klassifiziert

⊖ = Unterliegt nicht dieser Vorschrift

⚠ = Nur bei Beförderung als Schüttladung gefährlich (IMSBC-Code)

Die Notwendigkeit eines Gefahrguttransportes kann die Transportkosten steigern, hier wurden um **20 % höhere Transportkosten** angesetzt, abhängig vom Umfang der Lieferung, der Verpackung und der Strecke.

#### **2.4.7 Lagerung**

Nach dem Laden des TCS-Materials muss dieses bis zur Entladung gelagert werden. Umgekehrt wird das Material nach der Entladung bis zur Aufladung des Materials gelagert.

Die Lagerung richtet sich nach dem verwendeten TCS-Material, dessen Eigenschaften und der Umgebung. So kann das Material korrosiv oder giftig sein, schnell oxidieren, selbstentzündlich sein oder bei Kontakt mit Wasser stark reagieren. Die Lagerung muss so ausgestaltet werden, dass das Material der Umwelt nicht in schädigender Weise ausgesetzt ist.

Aufgrund der Reaktionsfähigkeit der selektierten thermochemischen Materialien (siehe Kapitel 2.4.2.2) und der damit grundsätzlich Reaktion mit der Umgebungsluft bzw. potentiellen Kontamination des Grundwassers kommt eine Halden- oder Hallenlagerung für eine Langzeitlagerung der betroffenen Stoffe nur nach genauer Prüfung und Abwägung aller sicherheits- und umweltrelevanten Einflussfaktoren in Frage. In Anbetracht der Mengen der zu lagernden thermochemischen Materialien wurde eine Lagerung in Großsilos als die anwendungstechnisch günstigste Variante identifiziert. Die Silos müssen geschlossen und luftdicht ausgeführt sein und können aus Stahlbeton oder Stahl gefertigt werden.

Größere Stahlbetonsilos werden vor Ort gefertigt. Die Lieferung muss hier klarerweise auf die Wettersituation abgestimmt werden, die Arbeit muss vor Ort zur Qualitätssicherung überwacht werden und die Kommissionierung dauert länger, was zu höheren Kosten führt (Silos Córdoba, 2013). Bei Silos aus Stahlbeton findet die Hauptbeanspruchung der Wände durch Ringzugkräfte bzw. -spannungen statt. Diese müssen von der Stahlbewehrung aufgenommen werden, da der Beton alleine kaum Zugspannung aufnehmen kann. Stahlbetonsilos können bei gegebenen Beanspruchungsbedingungen auch zu Spröbruchverhalten neigen (Thomas, 2012).

Stahlbetonzylinder können zwar höher gebaut werden als Stahlsilos, diese haben jedoch größere Durchmesser und somit die größeren Kapazitäten. Auf Basis dieser Randbedingungen sollten die Betonsilos nur verwendet werden, wenn aufgrund von Platzmangel Stahlsilos nicht in Frage kommen. Stahlkonstruktionen haben überdies eine größere spezifische Lagerkapazität pro eingesetzten Investitionskosten (Silos Córdoba, 2013). Sie werden direkt beim Hersteller fertiggestellt und als Ganzes geliefert, wodurch eine umfangreiche Qualitätsüberprüfung sichergestellt werden kann, was den Aufbau bzw. die Abwicklung erleichtert. Der Untergrund muss nicht extra versiegelt und bewehrt werden, um das Gewicht aushalten zu können und im Vergleich zu Stahlbetonsilos haben Stahlsilos das bessere Erdbebenverhalten (Silos Córdoba, 2013). Es kann jedoch zu Stabilitätsproblemen durch Zylinderbeulen und/oder Knicken bei ebenen Platten kommen. (Thomas, 2012)

Bis zu einer Größe von 2.200 m<sup>3</sup> ist eine Stahlkonstruktion möglich. Diese sollte geschweißt ausgeführt werden, da bei geschraubten Systemen die Luftdichtigkeit nicht sichergestellt werden kann. Bei noch größeren Silos dreht sich das Preis-Leistungsverhältnis und es

sollten Stahlbetonsilos verwendet werden (Kurz Silosysteme). Die Beschickung der Silos erfolgt vorzugsweise mit Hilfe eines pneumatischen Befüllsystems (Kurz Silosysteme). Die Entleerung kann mittels Schwerkraftentleerung durch Trichter realisiert werden (Thomas, 2012).

Vor allem die Transportkosten der Anlieferung spielen bei größeren Silos (ab 2,99 m Durchmesser) eine Rolle, da Sondertransporte notwendig werden. Bei größeren Volumina werden geschraubte Systeme verwendet, was jedoch für den gegenständlichen Anwendungsfall aufgrund der Notwendigkeit der Luftdichtigkeit nicht möglich ist (TechnoCo Industriemontagen GmbH).

Zusätzliche Kosten entstehen durch die Anbindung an Straße, Schienen oder Wasserwege für die Errichtungsphase sowie den Materialtransport. Die Betriebskosten bei der Langzeitlagerung der thermochemischen Materialien sind von geringer Signifikanz. Die Projektierung und Konstruktion muss unter Beachtung von Umweltschutz, Sicherheitsaspekten, Arbeitskräftebedarf, Transport und Montage, Reparatur und Instandhaltung, Mess- und Steuereinrichtungen erfolgen (Thomas, 2012). Probleme, welche bei einer Langzeitlagerung, wie in diesem Projekt angedacht, auftreten können, sind Verfestigungen, insbesondere an der Silowand, sowie Brand- bzw. Explosionsgefahr der brennbaren Stäube (siehe 2.4.2.4). Des Weiteren können Kristallisationsbrücken der leicht wasserlöslichen Stoffe auftreten oder Festkörperbrücken durch chemische Reaktionen der Stoffe mit adsorbiertem Wasser. Gefahr von Überlastungen, Havarie und Stabilitätsprobleme des Bauwerkes können ebenfalls grundsätzlich zu Problemen führen (Thomas, 2012).

Wärmetransportphänomene und Alterung der thermochemischen Materialien im Silo können dann auftreten, wenn Schüttgüter, die aus Trocknern eingefüllt werden, nachtrocknen. Dann kann es zu Brüdenkondensation an den kalten Wänden kommen, was, wenn nicht abgeführt, im Folgenden zu Aufbau von Verhärtung der Schüttgüter und damit verbundenen Einbußen der geforderten thermochemischen Materialeigenschaften führt (Thomas, 2012). Zu Problemen kann es in Folge auch bei der Entleerung der Silos kommen. Durch die Größe des Silos und dem entsprechenden Gewicht der gelagerten Materialien kommt es zu einer sehr hohen Beanspruchung der Konstruktion beim Entleervorgang (Fraunhofer IRB, 1974). Dies muss bei der Planung unbedingt berücksichtigt werden.

Abbildung 44 zeigt den grundsätzlichen Aufbau für einen mit LKWs beladbaren Silo.

## Ausführung L (für LKW-Abzug) / Version L (for removal by lorry)

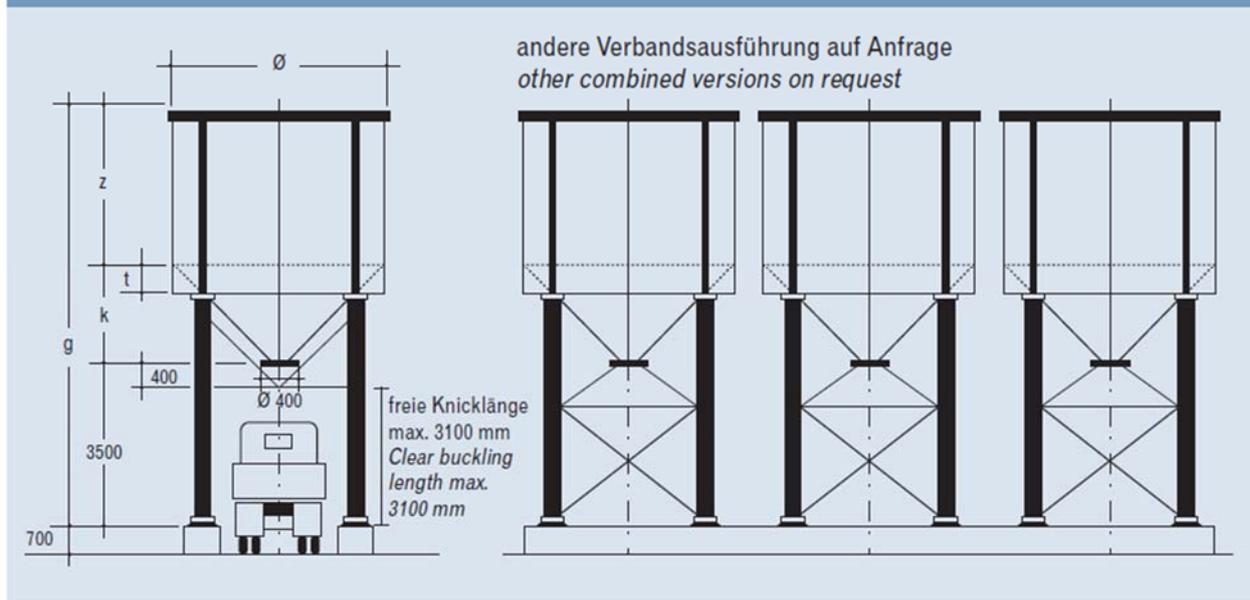


Abbildung 44: Normsilos für LKW-Beladung aus (Kurz Silosysteme, 2005)

### 2.4.7.1 Abschätzung der erforderlichen Lagerkapazitäten

Um die benötigte Silogröße zu veranschaulichen, wurden drei Materialien gewählt und deren benötigtes Lagervolumen für die Spitzen- und Grundlast der in Kapitel 2.4.1 beschriebenen Fernwärmenetze berechnet (siehe Abbildung 45).

	Netz A: Großes urbanes Netz		Netz B: Kleines urbanes Netz		Netz C: Ländliches Netz	
	Netz A: Spitzenlast	Netz A: Grundlast	Netz B: Spitzenlast	Netz B: Grundlast	Netz C: Spitzenlast	Netz C: Grundlast
Sorption 4A	413.917 t	562.783 t	329.585 t	168.829 t	52.369 t	25.991 t
Hydrat MgCl <sub>2</sub> *6H <sub>2</sub> O - MgCl <sub>2</sub> *2H <sub>2</sub> O	194.922 t	265.026 t	155.208 t	79.505 t	24.661 t	12.240 t
Hydrat MgCl <sub>2</sub> *6H <sub>2</sub> O - MgCl <sub>2</sub>	63.535 t	86.385 t	50.590 t	25.915 t	8.038 t	3.989 t
Redox Ca - CaO	16.790 t	22.828 t	13.369 t	6.848 t	2.124 t	1.054 t

Abbildung 45: benötigte Materialmenge je Stoff und Fernwärmenetz

Nachstehende Abbildung 46 veranschaulicht das Ergebnis grafisch.

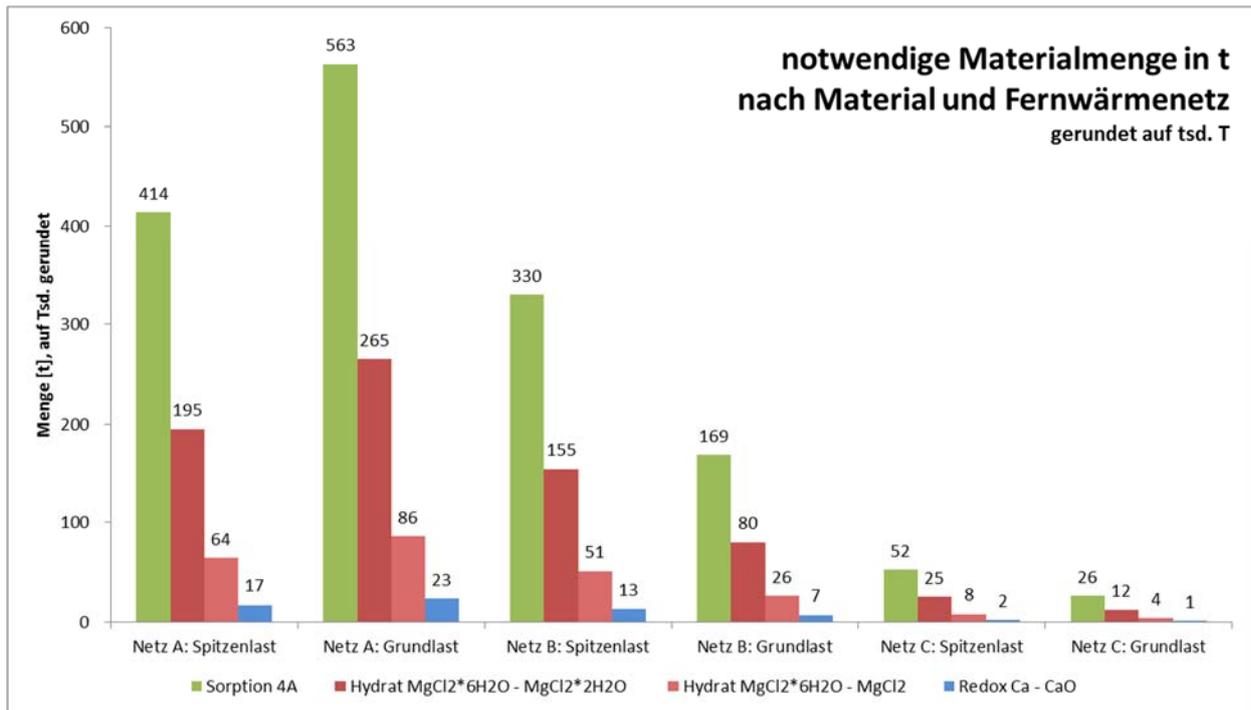


Abbildung 46: notwendige Materialmenge, nach Stoff und Fernwärmenetz, gerundet auf tsd. T

Die Grafik macht deutlich, wie sehr der Materialbedarf nach Material und Funktion in den betrachteten Fernwärmenetzscenarien schwankt. So schneidet der in der Wärmespeicherung schon oft angewendete Zeolith aufgrund der sehr geringen spezifischen Enthalpie und der dadurch großen notwendigen Speichermenge, welche in große Lagerkosten resultiert, wesentlich schlechter ab, als im Vergleich das RedOx-Material Ca/CaO.

#### 2.4.7.2 Abschätzung der Investitionskosten einer Lagerung der TCS-Materialien

Basierend auf den Aussagen verschiedener Silohersteller wurde Investitionskosten je Material und Anwendung im Fernwärmenetz geschätzt.

Die Kosten für einen Stahlsilo werden mit rund 450-500 € pro m<sup>3</sup> Lagervolumen von verschiedenen Lieferanten angegeben (lt. Auskünften von (TechnoCo Industriemontagen GmbH), (Kurz Silosysteme), (Inocon Technologie GmbH)). Dies umfasst nicht die notwendigen Explosionsschutzprüfungen (ATEX), sowie die konstruktionstechnischen Maßnahmen, welche auf deren Basis getroffen werden müssen. So müssen z. B. Berstklappen statt Berstscheiben eingesetzt werden, welche höhere Kosten verursachen. Zusätzliche Kosten entstehen, wenn hinsichtlich Erdbebenschutz oder Windlasten ebenfalls besondere sicherheitstechnische Vorkehrungen standortspezifisch getroffen werden müssen (Kurz Silosysteme). Abbildung 47 zeigt eine Kostenschätzung von Material und Silo je Material und Funktion im Fernwärmenetz.

	Netz A: Großes urbanes Netz		Netz B: Kleines urbanes Netz		Netz C: Ländliches Netz	
	Netz A: Spitzenlast	Netz A: Grundlast	Netz B: Spitzenlast	Netz B: Grundlast	Netz C: Spitzenlast	Netz C: Grundlast
Sorption 4A	87.382.488 €	118.809.831 €	69.579.109 €	35.641.782 €	11.055.607 €	5.486.943 €
Hydrat MgCl <sub>2</sub> *6H <sub>2</sub> O - MgCl <sub>2</sub> *2H <sub>2</sub> O	58.973.179 €	80.183.038 €	46.957.935 €	24.054.124 €	7.461.269 €	3.703.059 €
Hydrat MgCl <sub>2</sub> *6H <sub>2</sub> O - MgCl <sub>2</sub>	19.222.227 €	26.135.551 €	15.305.875 €	7.840.409 €	2.431.990 €	1.207.007 €
Redox Ca - CaO	5.145.265 €	6.995.773 €	4.096.965 €	2.098.663 €	650.977 €	323.083 €

Abbildung 47: Kosten Silo + Material

Für die ökonomische Bewertung wird für die Lagerung in Silos von spez. Investitionskosten in Höhe von **475 €/m<sup>3</sup>** ausgegangen.

### 2.4.7.3 Abschätzung des Flächenbedarfs zur Lagerung

Um den Flächenbedarf für die benötigten Lagersilos abschätzen zu können, wurden zwei Normsilogrößen herangezogen, die wichtigsten Eckdaten sind in Tabelle 31 zusammengefasst.

Tabelle 31: ausgewählte Normsilos für Flächenbedarfsberechnung

	Silo 1	Silo 2
<b>Füllvermögen (Wasseräquivalent)</b>	220 m <sup>3</sup>	1005 m <sup>3</sup>
<b>Konus</b>	55°	55°
<b>Durchmesser</b>	5 m	10,224 m
<b>Höhe Zylinder</b>	10 m	9,8 m
<b>Höhe gesamt</b>	16,8 m	20,4 m

Der Flächenbedarf, welcher entsteht wenn Silos mit einem Normvolumen von 220 m<sup>3</sup> verwendet werden, wurde laut Abbildung 48 berechnet.

	Netz A: Großes urbanes Netz		Netz B: Kleines urbanes Netz		Netz C: Ländliches Netz	
	Netz A: Spitzenlast	Netz A: Grundlast	Netz B: Spitzenlast	Netz B: Grundlast	Netz C: Spitzenlast	Netz C: Grundlast
<i>Flächenbedarf Silo 1</i>						
Sorption 4A	20.900 m <sup>2</sup>	28.425 m <sup>2</sup>	16.650 m <sup>2</sup>	8.525 m <sup>2</sup>	2.650 m <sup>2</sup>	1.325 m <sup>2</sup>
Hydrat MgCl <sub>2</sub> *6H <sub>2</sub> O - MgCl <sub>2</sub> *2H <sub>2</sub> O	14.100 m <sup>2</sup>	19.175 m <sup>2</sup>	11.225 m <sup>2</sup>	5.750 m <sup>2</sup>	1.775 m <sup>2</sup>	875 m <sup>2</sup>
Hydrat MgCl <sub>2</sub> *6H <sub>2</sub> O - MgCl <sub>2</sub>	4.600 m <sup>2</sup>	6.250 m <sup>2</sup>	3.650 m <sup>2</sup>	1.875 m <sup>2</sup>	575 m <sup>2</sup>	300 m <sup>2</sup>
Redox Ca - CaO	1.225 m <sup>2</sup>	1.675 m <sup>2</sup>	975 m <sup>2</sup>	500 m <sup>2</sup>	150 m <sup>2</sup>	75 m <sup>2</sup>

Abbildung 48: Flächenbedarf Silo 1

Verwendet man Silos mit einem Normvolumen von 1005 m<sup>3</sup>, so ist die laut Abbildung 49 berechnete Fläche notwendig.

Flächenbedarf Silo 2	Netz A: Großes urbanes Netz		Netz B: Kleines urbanes Netz		Netz C: Ländliches Netz	
	Netz A: Spitzenlast	Netz A: Grundlast	Netz B: Spitzenlast	Netz B: Grundlast	Netz C: Spitzenlast	Netz C: Grundlast
Sorption 4A	20.176 m <sup>2</sup>	27.452 m <sup>2</sup>	16.097 m <sup>2</sup>	8.269 m <sup>2</sup>	2.536 m <sup>2</sup>	1.213 m <sup>2</sup>
Hydrat MgCl <sub>2</sub> *6H <sub>2</sub> O - MgCl <sub>2</sub> *2H <sub>2</sub> O	13.671 m <sup>2</sup>	18.522 m <sup>2</sup>	10.805 m <sup>2</sup>	5.513 m <sup>2</sup>	1.764 m <sup>2</sup>	882 m <sup>2</sup>
Hydrat MgCl <sub>2</sub> *6H <sub>2</sub> O - MgCl <sub>2</sub>	4.410 m <sup>2</sup>	6.064 m <sup>2</sup>	3.528 m <sup>2</sup>	1.764 m <sup>2</sup>	551 m <sup>2</sup>	331 m <sup>2</sup>
Redox Ca - CaO	1.213 m <sup>2</sup>	1.654 m <sup>2</sup>	992 m <sup>2</sup>	441 m <sup>2</sup>	110 m <sup>2</sup>	110 m <sup>2</sup>

Abbildung 49: Flächenbedarf Silo 2

Anzumerken ist, dass hier nur die reine Silofläche berechnet wurde um die benötigten Flächen vergleichen zu können. Die zusätzlich notwendigen Flächen für Materialmanipulation oder Zugänglichkeit für Wartung werden hier nicht inkludiert.

#### 2.4.7.4 Alternative Optionen zur Lagerung

Zusätzlich zur Lagerung der TCS-Materialien in Silos wurden für die ökonomische Bewertung noch weitere Möglichkeiten der Lagerung herangezogen. Dies betrifft in erster Linie die Lagerung in Lagerhallen sowie in transportierbaren Abrollcontainern bzw. Absetzmulden.

##### 2.4.7.4.1 Verwendung von Lagerhallen

Die Lagerung des Speichermaterials in einfachen Lagerhallen stellt, nach dem Deponieren auf Halden im Freien, die voraussichtlich kostengünstigste Option dar. Allerdings sind bei dieser Form der Lagerung Wirkungsgradeinbußen bei der Speicherentladung zu erwarten, da ohne zusätzliche Vorkehrungen kein Schutz gegen oberflächliche Oxidation (bei RedOx-Materialien) bzw. unkontrollierten Feuchtigkeitseintritt (bei hydrophilen Materialien) gegeben ist. Dies führt unweigerlich zu unerwünschter Teilentladung des Speichers über die Dauer der Lagerung. Unter gewissen Umständen kann dies jedoch in Kauf genommen werden, wenn bspw. die Oxidation nach Bildung einer oberflächlichen Schicht nicht weiter fortschreitet (nach (Wochele & Ludwig, 2004)) und die Verluste damit gering bleiben.

Zur Bewertung der spezifischen Lagerkosten wurden Preise für Errichtung von Stahlagerhallen in Modulbauweise eingeholt. Für Lagerhallen in der Größenordnung von 3.150-6.250 m<sup>3</sup> wurden somit, bei einem Befüllungsgrad von 60 %, spez. Investitionskosten für das Lagervolumen von **47 €/m<sup>3</sup>** ermittelt (inkl. Berücksichtigung der Zusatzkosten für Flächenversiegelung & Unterkonstruktion, Aufbau). Die spezifischen Investitionskosten liegen damit bei nur ca. 10 % jener für die Errichtung von Silos.

#### **2.4.7.4.2 Verwendung von Containern**

Bei der Verwendung von konventionellen Abrollcontainern bzw. Absetzmulden besteht ebenfalls das Problem der oberflächlichen Oxidation des Speichers, was zudem, aufgrund des ungünstigeren Oberflächen/Volumen-Verhältnis, verglichen mit der Lagerung in Hallen größere Auswirkungen haben kann.

Vorteil bei der Verwendung derartiger Lager ist der einfachere Transport ohne zusätzliches Umfüllen des TCS-Materials. Allerdings ist ein höherer Platzbedarf durch die geringere Füllhöhe, sowie Flächenbedarf zum Rangieren bei der Verladung zu erwarten. Auch wenn eine deutlich höhere Ausnutzung des Lagervolumens im Vergleich zu den beschriebenen Lagerhallen anzunehmen ist.

Die ermittelten spezifischen Lagerkosten ergeben sich aus Preisinformationen entsprechender Hersteller und wurden im Mittel mit **167 €/m<sup>3</sup>** bewertet. Diese Kosten berücksichtigen einen Befüllungsgrad von 90 % bei Containergrößen zwischen 7 und 25 m<sup>3</sup> Lagervolumen.

Wenn infolge längerer oder ungünstiger Lagerung (erhöhte Feuchtigkeit und Temperatur) die Pulverteilchen mehr oder weniger oberflächlich oxidieren, kann zur Erhaltung der Energieausbeute eine nachträgliche Reduktion der Pulver notwendig werden. Nach der Reduktion sollte das Pulver relativ rasch weiterverarbeitet werden, da frisch reduzierte Pulver eine wesentlich größere Reaktionsneigung zeigen, die umso stärker ist, je kleiner die Pulverteilchen sind (nach (Schatt, Wieters, & Kieback, 2007)). Für die Wasser aufnehmenden Materialien gilt dies analog hinsichtlich Nachrocknung bei ungewollter teilweiser Hydratation der Partikel.

#### **2.4.8 Wesentliche relevante rechtliche Regelwerke zur Errichtung und den Betrieb von thermochemischen Speichern**

##### Seveso III-Richtlinie

Nach Art. 2 Abs. 1 der Seveso III-Richtlinie gilt diese Richtlinie für Betriebe, in dem gefährliche Stoffe in einer oder in mehreren Anlagen, einschließlich gemeinsamer oder verbundener Infrastrukturen oder Tätigkeiten vorhanden sind. Unter den Begriff des gefährlichen Stoffs fällt nach Art. 3 Z 10 und Z 14 der Seveso III-Richtlinie i.V.m. Anhang I Teil 2 Z 15 auch Wasserstoff, da er geeignet ist, der menschlichen Gesundheit oder der Umwelt Schaden zuzufügen. In diesem Zusammenhang ist es unerheblich, ob es sich dabei um einen Rohstoff, ein Endprodukt, ein Nebenprodukt, einen Rückstand oder ein Zwischenprodukt handelt.

Ziel dieser Richtlinie ist es, durch entsprechende Sicherheitsvorkehrungen schwere Unfälle im Rahmen von Industrietätigkeiten zu verhindern bzw. eingetretene Unfallfolgen sowohl für die menschliche Gesundheit als auch für die Umwelt zu begrenzen, um in der gesamten Union ein hohes Schutzniveau sicherzustellen. Daher ist jeder Anlagenbetreiber verpflichtet, der zuständigen Behörde nachzuweisen, dass er die entsprechenden Maßnahmen getroffen hat. Ferner hat jeder Betreiber ein schriftliches Konzept zur Verhütung schwerer Unfälle auszuarbeiten und dessen Umsetzung zu gewährleisten. Je nach der Einordnung als Betrieb der unteren oder oberen Klasse ergeben sich zudem weitergehende Verpflichtungen für den

jeweiligen Betreiber, die u.a. Sicherheitsberichte, Notfallpläne sowie die Unterrichtung der Öffentlichkeit betreffen. Schließlich ist festgelegt, welche Informationen und Maßnahmen die Betreiber, die Behörde sowie der Mitgliedstaat bei einem schweren Unfall zu erbringen haben.

#### GewO 1994

Mit dem Ziel, schwere Unfälle mit gefährlichen Stoffen zu verhindern und ihre Folgen zu begrenzen, wurde die Seveso III-Richtlinie vorwiegend in der GewO 1994 und zwar im Abschnitt 8a i.V.m. den Anlagen 3 und 4 umgesetzt. Diese Bestimmungen sind zusätzlich zu der berufs- und betriebsanlagenrechtlichen Genehmigungspflicht durch den Anlagenbetreiber zu berücksichtigen. Demnach ist die Power-to-Gas-Anlage bzw. im speziellen der Elektrolyseur in Verbindung mit der Abfüllstation in Abhängigkeit der Menge des Wasserstoffs als Betrieb der unteren bzw. oberen Klasse einzuordnen, zumal der Wasserstoff als gefährlicher Stoff zu qualifizieren ist, da er in Anlage 5 Teil 2 aufgelistet ist. Daher ist der Betreiber dieser Anlage verpflichtet, alle erforderlichen Maßnahmen nach dem Stand der Technik i.S.v. § 71a GewO 1994 zu treffen, um das Ziel dieses Abschnitts zu erreichen. Ferner ist er verpflichtet, der Behörde wichtige Angaben im Zusammenhang mit dem Betrieb seiner Anlage zu machen, wozu auch ein Verzeichnis der verwendeten gefährlichen Stoffe gehört, die ausgeübte Tätigkeit sowie eine Beschreibung der Umgebung des Betriebs. Schwere Unfälle sind zu melden. Ferner hat der Betriebsinhaber ein Sicherheitskonzept zur Verhütung schwerer Unfälle und – sofern es sich um ein Betrieb der oberen Klasse handelt – einen Sicherheitsbericht zu erstellen. Die Betreiber von Betrieben der oberen Klasse haben zudem gem. § 84h GewO 1994 einen internen Notfallplan zu erstellen. Die Behörde hingegen ist verpflichtet, die Betriebe einer Inspektion zu unterziehen sowie die Einhaltung der Pflichten der Betriebsinhaber zu überwachen.

#### Industrieunfallverordnung

Auf der Grundlage des § 84m GewO 1994 hat der BMWFW die IUV 2015 für gewerbliche Betriebsanlagen, die dem Abschnitt 8a der GewO 1994 unterliegen, erlassen. Darin werden das zu erstellende Sicherheitskonzept sowie der eventuell erforderliche Sicherheitsbericht näher konkretisiert. Zudem sind die Voraussetzungen der Meldung von Industrieunfällen näher dargelegt.

#### Umweltinformationsgesetz

Schließlich sieht § 14 UIG i.V.m. der StIV Informationspflichten vor. Diese betreffen Betreiber solcher Anlagen, von denen die Gefahr von schweren Unfällen ausgeht. So sind die von einem möglichen schweren Unfall potentiell betroffenen Personen sowie die zuständigen Behörden in regelmäßigen Abständen über die möglichen Gefahren und erforderlichen Verhaltensmaßnahmen zu unterrichten

### **2.4.9 Bewertete Szenarien im Projekt SGS**

Für das vorliegende Projekt wurden, in Kombination mit den gewählten Beispielnetzen, einige Szenarien ausgewählt, die einen groben Überblick über die Fülle an möglichen Variationen schaffen sollen. Die gewählten Szenarien ermöglichen in weiterer Folge auch Rückschlüsse auf und Abschätzung von hier nicht explizit ausgeführten Varianten.

Aufgrund der unterschiedlichen Verarbeitungsprozesse der ausgewählten RedOx-Materialien im Vergleich mit den Speichern auf Zeolith- oder Hydrat-/Hydroxid-Basis, erfolgt eine erste Unterteilung auf Basis der beiden Mechanismen.

#### 2.4.9.1 Szenarien Befeuchtung – Zeolithe, Hydrate, Hydroxide

Die Umsetzung der gewählten Zeolithen (Sorptionsmaterialien), Hydrate und Hydroxide erfolgt jeweils auf gleiche Art und Weise: Beladung der Speicher mittels Trocknung und Austreiben des gebundenen H<sub>2</sub>O, Entladung durch Beaufschlagung mit Wasserdampf.

Die Hydrat-Varianten basierend auf MgCl<sub>2</sub> bzw. MgSO<sub>4</sub> bringen nicht unwesentliche Einschränkungen im Verarbeitungsprozess mit sich (siehe Abschnitt 2.4.2.3). So bildet Magnesiumchlorid (MgCl<sub>2</sub>) bzw. dessen Hydrat bei Temperaturen über 150 °C gasförmige Salzsäure, Magnesiumsulfat (MgSO<sub>4</sub>) und die damit gebildeten Hydrate haben die Eigenschaft bei einer Temperatur von 53 °C in flüssigen Zustand überzugehen. Diese spezifischen Eigenschaften würden eigene Verarbeitungsprozesse und damit verbundene Kosten mit sich bringen. Diese Materialien werden daher in der ökonomischen Bewertung weitgehend nicht einer spezifischen Kostenbewertung unterzogen. Aufgrund der geringen Energiedichte und den damit einhergehenden hohen spez. Material- und Lagerkosten werden die beiden Zeolithe 4A und 13X in den Berechnungen nur am Rande betrachtet.

##### 2.4.9.1.1 Szenario B1

Dieses Szenario betrachtet eine Anwendung von Hydratation zur Wärmeauslagerung aus TCS-Materialien. Die Beladung erfolgt mittels Solarthermiekraftwerk, der Transport zwischen Lagerstätte und Be- und Entladereaktoren erfolgt mittels LKW (Strecke 100 km pro Zyklus). Der Wasserdampf zur Befeuchtung muss eigens bereitgestellt werden.

- Be- und Entladung im **gleichen Wirbelschichtreaktor**
- Beladeenergie aus **Solarthermie**
- **Dampf** zur Entladung steht **nicht kostenlos** zur Verfügung
- Transport mittels **LKW** (100 km gesamt)
- Lagerung in **Silos**

##### 2.4.9.1.2 Szenario B2

Dieses Szenario betrachtet die Nutzung eines Standorts in unmittelbarer Industrienähe. Die Trocknung erfolgt unter Verwendung der industriellen Abwärme, der zur Entladung benötigte Wasserdampf steht aus einem Industrieprozess zur Verfügung und ist für die Anwendung damit kostenlos. Der Transport entfällt, da die Einlagerung in direkter Nähe zum Reaktorstandort in Lagerhallen erfolgt.

- Be- und Entladung im **gleichen Wirbelschichtreaktor**
- Beladeenergie aus **industrieller Abwärme**
- **Dampf** zur Entladung steht **kostenlos** zur Verfügung
- **Kein Transport**
- Lagerung in **Lagerhallen**

### 2.4.9.1.3 Szenario B3

Szenario B3 unterstellt die Annahme, dass für die Be- und Entladung zwei getrennte Reaktoren nötig sind aufgrund großer Distanz zwischen Wärmequelle und Wärmesenke (FW-Netz). Die Beladung erfolgt mit Hilfe von geothermalen Ressourcen, der zur Entladung benötigte Wasserdampf muss eigens für den Prozess erzeugt werden. Der Materialtransport erfolgt mittels Bahn (Gesamtstrecke 400 km), die Lagerung in Lagerhallen.

- Be- und Entladung in **getrennten Wirbelschichtreaktoren**
- Beladeenergie aus **Tiefengeothermie**
- **Dampf** zur Entladung steht **nicht kostenlos** zur Verfügung
- Transport mittels **Bahngüterverkehr** (400 km gesamt)
- Lagerung in **Lagerhallen**

### 2.4.9.2 Szenarien Oxidation – (Metall-)Oxide

Die Beladung der hier eingeordneten Materialien erfolgt mittels Reduktion, die Entladung durch Verbrennung, also Oxidation der reduzierten Pulver.

Für die Reduktion wird für alle gewählten Materialien die Verwendung eines Lichtbogenofens angenommen, auch wenn dieser in der Praxis noch nicht in allen Fällen in industriellem Maßstab eingesetzt wird/werden kann. Der benötigte Strom wird aus erneuerbaren Energiequellen bezogen.

Die zur Reduktion benötigten Reduktionsmittel unterscheiden sich je nach Material und können aufgrund ihrer Variation kostentechnisch nicht berücksichtigt werden.

Die Verwendung von Aluminium(I)-oxid (AlO) als Edukt für den Oxidationsprozess wird im Folgenden ganzheitlich ausgeschlossen. Die Verbindung ist, wie in Kapitel 2.4.2.3 beschrieben, bei Raumtemperatur nicht stabil und kann damit die Vorteile der thermochemischen Speicherung nur bedingt nutzen.

#### 2.4.9.2.1 Szenario O1

Szenario O1 stellt, analog zu Szenario B1, eine Anwendung in mittelbarer Nähe zum FW-Netz dar. Die Wärmeentnahme aus dem Speichermaterial erfolgt mittels Wirbelschichtreaktor, der Transport zwischen Reaktoren und Lagerstätten mittels LKW (Gesamtstrecke 100 km/Zyklus). Gelagert werden die Reaktanden in Silos.

- Beladung mittels **Lichtbogenofen**
- Entladung in **Wirbelschichtreaktor**
- **Strom** für Reduktion aus **erneuerbaren Energiequellen**
- Transport mittels **LKW** (100 km gesamt)
- Lagerung in **Silos**

#### 2.4.9.2.2 Szenario O2

Dieses Szenario stellt wiederum die Be- und Entladung in Industrienähe dar, womit die Kosten für den Transport entfallen. Die Entladung erfolgt in einem eigenen Brenner unter Nutzung der Technologie der Staubfeuerung. Die Lagerung erfolgt in Lagerhallen.

- Beladung mittels **Lichtbogenofen**
- Entladung durch **Staubfeuerung**
- **Strom** für Reduktion aus **erneuerbaren Energiequellen**
- **Kein Transport**
- Lagerung in **Lagerhallen**

## 2.4.10 Benchmarks – Alternative Speichertechnologien und konventionelle Fernwärmebereitstellung

### 2.4.10.1 Alternative Speichertechnologien

Die am weitesten verbreitete Form ist die sensible Wärmespeicherung mittels Wasser. Das Potential zur Reduktion von Spitzenlasten in Fernwärmenetzen durch sensible Kurzzeitspeicher wurde bereits in mehreren Studien untersucht( (Ellehaug & Engberg Pedersen, 2007), (Hoffmann & Puta, 2006)). Diese kurzfristige Speicherung von Energie, begünstigt die Einbindung erneuerbarer Energieträger nur in geringem Ausmaß. Zur Nutzung saisonal schwankender Energien in Fernwärmenetzen, werden in einigen Pilotanlagen saisonale Wärmespeicher zur zeitlichen Entkopplung von Produktion und Verbrauch eingesetzt ( (Bauer, Heidemann, & Müller-Steinhagen, Central Solar Heating Plants with Seasonal Heat Storage, 2010), (Verda & Francesco, 2011), (Gustafsson & Karlsson, 1992)). Dadurch ist es möglich, im Sommer gewonnene Wärme im Winter zu nutzen. Die spezifischen Investitionskosten für Wärmespeicher sind in der Literatur mehrfach dokumentiert. Grundsätzlich lässt sich eine Kostendegression feststellen. Mit steigendem Speichervolumen sinken die spezifischen Investitionskosten (siehe Abbildung 50).

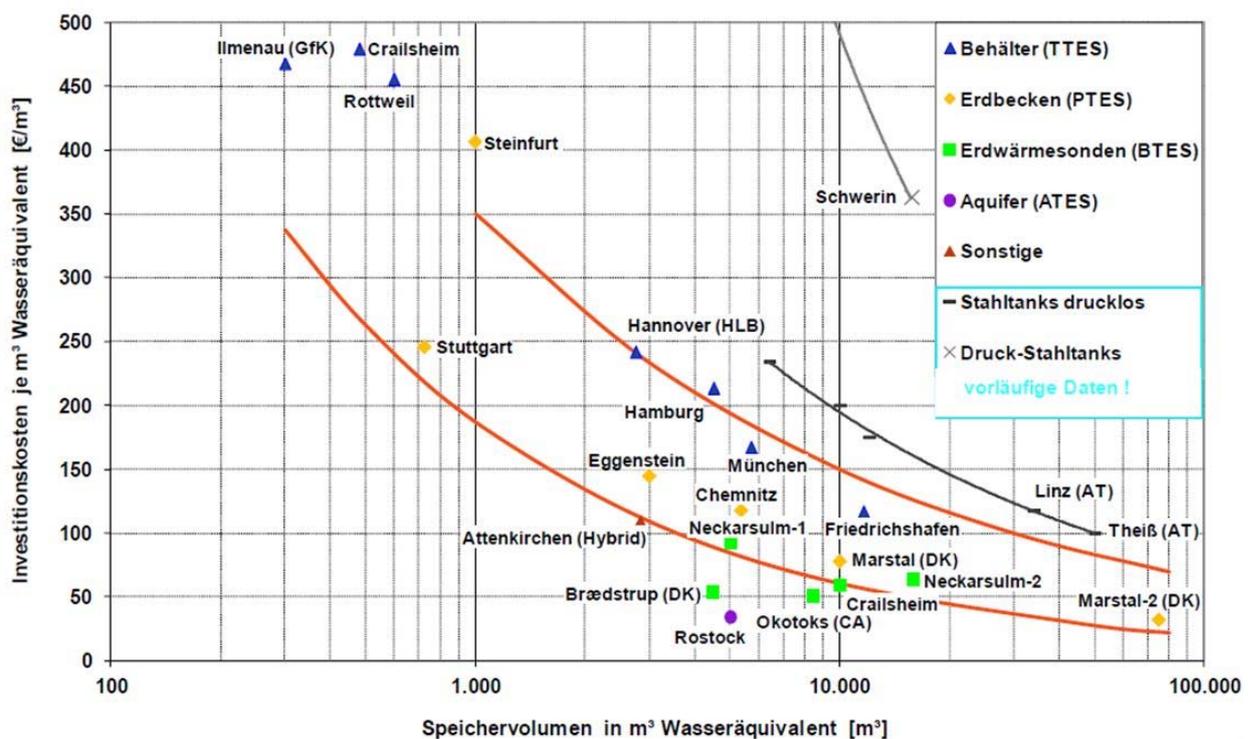


Abbildung 50: Spezifische Speicherkosten für Wärmespeicher (Mangold, Riegger, & Schmidt, 2007)

Die Speicherkosten stellen sich nicht nur abhängig vom Speichervolumen dar, sondern auch von der Art des realisierten Speichers, wie die in Abbildung 50 angeführten Fallbeispiele deutlich zeigen. Behälterspeicher stellen dabei (bei kleineren Speichervolumina) eine eher kostenintensive Variante dar. Im Vergleich dazu sind großvolumige Erdbeckenwärmespeicher günstiger zu realisieren. Für realisierte Beispiele in Dänemark werden Kosten für Erdbecken-Wärmespeicher bis zu 75.000 m<sup>3</sup> mit 35-40 €/m<sup>3</sup> angegeben. Für kleinere Systeme beispielsweise rund 1000 m<sup>3</sup> steigen die spezifische Investitionskosten auf rund 300 €/m<sup>3</sup> (Müller, et al., 2014). Grundsätzlich bedarf es vor allem der Entwicklung von Bauprinzipien für Wasserspeicher in einem Voluminabereich von 20 bis 500 m<sup>3</sup> Wasseräquivalent, um hier eine Kostensenkung am Markt zu bewirken. Fakt ist, dass vor allem die (bau-)technische Ausführung der Speicher, durch Unterschiede in der Materialintensität, Auswirkungen auf die Investitionskosten für Wärmespeicher hat (vgl. (Mangold, Riegger, & Schmidt, 2007)).

Die spezifischen Wärmegestehungskosten von realisierten Pilotanlagen (solargestützten Fernwärmesystemen mit saisonalen Speichern) in Deutschland wie z.B. in Eggenstein und Crailsheim, bewegen sich laut (Mangold, 2012; Solites, 2016; Bauer, 2008; Riegger, 2008) zwischen 210-250 €/MWh. Anzumerken ist hier jedoch, dass es sich dabei um vergleichsweise kleine Systeme handelt, wodurch die spezifischen Kosten im Vergleich zu den im Projekt behandelten Systemgrößen sicherlich erhöht sind.

#### **2.4.10.2 Konventionelle Fernwärmebereitstellung**

Die Kostenstrukturen der vielfältigen Technologieoptionen zur Fernwärmebereitstellung sind von zahlreichen Faktoren wie Investitions- und Betriebskosten unter Berücksichtigung von Laufzeit und Vollaststunden, Brennstoff- und Emissionskosten oder Stromgutschriften bei KWK-Anlagen abhängig. Darüber hinaus sind standortspezifische Gegebenheiten zu berücksichtigen und der Einsatz von Bestandskapazitäten folgt einer Merit-Order. Die Erzeugungskosten dezentraler und netzgebundener Technologien zur Wärmeerzeugung sind als Beispiele in der Literatur verglichen (siehe Abbildung 51).

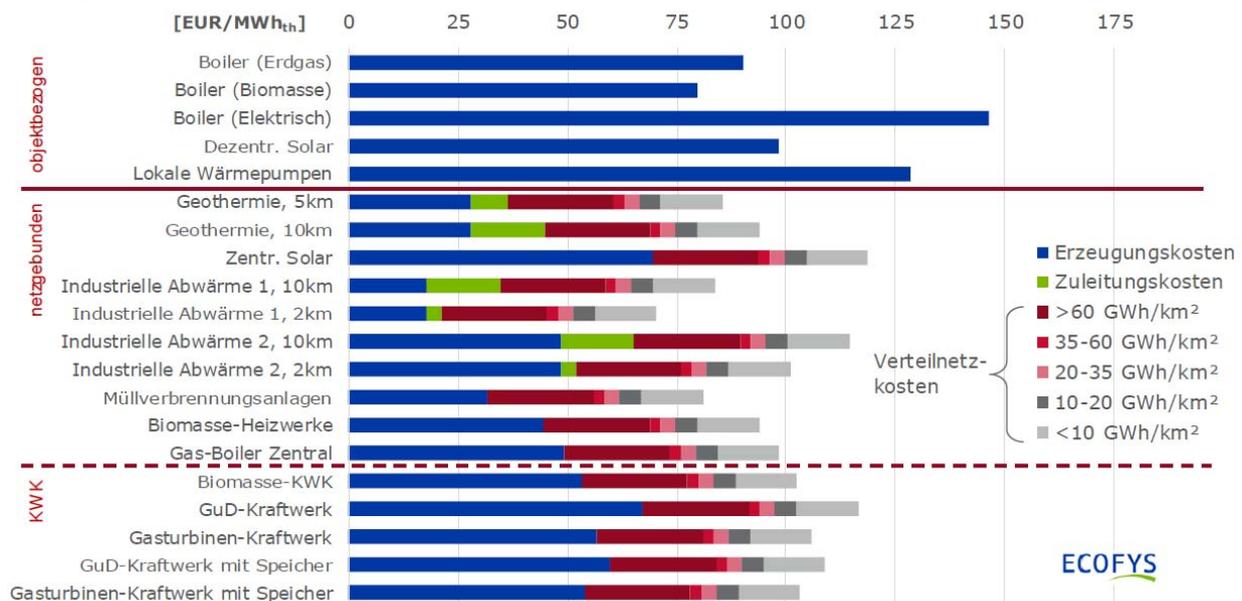


Abbildung 51: Vergleich der Vollkosten dezentraler und netzgebundener Technologien (Quelle: (Büchle, et al., 2015))

Die hohe Bandbreite in den Erzeugungskosten und netzspezifischen Gegebenheiten erschwert ein Benchmarking der konventionellen Fernwärmeerzeugung und den Einsatz von thermochemischen Speichern zur saisonalen Wärmespeicherung. Als erster Richtwert für die Beurteilung der untersuchten thermochemischen Speichervarianten wurde daher der mittlere Arbeitspreis von Fernwärme in den österreichischen Landeshauptstädten mit **ca. 55 €/MWh** aus Tabelle 32 unter der Annahme herangezogen, dass dieser die wesentlichsten Erzeugungskosten abdeckt.

Tabelle 32: Fernwärmekosten für Haushaltskunden in den österreichischen Landeshauptstädten (Leistungs- plus Arbeitspreis; Preisbasis Oktober 2016)

	Arbeitspreis [Cent/kWh]	Leistungspreis [€/kWh]	Grundpreis [€/m <sup>2</sup> Monat]	Messpreis [€/Monat]	Steuern und Abgaben [Cent/kWh]
<b>Linz</b>	4,1202	30,9020		5,5280	
<b>Wien</b>	4,7908		0,2543	3,0000	0,1090
<b>Graz</b>	5,8802	13,9500		6,1000	0,4100
<b>Salzburg</b>	6,6751	27,4800		4,5000	
<b>Klagenfurt</b>	5,9378	28,5117		5,0871	0,3758
<b>St. Pölten</b>	5,4430	34,9030		4,2400	0,3600
<b>Mittelwert</b>	<b>5,4700</b>				

Quelle: eigene Zusammenstellung Energieinstitut an der JKU auf Basis der Tarifblätter der Versorgungsunternehmen

### 2.4.11 Ökonomische Bewertung der thermochemischen Speicherszenarien

Die ökonomische Bewertung der ausgewählten thermochemischen Speicherlösungen erfolgt anhand der spezifischen Fernwärmegestehungskosten für die einzelnen Varianten. Für die Bewertung wurden die spez. Investitionskosten für Material, Reaktoren, Beladeenergien, Transport und Lagerung, wie in den vorigen Kapiteln gemäß den definierten Szenarien beschrieben, herangezogen.

In der Literatur sind bereits vereinzelt Kostenabschätzungen für thermochemische Wärmespeicher zu finden. So schätzt die International Energy Agency in ihrer Technology Roadmap „Energy Storage“ die spezifischen Investitionskosten für TCS auf etwa 1.000 bis 3.000 USD/kW (etwa 950 bis 2.850 €/kW) (iea - International Energy Agency, 2014).

Im Bericht „E-storage: Shifting from cost to value Wind and solar applications“ des World Energy Council werden die spezifischen Investitionskosten für TCS im Jahr 2015 auf etwa 900 bis 3.000 €/kW und im Jahr 2030 auf etwa 750 bis 1050 €/kW geschätzt. Daraus ergeben sich Kosten für die gespeicherte Energie im Jahr 2015 von etwa 75 bis 220 €/MWh und im Jahr 2030 von etwa 40 bis 60 €/MWh (World Energy Council, 2016).

(Rathgeber, 2016) führt in seiner Studie an, dass derzeit nur große Wasserspeicher für die saisonale Speicherung wirtschaftlich zu betreiben sind. Bei anderen Speichertechnologien müssten die Kosten deutlich gesenkt werden, um einen rentablen Betrieb zu ermöglichen. Bei den in (Rathgeber, 2016) untersuchten Speichern trägt das Speichermaterial mit weniger als 25% zu den gesamten Investitionskosten bei. Der Rest entfällt auf die Speicherbehälter sowie die Lade- und Entladeeinheit. Den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hat die Prinzip-bedingte Zyklenzahl von 1 Be-/Entladezyklus pro Jahr bei der Nutzung als saisonalen Speicher (Rathgeber, 2016).

#### 2.4.11.1 Methodik

Die quantitative ökonomische Bewertung der TCS-Szenarien erfolgt anhand der spezifischen (Fern)Wärmegestehungskosten, welche aus den jährlichen Gesamtkosten bezogen auf die jährlich erzeugte Wärmemenge berechnet werden. Die jährlichen Gesamtkosten des TCS werden anhand der sogenannten Annuitätsmethode berechnet. Diese ist in der VDI 2067 beschrieben und wird in diesem Kapitel kurz erläutert.

Die jährlichen Gesamtkosten setzen sich aus den kapitalgebundenen  $A_K$ , bedarfsgebundenen  $A_V$ , betriebsgebundenen  $A_B$  und sonstigen Kosten  $A_S$  zusammen. Werden diese von den spezifischen Erlösen  $A_E$  abgezogen, ergibt dies die Annuität der Jahresgesamtzahlungen  $A$  (siehe Formel 1). (Verein Deutscher Ingenieure, 2012)

$$A = A_E - (A_K + A_V + A_B + A_S) \quad (1)$$

Die kapitalgebundenen Kosten beinhalten vor allem die Investitionskosten und etwaige Ersatzinvestitionen und werden anhand Formel 2 berechnet.

$$A_K = (A_0 + A_1 + \dots + A_n - R_W) a \quad (2)$$

Dabei stellt  $A_0$  den anfänglichen Investitionsbetrag und  $A_n$  den Barwert der n-ten Ersatzbeschaffung dar. Dieser ist abhängig von der Nutzungsdauer  $T_N$  der jeweiligen Komponente, von der Anzahl der Ersatzbeschaffungen  $n$  im gewählten Betrachtungszeitraum  $T$  und vom Zinsfaktor  $q$  und wird mit Formel 3 berechnet.

$$A_n = \frac{A_0}{q^{n T_N}} \quad (3)$$

Der Restwert  $R_W$  der eingesetzten Komponenten berechnet sich anhand von Formel 4.

$$R_W = A_0 \frac{(n+1) T_N - T}{T_N} \frac{1}{q^T} \quad (4)$$

Die Summe der anfänglichen Investitionen und der Ersatzbeschaffungen abzgl. des Restwertes wird in Formel 2 noch mit dem sogenannten Annuitätsfaktor  $a$  multipliziert, welcher die Verzinsung  $q$  und den jeweiligen Betrachtungszeitraum  $T$  berücksichtigt und anhand folgender Formel 5 berechnet wird.

$$a = \frac{q^T (q-1)}{q^T - 1} \quad (5)$$

In diesen Berechnungen werden ein Zinssatz von 6 % und ein Betrachtungszeitraum von 20 Jahren gewählt. Ein Preisänderungsfaktor wird nicht mitberücksichtigt.

Die jährlichen bedarfsgebundenen Kosten beinhalten die Brennstoff- und Energiekosten sowie Betriebsstoffe und Hilfsenergie. Die betriebsgebundenen Kosten enthalten jährliche Kosten für Instandhaltung, Bedienen und Reinigen der Anlage. Für die Kosten von Betrieb und Wartung wird meist ein Faktor der anfänglichen Investitionskosten herangezogen, welcher typischerweise zwischen 2% und 3% der Investitionskosten liegt. Aufgrund des Entwicklungsstandes thermochemischer Speichersysteme und gegebener Unsicherheiten in der Datenlage zu den Kostenstrukturen wurden die betriebsgebundenen Kosten durchgehend mit 5 % der Investitionskosten der Reaktorsysteme angesetzt (sofern nicht im jeweiligen Abschnitt anderslautend definiert). Alle anderen Kostenpositionen, wie Planungskosten, Versicherung, Abgaben, Verwaltung etc. gehören zu den Sonstigen Kosten und wurden nicht explizit berücksichtigt.

#### **2.4.11.2 Bewertung ausgewählter Szenarien**

Im Folgenden werden die in Abschnitt 2.4.9 beschriebenen Szenarien zur TCS-Nutzung nach der im vorigen Kapitel erläuterten Methodik bewertet. Dazu werden als vergleichender Benchmark die Wärmegestehungskosten aus konventioneller Fernwärmebereitstellung, wie in Kapitel 2.4.10.2 beschrieben, herangezogen.

##### **2.4.11.2.1 Szenario B1**

Die Ergebnisse aus der Bewertung von Szenario B1 sind in den folgenden Diagrammen dargestellt. Die Darstellungen beschränken sich, wie in bei der Definition der Szenarien erläutert, auf die am relevantesten erscheinenden Hydrate und Hydroxide. Abbildung 52 zeigt dabei die Anwendung auf die Modellnetze bei Grundlast, Abbildung 53 selbiges bei Spitzenlast.

Die Grundlastfälle zeigen, dass ein großer Teil der Kosten für die Beladung des Speichers aufgewendet werden muss, also zur Bereitstellung von Beladeenergie und –reaktor. Auch ist ersichtlich, dass die Kosten für die Dampferzeugung nicht unbeachtet bleiben können und im Bereich von 16-19 % der Gesamtkosten liegen.

Deutlich zu erkennen ist, dass in den Spitzenlastfällen der Netze A und B die geforderten Leistungen die Kosten für den Be-/Entladereaktor signifikant in die Höhe treiben und eine thermochemische Speicherung unter gegebenen Kostenstrukturen ökonomisch noch nicht sinnvoll möglich ist.

Die Kosten für den Transport mittels LKW spielen eine eher untergeordnete Rolle, allerdings ist der Transportaufwand hinsichtlich Anzahl der Fahrten zu beachten, wie in Kapitel 2.4.6.4 gezeigt.

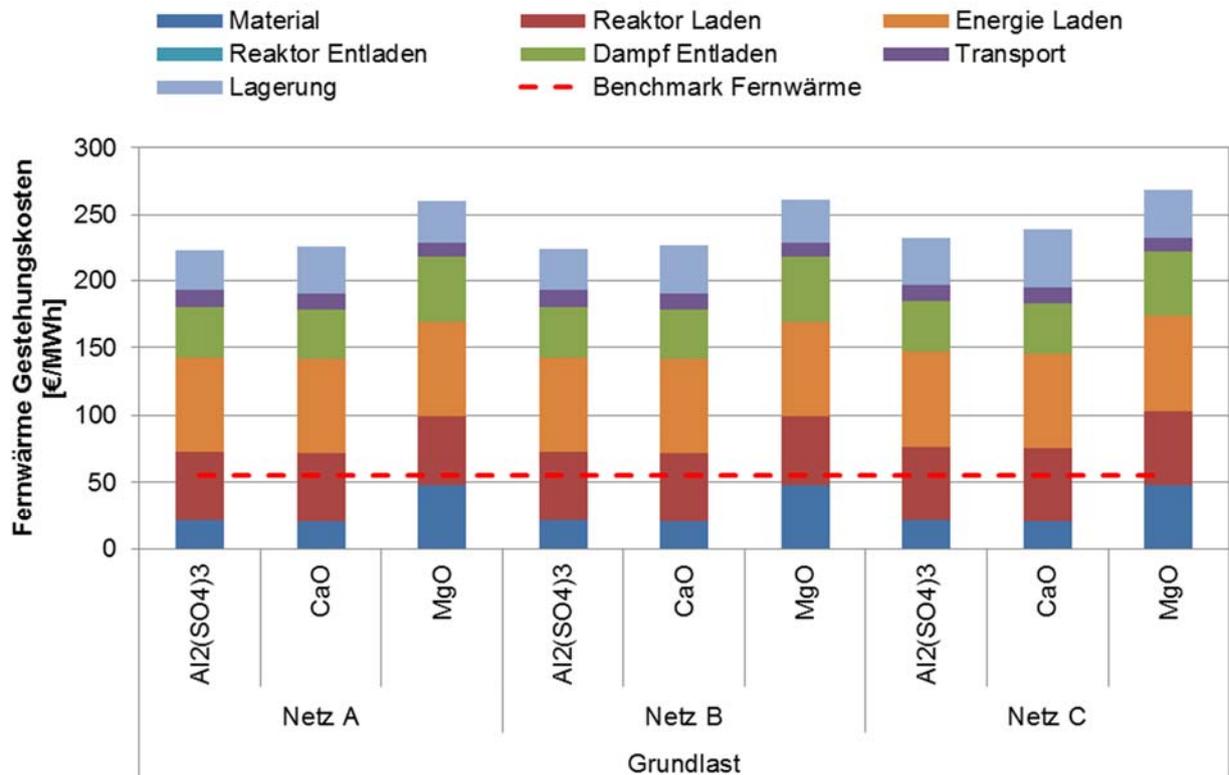


Abbildung 52: Szenario B1 - Grundlast

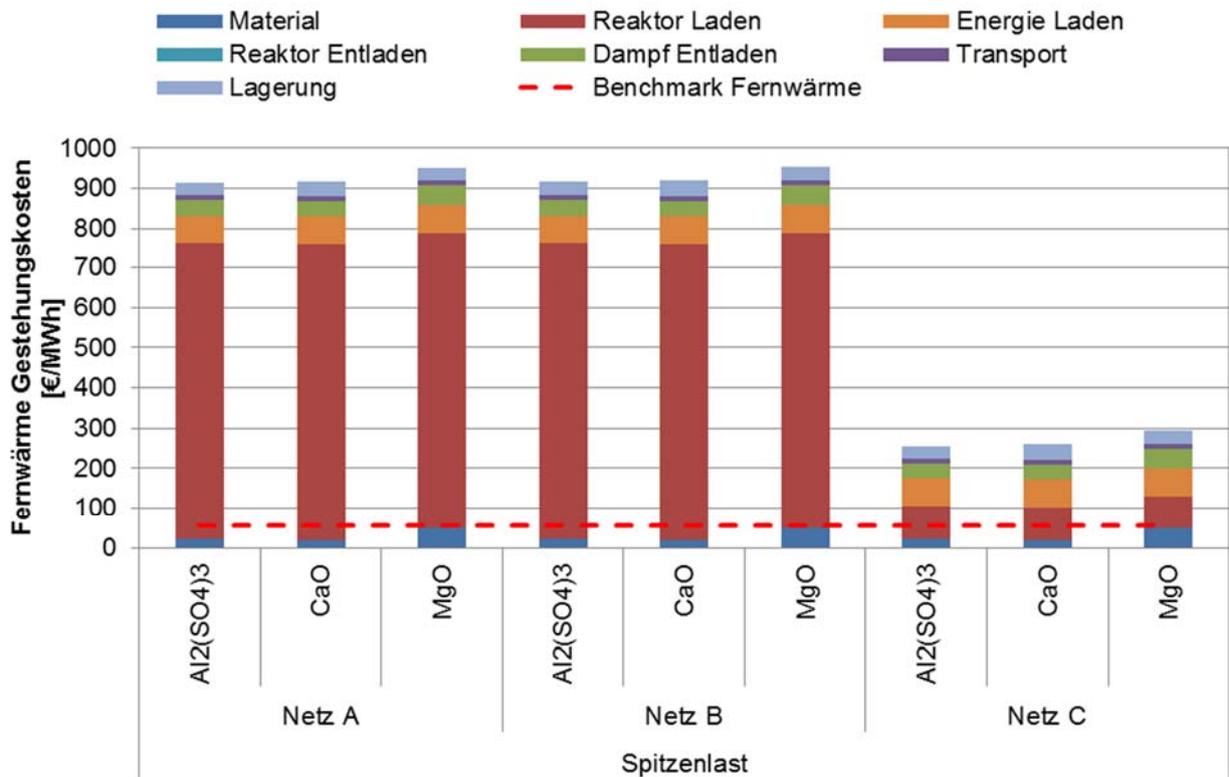


Abbildung 53: Szenario B1 – Spitzenlast

### 2.4.11.2.2 Szenario B2

Szenario B2 stellt die FW-Gestehungskosten für eine TCS-Anwendung in unmittelbarer Nähe zur Industrie dar. Unter den getroffenen Annahmen (siehe Abschnitt 2.4.9.1.2) stellt dieses Szenario das kostentechnisch günstigste Modell dar.

Abbildung 54 und Abbildung 55 stellen wieder die errechneten Kosten in den betrachteten Modellnetzen für Grund- bzw. Spitzenlast dar.

Vor allem durch den Wegfall der Kosten für den Wasserdampf und die Senkung der Lagerkosten durch die Verwendung von Lagerhallen, können materialabhängig Wärmegegestehungskosten um 100 €/MWh erreicht werden. Allerdings ist bei Lagerung der trockenen Edukte in Lagerhallen ohne zusätzliche Vorkehrungen mit einer Reduktion des Wirkungsgrads durch unkontrollierte Feuchteaufnahme zu rechnen.

Des Weiteren bewirkt die Verwendung der industriellen Abwärme als Energiequelle zur Beladung eine deutliche Kostenreduktion im Vergleich zu anderen betrachteten Energieressourcen (Solar-/Geothermie).

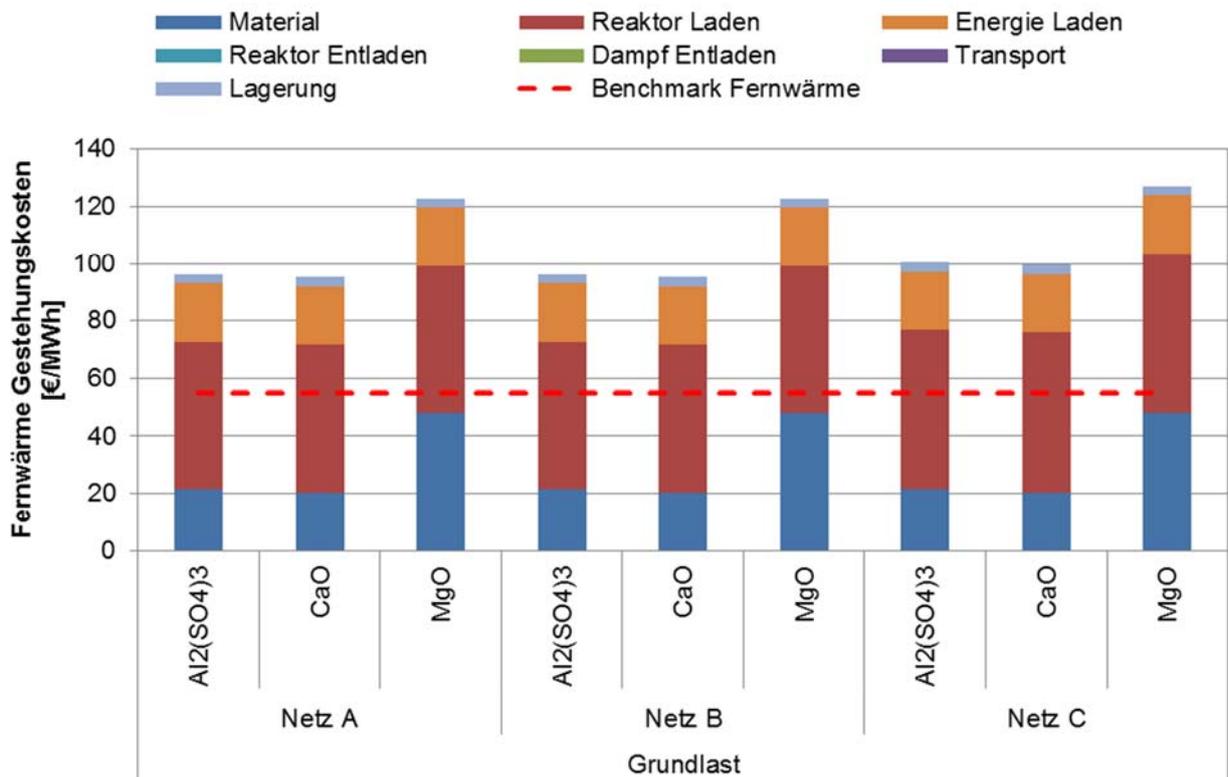


Abbildung 54: Szenario B2 - Grundlast

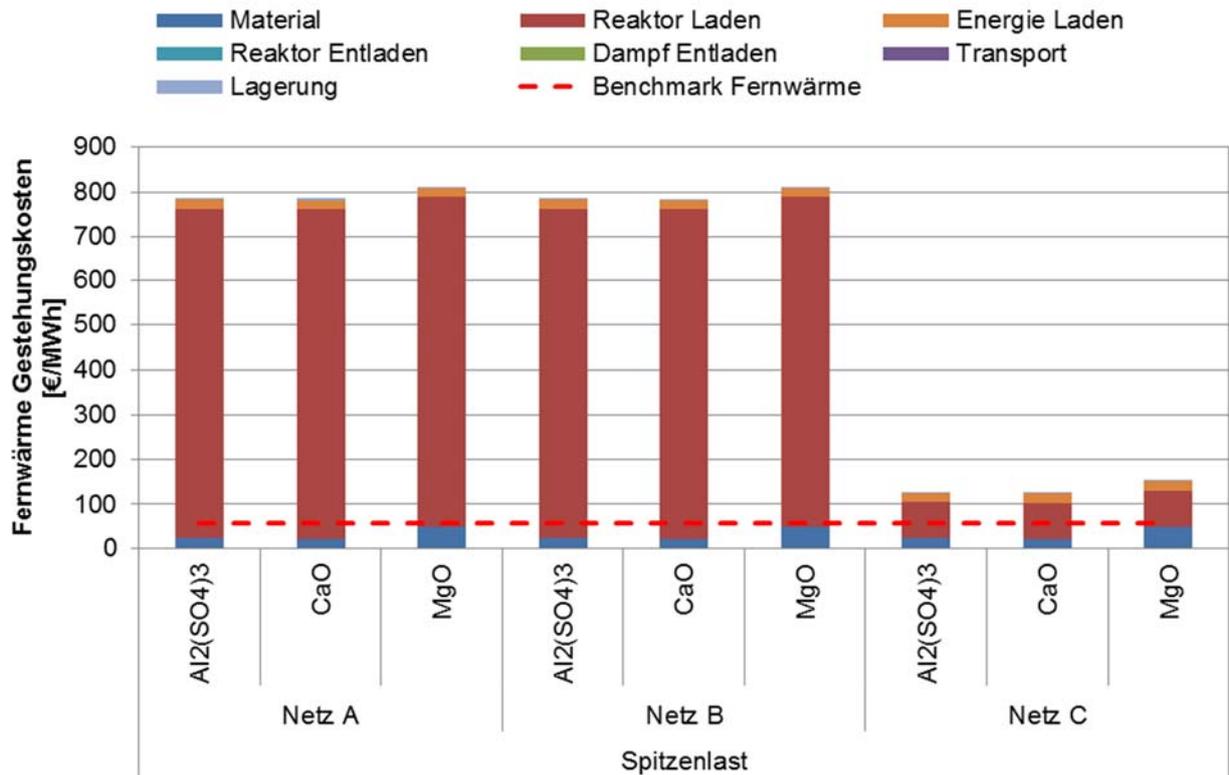


Abbildung 55: Szenario B2 - Spitzenlast

### 2.4.11.2.3 Szenario B3

Dieses Szenario stellt einen sehr ungünstigen Fall dar, in welchem Wärmequelle (geothermale Ressource) und Wärmesenke (Fernwärmenetz) räumlich sehr weit voneinander getrennt sind. Dies macht zwei getrennte Reaktoren für die Be- und Entladevorgänge notwendig. Des Weiteren ist ein Transport des Speichermaterials über große Distanzen (400 km/Zyklus) nötig.

Die Wärmegestehungskosten werden damit natürlich von den Kosten für die Reaktoren getrieben. Dies ist vor allem in den Spitzenlastfällen (Abbildung 57) mit hohen Gestehungskosten verbunden. Durch die Trennung halbiert sich außerdem die jährliche Reaktorauslastung. Der Beitrag der Kosten für Transport und Material (ausgenommen MgO) sind dagegen verhältnismäßig gering.

Der nächstgrößere Anteil ist wieder der Beladeenergie zuzuschreiben, die mit 80 €/MWh bereits deutlich über den als Benchmark eingetragenen durchschnittlichen konventionellen FW-Kosten liegt.

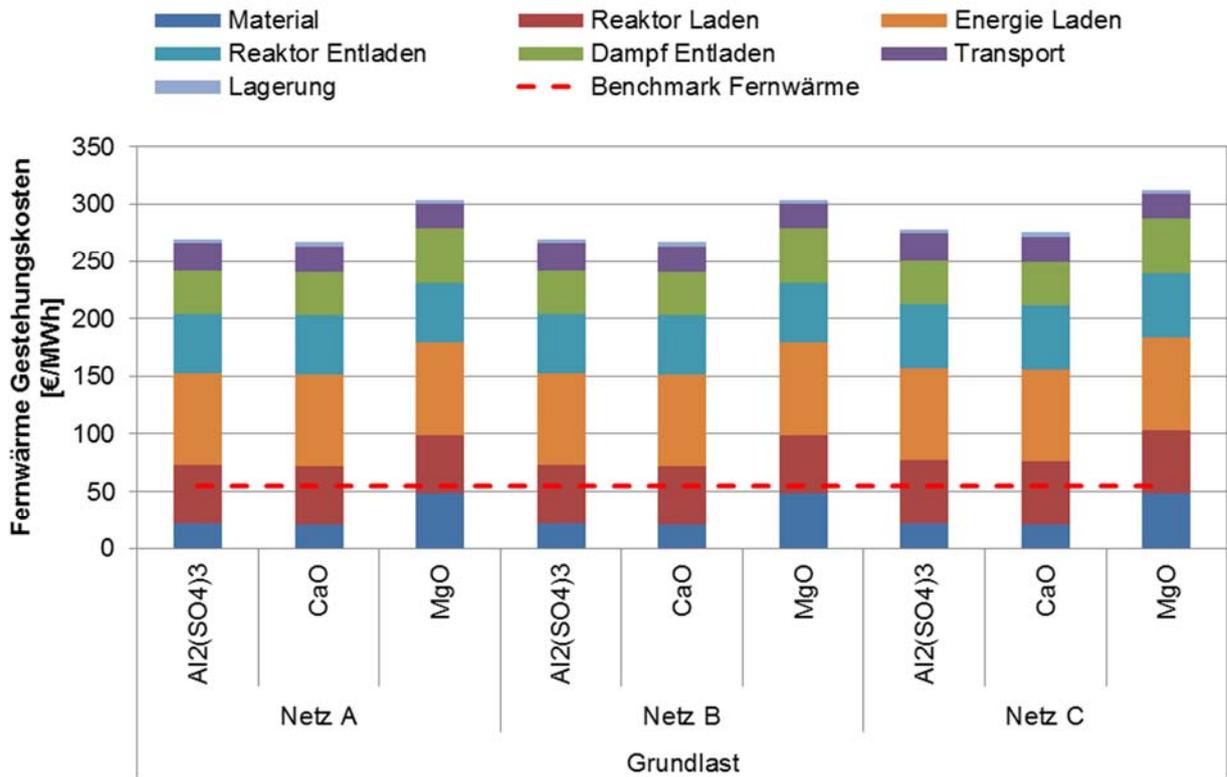


Abbildung 56: Szenario B3 - Grundlast

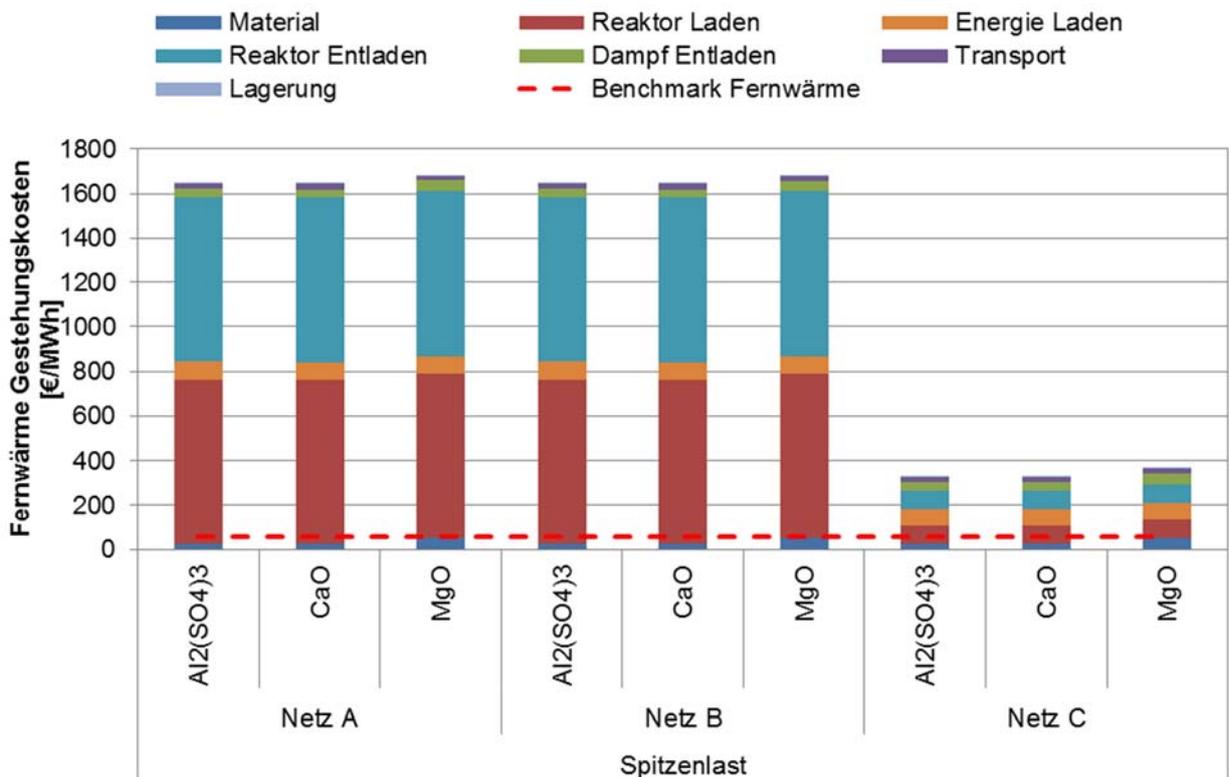


Abbildung 57: Szenario B3 - Spitzenlast

#### 2.4.11.2.4 Vergleich mit Zeolithen und weiteren Hydraten

Die folgenden Darstellungen zeigen einen Vergleich aller in Tabelle 11 gelisteten TCS-Materialien, die auf Hydratationsprozessen basieren, also Zeolithe sowie Hydrate und Hydroxide. Der Vergleich erfolgt im ländlichen Netz C bei Grundlast (Abbildung 58). Als Szenario wurde die günstigste Variante, Szenario B2 in industriennähe, gewählt.

Deutlich ersichtlich sind die hohen Material- und Lagerkosten für die Sorptionsmaterialien 14A und 13X im Vergleich zu den Hydraten und Hydroxiden. Dies ist bedingt durch die vergleichsweise geringe Energiespeicherdichte.

Der Vergleich zeigt auch, dass im gewählten Szenario die Verbindungen auf Basis von  $MgCl_2$  bzw.  $MgSO_4$  durch deren geringe Materialkosten die hinsichtlich der Fernwärmegestehungskosten die günstigsten Varianten darstellen würden. Allerdings sind hier keine der zusätzlichen Kosten, die aufgrund der Materialeigenschaften (siehe Kapitel 2.4.2.3) zu erwarten sind, berücksichtigt. Im günstigsten Fall liegen die errechneten Gesamtkosten für die Fernwärmebereitstellung mehr als 50 % über dem gewählten Benchmark.

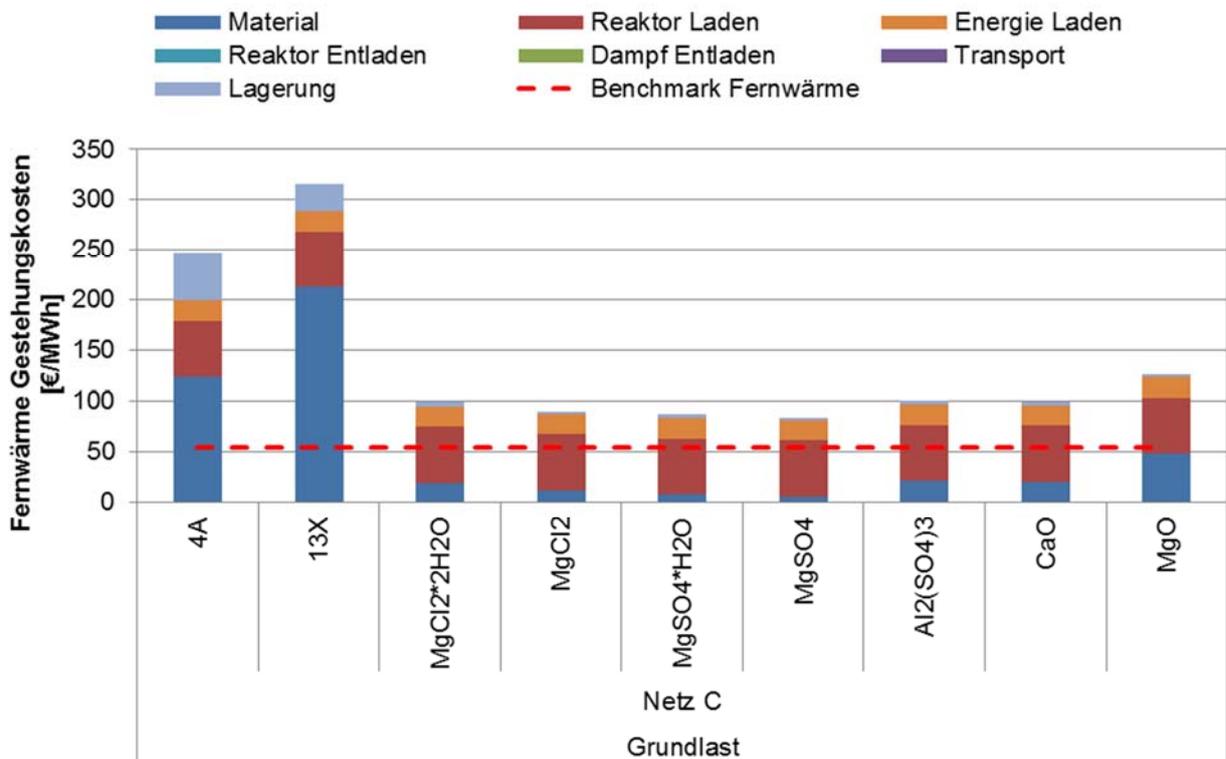


Abbildung 58: Kostenvergleich Hydratationsvarianten im Szenario B2 - Netz C Grundlast

Um den Einfluss der Kosten des Wasserdampfes für die Speicherbeladung im Vergleich der Materialien zu zeigen, wurde in Abbildung 59 das Szenario um die Dampfkosten erweitert. Dies führt teilweise zu einer Steigerung der Gesamtkosten um 75 % und mehr ( $MgSO_4$ ). Bei den  $MgCl_2$ - und  $MgSO_4$ -Verbindungen entfällt damit auch der vermeintliche Kostenvorteil gegenüber der Verwendung von  $Al_2(SO_4)_3$  oder  $CaO$  als TCS-Material.

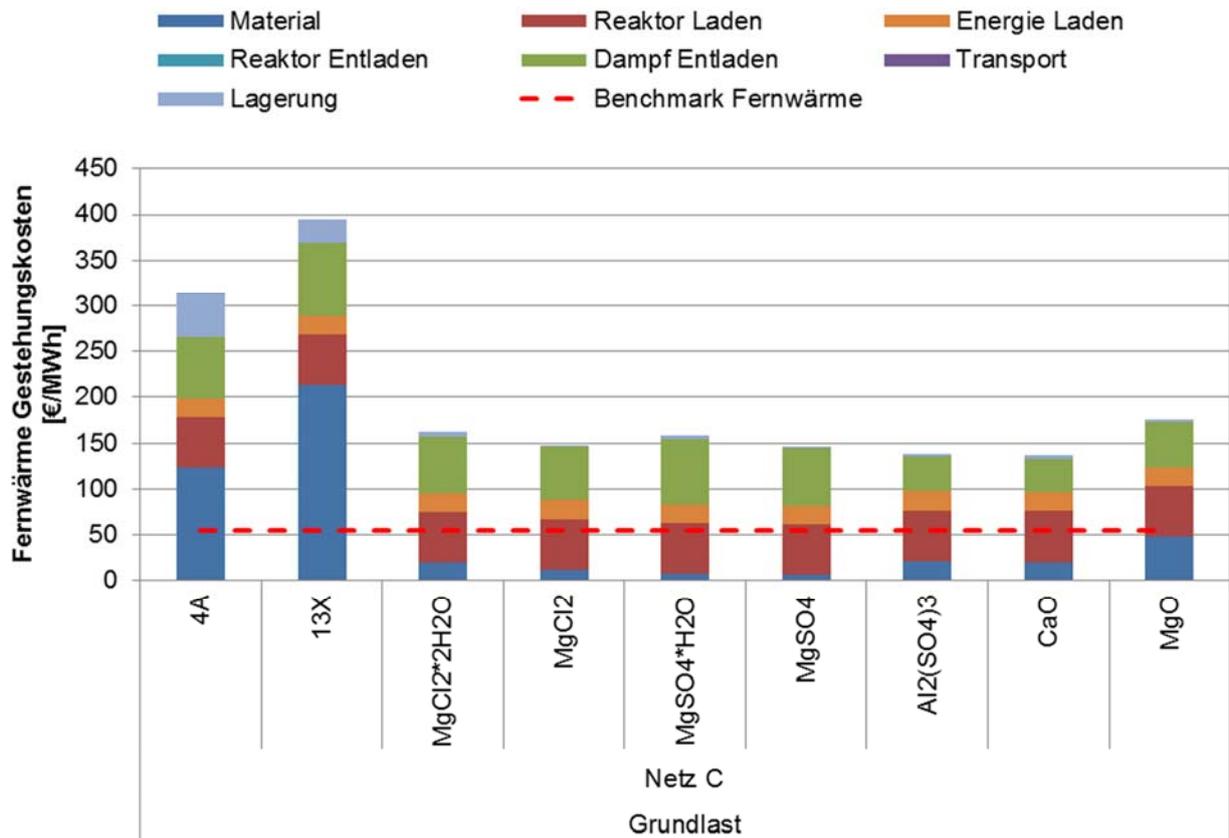


Abbildung 59: Kostenvergleich Hydratationsvarianten unter Berücksichtigung der Dampfkosten - Netz C Grundlast

#### 2.4.11.2.5 Szenario O1

Szenario O1 untersucht die Anwendung von RedOx-Reaktionen in thermochemischen Speichersystemen innerhalb kurzer Distanzen (100 km/Zyklus) vom Fernwärmenetz. Bei der Verwendung dieser Materialien sind, aufgrund der stark unterschiedlichen Prozesse bei der Be- und Entladung, stets getrennte Reaktoren für die Be- und Entladung zu betrachten.

Abbildung 60 und Abbildung 61 zeigen die spezifischen Fernwärme-Gestehungskosten für Grund- bzw. Spitzenlastfälle in den gewählten Beispielnetzen. Aufgrund der deutlich höheren Speicherdichte der Metalle und Halbmetalle im Vergleich zu den wasserbindenden Materialien fallen die Transport- und Speicherkosten hier entsprechend geringer aus. Auch die spez. Kosten des Lichtbogenofens als Ladereaktor sind in Bezug auf die zur Beladung nötige elektrische Energie und den damit einhergehenden Stromkosten verhältnismäßig gering.

Die zusätzlichen Kosten für den zur Verbrennung (Entladung) angesetzten Wirbelschichtreaktor haben, besonders bei hohen Leistungen wie in den Spitzenlastfällen in den Netzen A und B, ebenfalls großen Anteil an den Gesamtkosten.

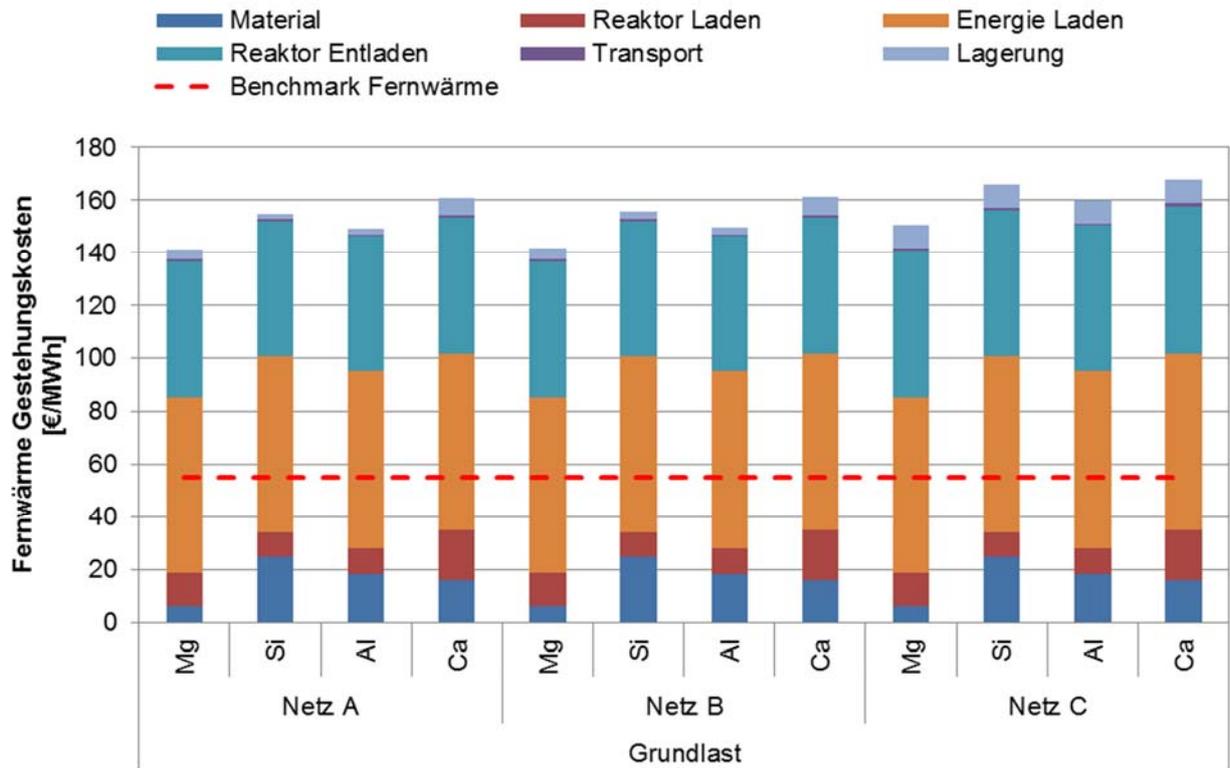


Abbildung 60: Szenario O1 - Grundlast

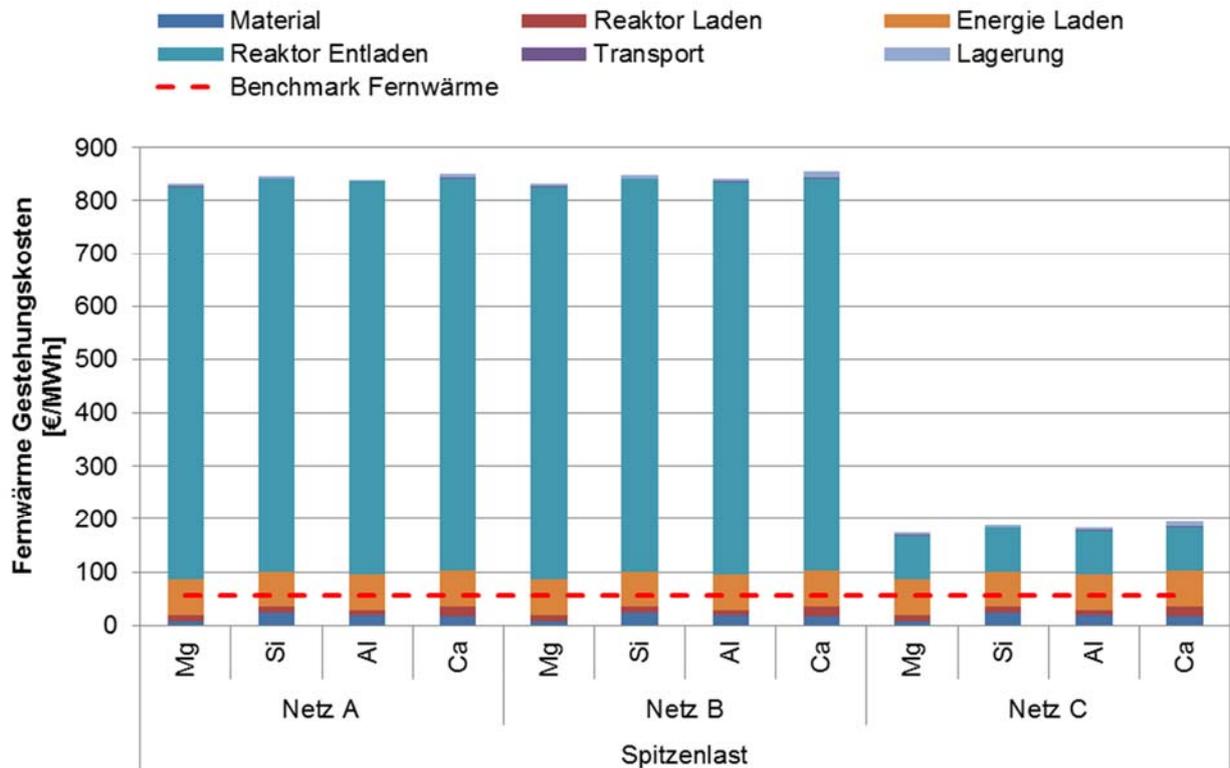


Abbildung 61: Szenario O1 - Spitzenlast

### 2.4.11.2.6 Szenario O2

Dieses Szenario soll, wie auch das Szenario B2, eine industrienahe integrierte und damit kostentechnisch möglichst günstige Einsatzbedingungen darstellen. Allerdings können hier im Gegensatz zum Hydratisierungsszenario kaum Vorteile generiert werden, da die großen Kostenfaktoren (Reaktoren, Beladeenergie) auch in einem solchen Anwendungsfall kaum bis gar nicht reduziert werden können. Die entfallenden Transport und Lagerkosten haben, wie bereits im zuvor beschriebenen Szenario gezeigt, kaum Einfluss auf die spez. Gesamtkosten für die Fernwärmebereitstellung mit dem thermochemischen Speicher.

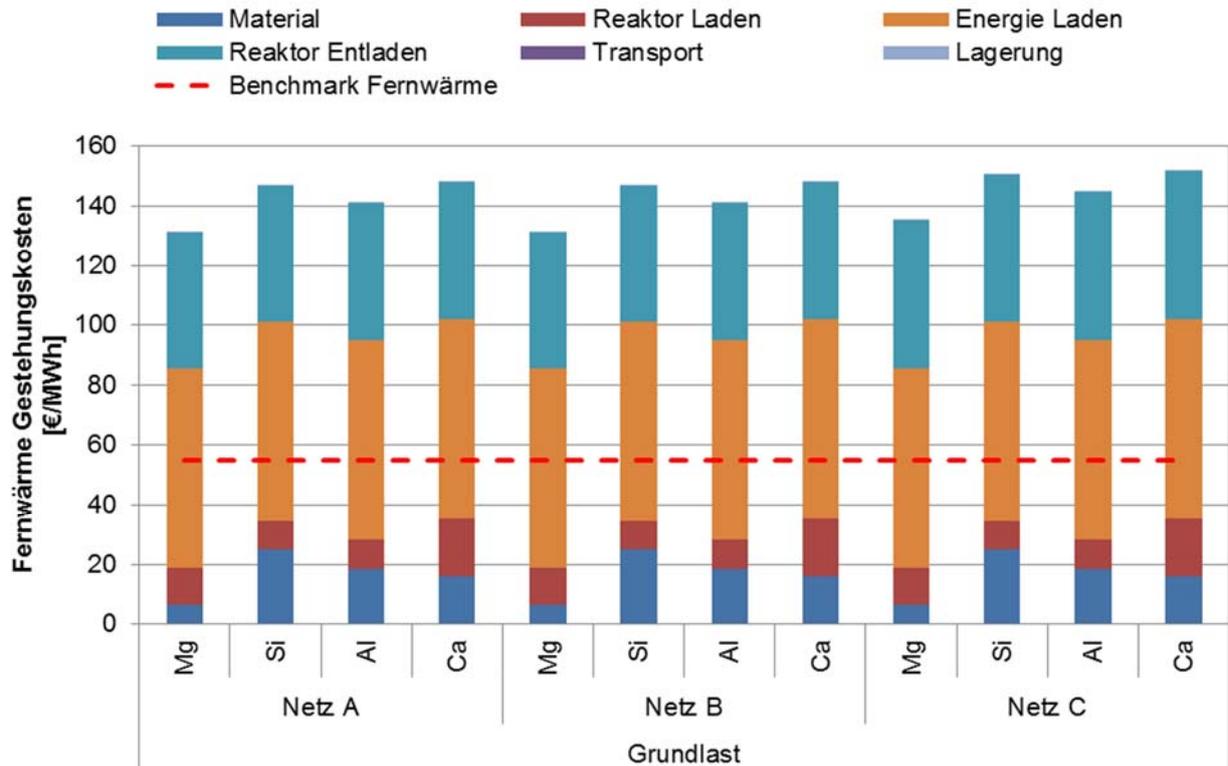


Abbildung 62: Szenario O2 - Grundlast

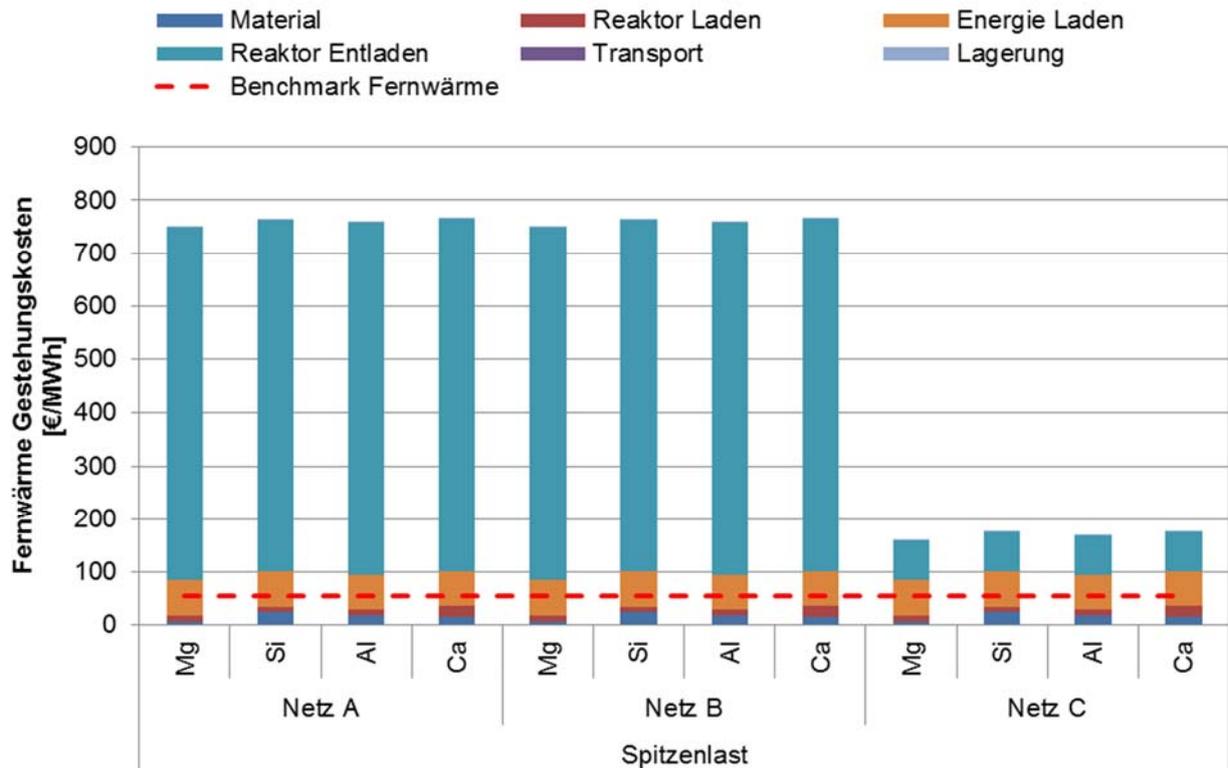


Abbildung 63: Szenario O2 - Spitzenlast

### 2.4.11.3 Zusammenfassung und Interpretation der Ergebnisse der ökonomischen Bewertung

Die Ergebnisse aus dem vorigen Abschnitt zeigen, dass die Wahl des zu versorgenden Fernwärmenetzes einen sehr großen Einfluss auf die Einsatzmöglichkeiten von thermochemischen Speichermaterialien hat. So sind Anwendungen zur Spitzenlastabdeckung in urbanen Netzen aus ökonomischer Sicht wenig sinnvoll. Netze mit hoher Volllaststundenzahl und geringen Leistungen (Grundlastabdeckung) sind für diese Art der Wärmespeicherung deutlich besser geeignet, um die hohen Fixkosten aus Materialbezug und Anlageninvestition zu amortisieren.

Auch sind die Standorte der zur Speicherbeladung genutzten Energiequellen und somit deren Entfernung zur Übergabe an das Fernwärmenetz von großer Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit, sowie für die Auswahl eines geeigneten Speichermaterials. Einerseits eignet sich die Verwendung von auf Hydratation basierenden TCS-Materialien (Hydrate, Hydroxide) vor allem in Industrienähe, wenn keine Kosten für den Transport und die Bereitstellung des benötigten Wasserdampfs anfallen, sowie zusätzlich die industrielle Abwärme als Energiequelle genutzt werden kann. Ist die räumliche Distanz zwischen Energiequelle und Netz allerdings sehr groß, fallen Kosten für zusätzliche Reaktoren, den Transport und die Bereitung des Wasserdampfes an, die den Einsatz dieser Materialien schnell unrentabel erscheinen lassen. In diesen Fällen drängen sich die metallischen TCS-Materialien in den Vordergrund, deren ermittelte Gesamtkosten, aufgrund ihrer hohen Speicherdichte, vom Transportaufwand kaum beeinflusst sind.

Treibende Faktoren bei den Wärmegestehungskosten der RedOx-Materialien sind die Kosten für die zur Reduktion benötigte elektrische Energie. Wobei in den durchgeführten Berechnungen der Fokus auf Strom aus PV- und Windkraftanlagen gelegt wurde. Hier können unter Einbeziehung von anderen erneuerbaren Stromquellen, wie Wasserkraft, eventuell weiteren Kostenreduktionen erzielt werden. Zusätzlich werden vor allem für die Prozesse zur Reduktion der Metalloxide teilweise große Mengen an diversen Reduktionsmitteln benötigt. Diese Betriebsstoffe konnten in der Kostenanalyse aufgrund der Datenlage nicht berücksichtigt werden.

Die Einsatzmöglichkeiten für Zeolithen sind aufgrund ihrer geringen Speicherdichte und den im Verhältnis hohen Materialpreis im industriellen Maßstab bzw. oberen Leistungsbereich aus derzeitiger Sicht als gering einzustufen. Zudem erscheint der logistische Aufwand für einen eventuell notwendigen Transport des Speichermaterials, wie in Abschnitt 2.4.6.4 gezeigt, als schwer handhabbar.

In allen untersuchten Fällen sind die ermittelten Wärmegestehungskosten bei der thermochemischen Speicherung deutlich über jenen für die konventionelle Fernwärmebereitstellung. Zukünftige Forschungen sind auf standortspezifische Optima hinsichtlich TCS-Materialauswahl, Lagermöglichkeit, adaptierbare vorhandene Feuerungstechnik zu fokussieren um thermochemische Speicherung mittel- und langfristig ökonomisch attraktiv zu machen.

#### **2.4.12 Ökologische Bewertung der Szenarien**

Die ökologischen Betrachtungen beinhalten Betrachtungen zum Energy Payback und damit zu möglichen Primärenergieeinsparungen durch die Szenarien der thermochemischen Wärmespeicherung sowie der Emissionsminderung ( $\text{CO}_2\text{eq}$ ) auf Basis von Konversionsfaktoren.

Konversionsfaktoren dienen der Veranschaulichung und einheitlichen Berechnung von charakteristischen Emissionen aus Produkten, Dienstleistungen und Prozessen der Energiebereitstellung. Konversionsfaktoren beschreiben in diesem Projektbericht die Treibhausgasemissionen in  $\text{CO}_2$ -Äquivalent-Emissionen pro Kilowattstunde (kWh) Endenergie. Die Konversionsfaktoren werden auf Basis des Life-Cycle-Assessments errechnet und berücksichtigen somit den gesamten Lebensweg eines Produktes bzw. Energieträgers. Im Unterschied zu den Emissionsfaktoren, wie sie beispielsweise in der österreichischen Luftschadstoffinventur (OLI) ausgewiesen werden (Anderl, et al., 2016). Die Berechnung der LCA-Emissionen im vorliegenden Fall erfolgte auf Basis abgeglichener Primärdaten aus verschiedenen repräsentativen Quellen für unterschiedliche Energieträger (Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien (IINAS), 2016), (Geissler, Fechner, Pölzl, & Knotzer, 2014), (Juhrich, 2016)). Es wurden Konversionsfaktoren für die Energieträger Erdgas, Kohle, Heizöl, Hackgut, Stückholz sowie durchschnittliche Emissionen für Fernwärme in Österreich, für Fernwärme aus Biomasseheizwerken als Benchmark für die thermochemische Speicherung zusammengetragen. Biomasse-Endenergie wird als  $\text{CO}_2$ -neutral betrachtet, da die Pflanzen im Laufe ihres Lebens jene Menge an  $\text{CO}_2$  aufgenommen haben, welche bei der Verbrennung vor Ort wieder freigesetzt (emittiert) wird (UNFCCC, 2008). Die Emissionen anderer Treibhausgase wie  $\text{CH}_4$  werden jedoch bei der Berechnung der  $\text{CO}_2$ -Äquivalente berücksichtigt. Bei der Ermittlung der Konversionsfaktoren wurden

ebenfalls die Emissionen sämtlicher Treibhausgase, inkl. CO<sub>2</sub> aus fossilen Quellen, in der Vorkette bilanziert.

Als Optionen zur Beladung der thermochemischen Sorptionsmaterialien und Hydrate wurden Faktoren für Solarthermie und industrielle Abwärme, für die RedOx-Materialien die Gesamtstromaufbringung in Österreich (Durchschnitt, Sommer, Winter), die Stromproduktion im europäischen Mix (ENTSO-E-Mix 2020) sowie Strom aus erneuerbaren Energieträgern, der gemäß der Richtlinie Umweltzeichen 46 (Österreichisches Umweltzeichen, Richtlinie UZ 46) zertifiziert ist und Photovoltaikstrom inventarisiert.

Unter Primärenergie (bzw. unter Primärenergieträgern) werden Energieformen verstanden, die noch keiner technischen Umwandlung unterworfen wurden (z. B. Rohsteinkohle, Roherdöl, Rohbiomasse, Windkraft, Solarstrahlung, Erdwärme). Der Primärenergiefaktor, auch kumulierter Energieaufwand (KEA) genannt, ist die Summe aller Energieaufwendungen, die zur Herstellung und Nutzung eines Produktes bzw. Energieträgers oder einer Dienstleistung benötigt werden, Primärenergiefaktoren repräsentieren damit die Energieintensität eines Prozesses. Der Primärenergiefaktor wird in diesem Projekt als Verhältnis von Primärenergie (kWh<sub>primär</sub>) zu Endenergie (kWh<sub>end</sub>) verwendet.<sup>3</sup> In Abhängigkeit der verfügbaren Datenbasis lässt sich der Primärenergiefaktor auch nach der Art der eingesetzten Energieträger (fossil oder regenerativ) in den nichterneuerbaren Primäraufwand (fossile und nukleare Energieträger) und den erneuerbaren Primärenergieaufwand (z. B. Biomasse, Sonnenenergie, etc.) unterteilen. Unter Endenergie bzw. Endenergieträgern werden jene Energieformen subsummiert, welche die/der EndverbraucherIn bezieht und für die Umwandlung in Nutzenergie zur Verfügung stehen (z.B. Heizöl, elektrische Energie beim Stromzähler, Fernwärme an der Hausübergabestation). Sie resultieren aus Primär- oder ggf. Sekundärenergieträgern bzw. -energien, vermindert um die Umwandlungs- und Verteilungsverluste, den Eigenverbrauch und den nicht-energetischen Verbrauch. Sie sind für die Umwandlung in Nutzenergie verfügbar (Kaltschmitt, Hartmann, & Hofbauer, Energie aus Biomasse - Grundlagen, Techniken und Verfahren, 2009). Um Primärenergiefaktoren für Abwärme einer differenzierenden Betrachtung unterziehen zu können, muss zwischen verschiedenen Typen der Abwärmeauskopplung unterschieden werden: beispielsweise wird die Effizienz des Produktionsprozesses durch die Abwärmenutzung nicht bzw. nicht wesentlich beeinflusst oder aber der Produktionsprozess wird durch die Wärmeauskopplung mit einem zusätzlichen Primärenergieaufwand belastet (z. B. Kältemaschinen mit höherer Kondensationstemperatur). Durch die Abwärmenutzung kann aber auch Primärenergieaufwand auf der Prozesseite vermieden bzw. reduziert werden wie beispielsweise bei der Nutzung von Kühlwasser, das anderweitig über Kühleinrichtungen abgeführt werden müsste. Je nach Einsatzfall ergeben sich PE-Faktoren zwischen negativen und positiven Werten welche für die gegenständliche Abschätzung aufgrund zu spezifischer Gegebenheiten nicht in jeder Variante ausgewiesen werden können (Bundesministerium für Verkehr, 2012).

Die Primärenergie- und Treibhausgasemissionsfaktoren für Strom bzw. Fernwärme werden als österreichweite Durchschnittswerte berechnet, indem für die verschiedenen Brennstoffe

---

<sup>3</sup> Primärenergiefaktoren nach DIN V 18599-1: 2011-12

und Anlagentypen separate Faktoren ermittelt nach dem jeweiligen Anteil an der Strom- bzw. Fernwärmeproduktion gewichtet werden. Damit werden spezifische Gegebenheiten für den Einsatz in thermochemischen Speichern nicht berücksichtigt, jedoch können die untersuchten Szenarien bewertet und verstärkt allgemeine Aussagen getroffen werden. Die Stromaufbringung setzt sich aus dem Strompark in Österreich und den Stromimporten aus dem Ausland zusammen. Die gemittelte Stromaufbringung des Jahres 2011 zeigt einen steigenden Anteil an Stromimporten nach Österreich. Diese Importmengen waren erforderlich, um die Stromversorgung zu gewährleisten. Daher wurde bei den Berechnungen ein durchschnittlicher Importanteil von 17,8 % bei der Stromaufbringung in Österreich berücksichtigt. Je niedriger der Anteil der Wasserkraft zur Stromproduktion in Österreich, desto höher wird der Primärenergiefaktor; hier vor allem der nichterneuerbare Primärenergiefaktor, da mit fossilen Energieträgern die fehlende Wasserkraft kompensiert werden muss. Die österreichische Fernwärmebilanz ist einfacher als die Strombilanz, da einerseits keine Importe und Exporte aufscheinen und andererseits kein Verbrauch des Sektors Energie angegeben wird. Die Fernwärmeaufbringung entspricht daher der Produktion in österreichischen KWK-Anlagen und Heizwerken; die Fernwärmeverwendung setzt sich aus den Transportverlusten und dem energetischen Endverbrauch zusammen (Geissler, Fechner, Pölzl, & Knotzer, 2014).

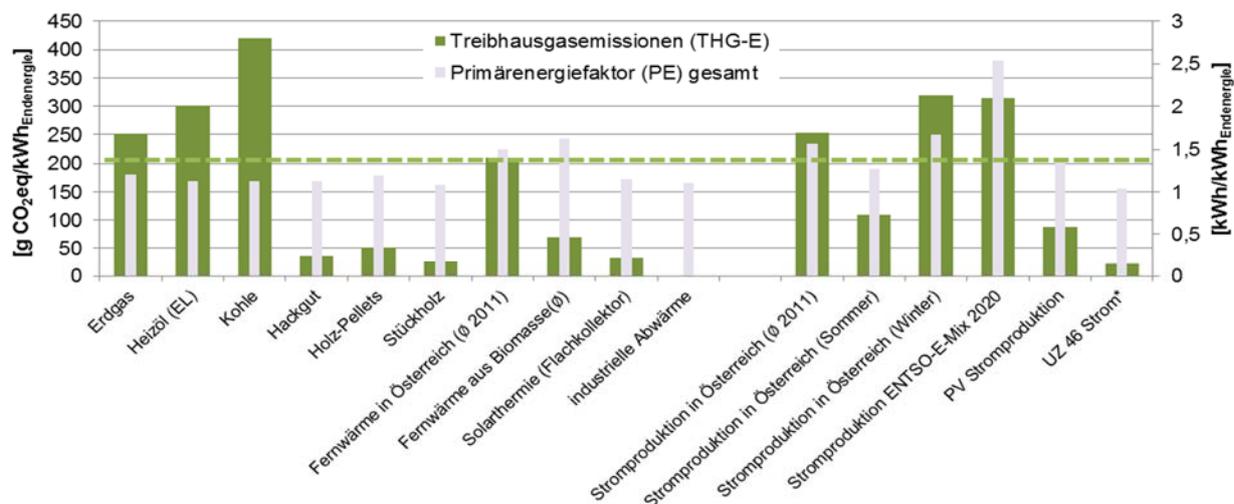
Die nachfolgende Tabelle 33 zeigt die Primärenergie- und Treibhausgasemissionsfaktoren pro kWh Endenergie getrennt nach Energieträgern wie sie in diesem Projekt zusammengetragen wurden. Der Primärenergiefaktor unterteilt sich in einen erneuerbaren Anteil (z.B. Wasserkraft, Biomasse, Sonnenenergie, etc.) und in einen nichterneuerbaren Anteil (z.B. Kohle, Erdöl, Erdgas, etc.).

Tabelle 33: Primärenergiefaktoren in kWh pro kWh<sub>end</sub> und CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen in g pro kWh<sub>end</sub>

Energieträger	Primärenergiefaktor (PE) gesamt	Primärenergie Anteil erneuerbar	Primärenergie Anteil nicht erneuerbar	CO <sub>2</sub> eq-Emissionen
	kWh/kWh <sub>end</sub>	kWh/kWh <sub>end</sub>	kWh/kWh <sub>end</sub>	g/kWh <sub>end</sub>
Erdgas	1,202	0,009	1,193	251,67
Heizöl (EL)	1,127	0,019	1,108	301,83
Kohle	1,130	n.b.	n.b.	420,00
Hackgut	1,126	1,000	0,126	36,95
Holz-Pellets	1,187	1,038	0,149	52,02
Stückholz	1,078	1,016	0,062	26,29
Fernwärme in Österreich (Ø 2011)	1,506	0,594	0,912	210,95
Fernwärme aus Biomasse (Ø)	1,622	1,364	0,258	69,22
Solarthermie (Flachkollektor)	1,143	1,022	0,121	33,35
industrielle Abwärme	1,100	1,000	0,100	
Stromproduktion in Österreich (Ø 2011)	1,571	0,813	0,758	252,62
Stromproduktion in Österreich (Sommer)	1,267	0,85	0,417	109,4
Stromproduktion in Österreich (Winter)	1,667	0,628	1,039	319,06
Stromproduktion ENTSO-E-Mix 2020	2,533	0,381	2,152	313,73
PV Stromproduktion	1,382	1,022	0,360	87,24
UZ 46 Strom*	1,04	n.b.	n.b.	21,82

\* Strom aus erneuerbaren Energieträgern, der gemäß der Richtlinie Umweltzeichen 46 (Österreichisches Umweltzeichen, Richtlinie UZ 46) zertifiziert ist

Quelle: Energieinstitut an der JKU auf Basis der im Text referenzierten Primärdatenquellen



Quelle: eigene Darstellung Energieinstitut an der JKU

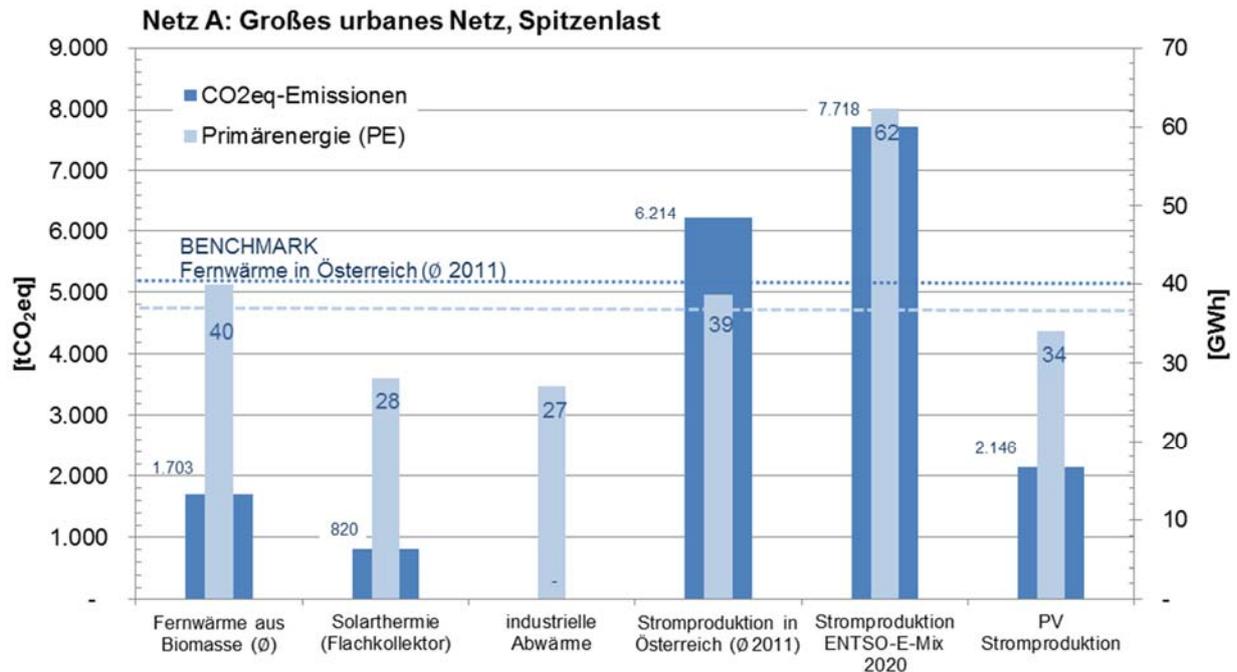
Abbildung 64: Primärenergiefaktoren in kWh pro kWh<sub>end</sub> und CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen in g pro kWh<sub>end</sub>

Die Höhe der Umweltauswirkungen der verschiedenen Szenarien zum Einsatz thermochemischer Speicher hängt von den eingesetzten Energieträgern und Technologien ab. Es zeigt sich deutlich, dass eine Beladung der thermochemischen Speicher nur beim Einsatz von erneuerbaren Energieträgern zu einer Verbesserung der Umweltperformance im Vergleich zum angesetzten Benchmark (strichlierte Linie - Fernwärme in Österreich  $\emptyset$  2011) führt. Für Beladung von **Sorptionsmaterialien und Hydraten ist industrielle Abwärme** zu bevorzugen, für die **RedOx-Materialien ist zertifizierter erneuerbarer Strominput** die erste Wahl um direkte und indirekte Emissionen zu minimieren und die Primärenergieeffizienz anzuheben.

Tabelle 34: Vergleich des Primärenergieaufwandes [GWh] und der CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen [t CO<sub>2</sub>eq] der untersuchten Fernwärmenetze für verschiedene Primärenergieträger

		Netz A: Großes urbanes Netz		Netz B: Kleines urbanes Netz		Netz C: Ländliches Netz	
		Spitzenlast	Grundlast	Spitzenlast	Grundlast	Spitzenlast	Grundlast
	[GWh]	25	102	7	31	10	5
	[MW]	70	20	21	6	3	1
	[h]	352	5.088	352	5.088	3.157	4.700
<b>Fernwärme aus Biomasse (<math>\emptyset</math>)</b>	[t CO <sub>2</sub> eq]	1.703	7.047	512	2.111	658	325
	PE [GWh]	40	165	12	49	15	8
<b>Solarthermie (Flachkollektor)</b>	[t CO <sub>2</sub> eq]	820	3.395	247	1.017	317	157
	PE [GWh]	28	116	8	35	11	5
<b>industrielle Abwärme</b>	[t CO <sub>2</sub> eq]	-	-	-	-	-	-
	PE [GWh]	27	112	8	34	10	5
<b>Stromproduktion in Österreich (<math>\emptyset</math> 2011)</b>	[t CO <sub>2</sub> eq]	6.214	25.717	1.869	7.705	2.400	1.187
	PE [GWh]	39	160	12	48	15	7
<b>Stromproduktion ENTSO-E-Mix 2020</b>	[t CO <sub>2</sub> eq]	7.718	31.938	2.322	9.569	2.980	1.475
	PE [GWh]	62	258	19	77	24	12
<b>PV Stromproduktion</b>	[t CO <sub>2</sub> eq]	2.146	8.881	646	2.661	829	410
	PE [GWh]	34	141	10	42	13	6

**Quelle: Energieinstitut an der JKU**



Quelle: eigene Darstellung Energieinstitut an der JKU

Abbildung 65: Vergleich des Primärenergieaufwandes [GWh] und der CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen [t CO<sub>2</sub>eq] für das Fernwärmenetz A: „Großes urbanes Netz, Spitzenlast“ für verschiedene Primärenergieträger

### 2.4.13 Kritische Rohstoffe in thermochemischen Speichermaterialien

In der Herstellung von Technologiekomponenten werden Rohstoffe benötigt, welche unterschiedlich leicht verfügbar sind. Insbesondere bei neuen Technologien ist es wichtig, sogenannte kritische Rohstoffe zu identifizieren, welche sich bedeutend auf die Produktion und die Kosten auswirken können. Zunächst werden hier die von der EU definierten kritischen Rohstoffe beschrieben und deren Herkunft diskutiert. Anhand der getroffenen Auswahl an thermochemischen Speichermaterialien (TCS-Materialien) werden diese auf den Einsatz von kritischen Rohstoffen untersucht. Dabei werden jedoch nur Materialien bewertet, die in ihrer reinen Form als kritische Rohstoffe eingestuft werden. TCS-Materialien, die in der benötigten Form nicht unter die Definition der EU für kritische Rohstoffe fallen, bzw. in ihrer Herstellung frei davon sind, werden nicht berücksichtigt. Die Daten und Informationen zu den kritischen Rohstoffen stammen aus dem Report zu kritischen Rohstoffen in der EU aus dem Jahr 2014 (European Commission, 2015) und (European Commission, 2015), verfasst von der Arbeitsgruppe zur Definition kritischer Rohstoffe. Die Bewertung kritischer Rohstoffe erfolgt hier qualitativ und rein in Bezug auf die ausgewählten Speichermaterialien.

#### 2.4.13.1 Kritische Rohstoffe in der EU

Im „Report on critical raw materials for the EU“ (European Commission, 2015) wurden 54 verschiedene Rohstoffe auf deren Bedeutung für die europäische Wirtschaft untersucht. Ob Rohstoffe zu sogenannten „kritischen Rohstoffen“ werden, hängt zum einen von der wirtschaftlichen Bedeutung und zum anderen vom Risiko der Rohstoffversorgung ab.

Die wirtschaftliche Bedeutung verschiedener Rohstoffe für die europäische Wirtschaft wird als Quotient der gewichteten Summen der einzelnen Megasektoren und dem Europäischen

Bruttoinlandsprodukt errechnet (siehe dazu (European Commission, 2015) oder (Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, 2013)). Je höher die wirtschaftliche Bedeutung eines Rohstoffes, desto kritischer wird dieser für die EU eingestuft.

Das Versorgungsrisiko wird vor allem bestimmt durch die Konzentration der Rohstoffvorkommen auf bestimmte Länder, die Möglichkeit der Substitution (Substitutability) eines bestimmten Rohstoffes sowie die Recyclingrate (End-of-life Recycling Input Rate). Die Schwierigkeit der Substitution durch ein anderes Material mit ähnlichem Preis und Funktion wird durch den sogenannten Substitutability Index bestimmt, welcher zwischen 0 und 1 liegt. Bei einem Wert von 0 ist der Rohstoff leicht und ohne zusätzliche Kosten substituierbar, bei einem Wert von 1 ist der Rohstoff nicht substituierbar. Die Konzentration der Rohstoffvorkommen auf bestimmte Länder wird mit dem sogenannten Herfindahl-Hirschmann Index sowie dem World Governance Index (WGI) der Weltbank beschrieben. Eine nähere Beschreibung der Faktoren und deren Berechnungen finden sich in (European Commission, 2015).

Von den untersuchten 54 Rohstoffen wurden 20 Rohstoffe als kritisch eingestuft. Die gesamten Rohstoffe sind in Abbildung 66 in Abhängigkeit von wirtschaftlicher Bedeutung und Versorgungsrisiko dargestellt. Die Rohstoffe, welche sich im orange eingefärbten Bereich befinden, werden in (European Commission, 2015) als kritisch eingestuft. Eine detaillierte Beschreibung der Rohstoffe und deren Einsatzgebiete werden in (European Commission, 2015) bereitgestellt. Aufgrund ihrer besonderen Bedeutung in der Wasserelektrolyse werden in diesem Kapitel die Gruppe der Platinmetalle und die Seltenen Erden näher beschrieben.

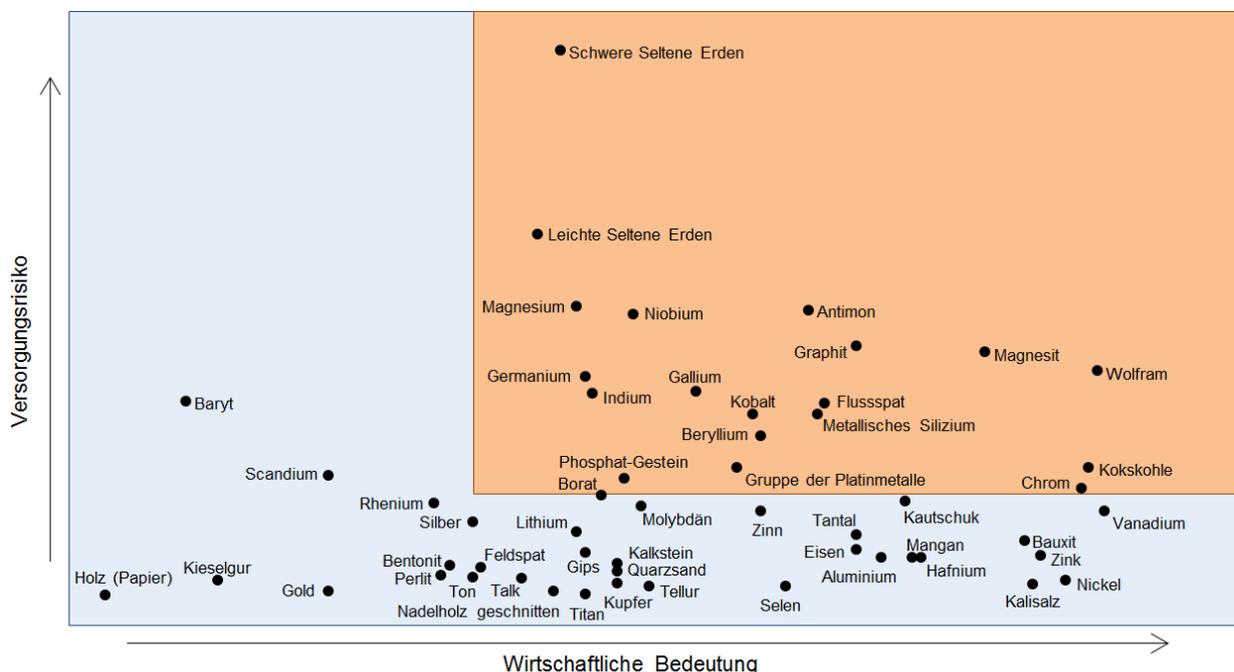


Abbildung 66: Wirtschaftliche Bedeutung und Versorgungsrisiko ausgewählter Rohstoffe in der EU, nach (European Commission, 2015).

Die kritischen Rohstoffe stammen vorwiegend aus Nicht-EU-Ländern, wobei China das einflussreichste Land in der globalen Versorgung ist. Aber auch andere Länder haben große Vorkommen bestimmter Materialien – es werden z.B. 90% des Berylliums von den USA

bereitgestellt. Die wichtigsten Länder in der Bereitstellung kritischer Rohstoffe sind in Abbildung 67 dargestellt.

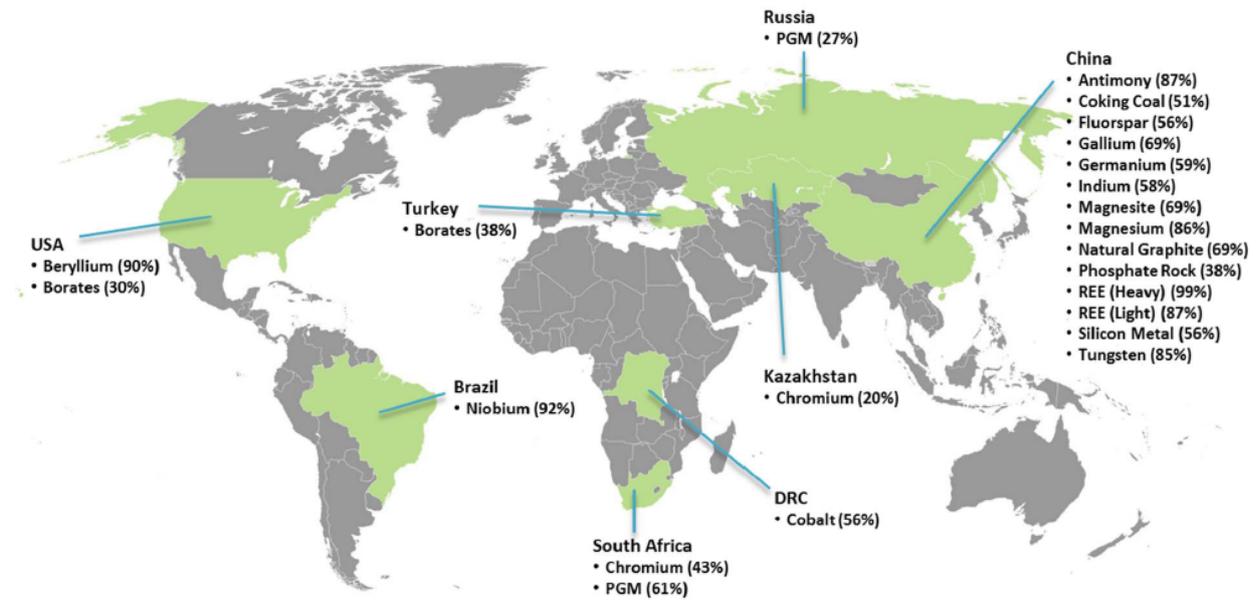


Abbildung 67: Bereitstellung kritischer Rohstoffe nach Ländern (European Commission, 2015).

#### 2.4.13.1.1 Magnesium

Magnesium (Mg) gehört zur Gruppe der Alkalimetalle und ist in unterschiedlichen Formen in Meerwasser, Mineralien, Solen und Gesteinen zu finden. Es ist das achthäufigste Element in der Erdkruste und kommt in elementarer Form nicht natürlich vor. Magnesium wird hauptsächlich aus Dolomit, Magnesit, sowie Salz- und Soleablagerungen oder Meerwasser gewonnen.

Wichtig in Hinblick auf die chemischen Eigenschaften von Magnesium ist sein Oxidationsverhalten. Magnesium verbrennt in einer stark exothermen Reaktion mithilfe von Luftsauerstoff mit intensiver weißer Flamme. Die frei werdende Energiemenge ist dabei groß genug, dass die Verbrennung auch unter Wasser aufrechterhalten bleibt, und das Magnesium, durch Aufspaltung des Wassers in Wasserstoff und Sauerstoff, mit dem frei werdenden Sauerstoff weiter oxidiert.

Magnesium wird vor allem in Bereichen eingesetzt, wo Gewichtsreduktion bei gleichzeitig entsprechender Festigkeit gefordert wird. So kommt es vorwiegend für Druckgussteile in der Automobil- und Luftfahrtindustrie zum Einsatz.

Der Großteil des bergmännisch gewonnenen Magnesiums wird in China produziert. Dort werden ca. 86% des weltweiten Bedarfs hergestellt. Grundsätzlich sind die Ressourcen für Magnesium aber über weite Teile der Erdoberfläche verteilt. Bedeutende Mengen werden daher auch von Russland (5%), Israel (4%), Kasachstan (3%) und Brasilien (2%) gefördert. Geringe Mengen kommen auch aus Serbien und der Ukraine. Die Prognose bis 2020 zeigt einen moderaten Anstieg von etwa 5% pro Jahr des Bedarfs an Magnesium für die Hauptanwendungen für Magnesiummetalle (Aluminiumlegierungen und Druckguss). Für die kleineren Märkte wird ein geringerer Anstieg von etwa 2-4% erwartet (European Commission, 2015).

#### **2.4.13.1.2 Metallisches Silizium**

Silizium ist ein Halbmetall und in seiner reinen Form ein grau schimmernder Feststoff. Es ist nach Sauerstoff das häufigste Element in der Erdhülle, kommt aber in der Natur nicht in seiner elementaren Form, sondern nur als von Silikate oder Oxide vor. Die häufigste Form von Siliziumoxiden ist Quarz bzw. Quarzsand als Siliziumdioxid ( $\text{SiO}_2$ ).

Metallisches Silizium gilt als Rohmaterial für Solarzellen und Elektronikanwendungen (Halbleitermaterial), allerdings sind dazu sehr hohe Reinheitsgrade erforderlich. Als Halbleiter spielt hochreines Silizium eine wichtige Rolle für elektronische Bauteile und Schaltungen, die dazu benötigten Mengen sind allerdings sehr gering. Der mengenmäßig größte Anteil wird in der Metallurgie (z. B. für die Aluminiumproduktion) und in der chemischen Industrie benötigt.

Der Hauptproduzent für metallisches Silizium ist China mit einem Anteil von etwa 56% der weltweiten Gesamtproduktion (im Jahr 2011). Dahinter folgen Brasilien (11%), Norwegen und USA (jeweils 8%) und Frankreich (6%). Weitere Produzenten in der europäischen Union sind Deutschland und Spanien. Für den Bedarf an Silizium wird mit einem Anstieg von 2,7-5,8% jährlich bis 2020 gerechnet. Während im 2013 ein leichtes Defizit am Markt von ca. 5% zu verzeichnen war, wird durch den weltweiten Anstieg der Produktion damit gerechnet, dass der Markt in den kommenden Jahren (ab 2014) wieder ausgeglichen wird.

#### **2.4.13.2 Kritische Rohstoffe in Bezug auf die ausgewählten Speichermaterialien**

Die Auswahl der thermochemischen Speichermaterialien kann grundsätzlich in drei Stoffgruppen unterteilt werden: Sorptionsmaterialien (Zeolithe), TCS-Materialien auf Basis von RedOx-Reaktionen und Hydrate. Die Verwendung von als kritisch eingestuften Rohstoffen zur Herstellung und Bereitstellung der ausgewählten Speichermaterialien wird in den folgenden Abschnitten für die drei genannten Stoffgruppen getrennt behandelt.

Als Konstruktionsmaterialien für die Reaktoren zur Speicherbeladung und -entladung werden vorwiegend Stahl, Edelstahl und Aluminium eingesetzt. Aluminium selbst zählt zwar nicht zu den kritischen Rohstoffen (siehe Abbildung 66), für dessen Verarbeitung ist jedoch der Einsatz von Flussspat erforderlich. Rund 20% des weltweiten Verbrauchs von Flussspat entfällt auf die Aluminiumproduktion und es gibt kein geeignetes Substitut. In der Stahlproduktion wird Flussspat zur Reduktion des Schmelzpunktes und der Viskosität der Schlacke eingesetzt – insgesamt 25% des weltweiten Verbrauchs. Zur Stahlproduktion werden zudem die ebenfalls als kritisch eingestuften Rohstoffe Kokskohle und Chrom benötigt. Der Großteil der weltweit benötigten Kokskohle (90%) entfällt auf die Stahlherstellung im Hochofen. Ähnlich wie bei Flussspat stammt die Hälfte der weltweit verbrauchten Kokskohle aus China. Besonders große Mengen an Chrom (88%) werden für die Herstellung von Edelstahl eingesetzt und auch hier gibt es kein geeignetes Substitut. Chrom wird vor allem von Südafrika (43%), Kasachstan (20%) und Indien (13%) bereitgestellt. (European Commission, 2015)

Die für die Aluminium-, Stahl sowie Edelstahlproduktion erforderlichen Rohstoffe sind nicht unbedingt aufgrund des Versorgungsrisikos, sondern vor allem aufgrund der hohen wirtschaftlichen Bedeutung für die EU kritisch. Dies wird auch in Abbildung 66 verdeutlicht, in der sich die genannten kritischen Rohstoffe sehr weit rechts auf der Abszisse befinden.

#### **2.4.13.2.1 Sorptionsmaterialien**

Die thermochemischen Speichermaterialien auf Basis von Sorptionsprozessen stellen zum Großteil Zeolithe dar. Zeolithe sind Aluminosilikat-Verbindungen in kristalliner Form, von denen einige natürlich vorkommen, als auch synthetisch hergestellt werden können. Die Zeolithkristalle verfügen über poröse Strukturen aus  $\text{AlO}_4$ - und  $\text{SiO}_4$ -Tetraedern, wobei die Aluminium- und Siliziumatome untereinander über die Sauerstoffatome verbunden sind (Schwochow & Puppe, 1975).

Da für die Herstellung von Zeolithen nur Rohstoffe benötigt werden, die nicht als kritisch eingestuft werden, wie  $\text{SiO}_2$ ,  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Na}_2\text{O}$  und  $\text{H}_2\text{O}$ , sind hier keine Bedenken diesbezüglich zu äußern.

#### **2.4.13.2.2 Speichermaterialien auf Basis von RedOx-Reaktionen**

Für thermochemische Speicher kommen auch Materialien in Frage, die auf RedOx-Reaktionen beruhen. Die für die Wärmespeicherung relevanten Prozesse basieren dabei hauptsächlich auf Oxidation von Metallen (Entladen) bzw. der Reduktion der Produkt-Oxide (Beladen). Neben reinen Metallen können teilweise aber auch Halbmetalle (z. B. Si), Erdalkali- und Alkalimetalle (z. B. Ba, Ca) oder Oxide in niedrigen Oxidationsstufen (z.B. AlO) als TCS-Material zum Einsatz kommen.

Unter den infrage kommenden Materialien sind auch solche zu finden, die von der EU als kritische Rohstoffe eingestuft werden oder diese zur Herstellung benötigen. So fällt bei den Metallen Magnesium in diese Kategorie bei der Oxidation von Mg zu MgO. Bei Magnesium als Rohstoff kommt vor allem ein relativ hohes Versorgungsrisiko zum Tragen, da rund 90 % des Imports in die EU aus China stammen. Der Preis für Magnesium ist im letzten Jahrhundert in Summe zwar deutlich gesunken, allerdings kam es auch immer wieder zu signifikanten Preisspitzen (European Commission, 2015). Bedingt durch den extrem hohen Marktanteil Chinas als Magnesiumproduzent ist der Preis auch in Zukunft entsprechend stark etwa von Energiepreisen und Transportkosten in China abhängig. Zusätzlich erfolgt die Reduktion von MgO beim Entladen des Speichers unter anderem mittels Silizium (Ramakrishnan & Koltun, Global warming impact of the magnesium produced in China using the Pidgeon process, 2004).

Auch Silizium kann im Wechsel mit Siliziumoxid als thermochemischer Speicher zum Einsatz kommen. Während Siliziumoxid in Form von Quarzsand praktisch unbegrenzt verfügbar ist, ist die Gewinnung von metallischem Silizium deutlich schwieriger. Obwohl hier ebenfalls China mit 56 % den Hauptproduzenten darstellt, sind die Siliziumressourcen weltweit deutlich besser verteilt. Zusätzlich werden die Produktionsstätten außerhalb der EU in den nächsten Jahren weiter ausgebaut (European Commission, 2015) und der Markt, wie in Abschnitt 2.4.13.1.2 bereits erläutert, ausgeglichen sein.

Wird metallisches Aluminium für die Verwendung als thermochemischer Speicher oxidiert, so ist, wie bereits einleitend in diesem Kapitel erwähnt, die Herstellung des Metalls genauer zu betrachten. So fällt zwar Aluminium nicht unter die von der EU definierten kritischen Rohstoffe, allerdings der für die Produktion essentielle Flussspat. Des Weiteren werden für die Reduktion von Aluminium mittels Schmelzflusselektrolyse Graphitelektroden verwendet. Graphit ist neben seiner hohen wirtschaftlichen Bedeutung in Europa auch mit einem relativ

hohen Versorgungsrisiko verbunden. Es wird größtenteils von China (68%) und Indien (14%) bereitgestellt.

Als Alternative zu den genannten Materialien bietet sich, auch im Hinblick auf die Energiedichte des RedOx-Prozesses, sowie die spezifischen Energiekosten, ein auf Calcium basierender Prozess an. Die Oxidation von Ca zu CaO kommt rein reaktionstechnisch ohne kritische Rohstoffe aus.

#### **2.4.13.2.3 Hydrate**

Hydrate bezeichnen im Allgemeinen Verbindungen bzw. Substanzen die Wasser enthalten und können meist durch Erwärmung entwässert werden. Durch erneutes Einbringen von Wasser, zumeist in Form von Wasserdampf, wird im Gegenzug Wärme frei.

Die meisten für die chemische Speicherung von Wärme relevanten Hydrate kommen in Form von Salzen mit entsprechend hohem Wasseranteil zum Einsatz. So sind für diese Anwendungsfälle Stoffe wie  $MgCl_2 \cdot 6H_2O$ ,  $MgSO_4 \cdot 7H_2O$  oder  $Al_2(SO_4)_3 \cdot 6H_2O$  interessant. Die dafür nötigen Salze kommen größtenteils so auch in der Natur vor und sind in Ihrer Herstellung nicht auf die Verwendung kritischer Rohstoffe angewiesen.

Es können auch Hydrate wie Cersulfat oder Lanthanchlorid als TCS-Material verwendet werden. Diese enthalten jedoch die seltenen Erden Cer bzw. Lanthan, die aufgrund ihres geringen Vorkommens in der Erdkruste und der lokal fast ausschließlich auf China beschränkten Verteilung, durch das hohe Versorgungsrisiko als kritischer Rohstoff eingestuft werden. Im Bereich der Hydrate sind jedoch genügend unkritische Alternativen verfügbar, womit eine Verwendung der genannten Salze vermeidbar sein sollte.

#### **2.4.13.3 Zusammenfassung der kritischen Rohstoffe**

Bei allen drei Materialgruppen für TCS werden für die Reaktoren in unterschiedlichen Mengen Aluminium, Stahl und Edelstahl als Konstruktionsmaterialien eingesetzt. Dies erfordert den Einsatz der kritischen Rohstoffe Flussspat, Kokskohle und Chrom. Aluminium, Stahl und Edelstahl sind gängige Konstruktionsmaterialien in einer Vielzahl von Industrieanlagen und haben eine sehr hohe wirtschaftliche Bedeutung. Der Einsatz dieser kritischen Rohstoffe ist also kein Spezifikum der Be- und Entladungsanlagen für die TCS-Materialien.

Für die untersuchten Sorptionsmaterialien werden für die für thermochemische Speicherung relevanten Verbindungen keine als kritisch geltenden Rohstoffe benötigt. Die dafür vordergründig verwendeten Zeolithe basieren auf Grundstoffen, die in dieser Hinsicht als unbedenklich einzustufen sind.

Bei den thermischen Speichertechnologien, deren Be- und Entladung mittels RedOx-Reaktionen erfolgen soll, kann je nach verwendetem Speichermaterial die Verarbeitung von lt. EU-Definition kritischen Rohstoffen nötig sein. So betrifft dies zum Beispiel die Oxidation von Magnesium in elementarer Form oder von metallischem Silizium. Hier sind aber durchaus Alternativen gegeben, wie die Oxidation von Calcium (Ca) oder Aluminiumoxid in niedriger Oxidationsstufe (AlO). Diese weisen zwar geringere Speicherdichten auf, die

spezifischen Energiekosten sind, wie in der ökonomischen Bewertung ausgeführt, jedoch vergleichbar.

Für thermochemische Speichermethoden, die die Trocknung von Hydraten zur Wärmespeicherung bzw. die Befeuchtung der getrockneten Produkte zum Entladen des Speichers nutzen, sind grundsätzlich keine Rohmaterialien nötig, die als kritisch bewertet werden. Zwar sind auch im Bereich der Hydrate Materialien als TCS geeignet, die beispielsweise seltene Erden, wie Cer oder Lanthan, enthalten, allerdings sind hier genügend Alternativen gegeben, so dass aus derzeitiger Sicht auf deren Einsatz verzichtet werden kann.

Die Verwendung von kritischen Rohstoffen in thermochemischen Speichertechnologien wurde in erster Linie qualitativ betrachtet. Für die vorgeschlagenen Alternativen zu den kritischen Rohstoffen, wurden vor allem Materialien bzw. Prozesse mit ähnlich niedrigen bzw. geringeren spezifischen Speicherkosten für die Wärme analysiert. Das Verhältnis der Speicherdichte und damit eventuell verbundenen gesteigerten Transportkosten sind getrennt bezogen auf eine konkrete Technologieumsetzung zu betrachten.

### 3 Schlussfolgerungen

Thermochemische Speichermaterialien zeichnen sich im Vergleich zu sensiblen bzw. latenten Speichermaterialien durch den Entfall von Wärmeverlusten nach außen, wenn beide Edukte isoliert aufbewahrt werden, und die hohe Reaktionsenthalpien durch höhere Bindungsenergien und somit höhere Speicherdichten aus. Die energetischen Vorteile dieser Materialien wurden bereits in mehreren Forschungsprojekten vor allem im Bereich kleiner Energiemengen aufgezeigt (siehe Abschnitt 1.2).

Der Einsatz in großtechnischen Anlagen, wie sie zur saisonalen Energiespeicherung in Fernwärmenetzen zum Einsatz kommen könnten, stellt dahingehend neue Anforderungen an die Materialien und Speicherkonzepte. Die energetischen Vorteile der Materialien kommen auch hier zum Tragen. Da in den vorangegangenen Forschungsprojekten die Wirtschaftlichkeit thermochemischer Speicher oftmals nicht oder nur unter speziellen Rahmenbedingungen erreicht werden konnte, lag der Fokus in diesem Projekt, die Performance der teilweise erforschten Technologie im neuen Anwendungsfeld der saisonalen Wärmespeicherung im hohen Leistungsbereich zu untersuchen. Um den vorhandenen Erfahrungen Rechnung zu tragen, wurde versucht vor allem bestehende (kostengünstige) Technologien einzusetzen (z.B. bewährte Reaktorkonzepte und Prozesse, siehe Abschnitt 2.3.6).

Die ökonomische Bewertung der entwickelten Konzepte und untersuchten Szenarien zeigt, dass in den analysierten Fällen die Anwendung zur Spitzenlastabdeckung als wenig sinnvoll erscheint. Netze mit hoher Volllaststundenzahl und geringen Leistungen (Grundlastabdeckung) sind für diese Art der Wärmespeicherung deutlich besser geeignet, um die hohen Fixkosten aus Materialbezug und Anlageninvestition zu amortisieren. Dies spiegelt auch den derzeitigen Einsatz von sensiblen saisonalen Wärmespeichern wider. Des Weiteren spielen natürlich auch die Energiequelle zur Beladung sowie der Standort eine Rolle zur Erlangung eines wirtschaftlichen Betriebes. Lange Transportwege verschlechtern naturgemäß die Performance des untersuchten Szenarios, wobei hier auch festgehalten werden muss, dass ohne den Einsatz thermochemischer Speichertechnologien dieser Transport nicht möglich wäre (z.B. mit sensiblen Speichern) bzw. mit erheblichen Energieverlusten und ebenfalls hohen Kosten verbunden wäre (z.B. sehr lange Fernwärmearbeitsleitungen).

Die Verwendung von auf Hydratation basierenden TCS-Materialien (Hydrate, Hydroxide) eignet sich vor allem in Zusammenhang mit industrieller Abwärmenutzung, wenn keine Kosten für den Transport und die Bereitstellung des benötigten Wasserdampfes anfallen, sowie zusätzlich die industrielle Abwärme als Energiequelle genutzt werden kann. Die Analysen haben außerdem gezeigt, dass vor allem RedOx-Materialien durch deren sehr hohen Energiedichten als vielversprechende Materialien, für zukünftige weitere Untersuchungen in Betracht gezogen werden sollten. Bei gleichzeitigem günstigen Strombezug bzw. durch die mögliche zukünftige Integration am Energiemarkt (Stichwort: Power-to-Heat) können weitere positive Effekte erzielt werden. Trotz des grundsätzlichen Potentials sind in den untersuchten Fällen die ermittelten Wärmegestehungskosten bei der thermochemischen Speicherung (unter den bei der Berechnung angenommenen Kosten für

Materialien, Reaktoren, Lagerbehälter etc.) über jenen für die konventionelle Fernwärmebereitstellung. Hier ist jedoch anzumerken, dass auch die meisten derzeit eingesetzten wasserbasierten Saisonspeicher deutlich höhere Wärmegestehungskosten aufweisen als die konventionelle Fernwärmebereitstellung, siehe Abschnitt 2.4.10.1. Diese Kosten konnten für die errechneten Szenarien einer saisonalen Speicherung mit thermochemischen Materialien teilweise deutlich unterschritten werden. Da bislang noch keine thermochemischen Speicher in dieser Größenordnung bzw. unter dem hier untersuchten Anwendungsfeld tatsächlich gebaut wurden, sind die ermittelten Kosten für das Gesamtsystem noch mit großen Unsicherheiten behaftet und bedürfen einer weiteren detaillierten Untersuchung bzw. einer konkreten Demonstration solcher Anlagen.

Bei der Auswahl der Speichermaterialien ist auch auf kritische Materialien zu achten. Die betrachteten Sorptionsmaterialien sowie für thermochemische Speichermethoden, die die Trocknung von Hydraten zur Wärmespeicherung bzw. die Befeuchtung der getrockneten Produkte zum Entladen des Speichers nutzen, sind grundsätzlich keine Rohmaterialien nötig, die als kritisch bewertet werden. Bei den Speichertechnologien, deren Be- und Entladung mittels RedOx-Reaktionen erfolgen soll, kann je nach verwendetem Speichermaterial die Verarbeitung von lt. EU-Definition kritischen Rohstoffen nötig sein. Jedoch stehen auch dafür nicht kritische Alternativen zur Verfügung, siehe Abschnitt 2.4.13.2.2.

Aus ökologischer Sicht sind zusätzlich die bei den Be- und Entladeprozessen anfallenden Emissionen ein nicht zu vernachlässigender Faktor. Vor allem bei der Reduktion der ausgewählten Metalloxide fallen – bei Nutzung der aktuell etablierten Verfahren – große Mengen an CO<sub>2</sub> an, siehe Abschnitt 2.4.3.3.2. Für einen ökologisch effizienten Einsatz dieser Speichermaterialien ist daher die (Weiter-)Entwicklung und Nutzung CO<sub>2</sub>-freier (bzw. CO<sub>2</sub>-armer) Reduktionsverfahren, auch in Bezug auf die nötigen Reduktionsmittel, nötig. Während carbothermische Reduktionsverfahren diese Bedingungen nicht erfüllen können, gelten Technologien mit inerten Anoden in dieser Hinsicht als vielversprechend.

## 4 Ausblick und Empfehlungen

Zukünftige Forschungen sind auf standortspezifische Optima hinsichtlich TCS-Materialauswahl, Lagermöglichkeit, adaptierbare vorhandene Feuerungstechnik zu fokussieren um thermochemische Speicherung mittel- und langfristig ökonomisch attraktiv zu machen. Außerdem kann eine strategische Speicherbewirtschaftung die Zyklenanzahl erhöhen (nicht nur rein saisonaler Betrieb), wodurch ebenfalls die Wirtschaftlichkeit verbessert werden kann. Dies wurde und wird gerade im parallel laufenden Projekt „FutureDHSystem Linz“ (FFG Projekt Nr. 853169) gezeigt.

Für eine bessere Auslegung eines thermochemischen Speichers müssen experimentelle Daten hinterlegt werden. Diese können z.B. in einem Folgeprojekt für identifizierte Materialien experimentell ermittelt werden. Weiters gilt es die analysierten Reaktor- und Speicherkonzepte unter realen Bedingungen zu erproben und deren Eignung für die angedachten Prozesse gegebenenfalls zu bestätigen. Hierfür können Prototypen und Aufbauten im Labormaßstab ebenfalls in weiterführenden Forschungsprojekten entwickelt und vermessen werden.

Für die weitere Analyse und Nutzung der RedOx-Materialien muss die Eignung und Umsetzbarkeit entsprechender CO<sub>2</sub>-freier Reduktionsverfahren weiter untersucht werden. Zusätzlich kann sich eine Erweiterung der Materialauswahl um Oxide, welche allein durch thermische Dissoziation reduziert werden können als sinnvoll erweisen, um die ökologische Effizienz der Speichervorgänge hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Emissionen zu erhöhen.

Für die erfolgreiche Integration in Fernwärmesysteme der Zukunft müssen also die hier untersuchten Technologien und Konzepte erst unter Laborbedingungen nachgebildet und geprüft werden. Können auch dabei vielversprechende Ergebnisse erzielt werden, kann in weiterer Folge gemeinsam mit Industrie- und Fernwärmeunternehmen ein Demonstrationsprojekt in einem realen System angedacht werden. Das Projektteam wird die erarbeiteten Erkenntnisse jedenfalls weiter verfolgen und gemeinsam mit Partnern aus der Industrie, der Energieversorgung sowie aus dem Forschungsbereich die nächsten Schritte für eine erfolgreiche Entwicklung setzen.

## 5 Verzeichnisse

### 5.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Wärmeversorgung in Österreich (FGW 2014).....	16
Abbildung 2: Brennstoffeinsatz für Wärmeerzeugung 2013 (FGW 2014).....	16
Abbildung 3: Saisonale Wärmespeichertypen (Schmidt 2014, S. 31).....	17
Abbildung 4: Energiedichte und Temperaturen unterschiedlicher Speichertechnologien (Hauer 2014).....	19
Abbildung 5: benötigte Speichervolumen unterschiedlicher Speichertypen (Yu et al. 2013, S. 489–514).....	19
Abbildung 6: Kosten für thermochemische Speicherung (Wang et al. 2014).....	20
Abbildung 7: Aufteilung der Arbeitspakete .....	21
Abbildung 8: Reaktionsgleichung reversibler Gas-Feststoffreaktion .....	24
Abbildung 9: Gibbs-Helmholtzsche Gleichung .....	25
Abbildung 10: Zeolith 4A Sorptionsisotherme .....	26
Abbildung 11: Außentemperaturabhängige Vorlauftemperatur im ländlichen Netz .....	32
Abbildung 12: Außentemperaturabhängige Vorlauftemperatur im kleinen urbanen Netz .....	34
Abbildung 13: DisHeatLib Bibliothek, entwickelt am AIT .....	37
Abbildung 14: Methodischer Fluss der Modellierung und Simulation.....	38
Abbildung 15: Speichereinbindung (inkl. Nachheizung); oben: Speichertemperatur > Netztemperatur, unten: Speichertemperatur < Netztemperatur .....	39
Abbildung 16: Speicherbezugsmaße .....	40
Abbildung 17: Profile ländliches Netz.....	40
Abbildung 18: Speicherdimensionierung ländliches Netz .....	40
Abbildung 19: Profile kleines urbanes Netz (aufgrund der Netzagggregation im stark vermaschten Netz erfolgte ebenfalls eine teilweise Glättung des Verbrauchprofils).....	41
Abbildung 20: Speicherdimensionierung kleines urbanes Netz .....	41
Abbildung 21: Profile großes urbanes Netz.....	41
Abbildung 22: Speicherdimensionierung großes urbanes Netz .....	41
Abbildung 23: Schema einer Rostfeuerung nach (Forschungszentrum Jülich GmbH 2017) .	43
Abbildung 24: Schematik eines Drehrohrofens der Firma Eisenmann (EISENMANN SE 2017) .....	44
Abbildung 25: Schema einer Wirbelschichtfeuerung der Fa. Inprotec (inprotec AG 2017)....	45
Abbildung 26: Links: Herkömmliche Graphitelektroden (Hall-Heroult-Schmelzflusselektrolyse) mit der Freisetzung von CO <sub>2</sub> bei der Reduktion von Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> zu Al. Rechts: Inert Anode Technology, bei der nur O <sub>2</sub> an der Anode freigesetzt wird und somit bei Verwendung von erneuerbarem Strom eine CO <sub>2</sub> -neutrale Reduktion von Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> möglich ist (RUSAL 2016) ..	47
Abbildung 27: Industrieller Drehrohrofen, welcher zur Trocknung von Sorptionsmaterialien verwendet werden kann (M-E-C Design and Engineering 2017) .....	48
Abbildung 28: Ölhafen Lobau in Wien mit einer Lagerkapazität von ca. 1.6 Mio m <sup>3</sup> (Wiener Hafen und Lager Ausbau- und Vermögensverwaltung, GmbH & Co KG 2017).....	49

Abbildung 29: Salzlagerung in Hallen. Durch geeignete Feuchtigkeitskonditionierung ist eine Lagerung von getrockneten Sorptionsmaterialien vom Sommer in den Winter möglich (Wilhelm Geiger GmbH & Co. KG 2017).....	49
Abbildung 30: Kohlehafen und Transportschiffe in Newcastle (Australien). Alternative metallische TCMs können mit der gleichen Technologie kostengünstig über weite Strecken mit heutigen Technologien transportiert werden. (London Commodity News 2015).....	50
Abbildung 31: Systemgrenze der ökonomischen, ökologischen und rechtlichen Bewertung in AP 4.....	51
Abbildung 32: Energieflussdiagramm für das Entladen des Speichers (Angerer, Djukow, Vandersickel, & Spliethoff, 2016).....	59
Abbildung 33: 10 kW Wirbelschicht Pilotanlage (links) und Festbettreaktor für Zyklentests (rechts) (Angerer, Djukow, Vandersickel, & Spliethoff, 2016).....	59
Abbildung 34: Systemkosten und Gestehungskosten für Solarwärme mit und ohne Förderung für unterschiedliche Systeme (aus (Pauschinger, 2015)).....	62
Abbildung 35: Mittlerer Temperaturanstieg mit zunehmender Tiefe (aus (Kaltschmitt, Streicher, & Wiese, Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 2014)).....	64
Abbildung 36: Verschiedene Abwärmequellen und deren Nutzungsmöglichkeiten je nach Temperaturbereich (EU-Consult GmbH, 2012).....	65
Abbildung 37: Investitionskosten für Reduktionsanlagen unterschiedlicher Größenordnungen.....	74
Abbildung 38: Spezifische Investitionskosten für diverse Kraftwerksanlagen abhängig von der installierten Leistung (aus (Konstantin, 2013)).....	76
Abbildung 39: spezifische Investitionskosten für Staubfeuerungen basierend auf Kohlekraftwerken.....	77
Abbildung 40: spezifische Investitionskosten für Wirbelschichtfeuerungen in unterschiedlichen Kraftwerksanwendungen.....	79
Abbildung 41: Gegenüberstellung Reaktionsenthalpie und Wärmebedarf für zwei TCS-Materialien (Messer, Obermeier, Reil, Müller, & Hornung, 2016).....	80
Abbildung 42: Kostendegression für ein Großmotorgüterschiff abhängig von der Abladetiefe bei einer Transportstrecke von 300 km nach (PLANCO Consulting GmbH, 2007).....	90
Abbildung 43: Abschätzung der nötigen Transportfahrten abhängig von Materialtyp, Transportmittel und FW-Netz.....	91
Abbildung 44: Normsilos für LKW-Beladung aus (Kurz Silosysteme, 2005).....	99
Abbildung 45: benötigte Materialmenge je Stoff und Fernwärmenetz.....	99
Abbildung 46: notwendige Materialmenge, nach Stoff und Fernwärmenetz, gerundet auf tsd. T.....	100
Abbildung 47: Kosten Silo + Material.....	101
Abbildung 48: Flächenbedarf Silo 1.....	101
Abbildung 49: Flächenbedarf Silo 2.....	102
Abbildung 50: Spezifische Speicherkosten für Wärmespeicher (Mangold, Riegger, & Schmidt, 2007).....	107
Abbildung 51: Vergleich der Vollkosten dezentraler und netzgebundener Technologien (Quelle: (Büchele, et al., 2015)).....	109
Abbildung 52: Szenario B1 - Grundlast.....	112

Abbildung 53: Szenario B1 – Spitzenlast .....	112
Abbildung 54: Szenario B2 - Grundlast .....	113
Abbildung 55: Szenario B2 - Spitzenlast .....	114
Abbildung 56: Szenario B3 - Grundlast .....	115
Abbildung 57: Szenario B3 - Spitzenlast .....	115
Abbildung 58: Kostenvergleich Hydratationsvarianten im Szenario B2 - Netz C Grundlast.	116
Abbildung 59: Kostenvergleich Hydratationsvarianten unter Berücksichtigung der Dampfkosten - Netz C Grundlast .....	117
Abbildung 60: Szenario O1 - Grundlast.....	118
Abbildung 61: Szenario O1 - Spitzenlast.....	118
Abbildung 62: Szenario O2 - Grundlast.....	119
Abbildung 63: Szenario O2 - Spitzenlast.....	120
Abbildung 64: Primärenergiefaktoren in kWh pro kWh <sub>end</sub> und CO <sub>2</sub> -Äquivalent-Emissionen in g pro kWh <sub>end</sub> .....	125
Abbildung 65: Vergleich des Primärenergieaufwandes [GWh] und der CO <sub>2</sub> -Äquivalent- Emissionen [t CO <sub>2</sub> eq] für das Fernwärmenetz A: „Großes urbanes Netz, Spitzenlast“ für verschiedene Primärenergieträger .....	126
Abbildung 66: Wirtschaftliche Bedeutung und Versorgungsrisiko ausgewählter Rohstoffe in der EU, nach (European Commision, 2015). .....	127
Abbildung 67: Bereitstellung kritischer Rohstoffe nach Ländern (European Commision, 2015). .....	128

## 5.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ausgewählte Sorptionsmaterialien .....	26
Tabelle 2: Ausgewählte Hydrate .....	27
Tabelle 3: Ausgewählte Metalle und Metalloxide .....	27
Tabelle 4: Gebäudealtersklassen.....	30
Tabelle 5: Gebäudeverwendungszweck .....	31
Tabelle 6: Abnehmer im ländlichen Netz.....	31
Tabelle 7: Abnehmer im kleinen urbanen Netz .....	33
Tabelle 8: Abnehmer im großen urbanen Netz .....	35
Tabelle 9: Netzdaten .....	38
Tabelle 10: Anforderungen an den TCS je Einsatzvariante .....	52
Tabelle 11: Ausgewählte Speichermaterialien und deren Eigenschaften .....	54
Tabelle 12: Übersicht der sicherheitsrelevanten Eigenschaften der Materialien.....	54
Tabelle 13: Vor- und Nachteile von Aluminium als TCS-Material (nach (Wochele & Ludwig, 2004) und (Schindler, 1997)).....	58
Tabelle 14: Kennwerte für solarthermische Anlagen (aus (Paar, et al., 2013)).....	63
Tabelle 15: Investitionskosten für Wärmetauscher nach (Allplan GmbH, 2008) .....	66
Tabelle 16: Reduktionstemperatur wichtiger Metalloxide; Reduktion durch Wasserstoff, Druck 1,013 bar (nach (Schatt, Wieters, & Kieback, 2007)) .....	69
Tabelle 17: Reduktion von Aluminiumoxid im Hall-Héroult-Prozess (angenommen alle Edukte und Produkte bei 25°C) (Balomenos, Panias, & Paspaliaris, 2011).....	71
Tabelle 18: hypothetische carbothermische Reduktion von Aluminium bei Annahme von 90% Wirkungsgrad bei 2200°C (angenommen alle Edukte und Produkte bei 25°C) (Balomenos, Panias, & Paspaliaris, 2011) .....	72
Tabelle 19: CO <sub>2</sub> -Emissionen durch Reduktion der TCS-Materialien.....	73
Tabelle 20: Vor- und Nachteile von Feststoff-Gas-Reaktorkonzepten .....	82
Tabelle 21: Eigenschaften von Feststoff-Gas-Reaktorkonzepten .....	83
Tabelle 22: Prinzipieller Vergleich der Trocknungs- und Entwässerungsverfahren von Feuerungskohle (DWT- und WTA-Verfahren unterscheiden sich hier nur durch Verwendung der BV und im Heißdampfdruck, DDWT-Verfahren hier ohne BV).....	84
Tabelle 23: Untersuchte Kombinationsmöglichkeiten aus TCS-Material und Reaktortechnologie .....	87
Tabelle 24: Klassifizierung der ausgewählten Materialien; Quelle: (Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung, kein Datum) .....	93
Tabelle 25: Klassifizierung Siliciumpulver (Quelle: (Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung, kein Datum)).....	94
Tabelle 26: Klassifizierung Aluminiumpulver (Quelle: (Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung, kein Datum)) .....	94
Tabelle 27: Klassifizierung Calcium (Quelle: (Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung, kein Datum)).....	95
Tabelle 28: Klassifizierung Magnesiumpulver (Quelle: (Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung, kein Datum)) .....	95
Tabelle 29: Klassifizierung Aluminiumsulfat (wässrig) (Quelle: (Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung, kein Datum)).....	96

Tabelle 30: Klassifizierung Calciumoxid (Quelle: (Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung, kein Datum)).....	96
Tabelle 31: ausgewählte Normsilos für Flächenbedarfsberechnung .....	101
Tabelle 32: Fernwärmekosten für Haushaltskunden in den österreichischen Landeshauptstädten (Leistungs- plus Arbeitspreis; Preisbasis Oktober 2016).....	109
Tabelle 33: Primärenergiefaktoren in kWh pro kWh <sub>end</sub> und CO <sub>2</sub> -Äquivalent-Emissionen in g pro kWh <sub>end</sub> .....	124
Tabelle 34: Vergleich des Primärenergieaufwandes [GWh] und der CO <sub>2</sub> -Äquivalent-Emissionen [t CO <sub>2</sub> eq] der untersuchten Fernwärmenetze für verschiedene Primärenergieträger .....	125

### 5.3 Literaturverzeichnis

Agentur für Erneuerbare Energien. (2012). Studienvergleich: Entwicklung der Investitionskosten neuer Kraftwerke. Forschungsradar Erneuerbare Energien; [www.energiestudien.de](http://www.energiestudien.de).

Agentur für Erneuerbare Energien. (2014). Studienvergleich: Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien. Forschungsradar Energiewende; [www.forschungsradar.de](http://www.forschungsradar.de).

Alajmi, A. F. (2016). Conceptual Design of a Circulating Fluidized Bed Reactor as a Thermochemical Thermal Energy Storage System for Applications in Concentrated Solar Thermal Power Plants. University of Washington.

Allplan GmbH. (2008). Nutzung von Abwärmepotentialen in Wien. Wien: Stadt Wien MA27, EU-Strategie- und Wirtschaftsentwicklung.

Álvarez de Miguel, S., Gonzalez-Aguilar, J., & Romero, M. (2014). 100-Wh Multi-purpose Particle Reactor for Thermochemical Heat Storage in Concentrating Solar Power Plants. In *Energy Procedia* 49 (S. 676-683).

Anderl, M., Friedrich, A., Haider, S., Kriech, M., Lampert, C., Moosmann, L., . . . Zechmeister, A. (2016). Austria's national inventory report - Submission under the United Framework Convention on Climate Change and under the Kyoto Protocol. Wien: Umweltbundesamt.

Angerer, M., Djukow, M., Vandersickel, A., & Spliethoff, H. (2016). Simulation der Flexibilisierung einer KWK-GuD-Anlage durch thermochemische Energiespeicherung. 5. Fachforum Thermische Energiespeicher, Neumarkt i.d.Opf.

Atkins, P. W., Paula, J. (2006): *Atkins' Physical chemistry*. 8th ed. New York: W.H. Freeman.

Austrian Energy Agency. (2014). TABULA - Eine Typologie österreichischer Wohngebäude. Wien.

Aydin, D., Casey, S., & Riffat, S. (2014). The latest advancements on thermochemical heat storage systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 41.

Bales, Ch.: Thermal Properties of Materials for Thermo-chemical Storage of Solar Heat. A Report of IEA Solar Heating and Cooling programme - Task 32. Unter Mitarbeit von P. Gantenbein, A. Hauer, H. M. Henning, D. Jaenig, H. Kerskes, T. Núñez und Klaas Visscher. Online verfügbar unter [http://archive.iea-shc.org/publications/downloads/task32-Thermal\\_Properties\\_of\\_Materials.pdf](http://archive.iea-shc.org/publications/downloads/task32-Thermal_Properties_of_Materials.pdf), zuletzt geprüft am 24.01.2017.

Balomenos, E., Panias, D., & Paspaliaris, I. (2011). Carbothermic Reduction of Alumina: A Review of Developed Processes and Novel Concepts.

Basciotti, D., & Pol, O. (2011). A theoretical study of the impact of using small scale thermochemical storage units in district heating networks. *Proceedings of the International Sustainable Energy Conference*. Belfast.

Bauer, D., Heidemann, W., Marx, R., Nußbicker-Lux, J., Ochs, F., Panthalookaran, V., Raab, S. (2008): Solar unterstützte Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW), Universität Stuttgart, Stuttgart, 2008.

Bauer, D., Marx, R., Nußbicker-Lux, J., Ochs, F., Heidemann, W., Müller-Steinhagen, H. (2010): German central solar heating plants with seasonal heat storage. In: Solar Energy 84 (4), S. 612–623. DOI: 10.1016/j.solener.2009.05.013.

BMWFJ (2009): Energiestatus Österreich 2009.

BMWLF (2010): Energiestrategie Österreich.

Büchele, R., Haas, R., Hartner, M., Hirner, R., Hummel, M., Kranzl, L., . . . Blok, K. (2015). Bewertung des Potenzials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung. TU Wien und Ecofys beauftragt durch: BMFWF.

Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung. (kein Datum). Datenbank GEFAHRGUT. Abgerufen am 13. Januar 2017 von <https://www.dgg.bam.de/quickinfo/de/>

Bundesministerium für Verkehr, B. u. (Hrsg.). (2012). Primärenergiefaktoren von biogenen Energieträgern, Abwärmequellen und Müllverbrennungsanlagen. BMVBS-Online-Publikation 12/2012.

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. (2013). Bundesgesetz über die Beförderung gefährlicher Güter.

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. (2013). Definition: Kritische Rohstoffe und potentiell kritische Rohstoffe mit Bezug zu Österreich. Von [https://www.nachhaltigwirtschaften.at/resources/e2050\\_pdf/fti\\_intelligente\\_production\\_definition\\_kritische\\_rohstoffe.pdf](https://www.nachhaltigwirtschaften.at/resources/e2050_pdf/fti_intelligente_production_definition_kritische_rohstoffe.pdf) abgerufen

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. (2017). bmvit - Gefahrgut. Abgerufen am 13. Januar 2017 von <https://www.bmvit.gv.at/verkehr/gesamtverkehr/gefahrgut/index.html>

Casella, F., Otter, M., Proelss, K., Richter, C., & Tummescheit, H. (2006). The modelica fluid and media library for modeling of incompressible and compressible thermo-fluid pipe networks. Proceedings of the Modelica Conference, (S. 631–640).

CHEMIE.DE Information Service GmbH. (kein Datum). Calcium. (CHEMIE.DE Information Service GmbH) Abgerufen am 20. Dezember 2016 von <http://www.chemie.de/lexikon/Calcium.html#Herstellung>

CHEMIE.DE Information Service GmbH. (kein Datum). Magnesium. (CHEMIE.DE Information Service GmbH) Abgerufen am 2016. Dezember 19 von <http://www.chemie.de/lexikon/Magnesium.html>

CHEMIE.DE Information Service GmbH. (kein Datum). Silicium. (CHEMIE.DE Information Service GmbH) Abgerufen am 19. Dezember 2016 von <http://www.chemie.de/lexikon/Silicium.html>

Cot-Gores, J., Castell, A., & Cabeza, L. F. (2012). Thermochemical energy storage and conversion: A-state-of-the-art review of the experimental research under practical conditions. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (S. 5207-5224).

Criado, Y. A., Alonso, M., Abanades, J. C., & Anxionnaz-Minvielle, Z. (2014). Conceptual process design of a CaO/Ca(OH)<sub>2</sub> thermochemical energy storage system using fluidized bed reactors. In *Applied Thermal Engineering* 73 (S. 1087-1094).

Dalenbäck, J.-O. (2010). SDH solar district heating - Success Factors in Solar District Heating. CIT Energy Management AB. Gothenburg: CIT Energy Management AB.

DER STANDARD. (9. Februar 2012). Voestalpine studiert Installation eines Lichtbogenofens. Abgerufen am 20. Dezember 2016 von <http://derstandard.at/1328507355003/Investitionsprojekte-Voestalpine-studiert-Installation-eines-Lichtbogenofens>

Donkers, P. A. J., Beckert, S.; Pel, L., Stallmach, F., Steiger, M., Adan, O. C. G. (2015): Water Transport in MgSO<sub>4</sub> · 7H<sub>2</sub>O During Dehydration in View of Thermal Storage. In: *J. Phys. Chem. C* 119 (52), S. 28711–28720. DOI: 10.1021/acs.jpcc.5b08730.

Dynasim, D. (2011). Dynamic Modeling Laboratory User Manual. Lund: Dynasim AB.

E-CONTROL. (2016). Herkunftsnachweispreisverordnung 2016 - Erläuterungen - Entwurf. Von [https://www.e-control.at/documents/20903/388512/HKN+Preisverordnung+2016+Entwurf\\_Erl%C3%A4uterung.pdf/70399d86-0586-4c61-8b15-2d5b7522fac8?version=1.0](https://www.e-control.at/documents/20903/388512/HKN+Preisverordnung+2016+Entwurf_Erl%C3%A4uterung.pdf/70399d86-0586-4c61-8b15-2d5b7522fac8?version=1.0) abgerufen

EISENMANN SE (2017): Waste to Energy - Die umweltgerechte Entsorgung von Klinikabfällen. Online verfügbar unter [http://www.eisenmann.com/de/medien/presse/presseinformationen/2010/2010\\_09\\_13\\_ifat2010\\_klinikabfaelle\\_pi.html](http://www.eisenmann.com/de/medien/presse/presseinformationen/2010/2010_09_13_ifat2010_klinikabfaelle_pi.html), zuletzt geprüft am 13.02.2017.

Ellehaug, K., & Engberg Pedersen, T. (2007). Solar heat storage in district heating networks. *Energinet.dk*.

Energistyrelsen and Energinet.dk. (2012). TECHNOLOGY DATA FOR ENERGY PLANTS - Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion.

Erneuerbare Energie Österreich. (kein Datum). Erneuerbare Energie Österreich - Geothermie. Abgerufen am 13. 12 2016 von <http://www.erneuerbare-energie.at/erdwrme/>

Ervin, G. (1976). Patentnr. US. 4054126.

EU-Consult GmbH. (2012). Abwärmenutzung im Betrieb - Klima schützen - Kosten senken. Augsburg: Bayerisches Landesamt für Umwelt.

European Commission. (2015). Report on critical raw materials for the EU. Abgerufen am 18.. 10. 2016 von [https://ec.europa.eu/growth/sectors/raw-materials/specific-interest/critical\\_de](https://ec.europa.eu/growth/sectors/raw-materials/specific-interest/critical_de)

European Commission. (2015). Report on critical raw materials for the EU - Critical raw materials profiles. Abgerufen am 18.. 10. 2016 von [https://ec.europa.eu/growth/sectors/raw-materials/specific-interest/critical\\_de](https://ec.europa.eu/growth/sectors/raw-materials/specific-interest/critical_de)

Felderhoff, M.; Urbanczyk, R.; Peil, S. (2013): Thermochemical Heat Storage for High Temperature Applications – A Review. In: Green 3 (2). DOI: 10.1515/green-2013-0011.

FGW (2014): Zahlenspiegel 2014.

Fischer, U. R. (2009): WHAT IS THE BEST POSSIBLE HEAT STORAGE DENSITY FOR A SEASONAL ADSORPTIVE THERMAL ENERGY STORAGE. Effstock (2009) 11th International Conference on Thermal Energy Storage. Stockholm, Sweden, 2009.

Forschungszentrum Jülich GmbH (2017): Rostfeuerung. Online verfügbar unter [https://enargus.fit.fraunhofer.de/pub/bscw.cgi/d6322141-2/\\*\\*/Rostfeuerung.html?op=Wiki.getwiki](https://enargus.fit.fraunhofer.de/pub/bscw.cgi/d6322141-2/**/Rostfeuerung.html?op=Wiki.getwiki), zuletzt geprüft am 13.02.2017.

Fraunhofer IRB. (1974). Messungen von Silolasten am Gross-Silo in Brake. Abgerufen am 4. Januar 2017 von <https://www.irb.fraunhofer.de/bauforschung/baufolit/projekt/Messungen-von-Silolasten-am-Gross-Silo-in-Brake/38038300050>

Fraunhofer ISI. (2012). Infoblatt 5/5: Bahngüterverkehr.

Garcia, N. P., Vatopoulos, K., Riekkola, K. A., Lopez, A. P., & Olsen, L. (2012). Best available technologies for the heat and cooling market in the European Union. European Commission - Joint Research Center - Institute for Energy and Transport. Luxemburg: European Union.

Geissler, S., Fechner, J., Pölzl, W., & Knotzer, A. (2014). Smart ABC: Smart Energy Efficient Active Buildings and Building Cluster; Berichte aus Energie- und Umweltforschung 30/2014. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.

Gustafsson, S.-I., & Karlsson, B. G. (1992). Heat accumulators in CHP networks. In Energy Conversion and Management 33 (S. 1051-1061).

Hauer, A. (2014): Speicherung thermischer Energie - Möglichkeiten und Grenzen. Methoden thermischer Energiespeicherung - Stand der Forschung und Entwicklung. Bayrisches Zentrum für angewandte Energieforschung e.V., 2014.

Hoch, M., & Johnston, H. L. (1954). Formation, Stability and Crystal Structure of the Solid Aluminium Suboxides: Al<sub>2</sub>O and AlO. Journal of the American Chemical Society 76, S. 2560-2561.

Hoffmann, C., & Puta, H. (2006). Dynamic Optimization of Energy Supply Systems with Modelica Models. In: IFAC Proceedings Volumes 39 (19), S. 51–56.

Holleman, A.F., Wiberg, E., Wiberg, N. (1995): Lehrbuch der anorganischen Chemie. 101., verb. und stark erw. Aufl. Berlin: de Gruyter.

Huang, Q., Lu, G., Wang, J., Yu, J. (2011): Thermal decomposition mechanisms of  $MgCl_2 \cdot 6H_2O$  and  $MgCl_2 \cdot H_2O$ . In: Journal of Analytical and Applied Pyrolysis 91 (1), S. 159–164. DOI: 10.1016/j.jaap.2011.02.005.

iea - International Energy Agency. (2014). Technology Roadmap - Energy storage. Paris, France.

Inocon Technologie GmbH. (kein Datum).

inprotec AG (2017): Wirbelschicht- und Sprühtrocknungstechnologien. Online verfügbar unter <http://www.inprotec-ag.de/prozesstechnologien.html>, zuletzt geprüft am 13.02.2017.

Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien (IINAS). (2016). GEMIS - Globales Emissions-Modell integrierter Systeme. <http://iinas.org/gemis-de.html>.

IPCC. (2012). Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. New York, NY (USA): Cambridge University Press.

Isoplus. (kein Datum). Isoplus piping systems catalogue. Abgerufen am 2013 von <http://en.isoplus.dk/catalogue-210>

Jänchen, J.; Ackermann, D.; Stach, H.; Brösicke, W. (2004): Studies of the water adsorption on Zeolites and modified mesoporous materials for seasonal storage of solar heat. In: Solar Energy 76 (1-3), S. 339–344. DOI: 10.1016/j.solener.2003.07.036.

Juhrich, K. (2016). CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe; CLIMATE CHANGE 27/2016. Fachgebiet Emissionssituation (I 2.6). Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.

Kaltschmitt, M., & Streicher, W. (2009). Regenerative Energien in Österreich. Wiesbaden: Vieweg+Teubner.

Kaltschmitt, M., Hartmann, H., & Hofbauer, H. (2009). Energie aus Biomasse - Grundlagen, Techniken und Verfahren. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.

Kaltschmitt, M., Streicher, W., & Wiese, A. (2014). Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.

Keller Lufttechnik. (kein Datum). Grundlegendes zur Staubexplosion. Abgerufen am 05. 12 2016 von <http://www.exschutz.net/de/grundlegendes-zu-explosionen.html>

Kemper, C., Ridderbusch, M., Friedrich, B., Balomenos, E., Panyas, D., & Paspaliaris, I. (2012). Energieeffizienz in der Al-Gewinnung: Hall-Héroult-Prozess vs carbothermische Reduktion. In Energieeffizienz in der Metallurgie: Vorträge beim 45. Metallurgischen Seminar des Fachausschusses für Metallurgische Aus- und Weiterbildung der GDMB vom 23.-25. Mai 2012 in Ulm.

Keniry, J. (Mai 2001). The Economics of Inert Anodes and Wettable Cathodes for Aluminium Reduction Cells. JOM, S. 44-47.

- Kim, K., Son, Y., Lee, W. B., & Lee, K. S. (2013). Moving bed adsorption process with internal heat integration for carbon dioxide capture. In International Journal of Greenhouse Gas Control 17 (S. 13-24).
- Könighofer, K., Domberger, G., Gunczy, S., Hingsamer, M., Pucker, J., Schreilechner, M., . . . Pölzl, U. (2014). Potenzial der Tiefengeothermie für die Fernwärme- und Stromproduktion in Österreich. Klima- und Energiefonds, FFG, Projektnummer: 834451.
- Konstantin, P. (2013). Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt (3. Auflage Ausg.). Berlin Heidelberg: Springer Vieweg.
- Kost, C., Mayer, J., Thomsen, J., Hartmann, N., Senkpiel, C., Philipps, S., . . . Schlegel, T. (2013). Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Freiburg: Fraunhofer ISE.
- Kruck, C., Lo, R., Eltrop, L., Walker-Hertkorn, S., Orywall, P., & Kölbl, T. (2009). Nutzung der Tiefengeothermie in Stuttgart - Durchführung von Wirtschaftlichkeitsberechnungen. Universität Stuttgart - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Schlussbericht zum Projekt des Zentrums für Energieforschung Stuttgart e.V. (ZfES).
- Kunii, D., Levenspiel, O., & Brenner, H. (1991). Fluidization Engineering (Second Edition). Elsevier Inc.
- Kurz Silosysteme. (2005). Rundsilos in geschraubter Schalenbauweise. Brackenheim.
- Kurz Silosysteme. (kein Datum). info@kurz-silosysteme.de. Von info@kurz-silosysteme.de. abgerufen
- Lechner, S. (2012). Untersuchungen zur Berechnung und Optimierung des Wärmeübergangs bei der Dampfwirbelschicht Trocknung am Beispiel von Lausitzer Braunkohlen. Dissertation, Brandenburgische Technische Universität.
- Leeb, K., & Meißner, R. (kein Datum). Erneuerbare Energie - Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE Dachverband. (Zeitschrift EE 2012-02 - Solaranlage zur Unterstützung der Fernwärme in Wels) Abgerufen am 02. 06 2016 von [http://www.aee.at/aee/index.php?option=com\\_content&view=article&id=710&Itemid=113](http://www.aee.at/aee/index.php?option=com_content&view=article&id=710&Itemid=113)
- London Commodity News (2015): Ship queue to load coal at Australian Newcastle port's PWCS terminals rises to 9. Online verfügbar unter <http://www.lcnewsgroup.com/ship-queue-to-load-coal-at-australian-newcastle-ports-pwcs-terminals-rises-to-9/>, zuletzt geprüft am 13.02.2017.
- M-E-C Design and Engineering (2017): Industrial Dryer Systems. Online verfügbar unter <http://www.m-e-c.com/industrial-dryer-systems.html>, zuletzt geprüft am 13.02.2017.
- Mangold, D., Miedaner, O., Tziggili, E. P., Schmidt, T., Unterberger, M., und Zeh, B. (2012): Technisch-wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung der solaren Langzeit-Wärmespeicherung, Solites - Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme, Stuttgart.

Mangold, D., Riegger, M., & Schmidt, T. (2007). Solare Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher - Wissenschaftliche-technische Programmbegleitung für Solarthermie2000Plus. Stuttgart: solites.

Messer, J., Obermeier, J., Reil, S., Müller, K., & Hornung, A. (2016). Thermodynamische Betrachtungen zur Energieeffizienz thermochemischer Wärmespeicher. 5. Fachforum Thermische Energiespeicher. Neumarkt in der Oberpfalz.

Müller, A., Büchele, R., Kranzl, L., Totschnig, G., Mauthner, F., Heimrath, R., & Halmdienst, C. (2014). Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise. Endbericht des Projekts SolarGrids.

N'Tsoukpoe, K. E., Schmidt, T., Rammelberg, H.U.; Watts, B. A., Ruck, W., K.L. (2014): A systematic multi-step screening of numerous salt hydrates for low temperature thermochemical energy storage. In: Applied Energy 124, S. 1–16. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.02.053.

Neises, M., Tescari, S., de Oliveira, L., Roeb, M., Sattler, C., & Wong, B. (2012). Solar-heated rotary kiln for thermochemical energy storage. Solar Energy 86 (2012) 3040-3048.

NIST-JANAF thermochemical tables. 4. ed. Washington DC: American Chemical Soc (Journal of physical and chemical reference data : Monograph, 9), zuletzt geprüft am 24.01.2017.

OECD/OCDE. (2015). Future investment projects in the global steel industry and implications for the balance of steelmaking processes.

Oesterreichisches Institut fuer Bautechnik. (2011). OIB-Richtlinie 6. Ausgabe. Wien.

Österreichische Energieagentur. (2015). Leitfaden für Energieaudits für betriebliche Abwärmenutzung. Wien: BUNDESMINISTERIUM FÜR LAND- UND FORSTWIRTSCHAFT, UMWELT UND WASSERWIRTSCHAFT.

Paar, A., Herbert, F., Pehnt, M., Ochse, S., Richter, S., Maier, S., . . . Paar, A. (2013). Transformationsstrategien Fernwärme TRAFÖ - Ein Gemeinschaftsprojekt von ifeu-Institut, GEF Ingenieur AG und AGFW. Frankfurt am Main: AGFW-Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung mbH.

Pardo, P., Deydier, A., Anxionnaz-Minvielle, Z., Rougé, S., Cabassud, M., Cognet, P. (2014): A review on high temperature thermochemical heat energy storage. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 32, S. 591–610. DOI: 10.1016/j.rser.2013.12.014.

Pauschinger, T. (03. 02 2015). Solare Nah- und Fernwärme - Expertenworkshop "Solarthermische Großanlagen für Biomasse-Nahwärmenetze" am 3. Februar 2015 in Stuttgart. Stuttgart: solites - Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme.

PLANCO Consulting GmbH. (2007). Verkehrswirtschaftlicher und ökologischer Vergleich der Verkehrsträger Straße, Bahn und Wasserstraße. Essen: Auftraggeber: Wasser- und

Schifffahrtsverwaltung des Bundes, vertreten durch die Wasser- und Schifffahrtsdirektion Ost.

Posern, K.; Kaps, Ch. (2010): Calorimetric studies of thermochemical heat storage materials based on mixtures of MgSO<sub>4</sub> and MgCl<sub>2</sub>. In: *Thermochimica Acta* 502 (1-2), S. 73–76. DOI: 10.1016/j.tca.2010.02.009.

QGIS Development Team. (2009). QGIS Geographic Information System. Open Source Geospatial Foundation. Von <http://qgis.osgeo.org> abgerufen

Quaschnig, V. (2015). Spezifische Kohlendioxidemissionen verschiedener Brennstoffe. Abgerufen am 11. Januar 2017 von <http://volker-quaschnig.de/datserv/CO2-spez/index.php>

Ramakrishnan, S., & Koltun, P. (August 2004). Global warming impact of the magnesium produced in China using the Pidgeon process. *Resources, Conservation and Recycling*, Volume 42, S. 49-64.

Ramakrishnan, S., & Koltun, P. (2004). Global warming impact of the magnesium produced in China using the Pidgeon process. Australia: CSIRO Manufacturing and Infrastructure Technology.

Rammelberg, Holger Urs; Schmidt, Thomas; Ruck, Wolfgang (2012): Hydration and dehydration of salt hydrates and hydroxides for thermal energy storage - kinetics and energy release. In: *Energy Procedia* 30, S. 362–369. DOI: 10.1016/j.egypro.2012.11.043.

Rathgeber, C. (2016). Wirtschaftlichkeit Thermischer Energiespeicher. ZAE Bayern. Tagungsband - 5. Fachforum Thermische Energiespeicher - Neumarkt i.d. Opf.

Rettenbacher, S. (2015). Automatisierte Modellierung und Betriebsoptimierung von Fernwärmenetzen. Wien: FH Technikum Wien.

Riegger, M. (2008): Saisonaler Erdsonden-Wärmespeicher Crailsheim, bbr - das Fachmagazin für Leitungsbau, Brunnenbau und Geothermie, pp. 24-32.

RUSAL (2016): Inert anode technology. Online verfügbar unter [http://www.rusal.ru/en/development/innovations/inert\\_anode/](http://www.rusal.ru/en/development/innovations/inert_anode/), zuletzt geprüft am 13.02.2017.

Schatt, W., Wieters, K., & Kieback, B. (2007). Pulvermetallurgie - Technologie und Werkstoffe. Berlin Heidelberg: Springer.

Schaube, F., Koch, L., Wörner, A., Müller-Steinhagen, H. (2012): A thermodynamic and kinetic study of the de- and rehydration of Ca(OH)<sub>2</sub> at high H<sub>2</sub>O partial pressures for thermochemical heat storage. In: *Thermochimica Acta* 538, S. 9–20. DOI: 10.1016/j.tca.2012.03.003.

Schaumann, G., & Schmitz, K. W. (2010). Kraft-Wärme-Kopplung. Springer-Verlag Berlin Heidelberg.

Schindler, V. (1997). Kraftstoffe für morgen - Eine Analyse von Zusammenhängen und Handlungsoptionen. Berlin-Heidelberg: Springer.

Schmidt, T. (2014): Solar thermal for DH and large heat stores for CHP optimization and long term storage of renewable heat. The 2nd international DHC+ summer school. solites. Helsinki, 2014.

Schönherr, R. M. (1988). Transportprozesse während der Trocknung makroporöser Haufwerke. [www.drying.de](http://www.drying.de): Technische Universität Chemnitz.

Schünenmann, C. (Januar 2012). Regenerative Zukunft. Abgerufen am 2016. 06 06 von Geothermie: <http://www.regenerative-zukunft.de/erneuerbare-energien-menu/geothermie>

Schwochow, F., & Puppe, L. (1975). Zeolites - Their Synthesis, Structure, and Applications. In *Angewandte Chemie International Edition* (S. 620-628).

Siemens Österreich. (April 2012). Energiesparer. *hiltech* 1|12, S. 8-9.

Silos Córdoba. (2013). Advantages of a Steel Silo vs. a Concrete Silo for grain storage. Abgerufen am 4. Januar 2017 von <http://siloscordoba.com/2013/07/30/advantages-of-a-steel-silo-vs-a-concrete-silo-for-grain-storage/>

Solites, [saisonalspeicher.de](http://saisonalspeicher.de), [Online]. Available: <http://www.saisonalspeicher.de/Projekte/tabid/91/Default.aspx>. [Zugriff am 04 Juli 2016].

Statista GmbH. (2016). Statistiken zum Straßengüterverkehr | Statista. (Statista GmbH) Abgerufen am 3. Januar 2017 von <https://de.statista.com/themen/1171/strassengueterverkehr/>

Tancos, M. (2016). Modellierung eines Wirbelschichtreaktors zur thermochemischen Energiespeicherung. Technische Universität Wien.

Technisches Büro Hauer Umweltwirtschaft GmbH. (2010). Tiroler Abfallwirtschaft - Grundlagen zur "Phase 3 - Thermische Abfallbehandlungsanlage in Tirol". Innsbruck: Studie im Auftrag der Tiroler Landesregierung.

TechnoCo Industriemontagen GmbH. (kein Datum). [E.Penz@technoco.at](mailto:E.Penz@technoco.at).

Thomas, J. (2012). Partikelmechanik und Schüttguttechnik. In *Unterlagen zur Vorlesung am Lehrstuhl für Mechanische Verfahrenstechnik*. Universität Magdeburg.

Umweltbundesamt (2009): Klimaschutzbericht 2009.

UNFCCC. (2008). Kyoto Protocol Reference Manual on Accounting of Emissions and Assigned Amount. Bonn: Climate Change Secretariat (UNFCCC).

van Essen, V. M. (2009): Characterization of salt hydrates for compact seasonal thermochemical storage. ASME 2009 3rd International Conference on Energy Sustainability collocated with the Heat Transfer and InterPACK09 Conferences. San Francisco, California, USA, 19.07.2009. Online verfügbar unter <https://www.ecn.nl/docs/library/report/2009/m09102.pdf>.

van Essen, V. M., Zondag, H. A., Gores, J. Cot, Bleijendaal, L. P. J., Bakker, M., Schuitema, R. et al. (2009): Characterization of MgSO<sub>4</sub> Hydrate for Thermochemical Seasonal Heat Storage. In: J. Sol. Energy Eng. 131 (4), S. 41014. DOI: 10.1115/1.4000275.

Verda, V., & Francesco, C. (2011). Primary energy savings through thermal storage in district heating networks. In Energy 36 (S. 4278-4286).

Verein Deutscher Ingenieure. (2012). Richtlinie VDI 2067 - Blatt 1 "Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung". Verein Deutscher Ingenieure.

Viessmann Deutschland GmbH. (2008). Planungshandbuch - Solarthermie.

Villafán-Vidales, H. I., Arancibia-Bulnes, C. A., Riveros-Rosas, D., Romero-Paredes, H., & Estrada, C. A. (2016). An overview of the solar thermochemical processes for hydrogen and syngas production: Reactors, and facilities. Renewable and Sustainable Energy Reviews.

Wang, R. Z.; Yu, N.; Wang, L. W. (2014): Sorption Thermal Energy Storage. Concept, Progress and Prospects. International Sorption Heat Pump Conference 2014. Washington, 2014.

Whiting, Gareth T.; Grondin, Didier; Stosic, Dusan; Bennici, Simona; Auroux, Aline (2014): Zeolite–MgCl<sub>2</sub> composites as potential long-term heat storage materials. Influence of zeolite properties on heats of water sorption. In: Solar Energy Materials and Solar Cells 128, S. 289–295. DOI: 10.1016/j.solmat.2014.05.016.

Wiener Hafen und Lager Ausbau- und Vermögensverwaltung, GmbH & Co KG (2017): Ölhafen Lobau. Online verfügbar unter <http://www.hafen-wien.com/de/home/unternehmen/standorte/35/Oelhafen-Lobau>, zuletzt geprüft am 13.02.2017.

Wilhelm Geiger GmbH & Co. KG (2017): Lagerhaltung. Online verfügbar unter [http://www.holz-recycling-ulm.de/web/web.nsf/id/pa\\_salzlogistik\\_1.html](http://www.holz-recycling-ulm.de/web/web.nsf/id/pa_salzlogistik_1.html), zuletzt geprüft am 13.02.2017.

Wissel, S., Rath-Nagel, S., Blesl, M., Fahl, U., & Voß, A. (2008). Stromerzeugungskosten im Vergleich. Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

Wochele, J., & Ludwig, C. (2004). Aluminium als Brennstoff und Speicher - Schlussbericht. Villingen: Paul Scherer Institut - Im Auftrag des Bundesamtes für Energie.

World Energy Council. (2016). World Energy Resources - E-storage: shifting from cost to value Wind and solar applications.

Yu, N.; Wang, R. Z.; Wang, L. W. (2013): Sorption thermal storage for solar energy. In: Progress in Energy and Combustion Science 39 (5), S. 489–514. DOI: 10.1016/j.pecs.2013.05.004.

Zondag, Herbert; Kikkert, Benjamin; Smeding, Simon; Boer, Robert de; Bakker, Marco (2013): Prototype thermochemical heat storage with open reactor system. In: Applied Energy 109, S. 360–365. DOI: 10.1016/j.apenergy.2013.01.082.