





StoreToPower

Phase I

Stromspeicherung in Hochtemperatur-Wärmespeicherkraftwerken

Förderkennzeichen: EFO 0002A-C

öffentlicher Abschlussbericht

Dokumenteigenschaften

Betreff Abschlussbericht

Einstufung öffentlicher Bericht

Vorhabensbezeichnung StoreToPower – Phase 1

Stromspeicherung in Hochtemperatur-Wärmespeicherkraftwerken

Zuwendungsempfänger • RWE

RWE Power AG (RWE)

Deutsches Zentrum f
ür Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)

Institut f
 ür Solarforschung (SF)

Institut f
ür Technische Thermodynamik (TT)

• FH Aachen (FHA)

o Solar-Institut Jülich (SIJ)

Institut NOWUM-Energy (NOWUM)

Förderkennzeichen EFO/0002A, EFO/0002B, EFO/0002C

Laufzeit des Vorhabens: 01.01.2019 bis 31.12.2021

Projektträger Projektträger Jülich (PtJ)

Forschungszentrum Jülich GmbH, 52425 Jülich

Ansprechpartner: Simon Funcke

Projektleitung

RWE Power AG (Projektkoordination)
 Dr. Dietmar Keller, <u>Dietmar.Keller@rwe.com</u>
 Dr. Witold Arnold, <u>Witold.Arnold@rwe.com</u>

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)
 Stefano Giuliano, 0711/6862-633, stefano.giuliano@dlr.de
 Gerrit Koll, 0711/6862-8866, gerrit.koll@dlr.de

FH Aachen (FHA),

SIJ: Prof. Dr.-Ing. Ulf Herrmann, 0241/6009-53529,

ulf.herrmann@sij.fh-aachen.de

Institut NOWUM-Energy: Prof. Dr. Jörg Borchert, 0241/6009-

53965, borchert@fh-aachen.de

Autoren des Berichts: Witold Arnold¹, Stefano Giuliano², Gerrit Koll², Martin May³,

Thomas Bauer², Sergej Belik², Sebastian Bohnes¹, Jürgen Dersch², Volker Dreißigacker², Michael Geyer², Nils Handschuh⁴, Ulf Herrmann³, Freerk Klassing², Michael Krüger², Kareem Noureldin², Maria Isabel Roldan Serrano², Dominik Stollenwerk⁴, Jonas

Schulte³, Franz Trieb², Stefan Zunft²

¹ RWE, ² DLR, ³ FHA-SIJ, ⁴ FHA-NOWUM

Datum 09.03.2022

Version 1.0

Gefördert vom Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren

Inhaltsverzeichnis

1.	Aufg	abenstellung und Vorhabenablauf	5
	1.1.	Aufgabenstellung	5
	1.2.	Voraussetzungen für das Vorhaben	8
	1.3.	Vorhabenplanung und -ablauf	10
	1.4.	Zusammenarbeit	12
2.	Durc	hführung des Vorhabens	13
	2.1.	AP 1: Projektkoordination (RWE, DLR, FHA)	
	2.2.	AP 2: Bedarfs., Markt- und Risikoanalyse (RWE, DLR, FHA)	
	2.2.1.	AP 2.1 Technische Randbedingungen und Regulatorische Rahmenbedingungen (RWE, DLR, FHA)	
	2.2.2.	AP 2.2 Energiesystemanalyse (RWE, DLR, FHA)	
	2.2.3.	AP 2.3 Risikoanalyse und Life Cycle Assessment (RWE, DLR, FHA)	23
	2.2.4.	AP 2.4 Marktpotential (RWE, DLR, FHA)	28
	2.3.	AP 3: Technisches Konzept und Gesamtdesign eines zukünftigen Wärmespeicherkraftwerks durch Erweiterung von bestehenden kommerziellen Kohlekraftwerken (Zielanwendung) (RWE, DLR, FHA)	47
	2.3.1.	AP 3.1 Festlegung der Randbedingungen	
	2.3.2.	AP 3.2 Konzepte für zukünftige Erweiterungen von Kohlekraftwerken durch einen Hochtemperatur-Wärmespeicher und elektrischer Beheizung	
	2.3.3.	AP 3.3 Technisches Konzept und Gesamtdesign eines Referenz- Wärmespeicherkraftwerks	
	2.3.4.	AP 3.4 Auslegung, Integration und Optimierung der erforderlichen Subsysteme auf Basis des ausgewählten Leitkonzepts	
	2.3.5.	AP 3.5 Techno-ökonomische Analyse und Modellierung des Referenz-Wärmespeicherkraftwerks	57
	2.3.6.	AP 3.6 Spezifikation des Referenz-Wärmespeicherkraftwerks	101
	2.4.	AP 4 Konzeptstudie für ein WSK-Pilotprojekt an einem RWE Kraftwerksstandort (RWE, DLR)	102
	2.4.1.	AP 4.1 Planungsrandbedingungen und Auswahl eines RWE Kraftwerkstandorts	s103
	2.4.2.	AP 4.2 Technische Anforderungen an das Wärmespeichersystem und Gesamtdesign	104
	2.4.3.	AP 4.3 Konzept für eine Pilotanlage zur Erweiterung eines bestehenden Kohlekraftwerks	106
	2.4.4.	AP 4.4 Techno-ökonomische Analyse der WSK-Pilotanlage	
	2.4.5.	AP 4.5 Risikoanalyse und Ökologische Analyse	130
	2.5.	AP 5 Basic Engineering für ein WSK-Pilotprojekt an einem RWE Kraftwerksstandort (RWE, DLR)	131
	2.5.1.	AP 5.1 Verifikation des in AP 4 konzipierten Konzepts der Pilotanlage	131
	2.5.2.	AP 5.2 Ermittlung der Kosten der Pilotanlage	133

	2.5.3.	AP 5.3 Basic Engineering	134
	2.5.4.	AP 5.4 Vertiefte Techno-ökonomische Bewertung der WSK-Pilotanlage	134
	2.6.	AP 6 Zukünftige Wärmespeicherkraftwerke (mit HT-Wärmepumpe) (DLR) .	135
	2.6.1.	AP 6.1 Zusammenstellen der betrieblichen Randbedingungen	135
	2.6.2.	AP 6.2 Konzepte für die zukünftige Erweiterungen von Kohlekraftwerken durch einen Hochtemperatur-PCM-Speicher und einen Beladeprozess mit Dampf-Kompressionswärmepumpe	135
	2.6.3.	AP 6.3 Konzepte für die zukünftige Erweiterungen von Kohlekraftwerken durch einen Hochtemperatur-Feststoffspeicher und einen Beladeprozess mit Joule-Prozess-Wärmepumpe	137
	2.6.4.	AP 6.4 Konzepte für die zukünftige Erweiterungen von Kohlekraftwerken durch einen Hochtemperatur-Flüssigsalzspeicher und einen Beladeprozess mit Joule-Prozess-Wärmepumpe	
	2.6.5.	AP 6.5 Bewertung und Vergleich anhand einer Referenzkonfiguration	140
	2.7.	AP 7 Öffentlichkeitsarbeit, Zusammenfassung und Ausblick (RWE, DLR, FHA)	142
3.	Nutzu	ing und Verwertbarkeit – Fortschreibung des Verwertungsplans	150
4.	Beka	nntgewordener Fortschritt außerhalb des Vorhabens	150
5.	Erfol	gte und geplante Veröffentlichungen	150
6.	Zusaı	nmenfassung	151

1. Aufgabenstellung und Vorhabenablauf

1.1. Aufgabenstellung

Der Erfolg der weltweiten Klimaschutzaktivitäten im Bereich des Energiesektors hängt in hohem Maße auch davon ab, wie schnell und in welcher Form fossile Brennstoffe durch CO2-neutrale Energiequellen ersetzt werden können. Ein zentraler Baustein hierzu ist der umfassende Ausbau der Erneuerbaren Energien, insbesondere von Wind und Sonne. Deren dargebotsabhängig schwankende Einspeisung ist jedoch mit jederzeit sicherer und regelbarer Leistung zu ergänzen, um zu jedem Zeitpunkt das Gleichgewicht zwischen Einspeisung und Entnahme im Stromnetz zu gewährleisten. Eine Option hierfür, die gleichzeitig auch den Anforderungen des Klimaschutzes genügt, ist die sukzessive Umrüstung der jetzigen thermischen Kraftwerke auf CO₂ neutrale Wärmezufuhr. Dabei kann ein Teil der vorhandenen Kraftwerksinfrastruktur verfolat weiter genutzt werden. Diesen Ansatz Wärmespeicherkraftwerk (WSK)-Technologie, bei der ein bestehendes, am Netz betriebenes Kraftwerk um die Komponenten einer Wärmespeicheranlage erweitert wird. WSK sind in der Lage, volatilen Strom aus volatiler regenerativer Erzeugung aus dem Netz zu entnehmen und zeitlich entkoppelt bedarfsgerecht ins Netz wieder einzuspeisen. Sie dienen damit der Veredelung variabler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (wie zum Beispiel von Photovoltaik und Wind) und liefern genauso wie konventionelle Kraftwerke regelbaren Strom entsprechend dem aktuellen Bedarf der Stromkunden. Eine ergänzende Zufeuerung mit erneuerbaren oder fossilen Brennstoffen erlaubt jederzeit und ohne große Zusatzinvestitionen ggü. einem reinen Speicher auch die Bereitstellung gesicherter Leistung während längerer Perioden ohne Wind und Sonne, sogenannter Dunkelflauten. So können WSK einen entscheidenden Beitrag zur Energiewende und zur gesicherten Stromversorgung für Deutschland liefern.

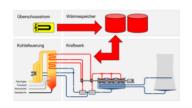
Im Zuge des weiter fortschreitenden Ausbaus der erneuerbaren Energien und des sukzessiven Auslaufens der Kohleverstromung wird eine zweistufige Umsetzung der WSK-Technologie verfolgt (s. Abbildung 1).

Heute Kohleverstromung



konventionelle Kraftwerke

WSK-Entwicklungsstufe 1 teilsubstituierte Kohleverstromung



Erweiterung eines Kohlekraftwerks um eine Wärmespeicheranlage (Hybridbetrieb)

WSK-Entwicklungsstufe 2 Post-Kohlezeitalter



Wärmespeicherkraftwerk (stand-alone-Betrieb)

parallele Entwicklungen zur Prozessoptimierung der WSK-Technologie

Abbildung 1: Zweistufiger Entwicklungsansatz der WSK-Technologie

In einer ersten WSK-Entwicklungsstufe wird ein bestehendes Kohlekraftwerk um eine Wärmespeicheranlage erweitert und in einem Hybridbetrieb betrieben. Beim Auslaufen der Kohleverstromung kann in einer zweiten Entwicklungsstufe der Speicher erweitert werden, so dass die Stromerzeugung in der bestehenden Kraftwerksinfrastruktur nur noch über die WSK-Technologie ohne Einsatz eines kohlebefeuerten Dampferzeugers dann CO₂-frei/-arm erfolgt.

Für die zukünftige Implementierung der WSK-Technologie können aufgrund der realisierbaren hohen Temperaturen und Wirkungsgrade vorzugsweise Wärmespeicher auf Feststoff/Luft- bzw. Flüssigsalz-Basis eingesetzt werden.

Vor diesem Hintergrund soll im Rahmen des Projekts StoreToPower eine WSK-Pilotanlage errichtet und erprobt werden. Dazu soll ein Wärmespeichermodul auf Basis von Feststoff/Luft bzw. Flüssigsalz an einem Braunkohlekraftwerksblock der 600- oder 1000-MW-Klasse im Rheinischen Revier nachgerüstet werden. Ziele des Vorhabens sind der Nachweis der technischen Machbarkeit des Anlagenkonzepts und die Demonstration der Interaktion mit einem Bestandskraftwerk. Daraus sollen zusammen mit theoretischen Untersuchungen (Simulationsrechnungen, Energiesystemanalysen) Schlussfolgerungen für die optimierte Auslegung einer kommerziellen WSK-Anlage abgeleitet werden. Darüber hinaus werden F&E-Aktivitäten zur Weiterentwicklung der WSK-Technologie durchgeführt. Bereits durch den Bau der Pilotanlage erhält die heimische Herstellerindustrie und insbesondere der in NRW ansässige Anlagenbausektor die Möglichkeit, die "neuen Technologien und Verfahren" zu entwickeln und zu erproben.

In der nachstehenden Abbildung 2 ist das Anlagenkonzept der WSK-Pilotanlage dargestellt.

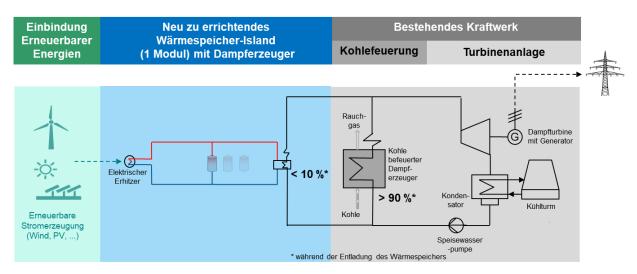


Abbildung 2: Konzept WSK-Pilotanlage auf Feststoff-Luft-Basis

In einem elektrischen Erhitzer wird mit elektrischer Energie aus dem Netz (z. B. überschüssige elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen) ein Speicher aufgeheizt. Bei erhöhtem Strombedarf, der nicht unmittelbar aus EE-Stromerzeugung gedeckt werden kann, wird diese gespeicherte thermische Energie zur Dampferzeugung genutzt. Der dabei entstehende Dampf wird zur Stromerzeugung in die Turbine des Kraftwerkblocks eingespeist. Dort ersetzt er einen Teil der ansonsten mit Kohle erzeugten Dampfmenge. Mit dem fortschreitenden Ausbau der Erneuerbaren Energien kann die Kapazität des Wärmespeichers schrittweise erweitert und damit im Gegenzug der Einsatz von Kohle weiter verringert werden.

Projektstruktur:

Das Gesamtvorhaben StoreToPower gliedert sich in drei Phasen, wobei Phase 1 Bestandteil dieses Förderprojektes ist und in die Konzeptstudie (Phase 1a) und das Basic Engineering (Phase 1b) unterteilt ist. In einem nachfolgenden Projekt würde sich der Bau der Pilotanlage (Phase 2) sowie der Versuchsbetrieb (Phase 3) anschließen. Die jeweiligen Ergebnisse der Phasen sind nachfolgend dargestellt.

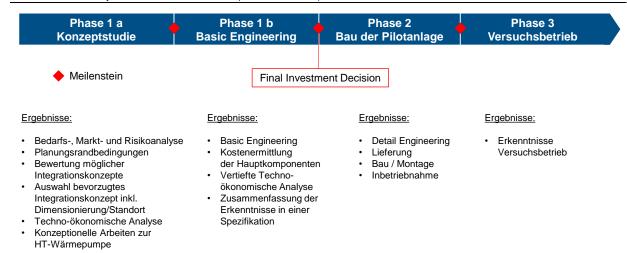


Abbildung 3 Gestufter, meilensteinbasierter Projektansatz

In der Phase 1a wird die techno-ökonomische Machbarkeit der Erweiterung eines bestehenden Kohlekraftwerks zu einem WSK untersucht. Im Rahmen einer Konzeptstudie werden dazu zum einen ein Referenzkonzept für eine kommerzielle Anlage in Abhängigkeit eines auszuwählenden Standorts und gegebenen Randbedingungen erarbeitet und die Potentiale von WSK für das Energiesystem abgeschätzt. Zum anderen wird das Konzept der WSK-Pilotanlage erstellt, die an einem Kraftwerksblock im Rheinischen Braunkohlerevier errichtet werden soll.

In der daran anschließenden Phase 1b soll das Basic Engineering für die Pilotanlage durchgeführt werden. Dieses umfasst insbesondere die Genehmigungsplanung einschließlich des Genehmigungsverfahrens und des Erhalts einer rechtskräftigen Genehmigung, die Verhandlung von Lieferoptionen der Hauptkomponenten sowie eine Kostenermittlung für das Gesamtvorhaben. Zusammen bilden diese Ergebnisse die Grundlage für einen wichtigen Meilenstein mit Abbruchkriterien bzgl. des Baus der Pilotanlage ("finale Investitionsentscheidung (FID)").

In der Phase 2 (Bau) werden die technische Planung vertieft (Detail Engineering) und die Beschaffung eingeleitet. Die erforderliche technische Ausrüstung wird hergestellt, zum vorgesehenen Standort transportiert und dort installiert. Die Phase 2 endet mit der Inbetriebnahme und dem Probebetrieb des Wärmespeichers.

Daran schließt sich in Phase 3 der Versuchsbetrieb zur Untersuchung der technischen Herausforderungen an. In dieser Phase werden Schlussfolgerungen für den kommerziellen Einsatz der Anlagen gewonnen sowie Weiterentwicklungen angestoßen.

Das hier beantragte Projekt umfasst die Phasen 1a und 1b.

1.2. Voraussetzungen für das Vorhaben

Zur Erreichung der vorgestellten Projektziele von Phase 1a (Konzeptstudie) und 1b (Basic Engineering) sind insgesamt 7 Arbeitspakete vorgesehen. Die einzelnen Arbeitspakete sind durch Teilaufgaben spezifiziert, wobei die Partner entsprechend ihres Know-hows mit z. T. sehr unterschiedlicher Gewichtung an den jeweiligen Teilaufgaben beteiligt sind. In der nachfolgenden Abbildung sind die Arbeitspakete und deren Verknüpfung untereinander dargestellt.

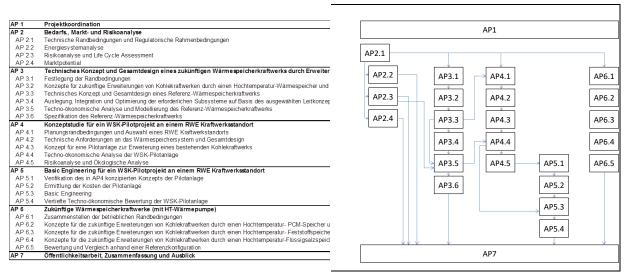


Abbildung 4: Darstellung des Arbeitsplans

AP1 Projektkoordination

Dieses Arbeitspaket beinhaltet die gesamte übergeordnete Koordination des Projektes durch den Koordinator RWE sowie die Koordination der Teilprojekte der jeweiligen Antragsteller.

AP2 Bedarfs-, Markt- und Risikoanalyse

In diesem Arbeitspaket werden die technischen Randbedingungen und regulatorischen Rahmenbedingungen für die Einbindung von Wärmespeichersystemen in bestehende Kohlekraftwerke mit und ohne KWK erarbeitet und zusammengestellt und dienen als Grundlage für die Bearbeitung der weiteren Arbeitspakete in diesem Vorhaben.

Weiterhin werden Modellinstrumente zur Simulation der Wechselwirkungen technischer Elemente der Energieversorgung mit der Energiewirtschaft, der Umwelt und der Gesellschaft eingesetzt, um die zukünftige potenzielle Rolle von Wärmespeicherkraftwerken (WSK) im gesamten Energieversorgungssystem zu erkunden und zu beschreiben. Für diesen Zweck werden numerische Modelle der verschiedenen Ausgestaltungen von WSK in die Modellinstrumente eingepflegt und damit Simulationsläufe für verschiedene Modelljahre durchgeführt, um die Auswirkung dieser Technologieoption auf die verschiedenen Szenarien zu bewerten.

Abschließend wird eine Risikoanalyse sowie ein Life Cycle Assessment für die Integration von WSK in bestehende Kohlekraftwerke erstellt und das Marktpotential von WSK Anlagen abgeschätzt.

AP3 Technisches Konzept und Gesamtdesign eines zukünftigen WSK durch Erweiterung von bestehenden kommerziellen Kohlekraftwerken (Zielanwendung)

In diesem Arbeitspaket werden konzeptionelle Arbeiten zur WSK-Entwicklungsstufe 1 durchgeführt, indem Lösungen für effiziente Anlagenkonfigurationen mit Elektroerhitzer erarbeitet werden. Dazu werden zunächst Konzepte zu Verschaltungsvarianten und Subkomponenten für den kommerziellen Maßstab entwickelt und diese anschließend unter

gleichen Randbedingungen bewertet. Dabei steht im Vordergrund, dass trotz innovativem Technologieeinsatz eine kurzfristige Implementierbarkeit und Finanzierbarkeit (bankability) gewährleistet ist. Als Ergebnis steht das technische Konzept eines Referenz-Wärmespeicherkraftwerks zur Verfügung. Weiterhin werden in diesem Arbeitspaket Simulations- und Berechnungsmodelle erstellt, um die Wechselwirkungen der Komponenten sowie das dynamische Verhalten der neuen Komponenten des WSK im Prozessmodell zu analysieren und in einem weiteren Schritt die techno-ökonomische Analyse durchführen zu können.

AP4 Konzeptstudie für ein WSK-Pilotprojekt an einem RWE Kraftwerksstandort

In diesem Arbeitspaket werden die Erkenntnisse des in AP 3 definierten Referenz-Wärmespeicherkraftwerks auf die Rahmenbedingungen eines konkreten RWE-Kraftwerkstandortes in NRW übertragen und ein Konzept für eine Pilotanlage (Phasen 2 und 3) erstellt. Das übergeordnete Ziel dieses Arbeitspaketes ist es zu prüfen, ob und wie eine Pilotanlage realisierbar ist und welche Rahmenbedingungen erfüllt sein müssen, damit ein attraktiver Business Case gegeben ist.

Dazu werden im ersten Schritt, auf Basis von festzulegenden Kriterien, ein Standort ausgewählt und die technischen und betrieblichen Anforderungen an ein zukünftiges Wärmespeichersystem sowie an die Integration in die Bestandsanlage ermittelt. Anschließend erfolgt die Konzeptionierung der Pilotanlage. Die Konzeptstudie beinhaltet neben technischen und betrieblichen Aspekten auch eine ökonomische Bewertung. Abgerundet wird das Konzept durch eine Risikobewertung sowie eine ökologische Analyse.

Anhand technischer, wirtschaftlicher, aber auch umweltrelevanter und betrieblicher Kriterien wird das Verfahrenskonzept ausgewählt und für die weitere Entwicklung festgeschrieben (Meilenstein "Concept Freeze").

RWE bearbeitet dieses Arbeitspaket federführend und bindet dabei mehrere erfahrene Unternehmen ein. Zu den wesentlichen Themenschwerpunkten zählen zum einen das Integrations- und Gesamtkonzept, welches sich zum großen Teil dem Bauherren-Engineering zuordnen lässt sowie die Konzeptionierung des Wärmespeichersystems. Letzteres soll in Zusammenarbeit mit erfahrenen Systemlieferanten aus bereits realisierten CSP Projekten erfolgen und wird durch die Kompetenz des DLR unterstützt.

AP5 Basic Engineering für ein WSK-Pilotanlage an einem RWE Kraftwerksstandort

Basierend auf dem in Arbeitspaket 4 erarbeiteten Konzept widmet sich dieses Arbeitspaket der weiteren Planung einer WSK-Pilotanlage. Nicht enthalten sind konkrete Bauaktivitäten, da in dieser Phase zunächst nur die notwendigen Grundlagen für eine endgültige Investitionsentscheidung (Meilenstein "Final Investment Decision") erarbeitet werden sollen. Dazu erfolgt im ersten Schritt eine Verifikation der in Arbeitspaket 4 konzipierten Pilotanlage. Anschließend werden Kosten wesentlicher Anlagenkomponenten und Anlagengewerke sowie für deren Montage und Inbetriebnahme ermittelt. Parallel dazu erfolgt die weitere Planung mit dem Ziel, alle relevanten Informationen zur Auslegung und genauen Beschreibung der notwendigen Komponenten und Maßnahmen zu erlangen.

Dieses Arbeitspaket wird federführend von RWE bearbeitet. Da die RWE über keine umfänglichen Engineering-Kapazitäten verfügt, werden die über die technische Steuerung hinaus gehenden detaillierten Engineering-Arbeiten an externe Fachplaner vergeben. Dies sind sowohl allgemeine Anlagenplaner als auch Spezialfirmen, z. B. für die Themen Salzschmelze oder Sonderbauformen für Wärmetauscher. Die Aufwendungen für diese Unternehmen bilden den überwiegenden Anteil an den Kosten dieses Arbeitspaketes. Die benötigten Aufwendungen hierfür wurden auf Basis von Erfahrungen in der Projektentwicklung anderer Kraftwerksprojekte seitens RWE abgeschätzt.

AP6 Zukünftige Wärmespeicherkraftwerke (mit HT-Wärmepumpe)

In diesem Arbeitspaket werden konzeptionelle Arbeiten zur WSK-Entwicklungsstufe 2 durchgeführt, indem Lösungen für hocheffiziente Anlagenkonfigurationen mit Wärmepumpen erarbeitet werden. Dazu werden Konzeptstudien zu Verschaltungsvarianten und Subkomponenten auf Basis von Joule- und Rankine Prozess für den kommerziellen Maßstab durchgeführt. Als Ergebnis steht eine Abschätzung des Potenzials für Wirkungsgradverbesserungen und des dafür erforderlichen Entwicklungsbedarfs zur Verfügung. Das Potential der teureren HT-Wärmepumpen mit höherem Wirkungsgrad gegenüber kostengünstiger Power-to-Heat Technologie mit niedrigem Strom-zu-Strom Wirkungsgrad wird vergleichend bewertet.

AP7 Öffentlichkeitsarbeit, Zusammenfassung und Ausblick

Dieses Arbeitspaket dient zur zusammenfassenden und bewertenden Darstellung der Projektergebnisse mit folgenden Schwerpunkten:

- Generelle Bewertung des Speicherkonzepts
- Empfehlungen für Markteintritt
- Erstellung einer Roadmap zur Einführung von Speicherkraftwerken
- Öffentlichkeitsarbeit
- Erarbeitung der Entscheidungsgrundlage für Reallaborprojekt

1.3. Vorhabenplanung und -ablauf

Im Hinblick auf die Phase 1a (Konzeptstudie) verlief das Projekt inhaltlich planmäßig, die ursprüngliche Arbeits- und Kostenplanung wurde eingehalten. Weitreichende Änderungen in der Zielsetzung des Projekts waren nicht notwendig, jedoch wurden im Projektverlauf entsprechend der erarbeiteten Zwischenergebnisse Arbeitsinhalte zum Teil angepasst bzw. Schwerpunkte anders gesetzt. So rückte insbesondere die intensivere Untersuchung der alternativen Wärmespeichertechnologie auf Feststoff-Luft-Basis in den Vordergrund. Dies war notwendig, um eine finale Entscheidung für die zum Einsatz kommende Speichertechnologie treffen zu können. Weiterhin erfolgten, anders als im Projektantrag geplant, die nach der Konzeptfestlegung folgenden Arbeiten nun für eine erheblich größere Anlagenkonfiguration. Bei der Integration der größeren Pilotanlage muss der Einfluss auf die Bestandsanlage viel sorgfältig betrachtet werden. Für diese umfangreicheren Untersuchungen zur Verifikation des Anlagenkonzepts war mehr Zeit notwendig.

In Bezug auf Phase 1b (Basic Engineering) wurde die Verifikation des Anlagenkonzepts abgeschlossen und die Kostenermittlung der Pilotanlage weiter vertieft. Dabei wurden umfangreiche Untersuchungen, insbesondere zu technischen und standort-spezifischen Aspekten aber auch zur wirtschaftlichen Perspektive von Wärmespeicherkraftwerken, durchgeführt und zukünftige Optimierungspotentiale bewertet. Die gewonnenen Erkenntnisse stützen das wesentliche Ergebnis der Konzeptuntersuchung.

Ein wesentliches Ergebnis dieser Untersuchungen ist, dass die ökonomische Langfristperspektive zukünftiger kommerzieller Wärmespeicherkraftwerke an den RWE-Kraftwerksstandorten im Rheinischen Revier realistisch nicht absehbar ist. Daher fehlt für RWE der entscheidende Treiber für den Bau und Betrieb einer Wärmespeicher-Pilotanlage im Rheinischen Revier, so dass sich RWE im Rahmen des MS 1a "Concept Freeze" und des Meilensteins 4.2. gegen die Realisierung einer Pilotanlage aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit entschieden hat.

Somit hat RWE in diesem Vorhaben die Arbeiten in AP 5.3 "Basic Engineering" und AP 5.4 "Vertiefte Techno-ökonomische Bewertung der Pilotanlage" nicht weiter fortgeführt. Im Kontext mit dem Gesamtvorhaben StoreToPower, bei dem nach der Machbarkeitsstudie der Bau und

Seite: 10

Betrieb einer Pilotanlage in Form eines Reallabors geplant war, ist festzuhalten, dass RWE sich gegen die Realisierung dieser Pilotanlage entschieden hat.

Der geplante und aktualisierte Ablaufplan des Vorhabens ist in den folgenden Abbildungen dargestellt.

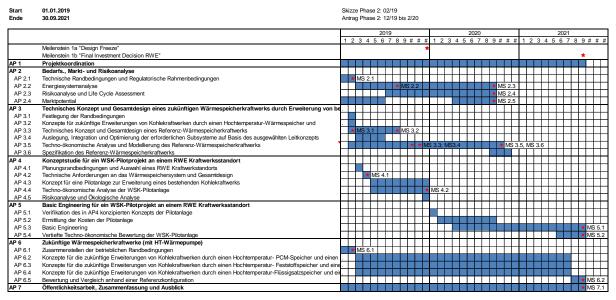


Abbildung 5: Arbeits- und Terminplan zu Beginn des Vorhabens (Stand 01/2019)

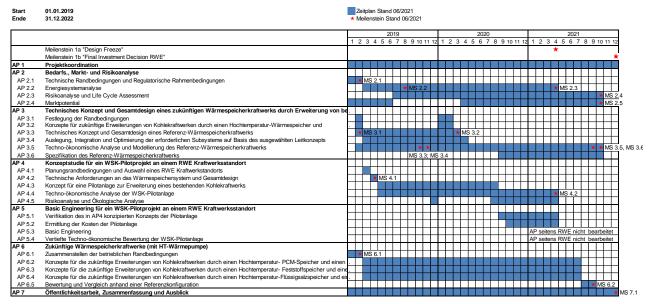


Abbildung 6: Arbeits- und Terminplan des Vorhabens (Stand 06/2021)

Weitere Punkte, die zu einer Verlängerung der Projektaktivitäten geführt haben sind:

Für die Arbeiten zur Energiesystemanalyse und zum Marktpotential in AP2.2 und AP2.4 wurden Anfang 2020 in Abstimmung mit allen Partnern festgelegt, dass zwei weitere Szenarien betrachtet werden sollen, da sich politische Änderungen zu den Ausbauzielen der Erneuerbaren zwischenzeitlich ergeben hatten. Dies hatte auch Auswirkungen auf die Zielerreichung in AP3.

Im Laufe der intensiveren Betrachtung der Feststoff-Luft-Wärmespeichertechnik in AP3 und AP4 hatte sich gezeigt, dass die Arbeiten hierzu in AP3 nur mit erheblich höherem Personaleinsatz ermöglicht werden konnten, wie ursprünglich geplant. Dies war erforderlich,

damit die WSK mit Feststoff-Luft-Wärmespeichertechnik, mit gleicher Tiefe wie die WSK mit Flüssigsalzspeichertechnik untersucht werden konnten. Hierbei handelte es sich jedoch nicht um freie Personalkapazitäten, so dass die Bearbeitung nur durch Mittelverschiebungen von AP6 nach AP3 möglich war. In der Folge wurde AP6 mit einem reduzierten Umfang bearbeitet.

1.4. Zusammenarbeit

Im Verbundprojekt arbeiten die Partner gemäß ihrer Qualifikation zielführend zusammen. Damit wird die Expertise eines jeden Projektpartners bestmöglich genutzt, um die Projektzielstellung zu erreichen. Als Projektkoordinator tritt RWE auf, mit den Verbundpartnern Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) und der Fachhochschule Aachen (Solar-Institut Jülich und Instituts NOWUM-Energy).

Unter der Federführung von RWE Power wurden für die Bearbeitung mehrere erfahrene Unternehmen eingebunden.

Für die Ermittlung von Preisprognosen für den künftigen Strommarkt wurde die Fa. Enervis beauftragt. Die Preisprognosen bilden die Grundlage für die Bewertung der Erlöse aus der gespeicherten Energie über einen langen Zeitraum und sind die Basis für die Betrachtungen zum Marktpotential und der Wirtschaftlichkeit der WSK-Technologie.

Durch die Wahl der Partner wurde sichergestellt, dass alle relevanten Fragestellungen kompetent bearbeitet werden konnten und eine zügige Überführung der Entwicklungsergebnisse in kommerzielle Produkte erfolgen kann.

2. Durchführung des Vorhabens

In den folgenden Kapiteln werden die Arbeitspakete und erreichten Ziele dokumentiert.

2.1. AP 1: Projektkoordination (<u>RWE</u>, DLR, FHA)

Das Arbeitspaket umfasst alle koordinativen Aufgaben zum Projekt, z.B. Kommunikation mit Projektträger, Kommunikation und Koordination zwischen Projektpartnern, Termin- und Erfolgskontrolle sowie Festlegung von Korrekturmaßnahmen. Um einen intensiven Austausch sicherzustellen, wurden im Rahmen der Projektkoordination die folgenden Maßnahmen etabliert:

- Als Jour fixe wurde eine alle zwei Wochen stattfindende Telefonkonferenz mit aller Projektteilnehmer durchgeführt. Zweck und Ziel des Jour fixe ist die übergeordnete Projektkoordination bzgl. Organisation, Informationsaustausch, Synchronisation der Arbeiten zwischen den Arbeitspaketen und Darstellung der wesentlichen Ergebnisse aus den einzelnen Arbeitspaketen.
- Eine Teamseite wurde erfolgreich eingerichtet und während der Projektlaufzeit gepflegt. (geschützter Web-basierter Bereich auf DLR Server).
- Zweimal im Jahr wurden Statustreffen mit allen beteiligten Projektpartnern und dem Projektträger vorbereitet, durchgeführt und nachbereitet.
 - Kick-Off-Meeting am 12.02.19 in Köln (DLR)
 - 1. Statustreffen am 12.12.19 in Essen (RWE)
 - 2. Statustreffen am 17.06.20 (Web-Konferenz)
 - 3. Statustreffen am 16.12.20 (Web-Konferenz)
 - 4. Statustreffen am 16.06.21 (Web-Konferenz)
 - Abschluss-Meeting am 08.12.21 (Web-Konferenz)

Berichtswesen

- Gemeinsamer Zwischenbericht (1. H 2019) am 29.06.19 eingereicht
- 2. Gemeinsamer Zwischenbericht (2. H 2019) am 10.01.20 eingereicht
- 3. Gemeinsamer Zwischenbericht (1. H 2020) am 30.06.20 eingereicht
- 4. Gemeinsamer Zwischenbericht (2. H 2020) am 14.01.21 eingereicht
- o 5. Gemeinsamer Zwischenbericht (1. H 2021) am 30.06.21 eingereicht
- Gemeinsamer Abschlussbericht, Einreichung Dez.21
- Die Koordination der Arbeitsinhalte zwischen den Partnern, um Doppelarbeit durch thematische Überschneidungen zu verhindern, haben RWE und DLR gemeinsam übernommen.

2.2. AP 2: Bedarfs., Markt- und Risikoanalyse (RWE, <u>DLR</u>, FHA)

2.2.1. AP 2.1 Technische Randbedingungen und Regulatorische Rahmenbedingungen (RWE, <u>DLR</u>, FHA)

In diesem Unter-Arbeitspaket wurden zunächst die aktuell geltenden regulatorischen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für ein WSK zusammengestellt. Speicherkraftwerke erzielen ihren Gewinn aus dem Spread zwischen Einkaufskosten und Verkaufserlösen für den Strom. Betrachtet man die auftretenden Spitzenwerte, so kann dieser Spread sehr hohe Werte annehmen, allerdings ist zu bedenken, dass Speicherkraftwerke möglichst tägliche Zyklen nutzen sollten und ihnen damit der maximale Spread nicht zur Verfügung steht.

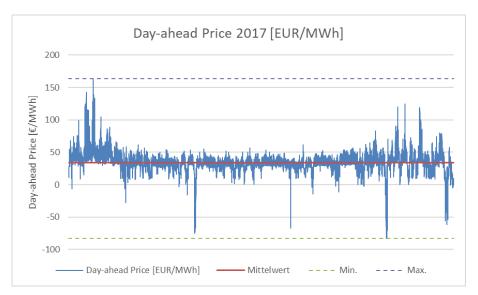


Abbildung 7: Day-ahead Preise 2017; Quelle: Daten ENTSO-E, eigene Darstellung

Für den Betrieb von WSK sind nicht nur die Einkaufskosten und Verkaufskosten des Stroms relevant, sondern auch eine Vielzahl von zusätzlichen Kosten wie Umlagen, Abgaben und Steuern. Teilweise sind Speicher von der Zahlung dieser Umlagen befreit. Bei einigen Umlagen ist die aktuelle Regelung unklar aber Stromsteuer und Umsatzsteuer sind auf jeden Fall zu zahlen.

Zu den Randbedingungen für die Genehmigung von WSK sind nicht alle Einzelheiten bekannt, da es sich um einen neuen Typ von Anlagen handelt. Wichtige Hinweise konnten jedoch aus den Erfahrungen des DLR während des Aufbaus der TESIS Versuchsanlage gewonnen werden. Dabei handelt es sich um eine Anlage mit Flüssigsalzspeicher, die aufgrund der Gefahrstoffmengen (135 Tonnen) nicht mehr als Forschungsanlage eingestuft ist, sondern unter das BImSchG fällt.

Der zukünftige Bedarf an Speicherkraftwerken wurde in einer ersten Vorabstudie vom NOWUM abgeschätzt. Danach wären in erster Linie nach dem Kohleausstieg zusätzliche neue flexible Kraftwerkskapazitäten von etwa 15 GW erforderlich. Ein Teil dieser Kapazitäten könnte prinzipiell von Speicherkraftwerken gedeckt werden.

Übersicht über die RWE Braunkohle Bestandsanlagen

Das rund 2.500 km² umfassende Rheinische Braunkohlenrevier im Südwesten Nordrhein-Westfalens ist mit rund 450 Einwohnern/km² einer der dichtbesiedeltsten Räume Europas. Gleichzeitig ist die hiesige Braunkohlenlagerstätte eine der bedeutendsten der westlichen Welt

und hinsichtlich ihres Energieinhaltes mit der Summe der Ölvorkommen im Iran und Irak vergleichbar. Die wirtschaftlich gewinnbaren Vorräte im Rheinland umfassen etwa 35 Mrd. t, wovon aber allein die bereits genehmigten und erschlossenen Tagebauvorräte der drei Tagebaue Inden, Hambach und Garzweiler mit einem Kohlevorrat von 2,4 Mrd. t eine langfristige Verfügbarkeit für eine sichere und preiswerte Energieversorgung bis zur Mitte dieses Jahrhunderts, die an 365 Tagen im Jahr zur Verfügung steht, garantieren.

RWE Power fördert hier in drei Großtagebauen jährlich rund 85 – 95 Mio. t dieses Rohstoffes, verstromt ihn in 4 Großkraftwerken oder veredelt ihn in 3 Fabriken zu Folgeprodukten.

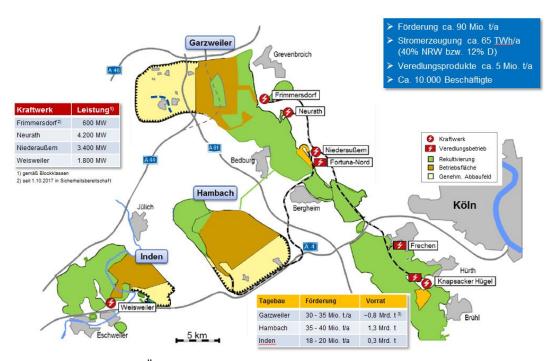


Abbildung 8: Überblick das rheinische Braunkohlegebiet (Stand 2019)

Einen Überblick über die KW-Standorte im rheinischen Revier liefert **Abbildung 9**. Dargestellt sind die 4 KW-Standorte Weisweiler, Niederaußem, Frimmersdorf und Neurath.



- > 10.000 MW installierte Kapazität, davon 1200 MW in der Sicherheitsbereitschaft
- ➤ Stromerzeugung ≈ 70 TWh/a; deckt etwa 12% des deutschen Strombedarfs
- 20 Blöcke (davon 4 in Sicherheitsbereitschaft), zwei Vorschaltgasturbinen
- 482 MW_{th} Fernwärme- bzw. Prozessdampfauskopplung an allen Kraftwerken
- > Papier- und Klärschlamm-Mitverbrennung an einem Standort
- > Betrieb von F&E-Anlagen im Innovationszentrum Kohle am Standort Niederaußem

Abbildung 9: Überblick RWE Braunkohlestandorte (Stand 2019)

Auswahl der Referenzklassen für die Konzeptstudie

Für die Erarbeitung eines technischen Konzepts für ein zukünftiges Wärmespeicherkraftwerk durch Erweiterung von bestehenden kommerziellen Kohlekraftwerken ist die Definition eines Referenzkraftwerksblocks notwendig. Grob vereinfacht lassen sich die von RWE betriebenen Braunkohleblöcke in die folgenden 3 Leistungsklassen einteilen: 300 MWel, 600 MWel und 1000 MW_{el}.

Für die Konzeptstudie wurde zunächst die 600 MWel-Klasse ausgewählt. Vorteil der 600 MWel-Klasse sind die Frischdampfparameter, die gut zu dem heutigen Stand der maximalen Betriebstemperatur von Flüssigsalzspeichern passen. Dagegen liegen die Frischdampftemperaturen der 1000 MW_{el}-Klasse mit ca. 600°C oberhalb der aktuell beherrschbaren Flüssigsalztemperatur. Die 600 MWel-Klasse wird im Vergleich zur 300 MWel-Klasse aufgrund der perspektivisch längeren Restlaufzeiten favorisiert.

Noch längere Restlaufzeiten haben die Anlagen der 1000 MWei-Klasse. Im Laufe der Projektbearbeitung wurde von den Projektpartnern entschieden, auch die 1000 MWel-Anlagenklasse mit einem Wärmespeicher zu untersuchen. Bei diesem Speicher handelt es sich allerdings um einen Feststoffspeicher, der prinzipiell geeignet ist die höheren Temperaturen für diese Kraftwerke zu liefern. Die technischen Daten der beiden exemplarischen Blöcke sind in der folgenden Tabelle aufgelistet.

Größe	Einheit	600 MW- Klasse	1000 MW- Klasse	Bemerkung
Brutto Nennleistung	MW	640	1100	
Nennwirkungsgrad	%	35	43	Netto
Nenn-Frischdampftemperatur	°C	525	600	
Nenn-Frischdampfdruck	bar	160	270	
Kühlwasser Temperatur (Kühlturm)	°C	22	22	Kaltwasser

Tabelle 1: Auslegungsparameter der beiden Referenz-Kraftwerksklassen

Wesentliche Standortdaten für die Integration von Wärmespeichern in die beiden Bestandskraftwerke wurden von RWE zur Verfügung gestellt. Damit konnte eine Aufstellungsplanung der Speicher und die Auslegung der Einbindung durchgeführt werden.

Im rheinischen Braunkohlerevier gibt es ca. 9000 direkt Beschäftigte in den Kraftwerken und den Tagebauen, das sind etwa 1.2% der insgesamt sozialversicherungspflichtigen Beschäftigten in dieser Region. Laut Schätzungen kommt dazu noch ein weiterer indirekter Arbeitsplatz im Revier und ein indirekter Arbeitsplatz außerhalb pro direkt Beschäftigten.

2.2.2. AP 2.2 Energiesystemanalyse (RWE, DLR, FHA)

Das DLR hat folgende Modellergebnisse erarbeitet:

Bei der Ausgestaltung der Transformationspfade der deutschen Stromversorgung bis 2040 wird im Modell angestrebt, die Spitzenlast sicher mit ausreichend heimischer Nettoengpassleistung und die Residuallast mit möglichst hohem Anteil erneuerbarer Energie zu decken. Die Transformationspfade unterscheiden sich durch die Ausgestaltung der Wärmespeicherkraftwerke (Abbildung 10).

Zum Vergleich wurden neben den WSK-Transformationspfaden zwei weitere Transformationspfade berechnet, bei denen die Wärmespeicherkraftwerke durch Lithium-Ionen-Batterien und Gasturbinen bzw. GuD-Kraftwerke ersetzt wurden. Dabei wurde angenommen, dass die Leistung von GuD- und Gasturbinenkraftwerken ohne Abstriche am durchschnittlichen Wirkungsgrad flexibel nach Bedarf herunter- und wieder hochgefahren werden kann:

Seite: 16

- A. Carnot-Batterie (Elektroheizer, Wärmespeicher, Dampferzeuger, Dampfturbine) mit PV
 → WSK-A.
- B. WSK mit Carnot-Batterie, PV und zusätzlicher gekoppelter Gasturbine → WSK-B.
- C. WSK mit Carnot-Batterie, PV und Biomasse-Zufeuerung, ohne Gasturbine→ WSK-C.
- D. WSK mit Carnot-Batterie, PV, Gasturbine und Biomasse-Zufeuerung → WSK-D.
- E. Gasturbinen und Lithium-Ionen-Batterien → BAT/GT
- F. GuD-Kraftwerke und Lithium-Ionen-Batterien → BAT/GuD

In allen Transformationspfaden werden gleichzeitig mit den WSK zusätzliche PV-Anlagen gebaut, die ohne Speicher überwiegend Überschuss (Abregelung) erzeugen und damit ohne Speicher gar nicht erst gebaut würden. WSK werden in dieser Konfiguration mit einer zusätzlichen PV-Anlage als erneuerbarer Stromquelle aufgebaut, weil diese nicht nur sporadischen, sondern aufgrund des Sonnenzyklus relativ regelmäßigen Überschuss erzeugt, der mit allen Arten von Pufferspeichern gut verwertbar ist (Abbildung 11).

Während Typ WSK-A als reiner thermischer Batteriespeicher (Carnot Batterie) fungiert, können die Konfigurationen WSK-B, WSK-C und WSK-D aufgrund des zusätzlichen Einsatzes von Brennstoffen genau wie konventionelle Kraftwerke jederzeit sichere Versorgung entsprechend ihrer installierten Leistung bieten. Der inhärente Vorteil (u.a. eine bessere Auslastung) und der systemische Mehrwert gegenüber reinem Batteriebetrieb zeigt sich deutlich in der Multi-Indikatoren-Bewertung der verschiedenen Transformationspfade (Abbildung 12).

Die Konfigurationen WSK-B und WSK-D können aufgrund der zugeschalteten und gekoppelten Gasturbinen höhere Lastspitzen als die Basiskonfiguration (WSK-A und WSK-C) abdecken, bei der lediglich die Leistung der Dampfturbinen zur Verfügung steht. Damit wird bei gleicher sicherer Leistung aufgrund der Wärmerückgewinnung ein deutlich geringerer Erdgasverbrauch erzielt als mit Stand-alone Gasturbinen, und es werden weniger Gasturbinen gebraucht. Insgesamt scheint WSK-B die im Modell geeignetste Konfiguration für den Umbau großer Kohle- und Erdgaskraftwerke zu sein. WSK-D ist die in allen Punkten günstigste Variante, kann aber aufgrund der Zufeuerung von Biomasse eher bei kleinen Kraftwerksleistungen realisiert werden. Alle Konzepte kommen sowohl für den Umbau als auch für einen Neubau in Frage. Langfristig kann das im Modell verwendete Erdgas, mit dem nur noch 10% der Stromversorgung im Modelljahr 2040 bestritten wird, durch erneuerbare Brennstoffe ersetzt werden.

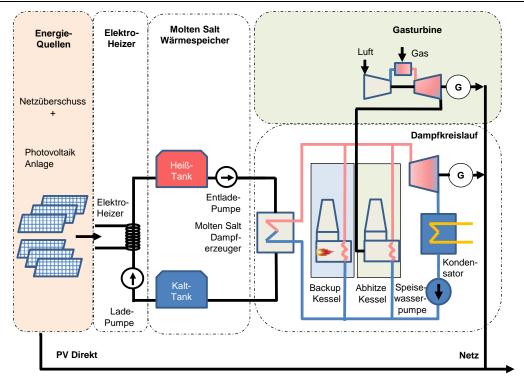


Abbildung 10: Untersuchte WSK Konfigurationen:

WSK-A: Carnot Batterie (weiß) mit PV Anlage (orange).

WSK-B: WSK mit Carnot Batterie, PV-Anlage, Spitzenlast-Gasturbine und Abhitzekessel (grün).

WSK-C: WSK mit Carnot-Batterie, PV-Anlage und Backup Kessel (blau).

WSK-D: WSK mit allen im Bild gezeigten Komponenten.

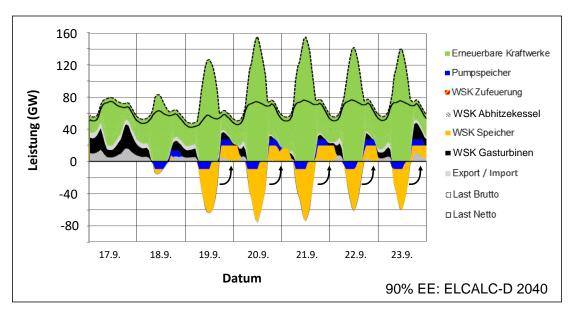


Abbildung 11: Vollständige Deckung der Residuallast mit WSK-B im Modelljahr 2040. Im Modell wurden 21 GW Dampfturbinen, 59 GW Gasturbinen, 105 GW PV und 600 GWh Wärmespeicher als WSK realisiert, um die Residuallast zu decken.

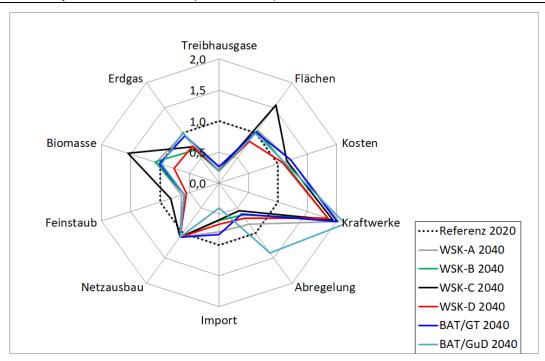


Abbildung 12: Multi-Indikatoren-Vergleich der Szenarien mit zusätzlichem WSK-spezifischem PV-Ausbau für das Modelljahr 2040. Deutlicher Anstieg von Biomasse- und Flächenbedarf in der Variante WSK-C. Kosten, Stromerzeugung aus Erdgas und CO₂ Emissionen sind am höchsten in den Szenarien BAT/GT und WSK-A. Geringster Kostenanstieg, geringste CO₂-Emissionen und niedrigster Erdgasverbrauch in den Szenarien WSK-B und WSK-D. Niedrigster Flächenverbrauch wegen geringer installierter Windleistung und geringem Biomasseverbrauch in WSK-D.

Aus der Kombination von WSK mit Spitzenlastgasturbinen ergibt sich weiterhin der Vorteil, dass die Anschlussleistung der Kraftwerke zum Einbringen der notwendigen PV-Leistung nicht erhöht werden muss. Geht man von einem Verhältnis der PV-Leistung zur Leistung der Dampfturbine von 1:5 aus, müssten im Fall einer 500 MW Dampfturbine 2500 MW PV installiert und dem Elektroheizer zugeführt werden. Dabei reicht i.d.R. eine geringere Leistung des Elektroheizers aus (ca. 1:3,5, also 1750 MW), da die Photovoltaik in der Realität nur selten die volle Peakleistung liefert. Entsprechend müsste die Anschlussleistung des Kraftwerks erweitert werden. Dies kann durch Verwendung einer 100 bis 150 MW Dampfturbine vermieden werden, die durch 350 bis 400 MW Gasturbinen für Lastspitzen ergänzt wird. In diesem Fall reicht die vorhandene Anschlussleistung von 500 MW für die Zuführung des PV Strom aus, und auf der Ausgangsseite können weiterhin 500 MW sichere und flexible Leistung angeboten werden [1].

Bei großen Kraftwerksblöcken ist es schwerer, die notwendigen PV Flächen im nahen Umkreis zu finden, was beim Umbau von konventionellen Kraftwerken zu WSK grundsätzlich für den Vorrang kleinerer Einheiten mit weniger als 250 MW Nennleistung spricht. Weiterhin konnte nachgewiesen werden, dass der Einsatz von kombinierter Nutzung von Agrarflächen mit bifazialer oder nachgeführter PV (Agri-PV) die Einsatzpotenziale stark vergrößert und die Abstände zu potenziellen PV-Flächen stark reduziert [2] [3].

Die größte zukünftige Herausforderung für thermische Kraftwerke aller Art ist die im Zusammenhang mit dem Ausbau erneuerbarer Energie resultierende Residuallast, die zu abnehmender Auslastung, stärkerer Variabilität und Kostensteigerungen führt [4] [5].

Die Berechnung der jährlichen realen Systemkosten erfolgte annuitätisch mit einer mittleren Diskontrate von 5%. Die Kosten fossiler und biogener Brennstoffe skalieren mit 1%/a. Für die Elemente der Stromversorgung werden im Modell die spezifischen Investitionskosten (Realwerte 2020) nach Tabelle 2 angenommen. Für das Referenzjahr 2020 wurden

Brennstoffkosten von 35 €/MWh_{th} für Erdgas und Erdöl, 75 €/MWh_{th} für Biomethan, 25 €/MWh_{th} für feste Biomasse sowie 8 bzw. 10 €/MWh_{th} für Braun- bzw. Steinkohle angenommen.

Tabelle 2: Kostenannahmen der Elemente der Stromversorgung für die systemanalytisch untersuchten Transformationspfade nach Abbildung 10, Tabelle 3 und Abbildung 12.

Elemente der Stromversorgung					
	Einheit	Investitions- kosten 2020	Investitions- kosten 2030	Investitions- kosten 2040	Investitions- kosten 2050
Fluktuierend / Erneuerbar					
Photovoltaik	€/kW	750	675	625	600
Wind Onshore	€/kW	1450	1350	1300	1250
Wind Offshore	€/kW	3000	2725	2425	2225
Laufwasserkraft	€/kW	4000	4000	4000	4000
Regelbar / Erneuerbar					
Holz, Biomasseabfälle, Müll	€/kW	3300	3010	2930	2920
Energiepflanzen, Biogas	€/kW	3500	3300	3250	3200
Geothermie	€/kW	7500	6100	5500	5300
Speicherwasserkraft (Import)	€/kW	2450	2450	2450	2450
Wärmespeicherkraftwerke					
Elektroheizer	€/kW	100	100	100	100
Zufeuerung (Biomasse)	€/kW _{th}	550	500	450	450
Wärmespeicher	€/kWh _{th}	25	23	22	22
Rekuperator	€/kW _{th}	100	100	100	100
Molten Salt Dampferzeuger	€/kW _{th}	100	100	100	100
Dampfkreislauf	€/kW	800	800	800	800
Fossil / Nuklear					
Gasturbinenkraftwerke	€/kW	500	500	500	500
Steinkohlekraftwerke	€/kW	1350	1350	1350	1350
GuD + BHKW	€/kW	775	775	775	775
Sonstige	€/kW	1500	1500	1500	1500
Kernkraftwerke	€/kW	7000	7000	7000	7000
Braunkohlekraftwerke	€/kW	1900	1900	1900	1900
Speichertechnologien					
Pumpspeicher	€/kW	1000	1000	1000	1000
Speicherkapazität (5 h)	€/kWh	10	10	10	10
Power-to-Gas-to-Power	€/kW	2350	2100	1920	1770
Speicherkapazität (∞)	€/kWh	0	0	0	0
Druckluftspeicher	€/kW	750	640	550	500
Speicherkapazität (12 h)	€/kWh	35	35	35	35
Lithium-lonen-Batterie	€/kW	75	50	25	15
Speicherkapazität (8h)	€/kWh	150	140	135	130
Netzausbau					
Transportnetz	€/TW km	550000	550000	550000	550000
HGÜ-Anschluss	€/TW km	550000	550000	550000	550000

Die zuverlässige Deckung der Residuallast ist deshalb grundsätzlich eine relativ teure Angelegenheit. Trotzdem konnte durch detaillierte Modellrechnungen für zeitnahe Einzelanlagen nachgewiesen werden, dass WSK diese Herausforderung auf einem heutigen

Kostenniveau von ca. 160-180 €/MWh_{el} meistern können, das derzeitigen Strommarktpreisen in Residuallastzeiten entspricht [6] [7] [8].

Literatur:

- [1] Trieb, F., StoreToPower Phase 1 Machbarkeitsstudie, AP 2.2 Energiesystemanalyse, Meilenstein Bericht August 2019: 1. Iteration WSK Einsatz- und Betriebsweisen (DLR), 30.9.2019
- [2] Trieb, F., Thess, A., Storage plants a solution to the residual load challenge of the power sector? Journal of Energy Storage 31 (2020), https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101626
- [3] Liu, P., Trieb, F., Transformation of the electricity sector with Thermal Storage Power Plants and PV a first conceptual approach, Journal of Energy Storage, Volume 44, Part B, 15 December 2021, 103444, https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103444
- [4] Trieb, F., Wege zur regenerativen Stromversorgung III Elemente und Ausgestaltung, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 68. Jg. (2018) Heft 6
- [5] Trieb, F., Thess, A., Wege zur regenerativen Stromversorgung IV Kraftwerke der Zukunft, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 68. Jg. (2018) Heft 12
- [6] Trieb, F., Liu, P., Koll, G., Thermal Storage Power Plants (TSPP) Operation modes for flexible renewable power supply, Journal of Energy Storage 50 (2022), https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104282
- [7] Trieb, F., Wärmespeicherkraftwerke Ist ein erneuerbarer Stromanteil von 90% bis 2040 machbar und bezahlbar? Energiewirtschaftliche Tagesfragen 71. Jg. (2021) Heft 5
- [8] Trieb, F., Geyer, M., Koll, G., Wärmespeicherkraftwerke Ein Lösungsansatz für das Residuallastproblem im Stromsektor, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 70. Jg. (2020) Heft 11

Tabelle 3: Mengengerüst und Ergebnisse der untersuchten Transformationspfade

Szenario	Referenz	WSK-A	WSK-B	WSK-C	WSK-D	BAT/GT	BAT/GuD
Modelljahr	2020	2040	2040	2040	2040	2040	2040
Leistung Erneuerbar (MW)	2020	2040	2040	2040	2040	2040	2040
Photovoltaik	48500	240000	220000	240000	220000	190000	220000
Wind Onshore	56500	75000	75000	75000	75000	80000	80000
Wind Offshore	8400	14000	14000	14000	14000	15000	15000
Laufwasserkraft	5700	5640	5640	5640	5640	5640	5640
Feste Biomasse, Holz, Müll	3000	4000	4000	0	0	4000	4000
Energiepflanzen, Biogas	4700	5000	5000	0	0	5000	5500
Geothermie	38	1000 1000	1000 1000	1000 1000	1000 1000	1000 1000	1000 1000
Import Speicherwasserkraft Leistung Wärmespeicherkraftwerke (MW)	٠	1000	1000	1000	1000	1000	1000
WSK Dampfturbinen	0	21000	21000	21000	2 1000	0	0
WSK Gasturbinen	0	0	59000	0	68000	0	0
WSK Speicherkapazität (GWh_th)	0	599	599	599	599	0	0
Leistung Fossil (MW)							
Gasturbinenkraftwerke	1390	80000	0	68000	0	80000	0
Steinkohlekraftwerke	22000	0	0	0	0	0	0
GuD + BHKW	28700	0	0	0	0	0	80000
Sonstige	5700	0	0	0	0	0	0
Kernkraftwerke	9400	0	0	0	0	0	0
Braunkohlekraftwerke	21200	0	0	0	0	0	0
Leistung Speicher (MW)	0050	9850	9850	9850	9850	9850	0.050
Pump speicher Leistung	9850		9850 48.3	9850 48.3	9850 48.3	9850 48.3	9850 48,3
Pumpspeicher Kapazität (GWh) Li-Ionen-Batteriespeicher Leistung	45,8 0	48,3 0	48,3 0	48,3 0	48,3	48,3 60000	48,3 60000
Li-Ionen-Batteriespeicher Leistung	0,0	0.0	0,0	0.0	0.0	480.0	480.0
Leistung Netztransfer (MW)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	460,0	460,0
Netztransferkapazität Import	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000
Netztransferkapazität Export	23000	27000	27000	27000	27000	27000	27000
Szenario	Referenz	WSK-A	WSK-B	WSK-C	WSK-D	BAT/GT	BAT/GuD
Modelljahr	2020	2040	2040	2040	2040	2040	2040
Stromerzeugung Erneuerbar (TWh/a)	2020	2040	2040	2040	2040	2040	2040
Photovoltaik	47,9	244,3	223,9	244,3	223,9	193.4	223,9
Wind Onshore	105,6	162.0	162.0	162,0	162,0	172,8	172,8
Wind Offshore	24,7	47,6	47,6	47,6	47,6	51,0	51,0
Laufwasserkraft	21,5	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3
Feste Biomasse, Holz, Müll	22,2	25,9	26,3	0,0	0,0	24,7	23,3
Energiepflanzen, Biogas	27,8	27,7	28,1	0,0	0,0	25,9	25,7
Geothermie	0,3	7,8	7,8	7,8	7,9	7,7	7,6
Import Speicherwasserkraft	0,0	4,7	4,9	5,2	5,3	4,2	3,5
Stromerzeugung Wärmespeicherkraftwerke (TWh/a)							
WSK Dampfturbinen Speicher + Abhitzekessel	0,0	26,9	65,9	25,2	67,5	0,0	0,0
WSK Dampfturbinen Zufeuerung	0,0	0,0	0,0	77,7	38,4	0,0	0,0
WSK Gasturbinen Stromerzeugung Fossil (TWh/a)	0,0	0,0	59,8	0,0	66,3	0,0	0,0
Gasturbinenkraftwerke	0,0	89,5	0,0	65,3	0,0	85,6	0,0
Steinkohlekraftwerke	87,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GuD + BHKW	90,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	90,8
Sonstige	18,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kernkraftwerke	69,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohlekraftwerke	130,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Stromlieferung Speicher (TWh/a)							
Pumpspeicher	5,7	11,8	11,0	11,3	10,6	10,0	11,3
Li-lonen-Batteriespeicher	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	35,1	46,6
Stromtransport Netz (TWh/a)							
Netzimport	17,0	36,2	30,8	29,7	31,0	39,6	17,0
Netzexport	60,9	23,8	22,2	22,2	21,9	21,8	26,2
Szenario	Referenz	WSK-A	WSK-B	WSK-C	WSK-D	BAT/GT	BAT/GuD
Modelljahr	2020	2040	2040	2040	2040	2040	2040
Indikatoren							
Treibhausgase (Mio.t/a)	307	76	54	57	55	73	55
Flächen (km²)	25433	26516	26033	39251	20961	25634	25063
Systemkosten (Mrd.€/a)	61,12	75,24	68,19	71,34	66,56	75,47	68,47
Kraftwerksleistung (GW)	225,1	456,5	415,5	435,5	415,5	451,5	482,0
Abregelung (TWh/a) Import (%)	6,00 43,7%	4,93 34,8%	3,83 26,6%	3,30 26,2%	4,22 29,4%	3,73 36,6%	8,41 17,9%
Netzausbau (TW·km)	45,7% 75,4	76,9	26,6 % 76,9	26,2% 76,9	29,4% 76,9	76,9	76,9
Feinstaub (t/a)	15123	9511	8845	12168	8259	8722	8741
Strom aus Biomasse (TWh/a)	50,1	53,6	54,4	77,7	38,4	50,6	49,0
Strom aus Erdgas (TWh/a)	90,8	89,5	59,8	65,3	66,3	85,6	90,8
Modelljahr	2020	2040	2040	2040	2040	2040	2040
Bruttostromerzeugung (TWh/a)	646	632	583	632	2040 574	588	621
Nettostromverbrauch (TWh/a)	551	551	551	551	551	551	551
Spitzenlast (GW)	83	83	83	83	83	83	83
Gesicherte Leistung / Spitzenlast	106%	102%	102%	102%	102%	102%	102%

2.2.3. AP 2.3 Risikoanalyse und Life Cycle Assessment (RWE, DLR, FHA)

2.2.3.1. Risikoanalyse

2.2.3.1.1. Allgemeines

Es wurde eine Risikoanalyse für ein Wärmespeicherkraftwerk durchgeführt. Dabei wurden Kombinationen von Wärmespeicherkraftwerk mit Flüssigsalz- und Feststoffspeicher betrachtet. Die dort auftretenden Gefährdungen wurden nach diesen Speichertechnologien getrennt aufgelistet. Zusätzlich sind speicherartunabhängige Gefährdungen eines WSK aufgeführt. Bei einigen Gefährdungen wurden ähnliche Verkettungen von Ursachen, Gefährdungen und Folgeschäden der Übersichtlichkeit halber zusammengefasst.

Es wurden insgesamt 61 Gefährdungen ausgearbeitet, davon sind 29 speicherunabhängig. 17 Gefährdungen wurden bei der Kombination mit Flüssigsalzspeicher und 15 Gefährdungen bei der Kombination mit Feststoffspeicher identifiziert. Das bewertete Risiko einer Gefährdung wird als Funktion des möglichen Schadensausmaßes einer Gefährdung und der Eintrittswahrscheinlichkeit des Schadens betrachtet.

Bei beiden Speichertechnologien (Flüssigsalzspeicher und Feststoffspeicher mit Wabensteinen) ist es mit Hilfe der ausgearbeiteten Gegenmaßnahmen möglich, das Risiko der meisten Gefährdungen zu beseitigen. Insgesamt bleiben bei einem Wärmespeicherkraftwerk mit **Flüssigsalzspeicher** nach erfolgter Gegenmaßnahme noch vier Gefährdungen bestehen (Gefährdungen Nummer 32, 35, 45 und 34), bei einem Wärmespeicherkraftwerk mit **Feststoffspeicher allgemein,** ohne Unterscheidung der Art des Speicherinventars, stellen nach erfolgter Gegenmaßnahme ebenso noch vier Gefährdungen ein Risiko dar (Gefährdungen Nummer 48 bis 51) – allesamt mit einem überwiegend geringen Risiko. Für Feststoffspeicher mit einer **Schüttung** als Speicherinventar kommen weitere vier Gefährdungen hinzu (Gefährdungen Nummer 52 bis 55), überwiegend mit einem mittleren Risiko.

2.2.3.1.2. Flüssigsalzspeicher

- Gefährdung Nummer 32 "Bislang ungeplante Maßnahmen durch Verordnung. Genehmigungsverfahren wird öffentlich → längere Dauer, Widerstand in der Bevölkerung" wird nach erfolgter Gegenmaßnahme noch mit geringem Risiko eingestuft. Diese Gefährdung muss in der Projektfinanzierung berücksichtigt und in einem Gutachten im Vorfeld betrachtet werden.
- Die Gefährdungen Nummer 35 "Risse im Fundament" und 45 "Wassereintritt in den Salzkreislauf" werden ebenfalls mit geringen Risiken bewertet. Die Probleme sind aus vergleichbaren Anlagen mit Flüssigsalz bekannt und sind nach dem Stand der Technik beherrschbar.
- Als letzte Gefährdung, die mit sehr geringem Risiko eingestuft wird, ist Nummer 34 zu nennen: "Austreten von Salz, Salz gefriert in der Umwelt". Die Ursachen dieser Gefährdung sind vielschichtig, und lassen sich auf Korrosion und Leckagen im Salzkreislauf zusammenfassen. Diese Gefährdung wird im Rahmen der Qualitätssicherung betrachtet und ist durch gängige Gegenmaßnahmen ebenfalls beherrschbar.

Der Betrieb von **Flüssigsalzspeichern** kombiniert mit Dampfturbinen ist bei kommerziellen solarthermischen Kraftwerken außerhalb Deutschlands bereits gängige Praxis. Bis auf den elektrischen Salzerhitzer ist diese Anlage mit einem Wärmespeicherkraftwerk mit Flüssigsalzspeicher vergleichbar. Wärmespeicher auf Flüssigsalzbasis unterliegen in Deutschland der Störfallverordnung. Als Folge daraus fällt der gesamte Standort unter die Störfallverordnung, was ggf. zu zeitlichem und finanziellem Mehraufwand führt. Unter dem Einsatz kommerziell verwendeter Flüssigsalzspeicher können nicht die Frischdampftemperaturen eines BoA-Kraftwerks (1000 MW-Klasse) erreicht werden. Untersuchungen der

Seite: 23

technischen Gesamtsysteme beider Speichertechnologien haben gezeigt, dass sich die Stromzu-Stromwirkungsgrade nicht signifikant unterscheiden.

2.2.3.1.3. Feststoffspeicher mit einer Schüttung als Speicherinventar

- Gefährdung Nummer 52 betrifft "verringerte Standzeiten oder Beschädigung von Gebläse und Klappen" mit mittlerem Risiko. Ursache ist die Staubbelastung durch Abrasionsprozesse im Speicherinventar oder der Speicherwand.
- Gefährdung Nummer 53 ("zu hohe wirtschaftliche Abhängigkeit") besitzt ein mittleres Risiko.
 Die Ursache für diese Gefährdung wäre eine geringe Anzahl an Anbietern der Anlagenkomponenten. Eine mögliche Gegenmaßnahme wäre die Auswahl von gängigen Anlagenkomponenten.
- Gefährdung Nummer 54 beschreibt die "Alterung, Verkürzung der Standfestigkeit, Bruch des Speichermaterials" und die direkten und indirekten Schäden dieser Gefährdung. Die Ursache dieser Gefährdung liegt in der Abrasion durch Temperaturwechsel und den thermomechanischen Eigenschaften eines geschütteten Speicherinventars. Dessen Risiko wird nach eintretender Gegenmaßnahme als gering angesehen. Als Folge dieser Gefährdung verliert der Speicher nach und nach an Kapazität, die Schüttung muss in regelmäßigen Abstanden erneuert werden, was einem zusätzlichen Kostenfaktor mit sich bringt und dazu führen kann, dass vereinbarte Verträge nicht eingehalten werden können.
- Gefährdung Nummer 55 "Beschädigung der inneren Wärmedämmung" wird mit einem mittleren Risiko eingestuft. Ursächlich dafür sind Setzungsschäden bei fehlenden Maßnahmen zur Vermeidung von thermischem Setzen, Schäden an der inneren Stützstruktur zur Entlastung der Wände, thermomechanische Belastung höher als erwartet, Wechselwirkung Speichermaterial mit Isolierung (erhöhte Belastung der Wandisolierung) oder Partikel der Isolierung im Luftkreislauf. Als Folge dieser Gefährdung könnte es zur Zerstörung der Behälterwerkstoffe kommen und somit zum Austreten von Heißluft. Es werden vielfältige Gegenmaßnahmen genannt. Für einen verlässlichen Ausschluss fehlt es an Langzeiterfahrung.

Zu den nach erfolgreich eingeleiteter Gegenmaßnahme noch risikobehafteten Gefährdungen, die auf **alle Feststoffspeicher** zutreffen, gehören Nummer 48 bis 51. Deren Risiko ist sehr gering bis gering:

- Gefährdung Nummer 48 "Lieferverzögerung" aufgrund von geringer Marktverfügbarkeit des Speichermediums wird mit einem geringen Risiko eingestuft. Als Gegenmaßnahme wird unter anderem angeführt, dass ein entsprechender Anbieter schon vor Projektbeginn mit in die Projektplanung einbezogen wird.
- Für Gefährdung Nummer 49 "Durchschmoren der Heizkerzen" aufgrund von zu geringem Massenstrom besteht ein geringes Risiko. Diese Gefährdung ist durch eine entsprechende Temperaturüberwachung vermeidbar.
- Ein weiteres geringes Risiko besitzt Gefährdung Nummer 51. Es beschreibt die "Standzeiten/Beschädigung Gebläse/Klappen" aufgrund von Übertemperaturen. Als Gegenmaßnahme ist eine geeignete Temperaturüberwachung beziehungswiese kleinere Komponenten zu verwenden.
- Mit sehr geringem Risiko ist Gefährdung Nummer 50 eingestuft: "Thermokline-Zone größer als spezifiziert bzw. unzulässige Wärmeleitung innerhalb des Speichers, Aufweitung und Zerstörung der Thermokline-Zone". Diese Gefährdung kann eine geringere Speicherkapazität und somit einen wirtschaftlichen Schaden durch verringertes nutzbares Speichervolumen verursachen.

Als Speicherinventar eines Feststoffspeichers in einem Wärmespeicherkraftwerk erscheinen Formsteine risikoärmer als Schüttungen. Vor allem ist dabei die noch unbekannte Langlebigkeit

von Schüttungen aufgrund des Abrasionsprozesses durch die zyklischen Temperaturwechsel als nachteilig zu werten. Der Betrieb von reinen Feststoffspeichern mit Formsteinen ist bei Winderhitzern in Hochofenprozessen oder in thermischen Abluftreinigungsanlagen als Regenerator aus dünnwandigen keramischen Wabensteinen bereits seit Jahren üblich.

2.2.3.1.4. Fazit für speicherunabhängige Gefährdungen

Von den 29 speicherunabhängigen Gefährdungen verbleiben nach Anwendung der Gegenmaßnahmen 15 Gefährdungen risikobehaftet. Die Gefährdungen sind unabhängig von der gewählten Speichertechnologie, betreffen die allgemeine strategische Planung eines Typ-Stromspeichers im deutschen Strommarkt, den konventionellen Wasser-Dampf-Kreislauf, oder den Umbau bestehender Infrastruktur in ein Wärmespeicherkraftwerk. Zur Realisierung eines Wärmespeicherkraftwerks müssen bestimmte Rahmenbedingungen geändert werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen: Dabei sind unter anderem die möglichen Zahlungen von Abgaben für den Strom-Einkauf oder das Nichtvorhandensein von möglichen Speicherzulagen zu nennen. Die aktuellen Regularien müssen entsprechend angepasst oder neue Regularien geschaffen werden. Zudem müssen die bestehenden konventionellen Kraftwerkskomponenten auf Eignung und Langlebigkeit geprüft und entsprechende Analysen angefertigt werden, damit eine flexible Fahrweise des Wärmespeicherkraftwerks gewährleistet und etwaigen Problemen, wie ein unerwarteter Austausch vom Turbinensatz, vorgebeugt werden kann.

2.2.3.2. Lebenszyklusanalyse eines Wärmespeicherkraftwerks mit Salzspeicher

Folgenden wird ein Überblick über die abschließenden Ergebnisse Lebenszyklusanalyse eines Wärmespeicherkraftwerks mit Salzspeicher gegeben. Weitere Informationen finden sich im Detailbericht zur LCA. Im Rahmen der LCA hat das SIJ ein WSK mit Flüssigsalzspeicher als Umbau einer Bestandsanlage sowie eine Lithium-Ionen-Batterie für PV-Anlagen innerhalb der Software SimaPro abgebildet. Zur Vergleichbarkeit wurden die elektrische Speicherkapazität (4584 MWhel), die Nutzungsdauer (30 Jahre) und die Entladedauer (800 h/a) gleichgesetzt. Es wird angenommen, dass der Belade-Strom ausschließlich aus PV-Überschussstrom besteht. Die funktionelle Einheit des Speichersystems wird um die PV-Stromproduktion erweitert und der Fokus auf die Treibhausgasemissionen gelegt. Damit ergibt sich der Emissionsfaktor ess+PV von durch PV produziertem und im Speichersystem zwischengespeicherten Strom, gemäß

$$e_{\text{SS+PV}} = \frac{E_{\text{Bau}} + E_{\text{SpV}}}{W_{\text{Ent}}} + e_{\text{PV}} = e_{\text{SS}} + e_{\text{PV}} = e_{\text{Bau}} + e_{\text{SpV}} + e_{\text{PV}}$$

bestehend aus dem Emissionsfaktor des Speichersystems e_{SS} und dem Emissionsfaktor von PV-Strom e_{PV} . Ersterer setzt sich aus den Anteilen e_{Bau} und e_{SpV} verursacht durch dessen Bau und dessen Speichersystem-Verluste zusammen, Letzterer entspricht dem Emissionsfaktor für Entladen bzw. Stromeinspeisung ins Netz. Es wird ein Speichersystem betrachtet, das 2020 hergestellt wurde und mit PV-Strom 30 Jahre betrieben wird. Für den PV-Strom werden konstante Emissionsfaktoren aus den Jahren 2020, 2035 und 2050 verwendet. Der in diesem Bericht für das Jahr 2020 zugrunde gelegte Emissionsfaktor von 50 gCO₂ eq/kWh für PV-Strom soll bis 2050 linear auf 26 gCO₂eq/kWh sinken. Diese Verringerung wirkt sich proportional auf die Emissionsfaktoren von Speichersystem-Verlusten und Entladestrom aus.

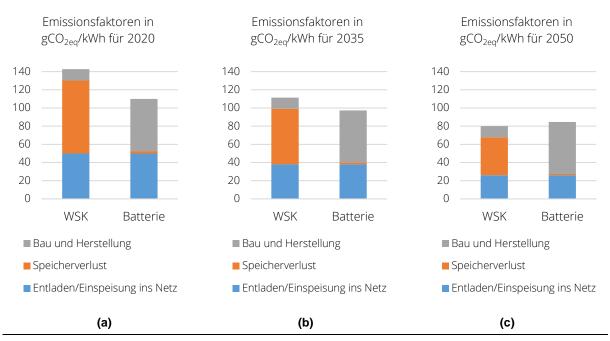


Abbildung 13: Emissionsfaktoren für die Produktion und Zwischenspeicherung von PV-Strom, jeweils im WSK und Li-Ion-Batterie-Vergleichssystem zwischengespeichert. In Summe und anteilig für Bau und Herstellung des Speichersystems, für Speichersystem-Verluste und für den ins Netz bedarfsgerecht eingespeisten Strom. Zugrunde gelegt wird jeweils der Emissionsfaktor des PV-Stroms für 2020, 2035 und 2050. Die Entladevolllaststunden pro Jahr betragen 800 h/a.

Der Emissionsfaktor von im Wärmespeicherkraftwerk zwischengespeicherten PV-Strom beträgt 2020 143 gCO₂eq/kWh, bei Verwendung eines Lithium-Ionen-Batterie-Speichersystems sind es 110 gCO₂eq/kWh. Unter der Annahme, dass der Emissionsfaktor von PV-Strom innerhalb der 30-jährigen Nutzungsdauer des Speichersystems kontinuierlich sinkt, ist für ein in 2020 in Betrieb genommenes und 30 Jahre lang betriebenes Speichersystem im Mittel ein PV-Emissionsfaktor aus dem Jahr 2035 relevant. Der Emissionsfaktor Wärmespeicherkraftwerk zwischengespeicherten PV-Strom beträgt dann 111 gCO₂eg/kWh, beim Batterie-System sind es dann 97 qCO2eg/kWh. Im letzten Betriebsjahr sinkt der Emissionsfaktor bei Verwendung eines Wärmespeicherkraftwerks mit 80 gCO2eq/kWh unter den Wert für ein Batteriesystem mit 85 gCO₂eq/kWh.

Abhängig vom zugrunde gelegten Szenario, das für die Berechnung der Strompreiskurven verwendet wurde, kann es beim Wärmespeicherkraftwerk zu höheren Entladevolllaststunden kommen. Eine Verdoppelung der bisher angenommenen 800 Entladevolllaststunden pro Jahr auf 1600 h/a verdoppelt die über die Lebenszeit ausgespeicherte Strommenge, ebenso auch die Speichersystem-Verluste. Bei den Emissionsfaktoren für Speichersystem-Verlust und der Stromeinspeisung ändern sich Zähler und Nenner des Emissionsfaktors gleichermaßen, die Emissionsfaktoren von Bau und Herstellung beider Speicher-Systeme halbieren sich. Damit ergeben sich folgende Darstellungen:

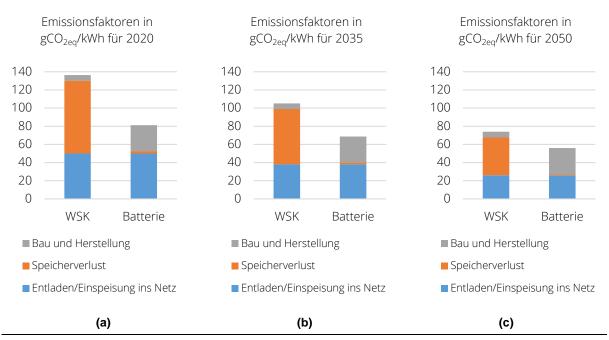


Abbildung 14: Emissionsfaktoren für die Produktion und Zwischenspeicherung von PV-Strom, jeweils im WSK und Li-Ion-Batterie-Vergleichssystem zwischengespeichert. In Summe und anteilig für Bau und Herstellung des Speichersystems, für Speichersystem-Verluste und für den ins Netz bedarfsgerecht eingespeisten Strom. Zugrunde gelegt wird jeweils der Emissionsfaktor des PV-Stroms für 2020, 2035 und 2050. Die Entladevolllaststunden pro Jahr betragen 1600 h/a.

Abschließend lassen sich folgende Aussagen treffen:

- Die Kombination von PV-Stromerzeugung und Zwischenspeicherung im WSK besitzt einen geringeren Emissionsfaktor als konventionelle Erzeuger.
- Die Umweltauswirkungen dieses Systems sind abhängig vom Emissionsfaktor des Beladestroms.
- Der Anteil der Herstellung an Umweltauswirkungen beim WSK ist geringer als beim Batteriesystem. Dabei reduziert sich der Anteil der Herstellung an Umweltauswirkungen generell mit steigenden Volllaststunden.
- Für die Betrachtung von WSK mit KWK ist ein anderes Vergleichssystem erforderlich. Die hier erwähnten Speichersystem-Verluste werden dann aber größtenteils als Aufwendungen für die Wärmebereitstellung gewertet.
- Die Umweltauswirkungen sinken mit höherem Strom-zu-Strom-Wirkungsgrad. Das hier betrachtete WSK wurde mit η_{roundtrip,WSK,konventionell} = 38,4 % berücksichtigt, die Batterie mit η_{roundtrip,Batterie} = 95 %. Ein WSK mit Wärmepumpe und η_{roundtrip,WSK,WP} 50-60% wird geringere Speichersystem-Verluste besitzen.

2.2.4. AP 2.4 Marktpotential (RWE, DLR, FHA)

Im Rahmen des Arbeitspaketes waren die Marktchancen der Technologie der Wärmespeicherkraftwerke mit unterschiedlichen Granularitäten für unterschiedliche Märkte zu bestimmen. Der Hauptschwerpunkt im Rahmen dieses Vorhabens lag auf dem Markt Deutschland. Das Arbeitspaket konnte sich auf den Arbeiten der Arbeitspakete AP 2.2, AP 3.5.1, AP 3 und AP 4.4 abstützen und lieferte auch selbst Eingangsgrößen für diese und andere Arbeitspakete.

Die detaillierten Betrachtungen zur Anlagenwirtschaftlichkeit großer künftiger Anlagen des Projektpartners **RWE** unter seinen spezifischen Rahmenbedingungen und Annahmen erfolgte schwerpunktmäßig im **AP 4.4** durch diesen selbst und sind inhaltlich **im Zusammenhang** mit diesem Kapitel zu sehen.

Die Betrachtungen zu den Markchancen im Zusammenhang mit KWK, also Kraftwerken, die die Abwärme aus der Dampfturbine an einen Wärmenutzer abgeben (z.B. Fernwärmenetze) wurden unabhängig davon vom Projektpartner SIJ im Rahmen der Vorarbeiten zum AP 3.5.2 durchgeführt und werden ausschließlich dort berichtet.

2.2.4.1. Berechnung des Marktpotentials in Deutschland

Die wesentliche Grundlage in diesem Arbeitspaket für die Betrachtungen zum Marktpotential einer großen WSK-Zielanlage und der Wirtschaftlichkeit von WSK im Allgemeinen stellten die nachfolgenden Arbeiten dar:

- Bestimmung der Kosten für die Planung und Errichtung von WSK gemeinsam mit den anderen Projektpartnern, abgestützt auf Marktpreisen.
- Beschaffung und Auswertung sogenannter Hourly Price Forward Curves (HPFC) zur Vorhersage der Marktbedingungen für WSK in den nächsten 20- 30 Jahren
- Einsatz (Dispatch) -rechnungen durch NOWUM und Ermittlung der Bruttomarge, sowie CAPEX und OPEX Kosten unter verschiedenen Einsatzszenarien und Ableitung des Nettobarwertes (NPV – Net Present Value) je Einsatzszenario mit verschiedenen Randbedingungen aus den HPFC's
- Betrachtungsgrundlage war vornehmlich das sogenannte Arbitragegeschäft, also der Kauf von Strom zu günstigen Preisen und der Wiederverkauf nach der Speicherung zu höheren Preisen, da dies auch der vornehmliche Betrachtungsraum des Projektpartners RWE war (auf die Auswirkung dieser Annahme wird im Folgenden noch eingegangen)
- Abgleich der Ergebnisse mit den Ergebnissen aus dem AP 4
- Ermittlung des Potentials zum Einsatz von WSK und des Marktes für WSK Anlagen unter den getroffenen Annahmen

Aufbauend auf die Analysen zu Ausbaupfaden für die Erneuerbaren im Zusammenhang mit verschiedenen Speichertechnologien von NOWUM und aus dem AP 2.2. wurden gemeinsam bei einem externen Dienstleister für bestimmte Szenarien die HPFC's für die Jahre 2020 bis 2050 beschafft. Diese liefern Kostendaten des Intradaymarktes unter den getroffenen Szenarioannahmen als Stundenpreise für den Betrachtungszeitraum.

Der Betrachtung liegt die Fragestellung (aus AP 2.2) zugrunde, inwiefern mit zunehmendem Ausbau der Erneuerbaren, insbesondere der Photovoltaik (PV) in Deutschland, ein Bedarf an zusätzlicher Speicherkapazität besteht und welche Speichertechnologie (Batterien, WSK) dabei unter welchen Einsatzszenarien am besten geeignet und wirtschaftlich sinnvoll sein werden.

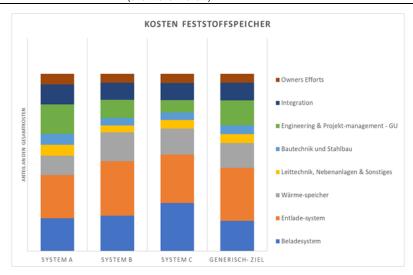


Abbildung 15: Kostenblöcke der Zielanlage, Quelle DLR

Zur Ermittlung der CAPEX und OPEX Kosten wurden zunächst im Rahmen des AP 3 Anlagenkonfigurationen erstellt und hinsichtlich ihrer Investitionskosten bewertet. Später kamen detaillierte Kostenabschätzungen im AP 4 hinzu.

Die Kosten wurden im Rahmen des AP 2.4 plausibilisiert, fehlende Positionen im Sinne einer Gesamtinvestition abgeschätzt und vervollständigt. Auf dieser Basis konnte für eine generische Anlagenkonfiguration mit 50 MW_{el} und einer Entladeleistung von 4 h sowie einer thermischen Entladeleistung von 125 MW_{th} spezifische Anlagenkosten bezogen auf einzelne Anlagenkomponenten ermittelt werden.

Diese wurden auf eine Zielanlage mit 500 MW elektrischer Beladeleistung, 4 Stunden Speicherkapazität und 1250 MW thermischer Entladeleistung unter Zugrundelegung von empirischen Faktoren skaliert und den Einflussgrößen zugeordnet.

Auf dieser Basis wurden sowohl vom DLR als auch von RWE einfache Kostenfunktionen gebildet, mit der die Kostenblöcke nach Beladeteil, Entladeteil, Speicherteil (Tiefe in Stunden) und die Fixkosten jeweils als ein Kostenblock für eine bestimmte Größe des jeweiligen Anlagenteils abgebildet wurden. So entstand eine Formel, mit Gültigkeit in einem bestimmten Leistungsbereich, die die verschiedenen Anhängigkeiten im Sinne der weiteren Überlegungen mit hinreichender Genauigkeit abbildet.

Die folgende Abbildung zeigt die spezifischen Kosten in [€/kWhel] und [€/kWel] in Abhängigkeit der Speichertiefe in [h] für Li-Ion Batterien und WSK für eine generische 500 MWel Anlage. Für WSK wurde wie in AP4.4 als rechnerische Sensitivität eine rein generisch unterstellte Reduktion der Investitionskosten i.H.v. 30% angesetzt. In der Abbildung ist dies mit "WSK_2030_StP -30% Sensitivität" dargestellt.

Wie man den Abbildungen entnehmen kann sind die spezifischen Kosten der WSK für größere Speichertiefen, ab ca. 5h geringer im Vergleich zu Li-Ion Batterien. Allerdings ist zu beachten, dass dies noch nicht direkt etwas über die Wirtschaftlichkeit im realen Betrieb aussagt, da hier vor allem noch der Einfluss der Wirkungsgrade eine Rolle spielt. Auf die Wirtschaftlichkeit wird im Folgenden eingegangen.

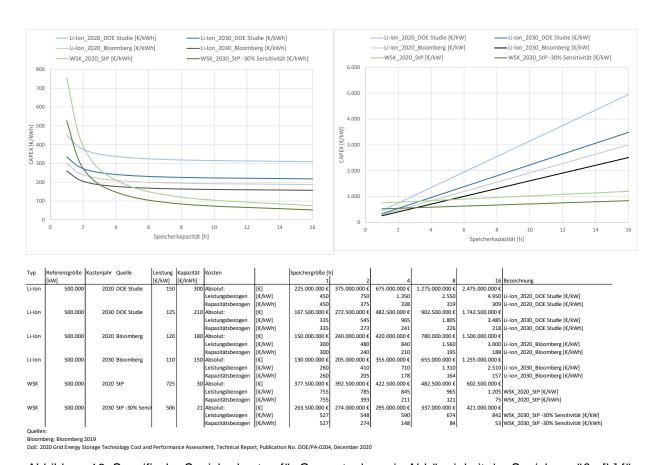


Abbildung 16: Spezifische Speicherkosten für Gesamtanlage in Abhängigkeit der Speichergröße [h] für Feststoffspeicher

Die ersten Betrachtungen durch NOWUM im AP 2.4 fokussierten sich auf die Ermittlung von zukünftigen Baseload Peak- und Offpeak-Preisszenarien unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Ausbauszenarien des Energiemarktes. Dies führte im Dezember 2019 zur Beschaffung und Erstellung der ersten Hourly-Price-Forward-Curves (HPFC). Unter Verwendung der HPFCs für die Szenarien basierend auf den Annahmen des Jahres 2019 (Best Guess = zu dem Zeitpunkt gängige Annahmen, High = zu dem Zeitpunkt progressive Annahmen zum Ren Ausbau) wurden durch NOWUM umfangreiche Einsatzszenarien für WSK unter den dort hinterlegten Marktannahmen gerechnet.

So konnten die Marktchancen von WSK unter Annahme der Szenarien konkret bewerten werden. Mit dem erarbeiteten Modell können auch künftige Veränderungen im Energiesystem durch politische Vorgaben simuliert werden. Parallel fanden auch beim Projektpartner RWE Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit einer möglichen späteren großen Zielanlage statt.

In einem nächsten Schritt wurden durch das DLR die sich abzeichnenden Veränderungen und deren Auswirkungen auf die Preise und die Marktperspektiven von WSK nochmals neu betrachtet. Hierzu wurden zwei zusätzliche Szenarien für HPFC's "REN - Pure Green Deal" und "Trieb – WSK B" beschafft, die seitens des externen Partners ENERVIS modelliert wurden.



Abbildung 17: Zeitliche Abfolge Szenarien und Entscheidungen

Bei RWE fiel im April 2021 die Entscheidung zum Ausstieg aus der Fortsetzung des Projektes zur Realisierung einer großen Demoanlage an einem RWE Standort. Die Gründe lagen aus RWE Sicht in der fehlenden wirtschaftlichen Perspektiven der untersuchten Technologie. Die Einzelheiten der Begründung können dem Bericht unter AP 4.4 entnommen werden.

Dennoch sehen die Projektpartner, losgelöst von den spezifischen Randbedingungen der untersuchten RWE Braunkohleblöcke im Rheinischen Revier mit teilweise überkritischen Dampfparametern und ca. 600 bis 1000 MW pro Block unter Einsatz der Feststoff-Luftspeichertechnologie und ohne KWK Nutzung, an anderen Standorten unter anderen Randbedingungen, sowie im internationalen Umfeld erhebliches Technologiepotential der WSK. Dies gilt besonders im Hinblick auf die sich seit der Entscheidung im April 2021 heute abzeichnenden, fundamentalen Veränderungen im Energiemarkt. Diese wurden zwar in einigen Szenarienrechnungen (REN und Trieb) teilweise vorhergesehen, schienen aber im damaligen Umfeld als deutlich zu ambitioniert hinsichtlich des Ausbaus der Erneuerbaren mit Blick auf die Erhöhung der installierten Leistung und der Umsetzungsgeschwindigkeit sowie den entsprechenden Folgen für die Notwendigkeit des Ausbaus an Speichern. Sie werden aus heutiger Sicht jedoch von den im Koalitionsvertrag verankerten Zielen der neugewählten Ampel – Koalitionsregierung erheblich übertroffen und ggf. in Nachfolgeprojekten neu zu bewerten sein, insbesondere im Hinblick auf die Randbedingungen (Anlagegröße, KWK, geänderte Ausbauziele Ren und Förderrandbedingungen).

2.2.4.2. Ableitung von möglichen Vermarktungs- und Betriebsstrategien für den thermischen Stromspeicher an den unterschiedlichen Marktstufen

Nachfolgend sind die im Projekt im Wesentlichen von DLR, SIJ und NOWUM durchgeführten Betrachtungen zur Wirtschaftlichkeit der Zielanlage beschrieben. Zunächst werden die Szenarioannahmen den politischen Zielen und deren Entwicklung auch der Zeitachse gegenübergestellt. Die jetzt im Koalitionsvertrag verankerte Annahmen einer in 2030 gestiegenen Brutto Jahresstrommenge von 680-750 TWh, wovon 80 Prozent aus Erneuerbaren Energien gedeckt werden sollen, gehen noch weit über die ambitioniertesten Annahmen dieses Projektes hinaus. Aufgrund des sehr späten Zeitpunktes ihrer Veröffentlichung in der Projektlaufzeit konnten sie kurz vor Ende nicht mehr berücksichtigt werden. Am Ehesten lassen sich die Auswirkungen für die WSK Technologie abschätzen, wenn man die Szenarien REN (und Trieb) nochmals weiter extrapoliert.

Anlagen- typ	Jahr	Szenario Best Guess	Szenario High	Szenario REN	Trieb	Neue Ziele	Koalitions- vertrag
		Guess			AP 2.2		
		Aug 2020	Aug 2020	Feb 2021	Mitte 2020	Mai 2021	Nov 2021
Wind OnShore	2030	76GW	75GW		70GW;	95 GW	2% Landfläche
	2040		105GW	100GW	75GW	k.A.	k.A.
Wind OffShore	2030	21GW	19GW		12,5GW	Inkl. OnShore	30 GW
	2030		21GW	37GW	14GW	k.A.	70 GW*
PV	2030	105 GW	100GW		160GW	150 GW	200 GW
	2040		143GW	152GW	240GW	k.A.	k.A.

*2045

Abbildung 18: Übersicht über die Szenarien und politischen Ziele in Deutschland

Hierzu im Nachfolgenden die Ergebnisse der FH Aachen NOWUM zur Wirtschaftlichkeit unter den verschiedenen Szenarien:

Als Einsatzbereich von umgerüsteten Braunkohlekraftwerken zu Wärmespeicherkraftwerken (WSK) können die unterschiedlichen Marktstufen des aktuellen Stromhandels betrachtet werden. Diese lassen sich zunächst in Terminmärkte, mittel- bis langfristige Geschäfte, Spotmärkte, kurzfristige Geschäfte, Regelenergiemärkte und Geschäfte zur Netzstabilisierung einteilen. Die Terminmärkte lassen sich mittels eines Speicherkraftwerks nur bedingt bedienen. Der Regelenergiemarkt könnte eine Option darstellen, die Trägheit des WSK beim An- und Abfahren würde diesen Betrieb jedoch einschränken, außer es wird eine betriebliche Warmhaltung vorgesehen.



Abbildung 19: Handelsfristen an Strommärkten; https://www.next-kraftwerke.de/wissen/spotmarkt-epex-spot#modalimg6

Deshalb wurde im Schwerpunkt der Spotmarkt im Rahmen dieses Forschungsprojektes als Marktumfeld untersucht. Der Spotmarkt wird in Day-ahead-Markt und Intraday-Markt unterteilt, der Erstere behandelt die Gebote für den folgenden Tag und bietet Stunden- Viertelstunden- und Blockgebote. Der Intraday-Markt bietet Viertelstunden- und Stundenprodukte, diese können bis kurz vor Ausführung gehandelt werden. In Abbildung 19 sind die unterschiedlichen Märkte und die dazugehörigen Fristen dargestellt.

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der WSK wurden Preiszeitreihen des Day-ahead-Marktes verwendet, diese basieren auf unterschiedlichen Szenarien des Strommarktes für Deutschland. Insgesamt wurde vier unterschiedliche Zeitreihen untersucht, um die mögliche Performance des WSK in unterschiedlichen Szenarien beurteilen zu können. Die Szenarien und damit die Preiszeitreihen basieren auf verschiedenen Zusammensetzungen des Kraftwerksparks. Diese unterscheiden sich in den Ausbaupfaden für Erneuerbare Energien, Brennstoffkosten, CO₂-Kosten, Leistung von abschaltbaren Lasten und weiteren Kriterien. Drei dieser Szenarien wurden mit Randbedingungen von ENERVIS erstellt, das vierte Szenario basiert auf den Annahmen von Franz Trieb, welche im AP 2.2 erstellt wurden. Der Betrachtungszeitraum der Szenarien beginnt im Jahr 2020 und endet im Jahr 2050. Im folgenden Bild sind die Preise der vier Zeitreihen für das Jahr 2030 dargestellt.

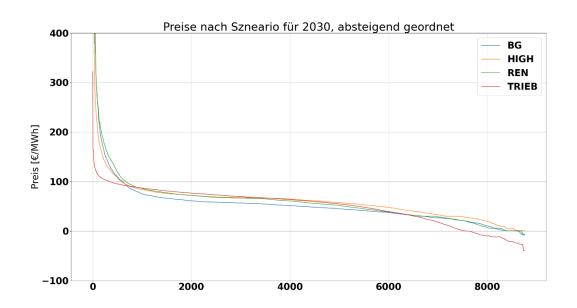


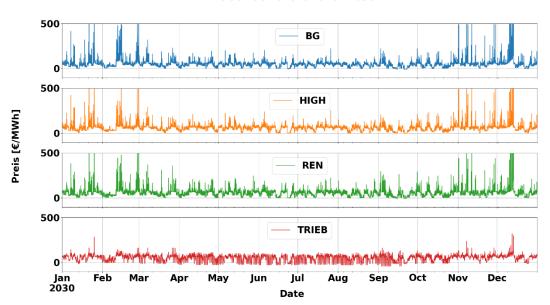
Abbildung 20: Strom-Preise Day-ahead-Markt für 2030 absteigend geordnet

In der Abbildung 20 sind die Preise für das Jahr 2030 absteigend dargestellt, diese sind jedoch im Bereich der Y-Achse angepasst, sodass Preise oberhalb der 400 €/MWh abgeschnitten sind. Preise oberhalb von 400 €/MWh treten in den Szenarien BG, HIGH und REN auf, am extremsten fallen diese im November aus, dort liegen sie bei bis zu 15.000 €/MWh. Diese Preispeaks entstehen durch eine nicht ausreichende Leistung auf der Erzeugerseite und treten über die gesamte Länge der Zeitreihen zwischen 9-mal (BG) und 67-mal (REN) auf.

Durch diese Preise kann das Kraftwerk zu diesen Zeitpunkten einen sehr hohen Gewinn erzielen, was sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt. In den Auswertungen wurde die Wirtschaftlichkeit des WSK sowohl mit als auch ohne diese Peaks ermittelt, um die wirtschaftliche Abhängigkeit des Kraftwerks von diesen Peaks zu überprüfen. Die Peaks wurden für die Zeitreihen REN auf 3000 €/MWh und 500 €/MWh limitiert, ebenso wurden die Preise auf ein Minimum von 0 €/MWh gedeckelt. Preise unterhalb der 0 €/MWh treten hauptsächlich in den Szenarien REN (ca. 10.000 mal) und TRIEB (ca. 46.000 mal) auf. Diese

Erhitzer/ el. Leistung Generator = 1).

Limitierung bedeutet nicht, dass Preispeaks oder negative Preise nicht auftreten können, jedoch kann die Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von diesen Preisen damit überprüft werden.



Preise nach Szenario für 2030

Abbildung 21: Preise nach Szenario für 2030

In der obigen Abbildung sind die ungeordneten Preise für das Jahr 2030 dargestellt, dabei wurde die Y-Achse auf den Bereich -100/500 €/MWh limitiert. Wie weiter oben bereits beschrieben, ist ein ähnlicher Verlauf der ersten drei Szenarien erkennbar, diese weisen Peaks zu Beginn des Jahres und am Ende des Jahres auf. Preise unterhalb von 0 €/MWh treten nur sehr begrenz auf. Im Szenario Trieb dagegen treten keine großen Peaks auf, zudem befindet sich der Preis häufig im negativen Bereich.

Insgesamt wurden durch diese Anpassungen acht Szenarien untersucht, mit bis zu 200 verschiedenen Anlagenkonfigurationen. Die Konfigurationen gehen von einer Anlage mit einer normierten elektrischen Leistung des Generators von 1 MW aus (Pout), die Speichergröße variiert von 2-20 Stunden Entladedauer und hat eine elektrische Beladeleistung von (0,2 bis 4) x Pout. Als Vergleich wurde eine Batterie mit einer Belade- und Entladeleistung von 1 MW gewählt und ebenfalls eine Entladedauer von 2-20 Stunden berechnet.

Die komplette Darstellung und Erläuterung der Ergebnisse würden den Rahmen dieses Berichtes übersteigen, daher werden im Anschluss nur die wichtigsten Ergebnisse dargestellt. Die untenstehende Darstellung zeigt beispielhaft die Ergebnisse für die Konfiguration 4/1, ein WSK mit einer Entladedauer von 4 Stunden bei maximaler Leistung und einem elektrischen Erhitzer mit einer elektrischen Leistung, welche gleich mit der des Generators ist (el. Leistung

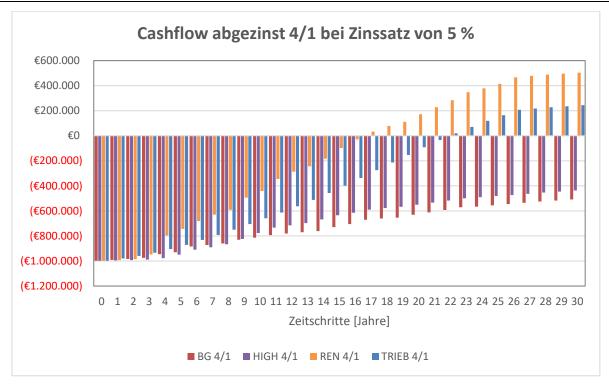


Abbildung 22: Cashflow 4/1 für WSK bei 5% Zins, ohne limitierten Preisen

Hier sind zunächst die vier Szenarien ohne Limitierung dargestellt, unter den verwendeten Kostenannahmen, einem Investitionszinssatz von 5% und einer Lebensdauer des Kraftwerks von 30 Jahren. Es ist zu erkennen, dass die Rückflüsse über die angenommene Lebensdauer nur im Fall des REN und TRIEB Szenarios ausreichen, um die Investitionskosten zu decken und einen positiven Kapitalwert zu erzielen. Die Szenarien BG und HIGH liegen jeweils weit im negativen Bereich. Eine Amortisation tritt für das REN Szenario nach 17 Jahren ein, für das Trieb Szenario nach 22 Jahren. Die Einnahmen und Ausgaben für den Betrieb des Kraftwerks wurden mittels linearem Optimierungsmodell für die jeweiligen Zeitreihen errechnet, Kapitalwert und andere Größen wurden im Nachgang errechnet. Dadurch ist es möglich, Kostenparameter und Zinssätze zu variieren.

Zinsen und Investitionskosten haben neben den Strompreisen einen erheblichen Anteil an der Wirtschaftlichkeit eines Investitionsprojektes. Zinssätze, bei denen sich ein Kapitalwert von Null ergibt, werden als interner Zinsfuß betitelt.

Wie bereits weiter oben beschrieben wurde, wurden die beiden Szenarien REN und HIGH in bestimmten Grenzen limitiert. Limitiert man die Preise auf 3000 €/MWh in der Höhe und auf 0 €/MWh in der Tiefe, erreicht die Konfiguration in keinem Szenario einen positiven Kapitalwert. Die Abhängigkeit des WSK von den hohen und den negativen Preisen ist dadurch ersichtlich. In der untenstehenden Abbildung ist die gleiche Konfiguration bei limitieren Preisen dargestellt.

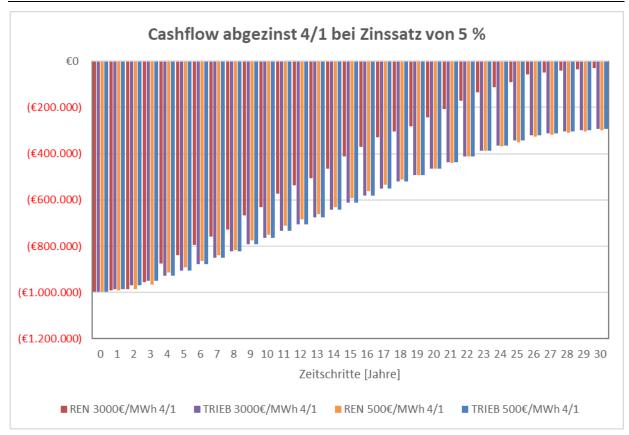


Abbildung 23: Casflow 4/1 für WSK bei 5% Zins und limitierten Preisen

Tabelle 4: Maximale Kapitalwerte/ Investitionssummen der betrachteten Szenarien, nicht limitierte Preise

	BG	HIGH	REN	TRIEB
Maximaler Kapitalwert/Investition	-0,459 €	-0,373 €	0,549 €	0,470 €
Interner Zinsfuß	0,72 %	1,51 %	8,78 %	7,94 %
Dazugehörige Konfiguration	4/0,6	4/0,4	4/0,6	8/3

Um die Szenarien übersichtlich vergleichen zu können sind in der obenstehenden Tabelle die maximalen Kapitalwerte/Investitionssumme der Szenarien bei einem Zinssatz von 5% abgebildet. Die Szenarien BG und HIGH erreichen für keine Konfiguration ein positives Ergebnis. Lediglich die Szenarien REN und TRIEB erreichen einen positiven Kapitalwert. Diese sind jedoch wie bereits gezeigt (vergleiche Abbildung 22 und Abbildung 23), abhängig von den Preispeaks und Negativpreisen. Die Konfigurationen sind mit 4/0,6 und 8/3 sehr verschieden, dadurch lässt sich der Unterschied der beiden Szenarien bereits gut erkennen. Im Trieb Szenario ist eine längere Speicherdauer von Nutzen, gleichzeitig ist die Beladeleistung um Faktor Drei größer als der Entladeleistung, dies hat hauptsächlich mit den negativen Preisen zu tun.

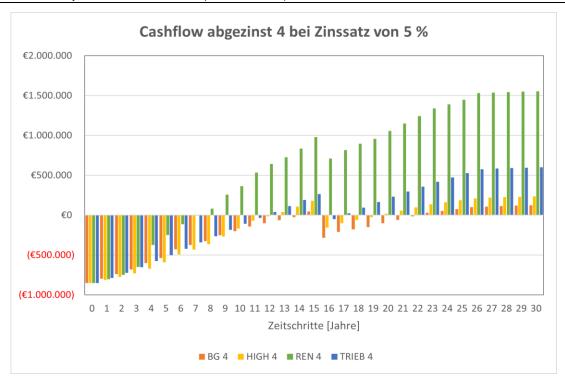


Abbildung 24: Cashflow 4/1 bei Batterie - 5% Zinsen, nicht limitierte Preise

Wie die Abbildung 24 zeigt, ist der Cashflow einer Batterie bei gleichen Randbedingungen¹ wie im WSK Beispiel bei allen Szenarien deutlich früher im positiven Bereich. Die Batterie hat immer ein Leistungsverhältnis von 1. Die Lebenszeit der Batterie wurde in diesem Fall auf 15 Jahre gesetzt, was eine erneute Investition nach 15 Jahren mit sich bringt.

Im Fazit des Benchmarks beim Einsatz als reine Stromspeicher schneiden die Batterien also deutlich besser als das WSK ab. Das ist aufgrund des deutlich höheren Strom-zu-Strom Wirkungsgrades nicht verwunderlich, da Batterien bereits bei einem kleineren Spread zwischen Hoch- und Tiefpreisen in "den Markt kommen". Allerdings schwindet dieser Vorteil hin zu größeren Speichertiefen (durch die geringeren CAPEX – Kostendegression von WSK zu größeren Speichertiefen) und zu günstigeren "Tiefpreisen" von Erneuerbaren bei hohem Dargebot oder Negativpreisen durch Überschüsse (z.B. um die Mittagszeit).

Die Ergebnisse der Optimierung für WSK zeigen, dass eine Investition unter den derzeit gegebenen Rahmenbedingungen aus rein wirtschaftlichen Erwägungen des Arbitragemarktes nicht sinnvoll erscheint. Die Preiszeitreihen sind allerdings keine perfekte Vorhersage der Preise, sondern zeigen ausschließlich eine mögliche Entwicklung bei einer Vielzahl von getroffenen Annahmen und wurden im Großteil, wie bereits erwähnt zu einem völlig anderen Annahmen Horizont getroffen als er heute gültig ist. Erschwerend kommt hinzu, dass der niedrige Wirkungsgrad einen Betrieb im Energy Only Markt nur schwer zu lässt (hoher

WSK: $\eta_{WSK} = 37.6 \%$, $C_{WSK\left(\frac{4}{1}\right)} = 997.560 \in \text{mit } \boldsymbol{I} = \boldsymbol{b} \cdot \boldsymbol{x}_1 + \boldsymbol{c} \cdot \boldsymbol{x}_2 + \boldsymbol{d} \cdot \boldsymbol{x}_3 + \sum (\boldsymbol{b} \cdot \boldsymbol{x}_1 + \boldsymbol{c} \cdot \boldsymbol{x}_2 + \boldsymbol{d} \cdot \boldsymbol{x}_3) \cdot \boldsymbol{a}_{\text{, dabei sind die Einzelposten: Einheit [% von Summe, <math>\epsilon$ /Mwel, ϵ /MWhth, ϵ /MWth]: Fixkosten (a) 30,4; E-Erhitzerkosten (b) 250.000; Speicherkosten (c) 25.000; Turbinen-/Generatorkosten (d) 106.000.

Baterie: $\eta_{Bat} = 90,24 \%$, $C_{Bat(4/1)} = 852.000 \in mit$ $I = b \cdot x_1 + c \cdot x_2 + \sum (b \cdot x_1 + c \cdot x_2) \cdot a$, dabei sind die Einzelposten: Einheit [%, \in /MWh, \in /MWel]: Fixkosten (a) 20; Speicherkosten (b) 150.000; Leistungskosten (c) 110.000.

¹ Randbedingungen:

erforderlicher Preisspread). Ergänzend ist anzumerken, dass sowohl für Batterie als auch WSK ausschließlich die Investitionskosten berücksichtigt wurden, Kosten für Personal und Versicherung wurden nicht kalkuliert.

Eine zukünftige Verwendung der WSK ist stark von den Rahmenbedingungen abhängig, diese können eine direkte Förderung oder Bevorzugung von Speichern beinhalten, aber auch die Förderung von Erneuerbaren Energien hat einen Einfluss auf die Betriebsmöglichkeiten.

Im Szenario TRIEB wurden bereits (vorab) sehr große Mengen PV installiert, diese haben einen positiven Einfluss auf das mögliche Betriebsverhalten der WSK, die Entladezeiten sind in diesem Szenario klar definiert. Die großen Mengen an PV-Strom führen zu einem erhöhten Bedarf an Speichern, wobei diese für einen Bereich von acht Stunden zur Verfügung stehen müssen. Eine weitere Interpretation und ein Ausblick wurden im Anschluss (siehe unten) in diesem Arbeitspaket abgeleitet.

Es zeichnet sich aus den Ergebnissen in AP 2.2 sowie den Betrachtungen der externen HPFC ab, dass ohne Ausbau der Gasturbinen Speichertechnologien zwar dringend benötigt werden, um einen massiven Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strommarkt bei Erhalt der Versorgungsqualität zu gewährleisten, das jetzige Markt- und Förderregime eine wirtschaftliche Realisierung nicht begünstigt. Am ehesten werden künftig geeignete Wirtschaftlichkeitsbedingungen bei Kurzzeitspeichern eintreten, Langzeitspeicher mit 8 Stunden Speicherzeit und mehr haben wirtschaftlich derzeit keine Chance ohne zusätzliche Maßnahmen, wie spezifische Förderungen. Hierzu wird unter dem AP 7 nochmals Stellung genommen und Vorschläge unterbreitet.

Die zuletzt berechneten Szenarien REN und TRIEB korrespondieren fast vollständig mit Ausbauzielen der Bundesregierung und bilden deshalb die geänderte Situation seit Mai 2021 gut ab. In beiden Szenarien zeigen WSK für größere Speichertiefen eine positive Wirtschaftlichkeit. Weitergehende Annahmen, z.B. aus dem Koalitionsvertrag sind hier noch nicht berücksichtigt.

Eine Zusammenfassung der Ergebnisse zeigt das folgende Diagramm. Je nach Szenario liegt der break-even-point von WSK im Vergleich zu Batterie zwischen 8h und 15h Speichertiefe.

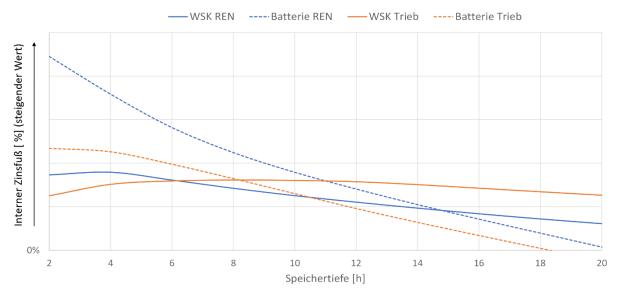


Abbildung 25: Zusammenfassung der Ergebnisse bzgl. dem internen Zinsfuß für WSK und Batterie, nicht limitierte Preise

2.2.4.3. Analyse zu deutschen Fernwärmenetzen und Abschätzung des Marktpotenzials für an diese gekoppelte thermische Stromspeicher

Die Ergebnisse zu diesem Thema wurden durch den Projektpartner SIJ als Vorarbeiten zum AP 3.5.2 erarbeitet und werden dort im Detail berichtet.

2.2.4.4. Marktpotential in Europa

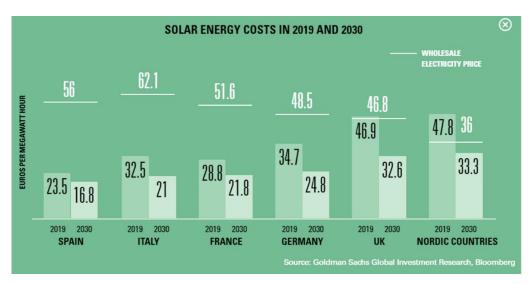


Abbildung 26: Erwartete Strommarktpreise und solare PV Stromerzeugungskosten in verschiedenen Ländern der EU (Quelle https://www.goldmansachs.com/insights/pages/infographics/europeanrenewables/)

Für das Marktpotential von Wärmespeicherkraftwerken in Europa gilt: Je günstiger die Stromerzeugungskosten für erneuerbaren Strom sind und je weiter ihr Kostenabstand vom mittleren Strommarktpreis ist, desto mehr lohnt sich auch die Speicherung dieses erneuerbaren Stroms und desto wettbewerbsfähiger wird der so gespeicherte Strom mit bislang fossil erzeugtem Strom aus Kohle- und Gaskraftwerken.

Abbildung 26 zeigt die von Goldman Sachs in 2019 recherchierten Strommarktpreise (Wholesale Electricity Price) für 2019 im Vergleich zu den Stromerzeugungskosten 2019 und 2030 für photovoltaischen Solarstrom in verschiedenen Ländern der EU. Größter Abstand zwischen diesen solaren PV Stromerzeugungskosten und Marktpreis 2019 zeigen Spanien und Italien. Bereits 2019 sind die solaren PV Stromerzeugungskosten in Spanien und Italien so wettbewerbsfähig, dass in diesen Ländern Kohlekraftwerke mit ihren hohen CO₂ Abgaben mangels Wettbewerbsfähigkeit praktisch nicht mehr in den Tagesmärkten ans Netz gegangen sind. Der Ausstieg aus der Stromerzeugung mit Kohle hat sich in diesen Ländern beschleunigt.

Iberia intraday generation on a spring day Curtailment 2050 Discharging 2020 2025 100 100 Solar 100 Wind 80 80 80 Dispatchable Nuclear 60 60 60 - Demand 40 40 40 20 20

Abbildung 27: Entwicklung der Tagesstromerzeugung auf der iberischen Halbinsel an einem Tag im Frühling von 2020 über 2025 bis 2030 (Quelle: BloombergNEF))

Mit der Volatilität der Gaspreise ab Beginn 2021 ist der mittlere Tages-Strommarktpreis auf über 200 €/MWh gestiegen und hat die Wettbewerbsfähigkeit von solaren PV Strom mit Speichern weiter erhöht. Ähnliches gilt für Griechenland, wo alle heute laufenden Braunkohlekraftwerke bis 2028 abgeschaltet werden sollen. Diese südlichen EU Länder bieten daher bestes Einstiegspotential für WSK mit solarer PV Stromerzeugung.

Abbildung 27 zeiat die diesem Hintergrund erwartete Entwicklung der vor Tagesstromerzeugung auf der iberischen Halbinsel (Spanien & Portugal) an einem Beispieltag im Frühjahr von 2020 über 2025 bis 2030. Mit der wachsenden Implementierung von neuer solarer PV Stromerzeugungskapazität wächst der mittägliche Überschuss. Um das "Curtailment" - Abregelungen zu reduzieren plant Spanien in seinem Integrierten Nationalen Energie und Klima Plan (PNIEC), bis 2030 die Speicherkapazität um 11 GW zu erweitern. 5 GW davon sind für solarthermische Kraftwerke mit 9h Speicherkapazität vorgemerkt, 3.5 GW für zusätzliche Pumpspeicherkraftwerke und weiter 2.5 GW für Batterien Speicherkapazität.

Die spanische Regierung hat für die Regionen, in denen Kohleminen und/oder Kohlekraftwerke stillgelegt sind/werden, Ausschreibungen für sozial gerechte Energiewende-Projekte vorzugsweise mit Energiespeicherung ("Transicion Justa") angekündigt, die für WSK Projekte eine gute Markteintrittschance bieten. Ähnliche Ausschreibungen stehen in Griechenland und Italien an.

Während Deutschland dank seiner zentralen Lage in Europa seinen Residuallastbedarf zu eine großen Teil im Verbund mit den nordischen Ländern mit ihren erheblichen Wasserkraftreserven und Frankreich mit seiner Kernkraftkapazität absichern kann, verfügen die iberische Halbinsel, Italien und Griechenland aufgrund ihrer geografischen Lage über nur sehr geringe Reservekapazitäten aus dem Verbund mit den Nachbarländern und müssen daher – ähnlich wie Großbritannien mit seinem Inselnetz – für ihre Energiewende von fossiler zu erneuerbarer Stromerzeugung viel größere Speicherkapazitäten aufbauen. Aufgrund des hohen zeitlichen Drucks zur Veränderung, allein aus wirtschaftlichen Gründen, haben Wärmespeicherkraftwerke hier ein hohes Marktpotential.

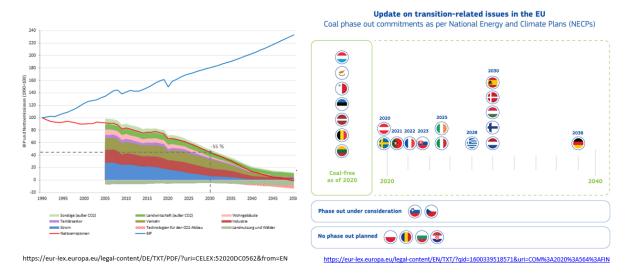


Abbildung 28: Ausbauziele Erneuerbare in Europa und Kohleausstieg

Bei den Plänen zum Kohleausstieg in Europa bildet Deutschland (zumindest derzeit noch) eher eines der Schlusslichter, wie die vorstehende Abbildung zeigt. Die Vielzahl der anstehenden Veränderungen in Europa bieten auch hier vielfältige Chancen für die WSK den Ausbau Erneuerbarer Energie abzusichern und eine gesicherte Versorgung in Europa zu unterstützen.

2.2.4.5. Marktpotential Weltweit, Umrüstung von Kohlekraftwerken in Wärmespeicherkraftwerke für den weltweiten sozialverträglichen Kohleausstieg

Abweichend von der Situation in Deutschland und den meisten nordeuropäischen Ländern ist in vielen Ländern des Sonnengürtels bereits heute die Erzeugung von Solarstrom aus PV-Anlagen die günstigste Stromerzeugungsart. Allerdings ist das Ausbaupotential begrenzt durch die zeitliche Verfügbarkeit von direkt erzeugtem Solarstrom. Parallel besteht sowohl aus Gründen der Kosteneffizienz als auch aus Gründen der CO₂ Einsparung verstärkt der Bedarf am Ausstieg aus fossilen Energiequellen, insbesondere aus der Stromerzeugung mit Kohle, wie die nachfolgende Grafik zeigt.

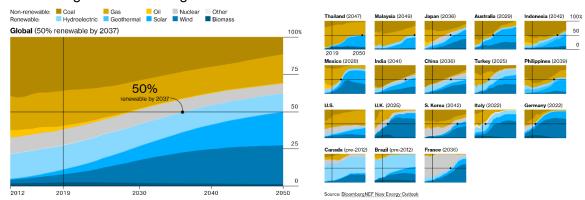


Abbildung 29: Ausbau der Erneuerbaren Weltweit, Quelle: https://www.bloomberg.com/graphics/2019-can-renewable-energy-power-the-world

Die in diesem Projekt für Deutschland untersuchten Konzepte zur Umrüstung von Kohlekraftwerken in Wärmespeicherkraftwerken können einen wichtigen Beitrag zum

beschleunigten Ausstieg aus der Kohleverstromung weltweit leisten und zu einer sozialgerechten und inklusiven Transformation beitragen. Damit können sie einen wichtigen Beitrag zu den COP 26-Erklärungen zum Kohleausstieg – nämlich der "Global Coal to Clean Power Transition" sowie der "Supporting the conditions for a Just Transition internationally" Erklärung beitragen, zu der sich am 4. November Deutschland sowie die Europäische Union verpflichtet haben.



Installierte-Kohlekraftwerkskapazität-in-Energiepartnerschaftsländern---Mit-mehr-als-20-Partnerländern-sind-die-Energiepartnerschaften-und-Energie-Zieldaloge-zentrale-Instrumente-der-Energieaußenpolitik-des-Bundesministeriums-für-Wirtschaft-und-Energie-Sie-bilden-ein-weltweites-Netzwerk-zwischen-Deutschland-und-den-Ländern, die-einen-Transformationsprozess- ihrer- Energiesysteme- anstreben. Die- Umrüstung- von- Kohlekraftwerken- in- Wärmespeicherkraftwerke- kann- ein- wichtiger- Schritt- zur- weltweiten- Energiewende- werden- und- bietet- die-Gelegenheit, Lösungsstrategien- zum-Kohleausstieg- gemeinsam- von- Deutschland- und- seinen- Energiepartnern- zu- erzheiten.

Abbildung 30: Energiepartnerschaften und Kohlekraftwerke

Mit den entwickelten Technologiekonzepten können weltweit bestehende Kohlekraftwerke mit thermischen Hochtemperatur-Speichersystemen umgerüstet werden, die mit volatilem erneuerbarem Strom beladen werden und bei der Entladung an Stelle des Kohlekessels Dampf erzeugen, der den bestehenden Dampfturbinen-Generator des Kohlekraftwerks antreibt. Ausgediente Kohlekraftwerke können so vollständig dekarbonisiert, nun mit erneuerbaren Energien betrieben werden, große Teile der oft neuwertigen Infrastruktur der Kraftwerke kann kosteneffektiv weiter genutzt und auch ein Großteil der Kraftwerksarbeitsplätze im Rahmen einer "just transition" erhalten bleiben. Besonders für Schwellen- und Entwicklungsländer ist das interessant.

Eine Umrüstung ist insbesondere in solchen Ländern interessant, die ein großes Potential solarer Stromerzeugung haben und damit einen täglichen Lade-/Entladezyklus von jeweils 8-12 Stunden haben. Besonderer Vorteil ist dabei die Fähigkeit dieser umgerüsteten Wärmespeicherkraftwerke, mit ihrer drehenden Masse und Kapazitätsreserve die Versorgungssicherheit beim weiteren Ausbau variabler Erneuerbarer zu gewährleisten.

Zum Nachweis der wirtschaftlichen Machbarkeit und des Dekarbonisierungs-Potential einer solchen Umrüstung von Kohlekraftwerken in Wärmespeicherkraftwerke erfolgte in Chile im Rahmen des GIZ-Projektes "Dekarbonisierung des Energiesektors in Chile" im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) – in enger Zusammenarbeit mit dem chilenischen Energieministerium und dem nationalen Stromnetzkoordinator "Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) von Chile, sowie den Kohlekraftwerksbetreibern AES-Gener und Engie an konkreten Projekten.

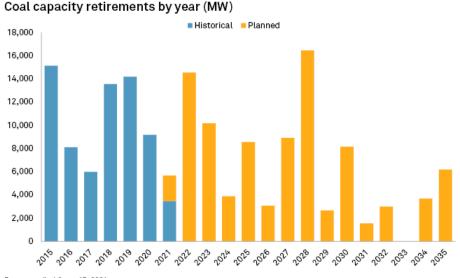
Das DLR und die GIZ beabsichtigen in ausgewählten Schwellen- und Entwicklungsländern gemeinsam die folgenden Lösungsschritte zum Kohleausstieg zu erarbeiten:

 Bestimmung des Systemnutzens, der Kosten/Einsparungen und der GHG-Reduzierung von Kohleausstiegs-Szenarien, die eine Umrüstung bestehender Kohlekraftwerke in Wärmespeicher-kraftwerke bei gleichzeitigem Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung modellieren:

- Einstufung des Umrüstungspotenzials der bestehenden Kohlekraftwerke in den jeweiligen Ländern und Entwicklung eines entsprechenden Umrüstungs- und Abschalt-Zeitplans dieser Kohlekraftwerke;
- Entwicklung eines Detail-Engineerings für die Umrüstung von Kohlekraftwerken samt Einholung von kommerziellen Angeboten für Demonstrationsanlagen in den Ländern;
- Untersuchung der bestehenden Strommarkt-Regulierung der Länder und gemeinsame Erarbeitung von Regulierungsempfehlungen, um ein tragfähiges Speicher-Geschäftsmodell zu etablieren, das die Investition und den Betrieb solcher Kohlekraftwerksumrüstung rentabel macht.

Im Rahmen der Neubewertung der Energieversorgung in den Ländern des westlichen Balkans veranstaltete das DLR einen Workshop zu WSK und konnte dabei insbesondere Nordmazedonien für den Umbau seiner Kohle- und Schwerölkraftwerke interessieren. Eine Machbarkeitsstudie hierzu befindet sich in Vorbereitung, in Anlehnung an die Vorgehensweise in Chile – gemeinsam mit der GIZ. Im Rahmen der Machbarkeitsstudie soll untersucht werden, inwieweit sich die geografische Lage der Kraftwerke an zentralen Netzknoten und in der Nähe der Nachbarländer als Speicher und Renewable Hub für die Region nutzen lässt.

In den USA werden 93GW an Kohlekraftwerken von 2021 bis 2035 stillgelegt werden – Abbildung 11 zeigt die jährlich geplanten Kohlekraftwerksstillegungen.



Data compiled Sept. 15, 2021.

Planned retirements include those approved by regulatory bodies and those announced for closure but still pending regulatory approval. Also includes company announcements of broader coal capacity phaseouts.

Announced retirements are compiled on a best-effort basis.

Source: S&P Global Market Intelligence

Abbildung 31: Geplante Kohlekraftwerks-Stilllegungen in USA (Source: S&P Global Market Intelligence)

Am 15. September veröffentlichte der US Bundesstaat Illinois ein 280 Millionen US Dollar Förderungs Paket für die Umwandlung von Kohlekraftwerken in Solar- und Speicherkraftwerke. (https://investor.vistracorp.com/2021-09-15-State-of-Illinois-Enacts-Landmark-Energy-Transition-Legislation-That-Includes-Vistras-Coal-to-Solar-Energy-Storage-Initiative).

Am 19. November 2021 hat das US Repräsentantenhaus ein Paket von 555 Milliarden US Dollar für Klimaschutz-Maßnahmen verabschiedet. Kohlekraftwerksbetreiber wir Duke Energy, Luminant und Xcel Energy sehen eine große Chance, daraus finanzielle Unterstützung für die Umrüstung ihrer Kohlekraftwerke in Wärmespeicherkraftwerke zu erhalten.

Das US DoE ist vor diesem Hintergrund an einer Zusammenarbeit mit der zukünftigen Bundesregierung auf dem Gebiet der Umrüstung von Kohlekraftwerken in WSK sehr interessiert.

2.2.4.6. Ausblick zu Marktchancen der WSK

Insgesamt betrachtet, sowohl für Deutschland, Europa als auch weltweit, bedeuten die ambitionierten CO₂ Einsparungsziele einen zunehmend verstärkten Ausbau der im zeitlichen Dargebot begrenzten Erneuerbaren Energien und werden damit den weltweiten Ausbau von Speichertechnologien beschleunigen. Die WSK finden, wie die bisherigen Ausführungen zeigen, insbesondere ihr Einsatzgebiet dort wo es günstige Preise für Strom aus Erneuerbaren, kombiniert mit hohen Schwankungen im Angebot z.B. über den Tag-Nachtverlauft gibt. Sie sind eine wichtige Technologieoption auch neben elektrischen Batterien, insbesondere wenn es um schnelle Umsetzung und die Verwendung bestehender Infrastruktur geht.

Für Deutschland (und Europa) kann festgehalten werden, dass WSK unter den geänderten Randbedingungen eines deutlich beschleunigten Ausbaus der Erneuerbaren wesentlich bessere Marktchancen haben als bisher betrachtet. Dies gilt umso mehr, wenn zusätzlich weitere, für WSK günstige Randbedingungen als Grundlage herangezogen werden. Dazu gehören insbesondere:

- Bereits unter den heutigen Marktbedingungen sind WSK bei größerer Speichertiefe technologisch eine verfügbare Option (CSP-KW mit Salzspeichertechnik im Bereich mehrere 1000 MWh betriebserprobt)
- Unter Berücksichtigung des Potentials von Wärmepumpen zur Beladung der WSK verringert sich der Nachteil zu BAT bei Betriebskosten deutlich (Carnotwirkungsgrad -Studie DOE Malta & Duke in USA)
- Erhebliche Beschleunigung von Ausbauszenarien mit WSK wegen Nutzung von bestehender Infrastruktur möglich (Netzknoten, Hardware)
- In den nächsten Jahren liegt der Schwerpunkt des Batterieeinsatzes bei der Bedarfsdeckung der E-Mobilität, Überschussproduktion für KW Bereich erst später -> angenommene Kostendegression ggf. zu optimistisch
- Begrenzte Ressourcen (z.B. Lithium) stehen für die Herstellung der Batterien zur Verfügung, Speichermedien der WSK keine Resourcenkonkurrenz
- Deutsche Industrie bereits heute stark präsent bei WSK-Technologien (Siemens, Steinmüller Engineering, MPS, KAM, etc.)
- Risikominimierung aus einer Gesamtsicht heraus: REN Ausbauziele (und resultierender Speicherbedarf) sind so herausfordernd, dass nur unter paralleler Nutzung aller technischer Möglichkeiten (WSK und BAT) eine Erreichung realistisch- alle Technologieoptionen weiterführen
- Intensive Nutzung in der Industrie und bei Stadtwerken ist in Kombination mit Wärmesenken möglich
- die Internationale Aktivitäten haben in den letzten 6 Monaten erheblich zugenommen (die Situation im Rheinischen Revier stellt eine Sondersitutation dar)

Ziel des Projektes war es die Grundlagen für die Realisierung einer großen Demoanlage an einem Braunkohlestandort der RWE zu legen. Ein wichtiger Schritt dabei war die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit künftiger Anlagen im Anschluss an die Demoanlage. Die größte Herausforderung dabei ist der Blick, weit in die Zukunft. Eine künftige kommerzielle Anlage wäre nicht vor 2030 im Bau und muss in den 30'er bis 50'er Jahren ihre Wirtschaftlichkeit an dem

dann herrschenden Strom- und Energiemarkt finden. Ein Blick so weit in die Zukunft ist schwierig und von vielen schwer vorhersehbaren Annahmen geprägt.

Das zeigt ein Blick in die Vergangenheit: Hätte jemand vor 25 Jahren vorhergesagt, dass der im Jahr 2020 in Deutschland verbrauchte Strom etwa zur Hälfte Erneuerbar sein wird, hätte das wohl kaum jemand als realistisches Szenario bewertet.

Die unterschiedlichen Projektpartner haben bei der Aufstellung von Szenarien ganz unterschiedliche Herangehensweisen, ein Anlagenbetreiber muss einen realistischen Business Case finden, in dem sich unter den heute bekannten Annahmen eine künftige Anlage "rechnet" und dessen Eintreten eine hohe Wahrscheinlichkeit ohne große Risiken aufweist.

Die Forschungsinstitute FHA und das DLR haben dagegen die Aufgabe Wege hin zu neuen Technologien zu weisen, auch wenn sie heute nicht kommerziell verfügbar sind oder einen "wirtschaftlichen Erfolg sicher versprechen". Die vor diesem Hintergrund beschafften unterschiedlichen "Zukunftsszenarien" führen naturgemäß zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen und Einschätzungen zu Marktchancen und Wirtschaftlichkeit. Diese wurden in verschiedenen AP's ermittelt und verglichen. Allen Berechnungen liegen Annahmen zugrunde – entweder die heutigen Randbedingungen – oder Annahmen zu künftigen Szenarien-, die zum Zeitpunkt der Durchführung der Arbeiten teilweise noch unwahrscheinlich, wenn auch umweltpolitisch notwendig erscheinen:

- Im AP 2.2 den Systemischen und Volkswirtschaftlichen Ansatz (Franz Trieb)
- In AP 2.4, 3.5.1 und 4.4 als Zwischenspeicher für Überschussstrom aus dem Netz (Kaufen / Verkaufen) unter verschiedenen Preisszenarien
- Im AP 3 den Ansatz als Komponente eines KWK Systems

Die Berechnungen von NOWUM für die Szenarien High & BG entsprechen weitgehend den RWE Berechnungen. Im Ergebnis sind alle Strom-Speicher bei den Szenarien High und BG unwirtschaftlich, die Batteriespeicher im Benchmark aber deutlich besser.

Mit dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts und der daraus resultierenden Zielanpassung der Bundesregierung im Mai 2021 (Klimaneutralität in 2045 für Deutschland), sowie den ab 2022 anstehenden neuen Gesetzgebungsplänen der neuen Bundesregierung haben sich die Grundlagen der Betrachtung aus diesem Projekt nachträglich nochmals erheblich verändert, wie es der Koalitionsvertrag feststellt:

...Wir legen bis Mitte 2023 eine "Roadmap Systemstabilität" vor,... Wir werden Speicher als eigenständige Säule des Energiesystems rechtlich definieren ...

Speicher sollen im Zusammenhang mit den Netzen als eigene Säule des Energiesystems etabliert werden. Dies wird mittelfristig nur unter Nutzung aller Technologieoptionen möglich sein. Gerade den WSK als schnell verfügbare Option zur Nutzung bestehender bereits genehmigter Standorte und damit ohne große bürokratische Hürden umsetzbarer Speicheroption kommt hierbei künftig eine hohe Bedeutung zu.

Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass zukünftig ein Ausbau der "Tagesspeicher" wahrscheinlicher wird, da sich der Tageszyklus insbesondere durch den Ausbau der Solarenergie stärker aufprägen wird. WSK können dabei die neuen "Pumpspeicherkraftwerke" werden, da deren Ausbau nur noch sehr eingeschränkt in Deutschland möglich ist.

Zum Erreichen der ambitionierten Ziele wird künftig die Nutzung aller Speichertechnologieoptionen parallel zueinander erforderlich werden, Batterien für kleinere Speichertiefen und WSK für größere Speichertiefen. HT- Wärmepumpen sind eine interessante Option, die die Wirtschaftlichkeit eines WSKs auch bei kleinen Speichertiefen positiv beeinflussen kann. Deshalb ist hier unbedingt eine zusätzliche Technologieentwicklung anzustreben.

Die Nutzung existierender Infrastruktur durch WSK kann überaus sinnvoll sein (Ressourcenschonung & schneller Ausbau) und sollte trotz Eintrittsbarrieren im Markt für WSK unbedingt genutzt werden.

Da die bisherigen Betrachtungen nur das Arbitragemodell berücksichtigen, wird künftig die Einbeziehung weiterer Zusatznutzen in kommenden Untersuchungen von großer Wichtigkeit sein. Dazu gehören insbesondere:

- Netzdienlichkeit Regelenergie (Sekundär, Tertiärregelenergie, rotierende Massen)
- · Direktvermarktung PPA
- Nutzung der WSK in Kombination mit Abwärmenutzung
- Direkte Verknüpfung des REN Ausbaus mit WSK (insbesondere EU und Welt)
- Mögliche Fördermechanismen für Speicher sollten erarbeitet werden

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die WSK interessante Zukunftschancen im Hinblick auf die aktuell sich sehr schnell verändernde Situation im Energiemarkt bieten. Zur Sicherung und Nutzung aller Technologieoptionen sollte die WSK Technologie unbedingt weiter betrachtet, optimiert und ihre Umsetzung vorangetrieben werden.

Wichtige Zukunftsziele für die WSK Technologie sind künftig:

- die weitere konkrete Untersuchungen im Sinne der oben genannten zusätzlichen Werttreiber
- die Entwicklung geeigneter Bewertungstools
- die Weiterentwicklung der technischen Anlagenkomponenten, insbesondere mit Blick auf die Verbesserung der Systemwirkungsgrade sowie CAPEX und OPEX Kosten auch zum Erhalt der Technologieführerschaft für thermische Kraftwerksanlagen in Deutschland und Europa als Exportartikel
- Nutzung der Technologiepotentiale in der KWK und Sektorenkopplung
- die Erprobung und Demonstration der Technologie unter geeigneten Randbedingungen mit verschiedenen Partnern aus Industrie – Herstellern und Betreibern auch von Stadtwerken und Industriebkraftwerken.

WSK können eine kurzfristig verfügbare Option im großtechnischen Maßstab darstellen, unter weitgehender Nutzung bestehender Infrastruktur, sozialverträglich den massiven Ausbau Erneuerbarer Energie als Grundlast- und Regelenergiefähige Stromerzeugung sicherzustellen und so einen erheblichen Beitrag zu CO₂ freien Strom- und Wärmeerzeugung in Zukunft zu leisten.

Weitere abschließende Bemerkungen und Feststellungen hierzu finden sich in dem Bericht zum AP 7 dieses Projektes.

2.3. AP 3: Technisches Konzept und Gesamtdesign eines zukünftigen Wärmespeicherkraftwerks durch Erweiterung von bestehenden kommerziellen Kohlekraftwerken (Zielanwendung) (RWE, DLR, FHA)

In diesem Arbeitspaket wurden konzeptionelle Arbeiten für WSK mit Elektroerhitzer durchgeführt. Dazu wurden zunächst Konzepte zu Verschaltungsvarianten und Subkomponenten für den kommerziellen Maßstab entwickelt und diese anschließend unter gleichen Randbedingungen bewertet. Dabei stand im Vordergrund, dass trotz innovativem Technologieeinsatz eine kurzfristige Implementierbarkeit und Finanzierbarkeit (bankability) gewährleistet ist. Als Ergebnis steht das technische Konzept eines Referenz-Wärmespeicherkraftwerks zur Verfügung.

Weiterhin wurden in diesem Arbeitspaket Simulations- und Berechnungsmodelle erstellt, um die Wechselwirkungen der Komponenten sowie das dynamische Verhalten der neuen Komponenten des WSK im Prozessmodell zu analysieren und in einem weiteren Schritt die techno-ökonomische Analyse durchführen zu können.

Die Schwerpunkte der Arbeiten für das gesamte AP3 waren aufgeteilt in Arbeiten für WSK ohne Kraft-Wärme-Kopplung (koordiniert vom Projektpartner DLR) und WSK mit Kraft-Wärme-Kopplung (koordiniert vom Projektpartner FHA):

2.3.1. AP 3.1 Festlegung der Randbedingungen

In diesem Arbeitspaket wurden auf Basis der Ergebnisse von AP2.1 die Randbedingungen für die weitere Bearbeitung des AP3 festgelegt. Aus Gründen der besseren Übersicht wurden die Ergebnisse gemeinsam mit dem Teil-Bericht in AP2.1 dokumentiert. Für die ausgewählten 600 MW_{el} und 1000 MW_{el} Referenz-Bestandskraftwerke wurden auf Basis der von RWE bereitgestellten Basisinformationen die detaillierten Spezifikationen anhand von erstellten Simulationsmodellen in Ebsilon abgeleitet. Die folgende Tabelle zeigt eine Zusammenfassung dieser abgeleiteten Spezifikationen.

Tabelle 5: Abgeleitete Auslegungsparameter der Referenz-Bestandskraftwerke im Kohlebetrieb

Bezeichnung	Einheit	600 MW _{el} -Klasse	1000 MW _{el} -Klasse
Kohlekessel			
Wirkungsgrad	[%]	88,4	90,5
thermische Leistung aus Kohle	[MW _{th}]	1704	2450
Dampfkreislauf			
Bruttonennleistung	[MW _{el}]	642	1100
thermische Leistung (Input)	[MW _{th}]	1507	2222
elektrischer Bruttowirkungsgrad	[%]	42,6	49,5
Frischdampf (FD)			
Druck/ Temperatur	[bar]/ [°C]	160/ 525	270/600
ZÜ-Dampf			
Druck/ Temperatur	[bar]/ [°C]	31/522	52/ 603
Kühlbedingungen			
Kühlwassertemperatur	[°C]	22	22
Power Block			
Nennleistung - Brutto	[MWel]	642	1100
Nennleistung - Netto	[MW _{el}]	601	1050
elektrischer Bruttowirkungsgrad	[%]	37,7	44,9
elektrischer Nettowirkungsgrad	[%]	35,3	42,9

Seite: 47

2.3.2. AP 3.2 Konzepte für zukünftige Erweiterungen von Kohlekraftwerken durch einen Hochtemperatur-Wärmespeicher und elektrischer Beheizung

In diesem Arbeitspaket wurden die Konzepte für die zukünftige Erweiterungen von Kohlekraftwerken durch einen Hochtemperatur-Wärmespeicher und elektrischer Beheizung entwickelt und vorbewertet und letztendlich die Konzepte, die in den nachfolgenden Arbeitspaketen weiter betrachtet werden sollten, priorisiert und ausgewählt.

Ausgehend von den Randbedingungen, welche die Partner gemeinsam in AP2.1 und AP3.1 erarbeitet haben, und dem Stand der Technik, wurden verschiedene Konzepte erarbeitet. Beim Stand der Technik wurden folgende Schwerpunkte gesetzt: Bekannte Konzepte für WSK, RWE Kohlekraftwerke (Definition von Referenzklassen 600MW und 1000MW für StoreToPower), Salzspeichersysteme für WSK (auf Basis vom Stand der Technik bei CSP-Kraftwerken), aktueller Stand bei Elektroerhitzern, Feststoffspeichersysteme (Beispiel Solarturm Jülich) und Konzepte und Möglichkeiten für KWK.

Von den Projektpartnern wurden innerhalb von Fachdiskussionen und Workshops folgende 12 Konzepte für die weitere Betrachtung im AP3 definiert (siehe Abbildung).

Übersicht der Konzepte:

- V1 bis V5: Benchmark-Technologien zur Stromspeicherung im großen Maßstab Konzepte mit Li-Ionen Technologie oder Pumpspeicherkraftwerke, jeweils optional mit GT als Back-up, Power-to-Gas-to-Power mit GuD
- V6 bis V9: Konzepte mit Salzspeichertechnologien, entweder zur Nachrüstung/ Umbau von bestehenden Kohlekraftwerken oder zur Errichtung von neuen Kraftwerken ("grüne Wiese")
- V10 bis V12: Konzepte mit Feststoffspeichertechnologie entweder zur Nachrüstung/ Umbau von bestehenden Kohlekraftwerken oder zur Errichtung von neuen Kraftwerken ("grüne Wiese")

		Benchmark-Te	chnolgien				WSK mit Salzs	peicher			WSK mit Fests	toffspeicher	
		V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	V8	V9	V10	V11	V12
		Ref-Bat-GT	Ref-Bat	Ref-PHS-GT	Ref-PHS	Ref-PtGtP-	Salz-DT-Kohle	Salz-DT-Kohle-	Salz-DT-Gas	Salz-GuD	Feststoff-DT-	Feststoff-GuD-	
						GuD		KWK		dampfseitig-	Kohle	Gas	dampfseitig-
Komponente										Gas			Gas
HTF	salz						×	×	x	×			
	Thermoöl												
	Luft drucklos										×	x	x
	Luft druck												
	Dampf												
	Flüssigmetall												
	Partikel												
Leistungsbereich	10-100MWel												
	>100MWel	x	x	×	×	×	x	x	×	x	x	x	x
Umrüstung Kohlekraftwerk							x	x			x		
	"grüne Wiese"								x	x		x	x
Wärmespeichertechnologie							×	x	x	x			
	Feststoff										×	×	x
Typ Elektroerhitzer	Widerstandsheizer						x	x	x	x	x	x	×
ĸw	DT												
KW	GT						х	x	x		х		
	GuD	×		x								x	
	GuD, Wärme auf Dampfseite					x						x	
Speichertechnologie Strom				x	x					x			×
Speicher technologie strom	Li-lon Battery			^	^								
	PowerToGasToPower	×	x			x							
	rowerrogastorower					^							
Brennstoff Hybridisierung	Kohle						x	x			x		
bremston nybridiserang	Gas	×		×		x			x	×	, î	x	x
	ÖI	_ ^		^		^			^	^		^	
	Bio												
Betriebsweise													
KWK	Wärme							×					
	Kälte												

Abbildung 32: Definierte Konzepte in AP3

Aufgrund der begrenzten Ressourcen im AP3 musste die Anzahl der Konzepte weiter reduziert werden, um die erfolgsversprechenden Konzepte weiter einzukreisen, die dann im späteren Verlauf des AP3 weiter detailliert analysiert werden sollten.

Hierzu wurde eine Bewertungsmethode angelehnt an die QFD-Analyse (Quality Function Deployment) von den jeweiligen Expertenteams der Projektpartner eingesetzt, welche anhand

des verfügbaren Wissenstands zu einer Priorisierung geführt hatte. Bei dieser Vorbewertung ging es nicht darum einen "Sieger" zu identifizieren (hierzu fehlten noch zu viele entscheidende Ergebnisse und Erkenntnisse), sondern darum die Anzahl der Konzepte einzuengen, die unter gleichen Randbedingungen analysiert werden sollten.

Aufgrund der Ergebnisse und der anschließenden ausführlichen Diskussion zwischen den Experten der Projektpartner RWE, DLR und FHA wurden dann folgende Prioritäten gesetzt: V1, V3, V6, (V7 als Erweiterung von V6), V8 und V10.

Mit den Projektpartnern wurde vereinbart, dass die Benchmarktechnologien V1 und V3 im AP2.2 weiter betrachtet werden sollen.

Die folgende Abbildung zeigt die priorisierten Konzepte. V11 wurde im weiteren Verlauf des Vorhabens ohne eine Vorschaltgasturbine, jedoch mit einem Gaskessel betrachtet, um mit den Konzepten mit Salzspeicher vergleichbar zu sein.

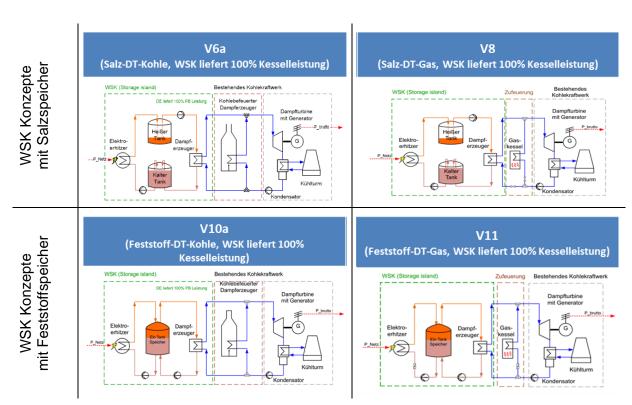


Abbildung 33: Skizzen der priorisierten Konzepte

2.3.3. AP 3.3 Technisches Konzept und Gesamtdesign eines Referenz-Wärmespeicherkraftwerks

In diesem Arbeitspaket wurden konzeptionelle Arbeiten zum Design des Referenz-Wärmespeicherkraftwerk durchgeführt, indem Lösungen für effiziente Anlagenkonfigurationen mit Elektroerhitzer erarbeitet wurden. Das Ziel war es das technische Konzept des Referenz-Wärmespeicherkraftwerks zu definieren.

AP 3.3.1 Betriebsweisen im Referenz-WSK

Die Betriebsweisen mit dazugehörigen Betriebszuständen und den Übergängen zwischen den Betriebszuständen für das Referenz-WSK wurden auf Basis der Salzspeichertechnologie definiert. Diese wurden auf Basis der Kenntnisse aus dem Bereich der Salzturmtechnologie bei den solarthermischen Kraftwerken abgeleitet und für die WSK angepasst. Die Betriebsführung entscheidet maßgeblich über einen sicheren und effizienten Betrieb. Gerade bei Systemen mit flüssigem Salz muss in allen Betriebszuständen vermieden werden, dass das Salz in den

Komponenten einfrieren kann. Daher werden detaillierte Betriebszustände definiert. Diese Ergebnisse sind auch eine wichtige Basis für die Entwicklung des Regelkonzeptes und des dynamischen Systemmodells. Daher sind hierzu im Teil-Bericht für AP3.5.2 dynamische Simulation dokumentiert, siehe auch 2.3.5.4 zu AP 3.5.2.3: Dynamisches Modell.

Auf Basis der definierten Betriebszustände werden daraus für die Energie-Ertragsmodellierung in AP3.5 die möglichen Betriebszustände für die technischen Konzepte ausgearbeitet, siehe Beispiel in Abbildung 34.

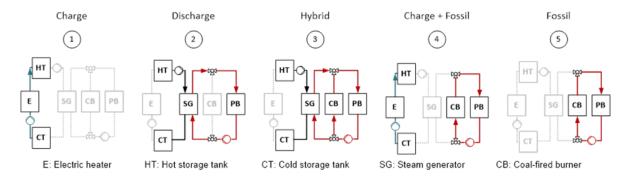


Abbildung 34: Betriebszustände des WSK für die Ertragsmodellierung und -berechnung am Beispiel des Konzeptes mit Salzspeicher und Zufeuerung durch einen Kohlekessel

Für einen realen Betrieb des Kraftwerks ist eine Aneinanderreihung der Betriebszustände mit zugehörigen Übergängen zwischen den Betriebszuständen erforderlich. In Abbildung 35 ist im Beispiel der Betrieb für 24h = 1 Tag gezeigt. Wie das WSK tatsächlich in jedem Tag für ein Jahr betrieben wird ist von mehreren Faktoren wie Lastanforderung und Verfügbarkeit von einzuspeicherndem Strom und deren Strompreisen usw. abhängig.

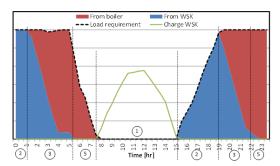


Abbildung 35: Beispiel für die Darstellung der Betriebszustände des WSK und die Übergänge im Tagesablauf

Der reale Betrieb des WSK, die Strompreisprognosen und die Energieszenarien für die Zukunft unterscheiden sich jeden Tag im Verlauf eines Jahres. Diese Betriebsweise wird im Folgenden als "dynamisches Profil" bezeichnet. Zusätzlich dazu wurde eine vereinfachte Betriebsweise definiert, um die Konzepte und Varianten direkter vergleichen zu können. Hierzu wurde ein sogenanntes Tagesprofil eingeführt, siehe Abbildung 36 links. Betrachtet man den Betrieb eines ganzen Jahres erfolgt somit der Betrieb für jeden Tag entsprechend dem Tagesprofil. Das dynamische Profil basiert auf dem "Green Deal" Szenario vom Jahr 2030 (sieh AP2.4). Das Tagesprofil zeigt eine regelmäßige Stromerzeugung, wohingegen das dynamische Profil eine unregelmäßige Stromproduktion wegen des Strompreisverlaufs an der Börse darstellt.

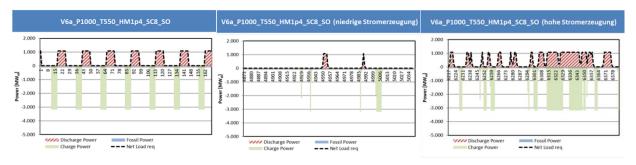


Abbildung 36: Darstellung für 7 Tage auf Basis eines Tagesprofils (links) und eines dynamischen Profils (Mitte: Tage mit niedriger bzw. rechts: Tage mit hoher Stromerzeugung) als Beispiel für die Variante V6a mit Bruttoleistung von 1100 MW_{el}, Beladezeit von 6h und Entladezeit von 8h beim "Storage Only"-Betriebsmodus.

Bei den betrachteten Konzepten wurden die Belade- und Entladedauern zusätzlich variiert, um so die optimale Konfiguration zwischen Elektroheizer- und Speichergröße zu bekommen (Entladezeit h: 4, 8, 12; Beladezeit h: 6, 10)

Die Betriebsweisen auf Basis eines Tagesprofils können aufgrund des Betriebsmodus ("Storage Only" oder "Hybrid") und der Belade/Entladezeiten definiert werden. Die Abbildung 37 zeigt die Betriebsweisen für die Beladezeit von 10 h und zwei Betriebsmodi (SO: Storage Only, HY: Hybrid) bei der Varianten V6a und V6b mit Bruttoleistung von 642 MW_{el}.

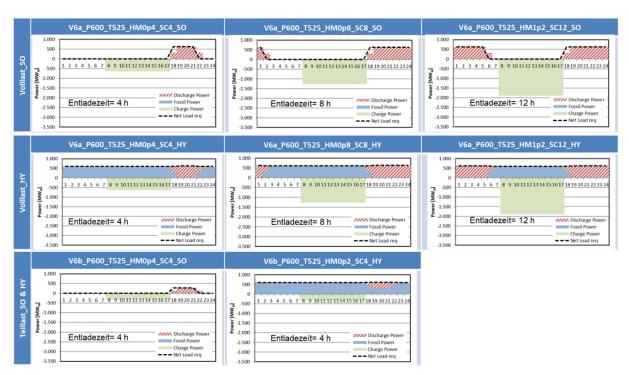


Abbildung 37: Beispiel der Betriebsweisen basierend auf einem Tagesprofil für die Varianten V6a und V6b mit Bruttoleistung von 642 MW_{el} und Beladezeit von 10h bei der Betriebsmodi "Storage Only" und "Hybrid".

AP 3.3.2 Gesamtdesign und Optimierung eines Referenz-Wärmespeicherkraftwerks

Das Ziel dieses AP war es das technische Konzept des Referenz-Wärmespeicherkraftwerks zu definieren. Aufgrund des Verlaufs und der erzielten Ergebnisse und Erkenntnisse aus diesem Vorhaben kam man zum Schluss, dass man für das AP3 nicht das "eine" Referenzkraftwerk festlegen kann. Das Referenzkraftwerk ist hinsichtlich der geforderten Speicherdauer (siehe AP2.2 und AP2.4) und der vorliegenden Anlagentechnik des Bestandskraftwerks (z.B.

notwendige Frischdampftemperaturen) individuell für jede Anwendung auszuwählen. Daher wurden zwei Grundkonzepte für die Referenz-Wärmespeicherkraftwerke definiert, die sich im Speicherdesign (Salzspeicher oder Feststoffspeicher) und somit der notwendigen Systemtechnik unterscheiden. Innerhalb dieser Grundkonzepte gibt es noch die Variable der Speichergröße und der Elektroheizergröße.

Das Technische Konzept des Referenz-Wärmespeicherkraftwerks wurde zunächst auf Basis der Salztechnologie definiert (siehe auch Kapitel 1.3). Neben den Ergebnissen aus der Vorbewertung aus AP3.2 stand dabei im Vordergrund, dass trotz innovativem Technologieeinsatz eine kurzfristige Implementierbarkeit und Finanzierbarkeit (bankability) gewährleistet sein muss. Im Vergleich zu derzeitigen Batteriespeichern im MW-Maßstab in Deutschland ist großskalige Wärmespeicherung auf Flüssigsalzbasis von einigen 1000 MWh schon heute im Sonnengürtel in solarthermischen Kraftwerken kommerziell und kosteneffizient verfügbar.

Das Konzept des Referenz-Wärmespeicherkraftwerks ist in der folgenden Abbildung schematisch dargestellt. Auf der rechten Seite der Abbildung sind die Hauptkomponenten eines bestehenden Kohlekraftwerks dargestellt. Diese sind: Dampferzeuger mit Kohlefeuerung, Dampfturbine mit Generator und Wasser-Dampfkreislauf, Kondensator und Kühlturm.

Erweitert wird die bestehende Anlage um die Komponenten einer Wärmespeicheranlage auf Flüssigsalzbasis (linke Seite der Abbildung), wobei die vorhandene Kraftwerkstechnik des Kohlekraftwerks weiterverwendet wird: Elektrischer Heizer, thermisches Flüssigsalzspeichersystem (2-Tank-System), Salzkreislauf und Dampferzeuger.

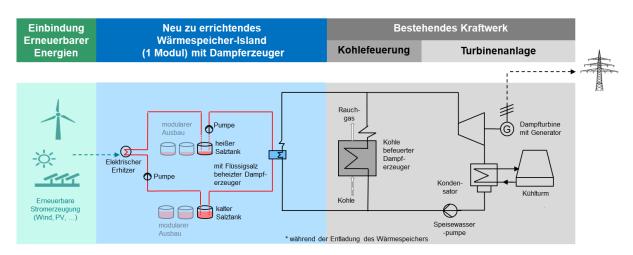


Abbildung 38: Systemfestlegung des Referenz-WSK

Ende 2019 wurde mit allen Projektpartnern vereinbart, dass neben der 600 MW_{el}-Bestandsanlage (Frischdampf 525°C, 160 bar) von RWE, auch die 1000 MW_{el}-Klasse (Frischdampf 600°C/ 270 bar, "BoA") und die Feststoffspeichertechnologie vertiefter betrachtet werden sollen. Daher wurden die Arbeiten in diesem AP weitergeführt. Um diese Frischdampfparameter mit der bestehenden Salztechnologie darstellen zu können, wurde zwei Unterkonzepte definiert: Das erste Konzept sieht vor die Dampfparameter der 1000 MW_{el} Anlage auf 550°C zu begrenzen (für den Dampfanteil, der aus der Speicheranlage kommt). Das zweite Konzept nutzt die aktuell laufenden Weiterentwicklungen der Flüssigsalztechnologie, die es erlauben sollen, das Salz bis 620°C zu betreiben und somit die 600°C Frischdampfparameter ermöglicht.

Neben den Spezifikationen des Bestandkraftwerks sind für die Dimensionierung der Wärmespeicherkraftwerke die Definition der Speichergröße (Zeit zum Entladen des Speichers)

und die Elektroheizergröße (Zeit zum Beladen des Speichers) wesentliche Größen. Bei gegebener Anlagentechnik sind das techno-ökonomische Optimum der Größe des Speichers und des Elektroheizers ein Ergebnis einer Energiesystemsimulation, wie diese in AP2.2 und AP2.4 gezeigt wurden. Um detaillierte Spezifikationen für das Design der WSK ableiten zu können, sind aus der Energiesystemanalyse die Ergebnisse zur Konfiguration und der Betriebsweise von Wärmespeicherkraftwerken im deutschen Stromnetz erforderlich. Hierzu zählen für das AP3 vor allem die Angaben für Heater Multiple und Power Multiple (PM)², Speicherkapazität, Beladekurven (E-Heizer) und Lastkurven (vom Netz).

Wie sich im Laufe des Vorhabens aus den Ergebnissen in AP2.2, AP2.4 und AP4.4 gezeigt hatte, ist eine eindeutige und allgemeingültige Festlegung der optimalen Größe aus Speicherund Elektroheizergröße nicht möglich und sinnvoll. Daher wurde für das AP3 entscheiden, dass diese Größen in einem sinnvollen Bereich variiert werden sollen, um die Sensitivität bestimmter Anlagengrößen und Randbedingungen besser zu verstehen.

Die folgende Abbildung zeigt die wichtigsten Basisspezifikationen, worauf basierend detaillierte Spezifikationen erstellt wurden.

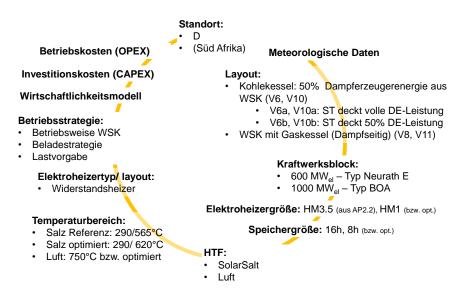


Abbildung 39: Varianten und Basisspezifikationen der WSK für die auf Basis Flüssigsalz- und Feststoffspeichertechnologie untersuchten Konzepte in AP3

Das Design der Konzepte wurde anschließend iterativ mit AP3.4 und AP3.5 ausgearbeitet. Das Ergebnis ist in den Prozessschaltbildern der Ebsilonmodelle dargestellt, siehe Prozessschaltbilder in AP3.5.2.1.

2.3.4. AP 3.4 Auslegung, Integration und Optimierung der erforderlichen Subsysteme auf Basis des ausgewählten Leitkonzepts

In diesem Arbeitspaket wurde das konzeptionelle Design der Subsysteme sowie die Kostenermittlung für Subsysteme erstellt und kritische Designparameter der jeweiligen Komponenten identifiziert.

² Heater Multiple: Th. Leistung des E-Heizers im Verhältnis zur th. Leitung des Dampferzeugers; Power Multiple: El. Anschlussleistung des E-Heizers im Verhältnis zur el. Leistung des Generators des Kraftwerks.

Flüssigsalzspeichersystem

Die Integration eines Flüssigsalzspeichers samt Elektroerhitzer und Dampferzeuger in ein bestehendes Kraftwerk erfordert die genaue Auslegung der einzelnen Komponenten. Die für die Auslegung benötigten Größen können zum einen durch den Prozess gegeben sein, wie z.B. die Dampfparameter vor und hinter dem Dampferzeuger, durch energiewirtschaftliche Berechnungen hergeleitet werden, wie z.B. optimale Leistung des Elektroerhitzers und Ausspeicherdauer, und zum anderen durch technische Überlegungen bestimmt werden, wie z.B. Temperaturniveau in Heiß- und Kalttank. Abbildung 40 zeigt das Vorgehen bei der Auslegungsberechnung. Wie im mittleren Kästchen zu sehen ist, wurden in einem ersten Schritt für alle Komponenten und Subkomponenten Kostenfunktionen entwickelt, mit deren Hilfe sich dann für jede gewählte Kombination die Gesamtkosten abschätzen ließen. Der Fokus der Arbeiten lag zunächst auf den max. Tankbaugrößen, Grundlagen und Marktermittlung zum Elektroerhitzer (als neue Komponente), Definition von Schnittstellen für den Salzkreislauf und der Verbesserung der Kostendatenbasis bzw. der Erstellung von Kostenfunktionen. Die sehr früh im Projekt abgeschätzten Kostenabhängigkeiten waren für die kostenoptimale Komponentenauslegung erforderlich. Die Kostenbasis diente als erste Orientierung und wurde im weiteren Projektverlauf stetig verbessert.

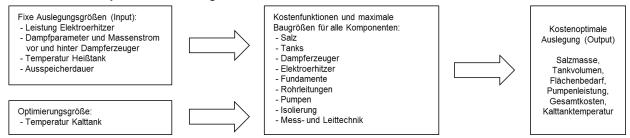


Abbildung 40: Auslegungsprozedur zur kostenoptimalen Auslegung

Das weitere Vorgehen in diesem AP erfolgte in drei Schritten: zuerst erfolgte ein konzeptionelles Design, danach wurden die Kosten der Subsysteme und des Gesamtsystems abgeschätzt und zum Schluss wurden kritische Designparameter der Subkomponente identifiziert. Zur Abschätzung der Gesamtkosten wurden für jede Komponente die größenabhängigen spezifischen Kosten anhand von Literaturdaten und Angebotspreisen gemittelt. Zu jeder Subkomponente wurden die kritischen Designparameter untersucht. Zu diesen technischen Merkmalen gehören zum Beispiel der Aufbau, die Lebensdauer sowie im Falle des Elektroerhitzers die Strömungsführung des Salzes. Die Ergebnisse für die Arbeiten zu den Subkomponenten wurden in einem Bericht zusammengefasst. In diesem Bericht wurden die Subsysteme Elektroerhitzer, Speichersystem, Dampferzeuger, Wärmeträgerkreislauf, Anbindung zum WDK, E- und Leit-Technik, Nebenanlagen und Bauliche Einrichtung beschrieben. Zusätzlich wurden die Subsysteme Zufeuerung, Gasturbine und Abhitze-Wärmeübertrager mit aufgenommen, da diese Komponenten in den vorangegangenen APs für einige WSK-Konfigurationen vorgesehen waren. Insgesamt wurden somit 9 Konzepte untersucht, 3 davon für Kohlekraftwerke der 600 MW-Klasse und 6 für Kraftwerke der 1000 MW-Klasse mit optimierter Anlagentechnik (BoA). Bei den Salzkonzepten für die 1000 MW-Klasse wurden zwei Optionen aufgezeigt:

- Option 1: Verwendung von offenen Zwei-Tank-Flüssigsalzspeichern nach Stand der Technik mit max. 565°C → Herabgesetzte Dampfparameter des Kraftwerks
- Option 2: Verwendung von geschlossenen Ein-Tank-Flüssigsalzspeichern bis max.
 620°C (Entwicklungsgegenstand am DLR)

Die in diesem Bericht präsentierten Kostenangaben stellen den Wissensstand zum 2. Halbjahr des Projekts dar und wurden nicht mehr angepasst. Die Kostenannahmen sowie auch die

Kostenstruktur wurden im weiteren Projektfortschritt überarbeitet (siehe AP3.5) und abschließend dokumentiert.

Feststoffwärmespeichersystem

Die im Projekt vorgesehene Aufgabenstellung wurde um eine vergleichende Betrachtung von Systemen mit Feststoffspeicher ergänzt. Ziel war die Erstellung von technischen Grobkonzepten zur Erweiterung eines bestehenden kommerziell betriebenen Braunkohlekraftwerks der 1000 MW-Klasse um ein PtH-beheiztes Feststoffspeicher-system zu einem WSK.

Die durchgeführten Arbeiten umfassten die verfahrenstechnische Konzeptionierung des Speicherkreislaufs, die Modellierung, die technische Auslegung aller Teilkomponenten im Systemverbund, die Schätzung der Investitionskosten sowie die Dokumentation.

Die Berechnungen bargen als besondere Herausforderungen, dass die durch den gasförmigen Wärmeträger bedingten parasitären Leistungen sowie das instationäre thermische Verhalten des Wärmespeichers und der Elektroheizer abgebildet werden mussten, und sich die Komponenten des Kreislaufs wechselseitig beeinflussen. Hierfür musste ein Simulationstool entwickelt werden, das iterativ alle Wechselwirkungen berücksichtigt, die Massen- und Energiebilanzgleichungen und die Systemspezifikationen erfüllt.

Mit diesem Simulationstool wurde eine umfangreiche Parameterstudie durchgeführt. Hierbei wurden zwei unterschiedliche Konzepte untersucht, nämlich ein geschlossener Kreislauf mit Gebläse im heißen Bereich und optionalem Rückkühlwerk zur Einhaltung der maximal zulässigen Eintrittstemperatur in das Gebläse sowie ein offener Kreislauf mit Gebläse im kalten Bereich und Wärmerückgewinnung über einen Rekuperator. Variierte Parameter waren bei der PtH-Einheit die Heizleistung (ausgedrückt über den Power Multiple PM), die Austrittstemperatur und die Modularität, bei dem Wärmespeicher die Speichermasse und die verschiedene Inventaroptionen, beim Dampferzeuger die Eintrittstemperatur und die Grädigkeit, und beim Wärmerückgewinnungssystem der Wirkungsgrad und die Modularität. Die verwendete Auswertungssystematik sah vor, dass alle Kombinationen aus den verschiedenen Komponenten (Wärmespeicher-Elektroerhitzer-Dampferzeuger), die die Systemspezifikationen erfüllen, untersucht wurden. Anschließend wurde eine techno-ökonomische Bewertung hinsichtlich verschiedener Parameter. wie Kosten. Wirkungsgrade, Druckverluste. Gebläseleistungen, Modularität usw., vorgenommen. Schlussendlich wurden Systemkonfigurationen ausgewählt, die hinsichtlich eines Parameters (z.B. Wirkungsgrad) die minimalen Kosten aufweisen.

Exemplarisch sind hier in Abbildung 41 die Simulationserbnisse hinsichtlich Kosten und elektrischem Wirkungsgrad für den geschlossenen und den offenen Kreislauf für drei verschiedene Inventaroptionen bei einer Grädigkeit von 20 K und Eintrittstemperatur von 650 °C am Dampferzeuger dargelegt. Mitvariiert wurde auch die Elektroerhitzer-Austrittstemperatur.

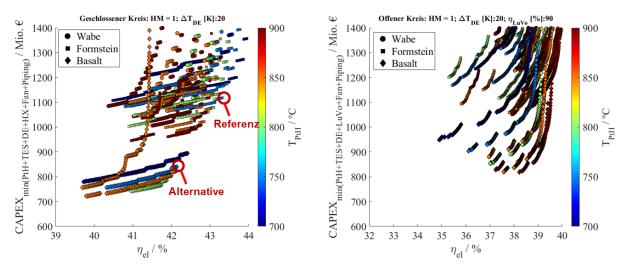


Abbildung 41: Exemplarisches Simulationsergebnis aus der Feststoffspeicher-Parameterstudie

Es ist ersichtlich, dass das offene System bei vergleichbaren Kosten einen rund 4-5 %-Punkte schlechteren Wirkungsgrad aufweist. Es zeigt sich des Weiteren bei dem geschlossenen System, dass mit Wabenkörpern und Formsteinen höhere Wirkungsgrade als mit Basaltschüttungen erreichbar sind, dies jedoch auch höhere Kosten impliziert. Markiert wurden im Diagramm für den geschlossenen Kreislauf die ausgewählten Konfigurationen für Leit- und Alternativkonzept.

Insgesamt wurden aus allen Berechnungsergebnissen drei Leitkonzepte vorgeschlagen:

- Referenzkonzept mit PM 1 & 8h Entladung: Formsteinspeicher, 750°C
- Referenzkonzept mit PM 3.5 & 16h Entladung: Formsteinspeicher, 750°C
- Alternativkonzept mit PM 1 & 8h Entladung: Basalt-Schüttspeicher, 750°C

Die Konzepte sind in Tabelle 6 mit den jeweiligen System- und Komponentenspezifikationen zusammengefasst.

Tabelle 6: Ausgewählte Speicherkonzepte

	Referenzkonzept	Referenzkonzept	Alternativkonzept
Variationsgrößen			
Speichermaterial	Formstein	Formstein	Basaltschüttung
Heiztemperatur	750 °C	750 °C	750 °C
DE Grädigkeit	20 K	20 K	20 K
DE Eintrittstemperatur	650 °C	650 °C	650 °C
Heizleistung	1100 MW _{el}	3850 MW _{el}	1100 MW _{el}
Entladedauer	8 h	16 h	8 h
Speicherkapazität	17,78 GWh _{th}	35,56 GWh _{th}	17,78 GWh _{th}
Power Multiple	1	3,5	1
Ergebnisse			
Investitionskosten	1.118 Mio. €	2.227 Mio. €	840 Mio. €
Spez. Investitionskosten (Entladung)	127,0 €/kWh _{el}	126,5 €/kWh _{el}	95,5 €/kWh _{el}
Wirkungsgrad	43,3 %	43,9 %	42,1 %
Beladedauer	16,47 h	9,4 h	16,40 h
Anzahl Speichermodule	31	59	56
Speichermasse (gesamt)	402 kt	774 kt	434 kt
Anzahl Heizmodule / Modullänge	278 / 8,44 m	900 / 9,0 m	272 / 8,52 m
Gesamtleistung Gebläse (Be-/Entladen)	43,84 / 29,32 MW	198 / 51 MW	47,83 / 61,57 MW
Rückkühlwerk (ja/nein)	nein	nein	nein

Neben der Definition dieser Leitkonzepte konnten noch weitere technische Erkenntnisse gewonnen werden. Beispielsweise wird durch eine Steigerung der PtH-Austrittstemperaturen über 750°C hinaus zwar die Energie- und Kosteneffizienz gesteigert, jedoch wird der Einsatz von Technologien mit niedrigerem Technology Readiness Level (TRL) notwendig. Ein weiteres Teilergebnis ist, dass bei einer Dampferzeuger-Grädigkeit von 20 K kein Rückkühlwerk zum Schutz des Gebläses notwendig ist. Vergleicht man die Berechnungsergebnisse von PM=1 & 8h und PM=3,5 & 16 h ist zu vermerken, dass bei Letzterem eine signifikante Reduktion der Anzahl der Lösungen wegen des höheren Systemdruckverlusts auftritt, aber die spezifischen Kosten trotz der deutlich höheren Beladeleistung im gleichen Bereich liegen.

Die hier präsentierten Kostenangaben stellen den Wissensstand zum 1. HJ 2020 dar und wurden nicht mehr angepasst. Die Kostenannahmen sowie auch die Kostenstruktur wurden im weiteren Projektfortschritt überarbeitet (siehe AP 3.5) und abschließend dokumentiert.

2.3.5. AP 3.5 Techno-ökonomische Analyse und Modellierung des Referenz-Wärmespeicherkraftwerks

In diesem Arbeitspaket wurden die Simulations- und Berechnungsmodelle erstellt, um die Wechselwirkungen der Komponenten sowie das dynamische Verhalten der neuen Komponenten des WSK im Prozessmodell zu analysieren und in einem weiteren Schritt die techno-ökonomische Analyse durchführen zu können. Im Folgenden sind die 3 Schwerpunkte in diesem AP separat dargestellt für:

- AP 3.5.2.1 Modellierung und Ertragsberechnung der WSK ohne KWK
- AP 3.5.2.2: Modellierung und Ertragsberechnung der Wärmespeicherkraftwerke mit KWK
- AP 3.5.2.3: Dynamische Simulation

2.3.5.1. AP 3.5.1 Wirtschaftlichkeit

Das Ziel dieses AP war es die Investitions- und Betriebskosten sowie die Erzeugungskosten (Strom, Wärme) zu ermitteln. Wie eingangs zu AP3.5 erwähnt, wurden Studien für WSK mit und ohne KWK durchgeführt. Daher werden die Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit in den jeweiligen Abschnitten in AP3.5.2 dargestellt.

2.3.5.2. AP 3.5.2.1 Modellierung und Ertragsberechnung der Wärmespeicherkraftwerke ohne KWK

Das Ziel dieses AP war die Bewertung von den in AP3.2 definierten Umbaukonzepten zur Umrüstung eines Referenz-Kohlekraftwerks zu einem Wärmespeicherkraftwerk (WSK) ohne Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Dafür wurden verschiedene Simulations- und Berechnungsmodelle erstellt.

Die Wechselwirkungen der Komponenten des WSK im Prozessmodell wurden analysiert und in einem weiteren Schritt wurde die techno-ökonomische Analyse durchgeführt. Die Wirtschaftlichkeit des WSK ohne KWK wurde durch die Ermittlung der Investitions-, Betriebs-, und Einbindungskosten analysiert.

Zur techno-ökonomischen Analyse des Referenz-WSK wurde die Berechnung von thermodynamischen Größen und die Ertragsberechnung der Anlage durch ein Systemsimulationsmodell durchgeführt. Die Integration von einem Jahres-Performance- und Kostenmodell ermöglichte die Untersuchung der techno-ökonomischen Machbarkeit.

Betrachtete WSK Konzepte und Varianten

Die betrachteten Grundkonzepte ergeben sich aus der in AP3.2 dargestellten Priorisierung der Konzepte. Dementsprechend wurden für die Salzspeichertechnologie die Konzepte V6 und V8,

und für die Feststoffspeichertechnologie die Konzepte V10 und V11 analysiert. Um den Einfluss der Ausbaustufe (50% oder 100% der Leistung vom Bestandsblock wird vom Speicherteil abgedeckt), der Speichergröße, der E-Heizergröße, des Typs des Bestandkraftwerks (600 MW oder 1000 MW-Klasse), der eingesetzten Speichertechnologie (inkl. Temperaturvariationen) und der Betriebsführung (Tagesprofil oder dyn. Be- und Entladeprofil) zu analysieren, wurden innerhalb dieser Konzepte verschiedene Varianten definiert, siehe folgende Tabelle.

In der Tabelle sind die Abkürzungen zur Benennung der Varianten wie folgt definiert:

Konzept z.B. V6a, V6b usw.; Leistungsklasse Referenz-Bestandskraftwerk z.B. P600, P1000 für 600, 1000 MWel; Dampftemperatur z.B. T525, T605 usw.; Entladezeit td (t discharge) z.B. td4h, td8h usw. was beim Tagesprofil auch der Speicherdauer entspricht; Beladezeit tc (t charge) z.B. tc6h, td10h usw.; Betriebsweise z.B. SO (storage only), HY (hybrid Betrieb storage und Brenner); Heater Multiple z.B. HM0.4, HMo.7 usw. Als Beispiel ergibt sich für die Namensgebung einer Variante: V6a_P1000_T605_tc10h_SO.

Aus der Tabelle ergeben sich aus Kombination der Größen die untersuchten Varianten, die im Folgenden weiter analysiert werden.

Konzept	V6a	V8	V10a		V11	V6b	V10b
Speicher	Solarsalz Salz 565°C bzw. 620°C	Solarsalz Salz 565°C bzw. 620°C	Formstein Basaltschüttung		Formstein	Solarsalz Salz 565°C bzw. 620°C	Formstein
Kessel	Kohle	Gas	Kohle		Gas	Kohle	Kohle
WSK-Last (bzgl. Bestands-PB)	100%	100%	100%		100%	50%	50%
Entladezeit (td), h	4, 8, 12	4, 8, 12	2	1, 8, 12	4, 8, 12	4	4
Beladezeit (tc), h	10 6	10 6	10 6		10 6	10	10
Heater Multiple (HM)	0.4, 0.8, 1.2 0.7, 1.4, 2	0.4, 0.8, 1.2 0.7, 1.4, 2		0.4, 0.8, 1.2 0.7, 1.4, 2		0.4	0.4
Betrieb	SO, HY	SO, HY	SO, HY	SO	SO, HY	SO, HY	SO, HY
Bruttoleistung, MW _{el}	642* 1100**	642* 1100**	1100**	1100**	1100**	642* 1100**	1100**
Frischdampf-Temperatur °C, Druck bar	525/ 160 550/ 270 600/ 270	525/ 160 550/ 270 600/ 270	600/ 270	600/ 270	600/ 270	525/ 160 550/ 270 600/ 270	600/ 270
Anzahl der Varianten	36	36	12	6	12	6	2

^{*} Referenz Bestandskraftwerk 600 MW-Klasse; **Referenz Bestandskraftwerk 1000 MW-Klasse HM=P_th Elektroerhitzer/ P_th Dampferzeuger), Varianten mit tc=10h: HM=0.4, 0.8, 1.2; mit tc=6h: HM=0.7, 1.4, 2.0. Betriebsweise SO (storage only), HY (hybrid Betrieb storage und Brenner)

Modellbeschreibung

Die Berechnung des Jahresertrags und der einzelnen Betriebszustände wird durch die Kombination von zwei verschiedenen Programmen durchgeführt (siehe Abbildung 42). Die Prozess- und Ertragsmodelle für die ausgewählten technischen Konzepte (Elektroerhitzer, Wärmeträgerkreislauf, Speichersystem, Zufeuerung und Powerblock) werden in *Ebsilon Professional* modelliert (Steag Energy Services GmbH, 2020). Diese Modelle ermöglichen es, die verschiedenen Betriebsweisen abzubilden und abhängig von dem Dargebot an

einzuspeichernder erneuerbarer elektrischer Energie und der Lastanforderung den Ertrag des Kraftwerks über einen vorgegebenen Zeitraum (z.B. ein Jahr) zu berechnen.

Die Jahresertragsrechnung erfolgt mit Hilfe eines Excel Programms, welches anhand der Meteodaten des Standorts zu jedem Berechnungszeitpunkt das WSK-Modell in Ebsilon aufruft. Die Betriebsstrategie ist teilweise im Ebsilon Modell (Auswahl des Betriebsmodus wie z.B. Laden, Entladen) und teilweise im Excel Sheet implementiert (dynamische Effekte, Anfahrvorgang, Standby). Der Datenaustausch und die Auswertung der Ergebnisse erfolgen in Excel.

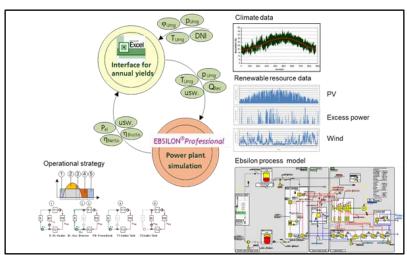


Abbildung 42: Modelle und Tools für die Ertragsmodellierung und -berechnung des WSK

Dimensionierung der Wärmespeicherkraftwerke

Zur Dimensionierung der Wärmespeicherkapazität, des Elektroerhitzers und des Dampferzeugers wird der Betriebsmodus für einen Tageszyklus betrachtet. Die Analyse der veränderten Parameter, wie Entlade- und Beladezeiten, zeigt die Sensitivität dieser Parameter auf techno-ökonomische Variablen (z.B LCOE und Jahresertrag). Somit hängt die Entladezeit direkt mit der Speicherkapazität und die Beladezeit steht im direkten Verhältnis zu der installierten Leistung des Elektroerhitzers. Die Darstellung der technischen Spezifikationen aller untersuchten Varianten würde den Rahmen dieses Berichtes sprengen, daher sei auf den Teilbericht für AP3.5.2.1 verwiesen. Die Tabelle 8 beinhaltet die Dimensionierung von 4 ausgewählten Varianten.

Tabelle 8: Dimensionierung der ausgewählten Varianten mit HY-Betrieb, Kohlekessel, Speicherkapazität= 4, 8, 12 h, Beladezeit=10h für die Referenzanlage 1000 MW-Klasse

Varianten	V6a_HM0.4	V6a_HM0.8	V6a_HM1.2	V6b_HM0.4
PB Leistungsklasse, MWel	600	600	600	600
Frischdampf-Temperatur, °C	525	525	525	525
Speicherkapazität, h	4	8	12	4
PB				
Bruttonennleistung, MW _{el}	642	642	642	642
Nettonennleistung, MWel	628,1	628,1	628,1	606,7
Max. el. Leistung aus Brennstoff, MWel	642	642	642	321
Max. el. Leistung aus Speicher, MWel	642	642	642	321
Bruttowirkungsgrad im Speicherbetrieb, %	42,6	42,6	42,6	40,84
WSK-Dampferzeuger				
Wirkungsgrad, %	99,5	99,5	99,5	99,5
Thermische Last aus Speicher, MWth	1507	1507	1507	786
Startenergie, % Pth x 1h	10	10	10	10
Startenergie, MWhth	150,7	150,7	150,7	78,6
Betrieb				
Betriebsmodus	HY	HY	HY	HY
Entladezyklen pro Tag	1	1	1	1
Entladezeit, h	4	8	12	4
Entladezeitbereich, hh:mm	18:00-22:00	18:00-02:00	18:00-06:00	18:00-22:00
Beladezyklen pro Tag	1	1	1	1
Beladezeit, h	10	10	10	10
Beladezeitbereich, hh:mm	8:00-18:00	8:00-18:00	8:00-18:00	8:00-18:00
Speicher				
Speicherkapazität, GWhth	6,27	12,39	18,51	3,27
Wirkungsgrad, %	99	99	99	99
Elektroerhitzer				
Elektrische Nennleistung, MWel	640,0	1264,4	1888,9	333,8
Thermische Nennleistung, MWth	627,2	1239,2	1851,1	327,1
Wirkungsgrad, %	98	98	98	98

WSK Prozessmodelle und Modelle zur Jahresertragsberechnung

Das konventionelle Kohlekraftwerk wird in Ebsilon modelliert und im Gesamtmodell integriert. Das modellierte Wärmespeicherkraftwerk besteht aus einem Elektroerhitzer, einer Speicheranlage (2 Tanks bei Salzspeicher mit T_{FD}<600°C und 1 Tank bei Feststoffspeicher und Salzspeicher mit T_{FD}=600°C), einem Dampferzeuger für das Wärmeträgermedium des Speichers, einem fossil-befeuerten Dampferzeuger zum Hybrid-Betrieb (Bestandskohlekessel oder Gaskessel) und dem bestehenden Powerblock.

Die Prozess- und Ertragsmodelle für WSK V6, V8 und V10 werden in den folgenden Abbildungen dargestellt. V6 ist die Erweiterung des bestehenden Kohlekraftwerkes um die sogenannte "Storage Island" (links in Abbildung 43). Die "Storage Island" (SI) erzeugt über den Salz-Dampferzeuger den benötigten Frischdampf und ZÜ-Dampf parallel zum Kohlebetrieb, wobei das Kraftwerk auch ausschließlich im Kohlebetrieb fahren kann.

Das Konzept V10 integriert den Feststoffspeicher in der SI. In diesem Fall kann die Simulation der Variante mit Feststoffspeicher die Betriebsweise "parallele Beladung und Entladung" nur nachbilden, wenn mehrere Speichermodule unabhängig voneinander arbeiten können (Abbildung 44). Für die weiteren Konzepte wie V8, V1 etc. stehen weitere Ebsilon Modelle zur Verfügung, bei den z.B. der Kohlekessel durch einen Gaskessel ersetzt wurde.

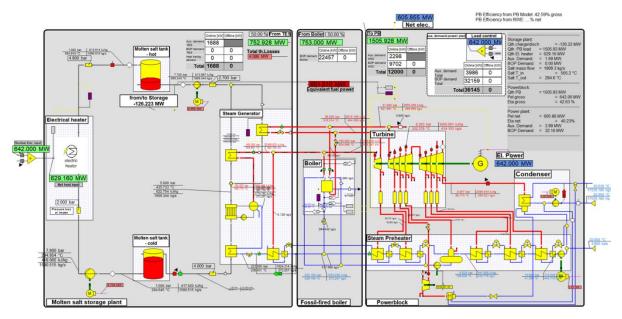


Abbildung 43: Prozess- und Ertragsmodell WSK V6, Beispiel für Hybrid-Betrieb, Volllast, 50% Kessel-Last, 50% Last von Salzspeicher (SI).

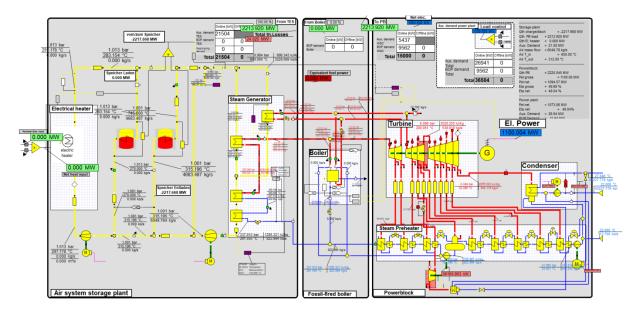


Abbildung 44: Prozess- und Ertragsmodell WSK V10, Beispiel für SO-Betrieb, Volllast, 100% Last von Feststoffspeicher (SI), nur Entladen.

Betriebsweisen

Die in dieser techno-ökonomischen Analyse verwendeten Betriebsweisen sind in AP3.3 dargestellt.

Kostenannahmen

Die wichtigsten Finanzierungs- und Kostenparameter werden in Tabelle 9 und Tabelle 10 aufgelistet. Zu beachten ist, dass die Kostenschätzungen im Rahmen und mit der Genauigkeit konzeptioneller Arbeiten erstellt wurden.

Tabelle 9: Finanzierungsparameter

Parameter		Wert
Zinssatz für Investitionskapital	[%]	8
Laufzeit	[a]	20
Annuitätenfaktor (FCR)	[%]	10,19

Tabelle 10: Kostenparameter

		P600	_T525	P1000_T550		P1000_T600		P1000_T600 Formstein		P1000_T600 Basaltschüttung	
Varianten		V6	V8	V6 V8		V6	V8	V10	V11	V10	
Spezifische Investitionskosten											
Elektroerhitzer (690V)	[€/kW _{el}]	1	00	100		115		128,5		128,5	
Speichersystem	[€/kWh _{th}]	2	20	2	20	20		25,3		12,3	
Dampferzeuger / Abhitzekessel	[€/kW _{th}]	7	7 3	73		95		73,4		73,4	
Gaskessel (dampfseitig)	[€/kW _{th}]	0	100	0	100	0	100	0	100	0	
Anbindung an Bestandskraftwerk	[€/kW _{el}]	3	36	36		36		36		36	
Wärmeträger-Kreislauf	[€/kW _{th}]	3	30	(30	39		39,2		39,2	
Mess- und Leittechnik	[€/kW _{el}]	1	2	,	12	12		12		12	
Elektrotechnik	[€/kW _{el}]	4	18	4	48	48		48		48	
Civil und Stahlbau	[€/kW _{el}]	4	13	4	43	43		43		43	
Nebenanlagen	[€/kW _{el}]	1	8		18	18		18		18	
Indirekte Kosten	[€/kW _{el}]	8	34	8	34	84		84		84	
Owner Cost	[% _{CAPEX}]		5		5	5		5		5	
Spezifische O&M											
O&M	[% _{CAPEX}]		2	2		2		2		2	
Strombezugskosten (verbrauchsabhängig)	[€/MWh]	10	-35	10-35		10-35		10-35		10-35	
Brennstoffkosten (Braunkohle 5.8, Erdgas 27.8)	[€/MWh]	5,8	27,8	5,8 27,8		5,8	27,8	5,8	27,8	5,8	

Die Strompreiskurve für den Beladestrom ist in Abbildung 45 dargestellt und wurde zum Beginn des Projekts von den Projektpartnern gemeinsam definiert.

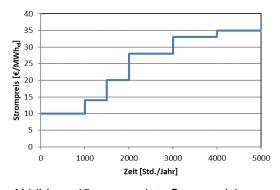


Abbildung 45: verwendete Strompreiskurve

Wirtschaftlichkeitsmodell

Das folgende vereinfachte Kostenmodell nach einem Vorschlag von der International Energy Agency (International Energy Agency, 1991) soll verwendet werden.

Das Ziel dieser Wirtschaftlichkeitsberechnung ist es die relativen Unterschiede zwischen den zu analysierenden Konzepten zu berechnen. Dazu dienen als wesentliche Vergleichsgröße die Stromgestehungskosten oder "levelized cost of electricity" (LCOE). Das Ziel des Vergleiches ist es verschiedene technische Innovationen untereinander zu vergleichen. Daher werden projektspezifische Parameter vernachlässigt wie z.B. Steuern, Finanzierungskonzepte, usw. Die IEA-Methode ist sehr einfach gehalten, liefert aber geeignete Ergebnisse für den Vergleich verschiedener Systeme.

Folgende vereinfachende Annahmen werden bei der IEA-Methode zugrunde gelegt:

- 100% Finanzierung
- Annuitätenmethode
- Betriebszeit des Kraftwerkes = Laufzeit des Darlehens
- Vernachlässigung von Steuern
- Vernachlässigung von Preissteigerung und Inflation während der Bauzeit
- Vernachlässigung von Preissteigerung und Inflation bzgl. O&M-, Versicherungskosten, usw.

Die LCOE kann mittels der folgenden Gleichungen ermittelt werden:

$$LCOE = \frac{Inv \cdot FCR + 0\&M}{E_{el}} \qquad Inv: \qquad Investitionskosten in EUR-2015 \qquad (GI. 1)$$

$$FCR: \qquad Annuitätenfaktor (fixed charge rate)$$

$$O\&M: \qquad jährliche O\&M Kosten + Versicherung$$

$$E_{el}: \qquad jährlicher Strom- / Wärmeertrag$$

$$FCR = \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \qquad i: \qquad Zinssatz$$

$$n: \qquad Laufzeit des Darlehens in a$$

Ergebnisse der Jahresertragsberechnung und LCOE-Abschätzung

Jährliche Energieerträge

Mit den Ebsilon Modellen für die Jahresertragsberechnung wurden mit den vordefinierten Tagesprofilen für die betrachteten Varianten die umgesetzten Jahresenergien berechnet.

Die Darstellung aller relevanten umgesetzten Jahresenergien würde den Rahmen dieses Berichts sprengen, weshalb an dieser Stelle beispielhaft jeweils ausgewählte Varianten für WSK mit Salzspeicher und Feststoffspeicher gezeigt werden sollen, siehe Abbildung 46.

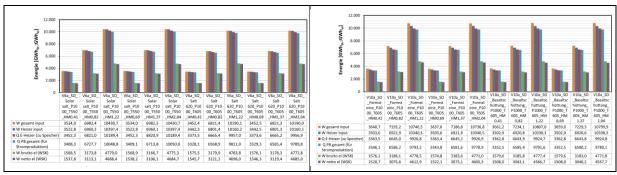


Abbildung 46: Jahresenergien beim Beladen und Entladen für beispielhafte Varianten für V6a mit Flüssigsalzspeicher (links) und V10a mit Feststoffspeicher (rechts) mit "Storage Only"-Betrieb bei der Leistungsklasse 1000 MWel.

Eigenverbrauch

Die Eigenverbräuche der Salzspeicher-Konfigurationen (V6, V8) sind niedriger als die von den Feststoffspeicherkonzepten (V10, V11). Abbildung 47 stellt den relativen Eigenverbrauch bezogen auf den erzeugten Strom von etwa 3% beim Salzspeicher, 12% beim Feststoffspeicher mit Formstein und 14% beim Feststoffspeicher mit Basaltschüttung dar (für SO storage only). Dies beeinflusst die Ergebnisse des Strom-zu-Strom Wirkungsgrads. Grundsätzlich wird ein Teil des Eigenverbrauchs beim Beladen von Strom in Wärme gewandelt und ist somit nicht verloren. Beim Entladen ist dies zwar auch der Fall, doch wird hier bereits hochwertiger Strom (von Wärme zu Strom mit eta_PB) genutzt, was sich somit negativ auswirkt.

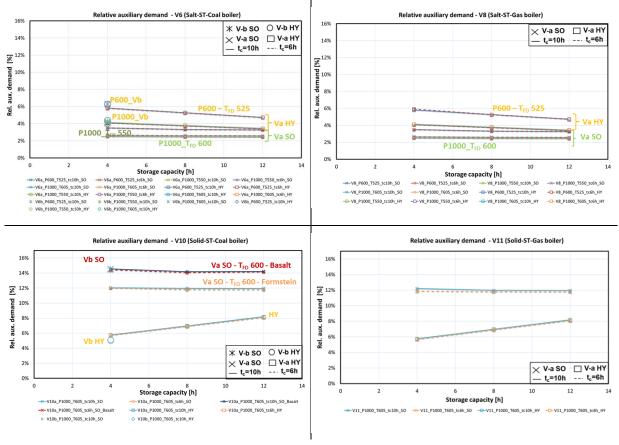


Abbildung 47: Relativer Eigenverbrauch bezogen auf den erzeugten Strom bei den Umbaukonzepten mit Salzspeicher V6, V8 und Feststoffspeicher V10, V11.

Jahres-Nettowirkungsgrad Power-To-Heat (P2H)

In der folgenden Abbildung sind die Jahres-Nettowirkungsgrade (auch als Nutzungsgrade bezeichnet) dargestellt für die Umsetzung von Strom in Wärme (Power-To-Heat, P2H). Bei allen Varianten zeigt sich, dass mit zunehmender Speichergröße = Entladedauer für das Tagesprofil die Nutzungsgrade besser werden. Bei kleineren Speichern z.B. 4h ist der Einfluss der Anfahrverluste größer. Somit erreichen die Varianten mit Salzspeicher (V6, V8) eta_P2H bis über 95%. Bei den Varianten mit Feststoffspeicher (V10, V11) sind es bis ca. 91%, aufgrund des höheren Eigenverbrauchs beim Luftsystem. Bei der Basaltschüttung (V10-Basalt) sind die Eigenverbräuche noch höher, daher ist der Nutzungsgrad ca. 1%-Punkt niedriger als beim Formstein (V10-Formstein).

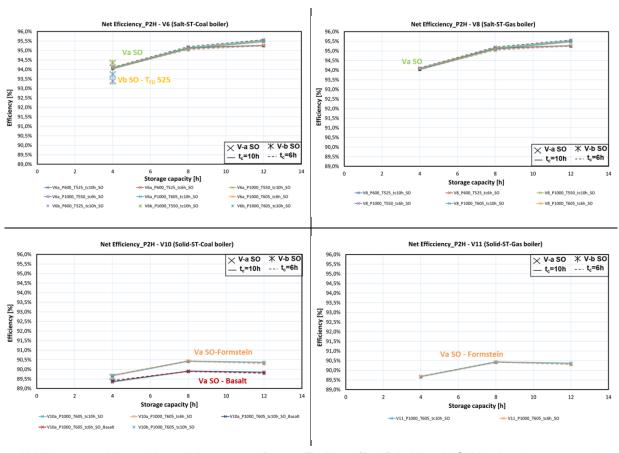


Abbildung 48: Jahres-Nettowirkungsgrad Power-To-Heat (P2H) bei den WSK-Umbaukonzepten mit Salzspeicher V6, V8 und Feststoffspeicher V10, V11. Dargestellt sind nur SO.

Jahres-Nettowirkungsgrad Power-To-Heat-To-Power (P2H2P)

In der folgenden Abbildung sind die Jahres-Nutzungsgrade dargestellt für die Umsetzung von Strom in Wärme in Strom (Power-To-Heat-To-Power, P2H2P).

Bei der Leistungsklasse von 600 MW $_{\rm el}$ und dem WSK-Konzept mit Salzspeichertechnologie wird ein Nettonutzungsgrad des Kraftwerks bis ca. 39% (12h-Speicherkapazität) erreicht. Dieser Bereich ist niedriger als der von der 1000 MW $_{\rm el}$ -Leistungsklasse. Diese Referenzklasse zeigt Nettonutzungsgrade bis ca. 45% bei den WSK-Varianten mit Salzspeichertechnologie für den Temperaturbereich von 565°C und bis über 46% beim innovativen Salzspeicherkonzept für die Temperatur von 620°C.

Die WSK-Anlagen mit Feststoffspeicher erreichen Nettonutzungsgrade bis ca. 43% bei der Formstein-Variante und bis 42% bei dem Basaltschüttungskonzept. Die Nettonutzungsgrade

der Feststoffspeicher-Konfigurationen sind niedriger als die von den Salzspeicherkonzepten wegen der höheren Eigenverbräuche (Abbildung 47).

Grundsätzlich erreichen kleine Speichergrößen (z.B. 4h) bei beiden Speichertechnologien und "Storage Only"-Betrieb schlechtere Nutzungsgrade als größere Speicher (z.B. 8h) aufgrund des relevanten Einflusses der Anfahrverluste.

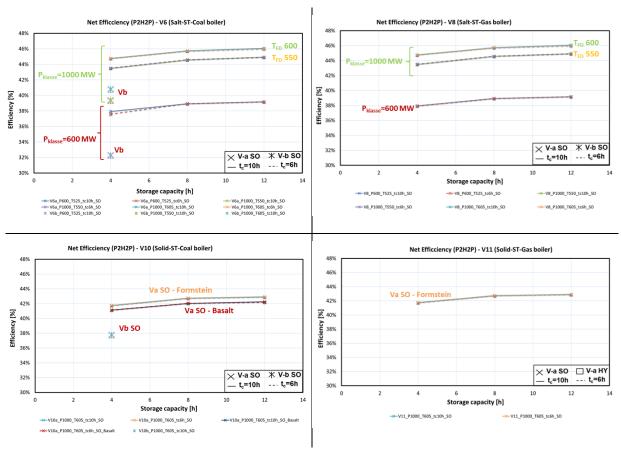


Abbildung 49: Jahres-Nettowirkungsgrad Power-To-Heat-To-Power (P2H2P) bei den WSK-Umbaukonzepten mit Salzspeicher V6, V8 und Feststoffspeicher V10, V11. Dargestellt sind nur SO.

Senkung der CO₂-Emissionen

Beide Speichertechnologien zeigen eine ähnliche CO₂-Minderung, siehe Abbildung 50. Die Varianten mit "Storage Only"-Betrieb zeigen eine Senkung der CO₂-Emissionen von etwa 91% wegen der Berücksichtigung der äquivalenten CO₂-Emissionen für PV-Anlagen. Die Konzepte mit Hybridbetrieb erreichen eine Senkung bis ca. 45% bei Kohlekessel und bis 70% CO₂-Verringerung bei Gaskessel bei einer Speichergröße von 12h.

Die erreichte CO₂-Minderung bei 4h-Speicherkapazität und 20h-Hybridbetrieb beträgt 20% für Kohlekessel und 54% für Gaskessel. Daher ist tendenziell eine größere Speicherkapazität gewünscht, um die CO₂-Emissionen zu verringern.

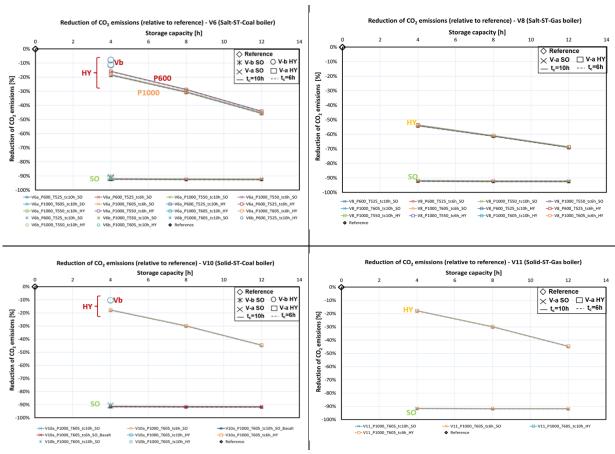


Abbildung 50: Senkung der CO₂-Emissionen bezogen auf die Referenzanlage bei den WSK-Umbaukonzepten mit Salzspeicher V6, V8 und Feststoffspeicher V10, V11 bei "Storage Only"- und Hybridbetrieb.

Investitionskosten

Bei der Salzspeichertechnologie liegen die CAPEX im Bereich von ca. 500 Mio.€ (bei der Variante mit 50% Leistung des Bestandsblocks) bis 2 Mrd. € bei der innovativen Flüssigsalztechnologie (620°C) und einer Speicherkapazität von 12h. Die Varianten mit Feststoffspeichertechnologie erreichen Investitionskosten von 500 Mio.€ (bei der Variante mit 50% Leistung des Bestandsblocks,) bis 2.2 Mrd.€ bei dem Formstein-Konzept mit einer Speicherkapazität von 12h. Das Basaltschüttungskonzept zeigt eine Minderung der Investitionskosten von 12% bis 20% bezüglich der Kosten des Formstein-Konzepts.

Generell steigen die Investitionskosten mit der Leistung des Bestandsblocks, der Speichergröße und der E-Heizergröße. Bei Umbaukonzepten mit Gaskessel nimmt die CAPEX wegen der erforderlichen Investition im Kessel zu.

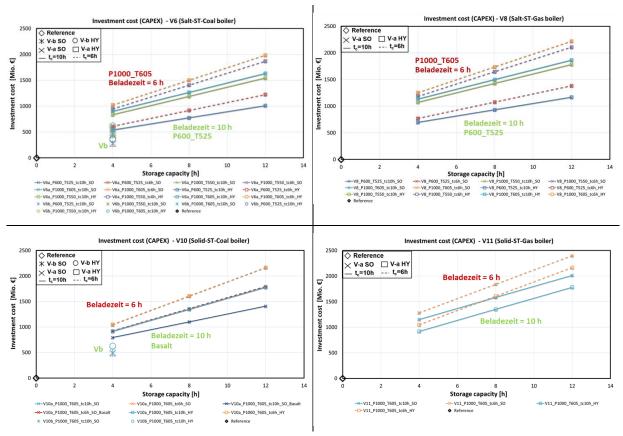


Abbildung 51: Investitionskosten bei den WSK-Umbaukonzepten mit Salzspeicher V6, V8 und Feststoffspeicher V10, V11.

LCOE

Mit den Ergebnissen der Energieerträge und den jährlichen Kosten der Kraftwerke können die Stromgestehungskosten (LCOE) mit dem definierten Wirtschaftlichkeitsmodell berechnet werden, siehe Abbildung 52.

Die WSK-Varianten im reinen Speicherbetrieb (SO: Storage only) mit heute verfügbarer Salzspeichertechnologie (565°C) und Annahme der verwendeten Strompreiskurve erreichen Stromgestehungskosten bis ca. 90 €/MWh bei der Leistungsklasse von 600MW_{el} und bis ca. 80 €/MWh bei 1000MW_{el}-Leistungsklasse. Das WSK-Konzept mit innovativer Flüssigsalztechnologie (620°C) zeigt LCOE etwas über 80 €/MWh_{el}. Trotz besserem Wirkungsgrad haben diese Systeme aufgrund der höheren Investitionskosten im Vergleich zu den 565°C-Salzsystem etwas höhere LCOE.

WSK mit Feststoffspeichertechnologie zeigen LCOE mit der angenommenen Kostenbasis von ca. 90 €/MWh_{el} mit Formsteinen und etwas über 80 €/MWh_{el} mit Basaltschüttungen. Aktuell ist der Reifegrad der WSK mit Feststoffspeichertechnologie geringer als der von WSK mit Flüssigsalztechnologie. Daher ist in Zukunft mit einem höheren Kostensenkungspotential zu rechnen. Unter Ausschöpfung von heute angenommenen Kostensenkungspotentialen erreichen die Konzepte mit Feststoffspeichertechnologie vergleichbare LCOE (geringfügig höher als die LCOE der WSK-Anlagen mit Salzspeichertechnologie).

Alle WSK-Varianten im reinen Speicherbetrieb zeigen mit zunehmender Speichergröße eine Verringerung der LCOE. Dies gilt allerdings für die untersuchten Speichergrößen bis max. 12h Speicher. Inwieweit dieser Trend sich weiter fortsetzt und wann die LCOE mit zunehmender Speichergröße wieder steigen wurde nicht untersucht.

Trotz der geringeren CO₂-Minderung bei Hybridanlagen verbessern diese die Wirtschaftlichkeit gegenüber reinen Speicheranlagen (SO-Betrieb) aufgrund der berücksichtigten niedrigeren

Brennstoffkosten (5.8 €/MWh für Braunkohle und 27.8 €/MWh für Erdgas). In diesen Ergebnissen sind keine CO₂-Preise berücksichtigt. Bei Hybrid-Betrieb mit Kohlekessel und Salzspeicher sind die LCOE im Bereich von ca. 25 €/MWh (Variante mit 50% Leistung des Bestandsblocks und innovativer Flüssigsalztechnologie) bis 59 €/MWh bei der 600 MW-Klasse und maximaler Speichergröße. Die Varianten mit Feststoffspeichertechnologie und Kohle-Betrieb erreichen LCOE zwischen 25 €/MWh bei der Variante mit 50% Leistung des Bestandsblocks und 55 €/MWh bei maximaler Speichergröße (12h). Bei größerer Speicherkapazität steigt die Stromgestehungskosten wegen der hohen Investitionskosten (Erhöhung des Finanzierungsanteils in LCOE).

Die Varianten mit kleinerem Salzspeicher und Erdgas-Betrieb erreichen Stromgestehungskosten bis ca. 90 €/MWh bei der Leistungsklasse von 600MW_{el} und bis ca. 75 €/MWh bei 1000MW_{el}-Leistungsklasse. Die entsprechenden Hybrid-Varianten mit Feststoffspeicher zeigen LCOE von 76 €/MWh bei 4h-Speicher bis 82 €/MWh bei der Speicherkapazität von 12h.

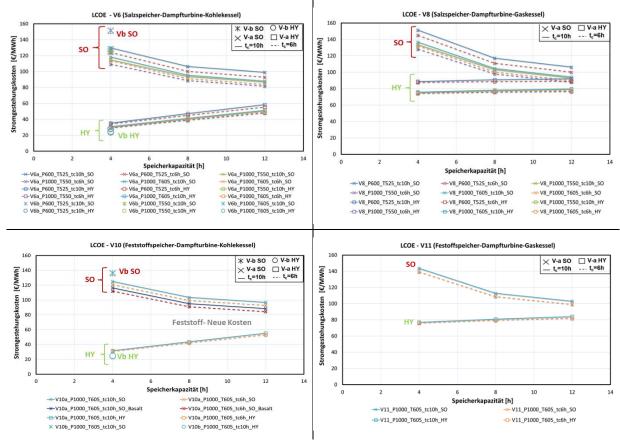


Abbildung 52: Stromgestehungskosten für WSK-Technologien im SO- und Hybrid-Betrieb mit Flüssigsalzspeicher mit Kohlekessel V6a/ V6b und Gaskessel V8, sowie mit Feststoffspeicher mit Kohlekessel V10a/ V10b und Gaskessel V11.

Eine weitere interessante Analyse der LCOE ergibt sich aus der Darstellung der Anteile der LCOE: Anteile der Finanzierungskosten, der Betriebskosten O&M, der Strombezugskosten zum Beladen des Speichers und der Brennstoffkosten. Abbilduna stellt die beim Stromgestehungskosten "Storage Only"-Betrieb Flüssigsalzspeicher für Feststoffspeicher für ausgewählte Varianten dar. Neben den Investitionskosten sind die LCOE stark abhängig von den Strombezugskosten. Hierin enthalten sind zum einen die Strompreise für den Strombezug, aber auch der Wirkungsgrad der Anlage (P2H2P). Hat eine Anlage z.B. ein eta_P2H2P von 40%, muss zur Erzeugung von 1 kWh Strom, 2,5kWh Strom eingekauft werden (also 1/ eta_P2H2P). Daraus lassen sich auch die Grenzkosten berechnen, für den Fall das keine Investitions- und Betriebskosten angesetzt werden.

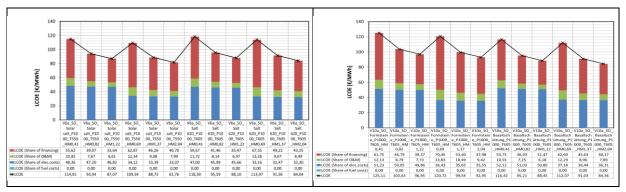


Abbildung 53: Stromgestehungskosten für beispielhafte Varianten für V6a mit Flüssigsalzspeicher (links) und V10a mit Feststoffspeicher (rechts) mit "Storage Only"-Betrieb bei der 1000 MWel-Klasse

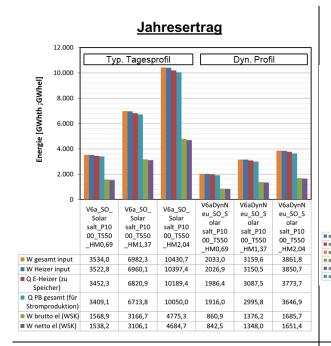
Techno-Ökonomische Analyse der WSK mit dynamischen Be- und Entladeprofilen

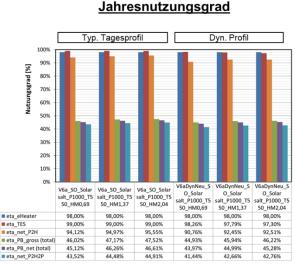
Wie in AP 3.3.1, Betriebsweisen im Referenz-WSK, dargestellt, wurden zwei verschiedene Betriebsweisen definiert: ein typisches Tagesprofil und dynamisches Profil. Das dynamische Profil basiert auf dem "Green Deal" Szenario vom Jahr 2030 (siehe AP2.4). Mit den Strompreisprognosen und dem in AP2.4 dargestellten Modell des Projektpartners NOWUM wurden Be- und Entlade-Zeitreihen für ein ganzes Jahr berechnet. Diese dienen als Vorgabe für die Energieertrags-Simulation, wann beladen oder entladen wird oder wann sich die Anlage im Stillstand befindet.

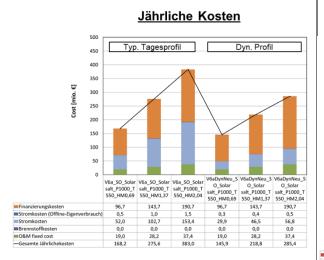
Die Betriebsweise mit typischen Tagesprofilen erleichtert zwar das Verständnis und erlaubt einen direkten Vergleich von verschiedenen WSK-Konzepten unter gleichen Randbedingungen, gibt aber nicht notwendigerweise den realen Betrieb der Anlagen wieder. Das dynamische Profil stellt eher den realen Betrieb des WSK dar.

In der folgenden Abbildung sind die Ergebnisse für ausgewählte Varianten dargestellt. Beim dynamischen Profil startet die Anlage nicht jeden Tag, allerdings gibt es Tage an denen die Anlage mehrfach starten muss. Im Vergleich zu einem typischen Tagesprofil sind die Vollaststunden beim dynamischen Profil geringer (Abweichung von 45% bis 69%). Dementsprechend ist die die Speichernutzung beim dynamischen Profil geringer als mit einem Betriebsjahr mit typ. Tagesprofil (Abweichung der Nettostromerzeugung von 45% bis 69%). Auch die genutzte Strommenge zur Beladung des Wärmespeichers ist entsprechend geringer. Die LCOE beim dyn. Profil sind aufgrund der geringeren Vollaststunden höher. Die Investition wird nicht so gut genutzt. Daraus ergeben sich Unterschiede der LCOE beider Profile: die geringsten Stromgestehungskosten bei 162 €/MWh für das dynamische Profil mit 8h-Speicherkapazität und 6h-Beladezeit, beim typischen Tagesprofil Stromgestehungskosten bei ca. 82 €/MWh für 12h-Speicherkapazität und 6h-Beladezeit.

Aus diesen Erkenntnissen läßt sich ableiten, dass das Design und die Dimensionierung der Speicher- und der Anlagengröße anhand der tatsächlich geplanten Bewirtschaftung des Speichers optimiert werden sollte, da der Speicher über das Jahr dynamisch be- und entladen wird. Die typischen Tagesprofile sind sehr anschaulich im Vergleich, sollten aber nicht zur Anlagenoptimierung genutzt werden. Zudem sollten durch weitere Systemoptmierungsarbeiten die Vollaststunden erhöht werden, damit die Anlageninvestition besser genutzt wird z.B. durch weitere Marktmodelle, Kombi-Kraftwerke mit weiteren "Brennstoffen", usw.







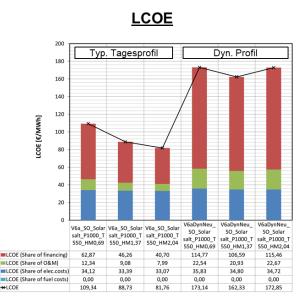


Abbildung 54: Techno-ökonomische Analyse mit dynamischen Be- und Entladeprofilen.

Zusammenfassung

- Im Rahmen von AP3.5.2 "Techno-ökonomische Analyse und Modellierung des Referenz-Wärmespeicherkraftwerks ohne KWK" wurden verschiedene, detaillierte Modelle zur Dimensionierung und Optimierung der Komponenten sowie der Gesamtsysteme bei WSK mit Salzspeichertechnologien und Feststoffspeichertechnologien erstellt.
- Mit diesen Modellen wurden umfangreiche techno-ökonomische Parameterstudien durchgeführt, um den Einfluss der Ausbaustufe (50% oder 100% der Leistung vom Bestandsblock), der Speichergröße, der E-Heizergröße, des Typs des Bestandkraftwerks und der eingesetzten Speichertechnologie (inkl. Temperaturvariationen) zu analysieren.
- WSK mit Salzspeichersystemen zeigen höhere Strom-zu-Stromnutzungsgrade als WSK mit Feststoffspeichersysteme (wegen Eigenverbrauch). Abhängig vom Bestandskraft werden hier 38 bis 46% erreicht. WSK mit Feststoffspeicher liegen ca. 3%-Punkte unter den WSK mit Flüssigsalztechnologie.
- Aufgrund des relevanten Einflusses von Anfahrverlusten erreichen kleine Speichergrößen (z.B. 4h) schlechtere Wirkungsgrade (1 bis 2% Punkte) als größere Speicher (z.B. 12h). Bei Folgearbeiten sollten die Anfahrverluste weiter optimiert werden.

- WSK mit Salzspeichertechnologie erreichen LCOE von knapp 80 €/MWh_{el} (mit definierter Strompreiskurve).
- WSK mit Feststoffspeichertechnologie erreichen unter Ausschöpfung von heute angenommenen Kostensenkungspotentialen vergleichbare LCOE (geringfügig höher).
- Das Design und die Dimensionierung der Speicher- und der Anlagengröße sollte anhand der tatsächlich geplanten Bewirtschaftung des Speichers optimiert werden, da der Speicher über das Jahr dynamisch be- und entladen wird.
- Die Betriebsweise mit typ. Tagesprofilen erleichtern das Verständnis und den Vergleich von WSK, sollten aber nicht zur Anlagenoptimierung genutzt werden.
- Für beide Wärmespeicher-Technologien (Flüssigsalz, Feststoff) ist die technische Machbarkeit für ein WSK gegeben, sowohl nur im Speicherbetrieb sowie im Hybridbetrieb mit dem bestehenden Kohlekessel bzw. Gaskessel betrieben werden zu können.
- Im reinen Speicherbetrieb lassen sich die CO2-Emissionen um über 90% senken, wenn der Speicher mit PV-Strom beladen wird.

2.3.5.3. AP 3.5.2.2: Modellierung und Ertragsberechnung der Wärmespeicherkraftwerke mit KWK

Zur Abschätzung des Marktpotentials des WSK mit KWK wurden alle deutschen Fernwärmenetze ab 200 MW_{th} thermischer Anschlussleistung analysiert. Für jedes Wärmenetz wurden verfügbare Informationen in einem eigenen Steckbrief zusammengetragen. Diese Daten umfassen Anschlussleistung, Erzeugerstruktur in den Fernwärmenetzen, vorhandene Fernwärmespeicher mit Speicherkapazität, Vorlauftemperaturen sowie individuelle Besonderheiten wie Potential im Kältemarkt, Prognosen Netzausbau und zum kommunalpolitische Ausrichtungen. Stundenaufgelöste Jahresganglinien des Wärmelastverlaufs der Wärmenetze sind nicht öffentlich zugänglich. Das Ergebnis der Analyse zeigt, dass 45 Kohlekraftwerke in 27 Fernwärmenetze das Potential für den Umbau zu einem Wärmespeicherkraftwerk bieten. Deren Gesamtanschlussleistung beläuft sich auf 13,5 GW (Stand 2019).

Wärmenetze, die in Zukunft weiterhin mit Heizkraftwerken den Großteil ihres Wärmbedarfs decken, werden als geeignet betrachtet. Da deren Wärmerestkosten durch den Koppelstrom strompreisabhängig sind, erscheint das WSK mit KWK geeignet, ähnlich wie ein Warmwasserspeicher, dem Wärmesystem Flexibilität durch die Entkopplung von Strompreiskurve und Wärmelastgang zu geben.

Eine engere Eingrenzung der identifizierten Wärmenetze wird als zu spekulativ angesehen, da die mittel- bis langfristige Strategie des Wärmenetzbetreibers eine große Rolle spielt. So haben beispielsweise die Stadtwerke München das Ziel, die überwiegende Wärmeversorgung in Zukunft mit Geothermie bereitzustellen. Die Einbindung eines WSK bei einem derartigen Wärmewendekonzept erscheint dabei wenig wahrscheinlich.

In einigen Netzen hat sich die Zusammensetzung der Anlagen innerhalb der Projektlaufzeit verändert. Warmwasserspeicher mit einer Kapazität von bis zu 1,5 GWh_{th} und Elektrodenkessel werden vom Fernwärmenetz-Betreiber zugebaut, modular aufgebaute Gasmotoren-Heizkraftwerke oder GuD-Heizkraftwerke ersetzen, im Rahmen eines Brennstoffwechsels zu Gas, kohlegefeuerte Heizkraftwerke.

2.3.5.3.1. Vermarktungs- und Betriebsstrategien

Die weitere Untersuchung der Wirtschaftlichkeit eines WSK mit KWK erfolgt mittels optimierter stündlicher Einsatzplanung, zum einen für das WSK mit KWK alleine auf Basis eines Wärmeliefervertrags, zum anderen durch Integration des WSK mit KWK in ein Fernwärmenetz und dann für das gesamte Wärmenetz. In letzterem Fall sind die Erzeugeranlagen alle im Besitz des Fernwärmeversorgers. Es wird ein generisches Wärmenetz verwendet, das die heutzutage übliche Kombination aus mehreren Heizkraftwerken und Heizwerken abbildet.

Der verwendete und produzierte Strom aller Anlagen im Modell wird über den Spotmarkt der EEX am Day-ahead-Markt direkt gehandelt. Für nach dem KWKG geförderte KWK-Anlagen erhalten die Anlagenbetreiber zusätzlich zum Börsenpreis für die Strom-Einspeisung einen Strom-Zuschlag zwischen 31 und 80 €/MWh_{el} (Interconnector 2021). Dieser Zuschlag gilt <u>nicht</u> für das WSK mit KWK. Zur Vergleichbarkeit werden bei keiner der hier betrachteten Anlagen Stromzuschläge oder Investitionszuschüsse berücksichtigt.

2.3.5.3.2. Betriebsweise

Die Betriebsweise des WSK mit KWK ist rein markt-opportunistisch. Sie ergibt sich aus dem kostenoptimierten Erzeugereinsatz im Jahresverlauf (Dispatch): Das Optimierungsmodell berechnet die stündlich aufgelöste kostenoptimierte Einsatzplanung für ein Jahr. Ist das Fernwärmenetz mit seinen Erzeugeranlagen im Modell aktiviert, muss ein stündlich veränderlicher Wärmebedarf durch die Erzeugeranlagen gedeckt werden. Ist lediglich das WSK mit KWK ohne Fernwärmenetz aktiv, hat das WSK keinerlei zeitliche Restriktionen hinsichtlich

Seite: 73

der Wärmeproduktion. Die Betriebsweise orientiert sich dann rein an dem Strommarkt und es wird angenommen, dass die Wärme zu einem festen Preis an den Wärmenetzbetreiber verkauft wird. Dabei wird davon ausgegangen, dass die gesamte Wärme des WSK abgenommen werden kann.

2.3.5.3.3. Abgaben für Strombezug

Unter Berücksichtigung der regelmäßigen täglichen Schwankungen des Strompreises im Bereich von aktuell (2020) 20-30 €/MWh, des Preisniveaus und des Strom-zu-Strom-Wirkungsgrades des Wärmespeicherkraftwerks mit und ohne KWK sind die bisherigen Abgaben für Elektrizität aus dem Stromnetz (Stromsteuer, EEG-Umlage, Netzentgelte, Konzessionsabgaben und weiteren Umlagen nach KWKG, Offshore-Haftung, AbLaV, StromNEV) mit 120,5 €/MWh zu hoch (Mollenhauer 2019), um ein Arbitrage-Geschäft zu betreiben. Der BDEW empfiehlt "die Befreiung/Reduzierung von Letztverbraucherabgaben für Power-to-Heat-Anlagen und andere Flexibilitätsoptionen […] für Zeiten des netzdienlichen Strombezugs" (BDEW 2020). Im Modell wird daher von einer Befreiung von Umlagen und Netzentgelten für alle betrachteten Systeme ausgegangen.

2.3.5.3.4. Förderung nach KWKG 2020

Kohlebetriebene KWK-Anlagen erhalten nach KWKG 2015 § 6 Absatz 1 Satz 2 keinen Stromzuschlag für Koppelstrom. Gemäß der abschließenden Aufzählung in § 2 Satz 14 KWKG 2020 zählt ein WSK mit KWK nicht zu den KWK-Anlagen. Voraussetzung für eine Zuschlagsberechtigung ist u. a. die Stromgewinnung auf Basis von Abfall, Abwärme, Biomasse, flüssiger oder gasförmiger Brennstoffe (§ 6 Absatz 1 Satz 2 KWKG 2020). Das WSK mit KWK zählt nicht als ein innovatives KWK-System im Sinne von § 2 Satz 9a KWKG 2020.

Das KWKG soll mit seinem Bonus für elektrische Wärmeerzeuger (§ 7b KWKG 2020) explizit eine "markt- und netzdienliche Fahrweise von KWK-Anlagen anreizen und darüber hinaus [...] den KWK-Systemansatz stärken. Dies kann ein angeschlossener elektrischer Wärmeerzeuger bei entsprechender Anwendung gewährleisten. In Zeiten von hohem Erzeugungsaufkommen kann durch den elektrischen Wärmeerzeuger die Last erhöht und somit das Netz entlastet werden. [...] Im Ergebnis kann der [...] Anlagenbetreiber ihn zur Optimierung am Strommarkt einsetzen" (Kohleausstiegsgesetz 2020). Mit elektrischen Wärmeerzeugern sind hier Elektrodenkessel oder Elektrodurchlauferhitzer gemeint. Im Gegensatz dazu könnte ein WSK mit KWK zusätzlich in Zeiten von geringem Erzeugungsaufkommen Strom produzieren. Die Förderung nach KWKG wird jährlich überarbeitet, neue Technologien sollen aktiv dem Gesetzgeber zugetragen werden.

Ohne diese Ausschlusskriterien könnte ein zum WSK umgebautes Heizkraftwerk mit oder ohne hybride Feuerung möglicherweise als modernisierte oder neue KWK-Anlage gelten. Damit würde es auf den KWK-Strom nach § 7 Absatz 1 Satz 5 KWKG 2020 einen Zuschlag von 34 €/MWh_{el} für bis zu 30.000 Vollbenutzungsstunden (§ 8 KWKG 2020) erhalten.

Würde die Nutzung von regenerativem Überschussstrom im WSK als innovative erneuerbare Wärme zählen, könnte sich der KWK-Zuschlag nach § 7 Absatz 1 oder § 8a gestaffelt um bis zu 70 €/MWh_{el} erhöhen (KWKG 2020 § 7a), sofern mindestens 50 % innovativer erneuerbarer Wärme an der Referenzwärme der KWK-Anlage ins Netz eingespeist werden. Man könnte argumentativ Überschussstrom mit mehr als 50 % EE-Anteil zum Beladen des WSK mit 50 % innovativer erneuerbarer Wärme gleichsetzen.

Gegebenenfalls wäre nach § 7b ein Investitionsbonus von bis zu 70 €/kW_{th} für Power-to-Heat-Anlage (Elektrodenkessel und nicht WSK) möglich, sofern ein Bonus nach § 7a nicht greift. Ein elektrischer Wärmeerzeuger, der über einen Wärmespeicher als Frischdampferzeuger für den KWK-Prozess dient, wird von diesem Punkt bisher nicht abgedeckt.

Ein Kohleersatzbonus zu dem Zuschlag nach § 7 wird für eine KWK-Anlage gewährt, die eine Kohle-befeuerte KWK-Anlage ersetzt. Wurde Letztere nach dem 31.12. 1994 in Betrieb genommen, wird ein Kohleersatzbonus von 390 €/kW_{el} für substituierte Leistung für eine Inbetriebnahme bis Ende 2023 gewährt. Dieser Bonus reduziert sich gestaffelt bis auf 240 €/kW für eine Inbetriebnahme bis Ende 2029 (KWKG 2020 § 7c).

Könnte das WSK mit KWK im KWKG berücksichtigt werden, könnten die Investitionskosten bezuschusst werden. Die Stromzuschläge würden die Einsatzzeiten des WSK mit KWK erhöhen. Zur Vergleichbarkeit werden bei keiner der hier betrachteten Anlagen Stromzuschläge oder Investitionszuschüsse berücksichtigt.

2.3.5.3.5. Modellbeschreibung

Eine Vorversion des WSK-Optimierungs-Modell ohne KWK vom Institut NOWUM Energy wurde um Teillastwirkungsgrade und Betriebsgrenzen einer Entnahmekondensationsturbine zur einsatzoptimierten Wärmeauskopplung erweitert. Weiterhin wurde ein Fernwärmenetz erstellt und das WSK mit KWK dort integriert. Das Fernwärmenetz kann mit und ohne WSK betrieben werden. Ebenso kann das WSK mit KWK alleine ohne die restlichen Komponenten simuliert werden. Ist das WSK mit KWK inaktiv, dient das generische Fernwärmenetz als Referenzsystem. Das Referenz-Fernwärmenetz besteht aus folgenden Erzeugeranlagen: Drei Heizkraftwerke mit 150 MW_{th} und 98 MW_{el} im Gegendruckbetrieb und 118 MW_{el} im Kondensationsbetrieb nach (Christidis 2019), ein Heizwerk (max. Leistung entspricht der max. Fernwärmelast). Das WSK mit KWK verfügt im Fernwärmenetz über zwei Dampferzeuger. Der Optimierer kann sich anteilig für eine fossile sowie eine speicherbetriebene Frischdampferzeugung entscheiden. Die maximal verfügbare (Wärmeengpassleistung) der KWK-Anlagen beträgt 450 MW_{th}. Darüber hinaus enthält das Modell die zuschaltbaren Komponenten Warmwasserspeicher, Elektrodenkessel und Batterie. In diesem ersten Modellausbau wurde keine Abhängigkeit zur Außentemperatur angenommen. Stromzuschläge nach KWKG werden nicht berücksichtigt.

Die stündliche Einsatzplanung kann für das WSK, alle weiteren Fernwärme-Erzeugeranlagen, die Batterie und den Fernwärme-Speicher erfolgen. Damit ergeben sich stündliche Zeitreihen für alle Energieströme (Strom, Wärme) und alle Kosten und Erlöse.

Abbildung 55 zeigt den Betriebsbereich der WSK-Turbine sowie den Strom-zu-Strom-Wirkungsgrad. Die Entnahmekondensationsturbine kann beispielsweise sowohl im Kondensationsbetrieb (reine Verstromung) bei einem elektrischen Nennlast-Wirkungsgrad von 42 % betrieben werden, als auch im Gegendruckbetrieb (maximale Wärmeauskopplung) bei einem maximalen elektrischen Nennlast-Wirkungsgrad von 34,5 %. Eine weitere Erläuterung ist dem Detailbericht zu entnehmen.

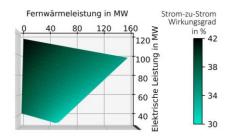


Abbildung 55: Betriebsbereich der WSK-Turbine

Eingangsdaten

In allen Fällen dient eine Strompreiskurve mit stündlichen Day-ahead-Preisen als Grundlage für die stündliche Einsatzplanung. Wenn das WSK mit KWK alleine auf Basis eines Wärmeliefervertrags betrieben wird, erhält es neben den Einnahmen aus dem Strom-

Arbitragehandel zusätzlich Einnahmen aus dem Wärmeverkauf. Der spezifische Wärmeerlös ist dann konstant über eine Jahresoptimierung und es gibt keine Restriktionen hinsichtlich der zeitlichen Einspeisung der WSK-Wärme.

Bei Aktivierung des Fernwärmenetzes gibt ein angepasster generischer Wärmelastgang der AGFW den stündlichen Wärmebedarf vor. Für Berücksichtigung der brennstoffbezogenen Kosten der Heizkraftwerke und des Heizwerks nach (Christidis 2019) werden u. a. jährliche Mittelwerte der Einfuhrpreise von Erdgas und Steinkohle sowie des CO₂-EEX-Spotmarkt-Preises verwendet. Der in den Heizkraftwerken produzierte Strom wird stundenaktuell am Dayahead-Markt verkauft. Damit ergeben sich abhängig von den Eingangsdaten und der Erzeugerpark-Konfiguration die stündlichen Wärmekosten des Gesamtsystems. Es werden keine Instandhaltungskosten berücksichtigt.

Zur Verringerung der Rechenzeit wird ein rollierender Horizont von 3,3 Wochen mit einer Schrittweite von 1,3 Wochen (219 h) verwendet. D. h. ein Jahr wird in Abschnitte von 3,3 Wochen zerlegt und diese Abschnitte werden einzeln optimiert. Damit es eine zeitliche Überlappung gibt, ist jeder Abschnittsbeginn um 1,3 Wochen zu Nächsten verschoben. Es wird eine perfekte Voraussicht von 3,3 Wochen unterstellt.

Zielfunktion der Optimierung

Ist das Fernwärmenetz aktiv, dienen die Wärmerestkosten des Gesamtsystems als zu minimierende Zielfunktion der Optimierung, analog zu (Christidis 2019). Diese setzen sich zusammen aus den brennstoffbezogenen Kosten für Heizwerk und Heizkraftwerke, sowie den Stromerlösen und Anfahrkosten der Heizkraftwerke:

$$\begin{split} K_{\text{WRK ,Referenz}} &= \sum_{t} \left\{ \dot{K}_{\text{B,HW}}(t) + \sum_{i} \left[\dot{K}_{\text{B,HKW}}(t,i) - \dot{E}_{\text{S,HKW}}(t,i) + \dot{K}_{\text{A,HKW}}(t,i) \right] \right\} \cdot \Delta t \\ K_{\text{WRK}} &= \sum_{t} \left\{ \dot{K}_{\text{S,WSK}}(t) - \dot{E}_{\text{S,WSK}}(t) + \dot{K}_{\text{B,HW}}(t) + \sum_{i} \left[\dot{K}_{\text{B,HKW}}(t,i) - \dot{E}_{\text{S,HKW}}(t,i) + \dot{K}_{\text{A,HKW}}(t,i) \right] \right\} \cdot \Delta t \end{split}$$

Variablen	Indices
K: Kosten	WRK: Wärmerestkosten
E: Erlös	S: Stromhandel
t: Zeitschritt	B: Brennstoff
i: Heizkraftwerk 1-3	HW: Heizwerk
	HKW: Heizkraftwerk
	A: Anfahren

Die Erlöse, die der Fernwärmenetz-Betreiber aus dem Fernwärmeabsatz erzielt, werden hier nicht berücksichtigt. Da der Wärmelastgang in den untereinander verglichenen Szenarien derselbe ist, würden diese Erlöse in der Differenzbetrachtung wegfallen. Weiterhin sind sie nicht öffentlich.

Ist das Fernwärmenetz inaktiv und nur das WSK mit KWK aktiviert, maximiert das Modell den Einnahmenüberschuss aus dem Arbitragehandel.

2.3.5.3.6. Investitionskosten

Die Investitionskosten der Erzeugeranlagen des Fernwärme-Referenzsystems werden hier nicht berücksichtigt. Sie werden als abgeschrieben betrachtet. Die in Tabelle 11 dargestellten Investitionskosten von WSK, Elektrodenkessel und Batterie enthalten Baukostenzuschuss für die Erhöhung der netzseitigen Anschlussleistung, da die maximale Netzanschlussleistung standortabhängig ist und ggf. entfallen könnte. Ein Ersatz von Batterie und Elektrodenkessel nach 20 Jahren wird mit 100 % der Investitionskosten veranschlagt und beim später betrachteten Netto-Kapitalwert abgezinst. Öffentliche Fördermittel werden zu Vergleichszwecken nicht berücksichtigt. Kosten für die hydraulische Einbindung werden vernachlässigt. Die für 2020 geltenden Investitionskosten des WSK werden pauschal und ohne Datengrundlage um 30 % verringert und als Werte für 2030 angenommen.

Tabelle 11: Investitionskosten der betrachteten Anlagen.

Komponenten	Spezifische Kosten 2020	Spezifische Kosten 2030	Lebensdauer
WSK: Speicher	30 €/kWh _{el,Entl} ³	CAPEX 2020 x 0.7	40 a
WSK: Beladekreislauf (z.B. Heizer)	185 €/kW _{el,Bel} ³	CAPEX 2020 x 0.7	40 a
WSK: Entladekreislauf (unterkritisch)	281 €/kW _{el,Entl} ³ x 0.65	CAPEX 2020 x 0.7	40 a
WSK Fixkosten	288 €/kW _{el,Entl} ³	CAPEX 2020 x 0.7	-
Warmwasserspeicher	8-18 €/kWh _{th}	CAPEX 2020	40 a
Elektrodenkessel	100 €/k/Wh _{el}	CAPEX 2020	20 a
Batterie: Kapazität	289.5 €/kWh _{el}	150 €/kWh _{el}	20 a
Batterie: Umrichter	160 k/Wh _{el}	110 €/kWh _{el}	20 a

2.3.5.3.7. Erhöhung der CO₂-Emissionskosten

Bei der Berechnung der brennstoffbezogenen Kosten im Fernwärmemodell wurde der Emissionsbefugnis mit den entsprechenden Jahresmittelwerten der am Spotmarkt erzielten CO₂-Preise Rechnung getragen. Um den Einfluss der zu erwartenden (Stand 2020) Steigerung der CO₂-Kosten in einer ersten Abschätzung im Rahmen dieses Projektes bewerten zu können, werden Einsatzoptimierungen auch bei höheren CO₂-Preisen durchgeführt. Die Strompreiskurven bleiben dabei unverändert.

Eine einfache und sinnvolle Anpassung der Strompreiskurve an veränderte CO₂-Preise erscheint nicht möglich: Mit Hilfe des Merit-Order-Tools des EWI (EWI 2020) wurden stündliche Grenzkostenkurven der preissetzenden Kraftwerke ermittelt und mit den historischen Strompreiskurven verglichen. Dabei hat sich ein Einfluss vom CO₂-Preis auf den Strompreis gezeigt, es ergab sich aber keine zufriedenstellende Ähnlichkeit zur historischen Strompreiskurve. Die Idee war, über das Merit-Order-Tool Grenzkostenkurven mit den historischen und den erhöhten CO₂-Preisen zu erstellen und die stündliche Differenz beider Kurven mit den historischen Strompreiskurven zu verrechnen. Es hat sich gezeigt, dass es weitere maßgebliche Zusammenhänge zwischen CO₂- und Strompreis gibt.

2.3.5.3.8. Netto-Kapitalwert und interner Zinsfuß

Auf Grundlage der Einnahmenüberschüsse aus der stündlichen Einsatzoptimierung eines Jahres wurden Netto-Kapitalwert und interner Zinsfuß jeder Optimierung bestimmt (Kalkulationszinssatz: 6 %, Betrachtungsdauer: 40 a). Je Jahressimulation wurden folgende Parameter variiert:

- Maximale Fernwärmelast: 750, 900 und 1125 MW_{th}. Damit ergibt sich ein Verhältnis von KWK-Wärmeengpassleistung (450 MW_{th}) zur Fernwärmelast von 40, 50 und 60 %.
- Jahre: 2015-2019 (historische B\u00f6rsenstrompreise) und 2040 (Enervis-Daten)
- Jährlich gemittelte historische CO₂-Preise, fiktive CO₂-Preise von 40 und 60 €/tco₂.
- Speicherkapazität des WSK-Wärmespeichers: 4, 8 und 12 Volllastentladestunden.
- Leistung des elektrischen Heizers: 1, 2, 3, 4 und 5-fache Generatorleistung.

Anhand der Auswertungen von Netto-Kapitalwert und internem Zinsfuß wurde eine wirtschaftlich sinnvolle WSK-Konfiguration für das WSK mit KWK im Fernwärmenetz und das WSK mit KWK ohne Berücksichtigung eines Fernwärmenetzes bestimmt.

2.3.5.3.9. Ergebnisse: Einzelbetrachtung - Wärmeliefervertrag

Seite: 77

³ Basierend auf Kostenfunktion aus AP 2.4 und AP 3.5

WSK mit KWK und Wärmeliefervertrag

In dieser Betrachtung führt das WSK mit KWK Arbitragehandel durch und verkauft seine Wärme zu einem festen Wärmepreis an den Fernwärmenetz-Betreiber. Es wird die optimierte stündliche Einsatzplanung des WSK mit KWK für ein Jahr ermittelt. Lediglich das WSK mit KWK ist dabei im Modell aktiv. Das Fernwärmenetz mit seinen Erzeugeranlagen ist deaktiviert. Dabei gelten folgende Bedingungen: Es wird je Jahresrechnung ein fester Wärmepreis gezahlt. Variiert werden Wärmepreise von 0, 10, 20 und 30 €/MWh_{th}. Die WSK-Fernwärme wird in jedem Fall und ohne Einschränkung vom Fernwärmenetze-Betreiber vergütet, ungeachtet der stündlichen Wärmelastkurve des Fernwärmenetzes.

Prinzipieller Einfluss eines Wärmeliefervertrags auf Arbitragehandel

Die folgenden Abbildungen veranschaulichen den prinzipiellen Einfluss einer Vergütung der vom WSK erzeugten Koppelwärme auf den Arbitragehandel des WSK. Das WSK mit KWK hat im Gegendruckbetrieb einen maximalen Strom-zu-Strom-Wirkungsgrad von 34,5 %. Im Kondensationsbetrieb bei reiner Verstromung beträgt dieser 42 %. Das minimal erforderliche Verhältnis von Belade-Strompreis zu Entlade-Strompreis ohne Wärmevergütung entspricht dem reziproken Strom-zu-Strom-Wirkungsgrad (1/0,42 = 2,4). Dieses Verhältnis ist im Gegendruckbetrieb bei einem Wärmepreis von 0 €/MWh_{th} größer respektive schlechter (1/0,345 = 2,9). Je höher jedoch die Wärmevergütung wird, desto geringer wird das erforderliche Verhältnis (siehe Abbildung 56). Da der Wärmepreis eine absolute Größe ist, profitiert das WSK mit KWK stärker von der Wärmevergütung, je kleiner der Belade-Strompreis ist. Es zeigt sich, dass ab einem Wärmestrompreis zwischen ca.10 - 20 €/MWh_{th} - abhängig vom Beladestrompreis - die Wärmeauskopplung trotz geringerem Strom-zu-Strom-Wirkungsgrad einen wirtschaftlichen Vorteil erbringt.

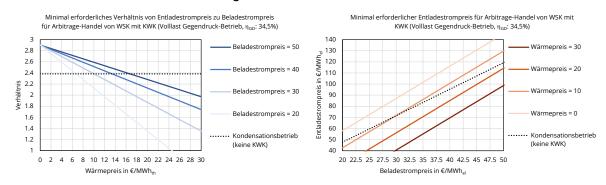


Abbildung 56: Einfluss von Wärmepreis und Beladestrompreis auf den minimal erforderlichen Entladestrompreis für ein Arbitragegeschäft. Brennstoffbezogene Kosten für 2016.

Optimale Anlagenkonfiguration

Die optimale Anlagenkonfiguration wurde anhand der Beurteilung von Netto-Kapitalwert und internem Zinsfuß ermittelt, aufbauend auf den Ergebnissen der optimierten stündlichen Einsatzplanung. Die Analyse ist im Detailbericht zu finden. Auf Basis dieser Analyse wurde eine WSK-Anlagenkonfiguration mit einer Speicherkapazität von 8 Volllast-Entladestunden und einer elektrischen Heizerleistung von 4 x P_{Turbine,el} gewählt.

Jährliche Geldströme

Bei der Berechnung der jährlichen Geldströme wurde der Einnahmeüberschuss unter Berücksichtig der Ausgaben für den Stromeinkauf und den Einnahmen durch den Strom- und Wärmeverkauf berechnet. In Abbildung 57 sind die Ergebnisse für verschiedene Jahre und unterschiedliche Wärmepreise dargestellt. Die Abbildung verdeutlicht, dass ein steigender Wärmepreis die Einsatzzeiten des WSK mit KWK erhöht. Mit steigenden Einsatzzeiten steigen

die Einnahmen aus dem Wärmeverkauf und in einer ähnlichen Größenordnung die Einnahmen aus dem Stromverkauf.

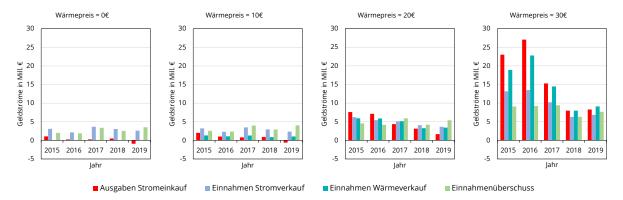


Abbildung 57: Jährlicher Geldfluss des WSK mit KWK durch Arbitragehandel und Wärmeliefervertrag.

Beträgt der Wärmepreis 0 €/MWh_{th}, hat das WSK mit KWK in der Regel keinen Nutzen von der Wärmeauskopplung und fährt nahezu ausschließlich im Kondensationsbetrieb, also wie WSK ohne KWK. Nur bei längeren Phasen mit negativem Strompreis lohnt sich eine Wärmeauskopplung. Daher ergeben sich bei diesem Wärmepreis keine relevanten Einnahmen aus dem Wärmeverkauf. Bei höheren Wärmepreisen steigen nicht nur die Einnahmen aus dem Wärmeverkauf, sondern aufgrund der höheren wirtschaftlichen Einsatzzeiten auch die Einnahmen aus dem Stromverkauf.

Jährlicher Einnahmenüberschuss

Die folgende Abbildung zeigt den jährlichen Einnahmenüberschuss des Betreibers von WSK mit KWK, den er durch Arbitragehandel am Großhandelsmarkt und Wärmeverkauf an einen Fernwärmenetz-Betreiber erzielt. Betrachtet werden historische Strompreiskurven der Jahre 2015 bis 2019 (Abbildung 58 links) und eine stundenaufgelöste Prognose der Strompreise für 2040 (2040-T, Abbildung 58 rechts). Letztere stammt aus einem Erzeugungsmarktmodell der Firma Enervis, angelehnt an ein Ausbauszenario nach Franz Trieb aus AP 2.2 (Energiesystemanalyse). Zusätzlich wurden für 2040 Strompreise außerhalb der Grenzen 0 und 500 €/MWh_{el} abgeschnitten (2040-T-cut).

In allen Jahren führt ein steigender Wärmepreis zu einem höheren Einnahmenüberschuss. Ab einem Wärmepreis von circa 26-28 €/MWh_{th} übersteigen die Einnahmenüberschüsse der Jahre 2015-2017 die Annuität bei um 30 % reduzierten Investitionskosten (A * 0,7). Für das Jahr 2040 übersteigen die Einnahmenüberschüsse bei jedem Wärmepreis deutlich die Annuitäten A (Abbildung 58 rechts).

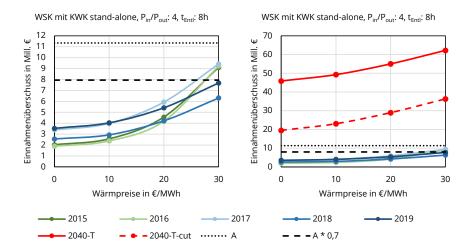


Abbildung 58: Jährliche Einnahmenüberschüsse eines WSK mit KWK in Abhängigkeit des Wärmepreises bei Einzelbetrachtung eines WSK mit KWK.

Das WSK mit KWK generiert immer deutliche Mehreinnahmen mit dem Wärmeverkauf gegenüber einem WSK ohne KWK. Die mit Abbildung 56 verbundenen theoretischen Überlegungen werden hierdurch in einem äußert relevanten Ausmaß bestätigt. Der um 7,5 %-Punkte geringere Strom-zu-Strom-Wirkungsgrad bei Wärmeauskopplung gegenüber dem Kondensationsbetrieb wird durch die Zusatzerlöse und die höheren Einsatzzeiten überkompensiert.

Wäre das WSK mit KWK nach KWKG bezuschussungswürdig, könnte es mindestens 34 €/MWh_{el} Stromzuschlag für bis zu 30.000 Volllastbenutzungsstunden erhalten. Bei einer gleichmäßigen Aufteilung dieser 30.000 Volllastbenutzungsstunden auf 40 Betriebsjahre kämen jedes Jahr Zusatz-Einnahmen in Höhe von 2,5 Mill. € hinzu. Wurde die Nutzung von regenerativem Überschussstrom im WSK als innovative erneuerbare Wärme zählen, könnte sich der KWK-Zuschlag gestaffelt um bis zu 70 €/MWh_{el} erhöhen. Sofern Letzteres nicht greift, wäre ein Investitionsbonus von bis zu 70 €/kW_{th} für Power-to-Heat-Anlagen oder Kohleersatzbonus von 390 €/kW_{el} für substituierte Leistung möglich. Wird der Stromzuschlag in der optimierten Einsatzplanung berücksichtigt, wird sich der erforderliche Spread weiter verringern, was zu höheren Einsatzzeiten und höheren Einnahmenüberschüssen führen würde.

Realistischer Wärmepreis seitens Wärmenetzbetreiber

In der vorherigen Betrachtung wurde die optimierte Einsatzplanung für einen WSK-KWK-Betreiber ermittelt, der lediglich das WSK mit KWK betreibt und seine Wärme zu einem festen Wärmepreis an einen Fernwärmenetz-Betreiber verkauft. Im Folgenden wird der Blickwinkel vom WSK-KWK-Betreiber zum Fernwärmenetz-Betreiber des Referenzsystems (Netzgröße: 900 MWth maximale Wärmelast, 1 Heizwerk, 3 Heizkraftwerke) gewechselt. Der Fernwärmenetz-Betreiber ist dabei nicht im Besitz des WSK, das WSK wird deshalb als Anlage nicht in der Einsatzplanung des Fernwärmenetz-Betreibers berücksichtigt.

Die optimierte Einsatzplanung des Referenzsystems wurde zunächst mit seinem ursprünglichen stündlichen Wärmelastgang ermittelt. Der Fernwärmenetz-Betreiber muss diesen Wärmelastgang mit seinen eigenen Erzeugeranlagen selber decken. Anschließend wurde die vom WSK-KWK-Betreiber an den Fernwärmenetz-Betreiber gelieferte Wärme vom ursprünglichen Lastgang des Wärmenetzes abgezogen und die Einsatzplanung für diesen Fall ermittelt. Hier muss der Fernwärmenetz-Betreiber diesen verringerten Wärmelastgang mit seinen eigenen Erzeugeranlagen erzeugen. Stündliche negative Werte wurden dabei auf null gesetzt. Die gesamten Wärmerestkosten des Referenzsystems wurden für den reduzierten und den ursprünglichen Wärmelastgang also aus zwei getrennten Einsatzoptimierungen bestimmt.

Die Differenz aus beiden ergibt die Kosteneinsparung, die der Fernwärmenetz-Betreiber durch die extern produzierte Wärme generiert.

Diese Betrachtung unterstellt, dass dem Fernwärmenetz-Betreiber die vom WSK gelieferte Wärmemenge rechtzeitig bekannt ist, so dass ihm genügend Zeit für seine Einsatzplanung bleibt.

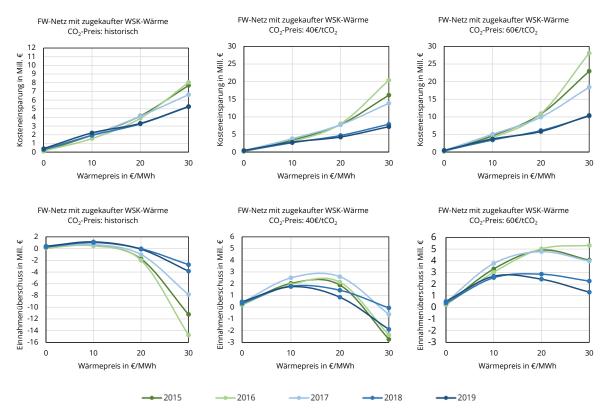


Abbildung 59: Kosteneinsparungen und Einnahmenüberschüsse eines Fernwärmenetz-Betreibers, der Wärme von einem WSK-KWK-Betreiber über einen jährlich festen Wärmepreis einkauft.

Die brennstoffbezogenen Kosten des Fernwärmenetz-Betreiber setzen sich überwiegend aus den Einfuhrpreisen von Erdgas und Steinkohle sowie den CO₂-Emissionskosten zusammen. In unterschiedlichen Einsatzplanungen wurde mit den historischen CO₂-Preisen der jeweiligen Jahre und fiktiven Werten von 40 und 60 €/tcO₂ gerechnet. Die ermittelten Kosteneinsparungen für unterschiedliche CO₂-Preise der Jahre 2015-2019 sind in Abbildung 59 oben in Abhängigkeit der vom Fernwärmenetz-Betreiber gezahlten Wärmepreise dargestellt.

Die Kosteneinsparungen, die der Fernwärmenetzbetreiber durch den verringerten produzierenden Wärmebedarf erzielt, steigen generell mit steigendem Wärmepreis. Weiterhin steigen Erstere mit höheren CO₂-Preisen. Bei Verrechnung der Kosteneinsparung mit den Aufwendungen aus dem Wärmeliefervertrag - zu zahlen an den WSK-KWK-Betreiber - ergibt sich der Einnahmenüberschuss auf Seiten des Fernwärmenetz-Betreibers. Bei historischen CO₂-Preisen von 0 bis 15 €/MWh_{th} bewegt sich der Einnahmenüberschuss zwischen null und einer Million Euro pro Jahr. Danach fällt er stark ins Negative ab. Bei höheren CO₂-Preisen sinkt der Einnahmenüberschuss zwar bei einem Wärmepreis von 30 €/MWh_{th} ebenfalls überwiegend ab, aber nicht so stark wie bei den historischen CO₂-Preisen. Darüber hinaus bildet sich bei den höheren CO₂-Preisen ein, über alle Jahre gemitteltes, Maximum zwischen circa zwei und vier Millionen Euro pro Jahr, bei einem Wärmepreis im Bereich von 10-20 €/MWh_{th}. In diesen Fällen lohnt sich der Wärmeliefervertrag für den Fernwärmenetz-Betreiber, und das, ohne dabei selbst eine Investition tätigen zu müssen.

Vergleichssystem: Elektrodenkessel + Batterie

Der prinzipielle Nutzen des WSK mit KWK - Pufferung von EE-Überschussstrom und Sektorkopplung der Bereiche Strom und Wärme - könnte in ähnlicher Weise von einem Elektrodenkessel kombiniert mit einer Batterie bereitgestellt werden. Zum Vergleich dient ein Betreiber, der lediglich diese beiden Anlagen besitzt. Mit der Batterie führt er Arbitrage-Handel durch, mit dem E-Kessel liefert er über einen Wärmeliefervertrag Wärme an einen Fernwärmenetz-Betreiber. Der Strom wird in beiden Fällen am Day-ahead-Markt gehandelt. Analog zum WSK mit KWK verfügt die Batterie über eine Entladeleistung von 118 MWel, der E-Kessel liefert Wärme mit bis zu 150 MWth. Als optimale Speichertiefe der Batterie wurden 4 Volllast-Entladestunden ermittelt (siehe Detailbericht). Die Einsatzoptimierung dieses Systems liefert die Einnahmenüberschüsse, auf dessen Grundlage Netto-Kapitalwert und interner Zinsfuß für das System bestimmt wird. Diese wirtschaftlichen Kenngrößen werden mit denen des Systems WSK mit KWK aus Kapitel 0 verglichen. Dabei werden Investitionskosten von 2020 und Prognosen für 2030 berücksichtigt.

Vergleich: WSK mit KWK versus Vergleichssystem

Beide Systeme zeigen ein ähnliches Verhalten hinsichtlich Netto-Kapitalwert und internem Zinsfuß. Die Kurven beider Kennwerte begrenzen durch die Investitionskosten von 2020 und den Prognosen für 2030 ein Band je Vergleichssystem, das sich für beide System überlappt. Dabei liegen die Kurven des internen Zinsfußes der prognostizierten Investitionskosten beider Systeme für 2015-2019 und für 2040 nahezu übereinander. In den Jahren 2015-2019 bleibt der interne Zinsfuß insgesamt überwiegend unter den Rendite-Erwartungen von 6 %. 2040 liegt der interne Zinsfuß beim WSK mit KWK in allen Fällen über den geforderten 6 %. Für alle Jahre liegt der interne Zinsfuß des EK-Bat-Systems bei Berücksichtigung aktueller Investitionskosten unter den Werten des WSK mit KWK.

Beim WSK mit KWK verdoppelt sich der interne Zinsfuß in 2040, über einen Wärmepreis von 0 €/MWh_{th} bis zu 30 €/MWh_{th} (von 11 auf 22 % bzw. von 16 auf 31 %). Erhält ein WSK mit KWK einen Wärmepreis von 0 €/MWh_{th} entspricht seine Fahrweise nahezu einem WSK ohne KWK.

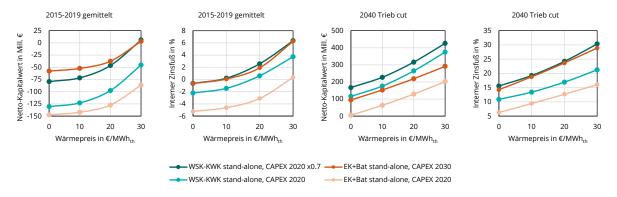


Abbildung 60: Vergleich von 1.: WSK mit KWK, das Arbitragehandel betreibt und Wärme über einen Wärmeliefervertrag verkauft mit 2: einer Batterie (Arbitragehandel) zusammen mit einem E-Kessel (Wärmeliefervertrag).

2.3.5.3.10. Ergebnisse - Integration WSK mit KWK in ein Wärmenetz

In der zweiten Analyse wird nun der Fall untersucht, bei dem das WSK in den Erzeugerpark des Wärmenetz-Betreibers integriert ist. Er bezieht die WSK-Wärme nun also nicht durch einen Wärmeabnahmevertrag, sondern investiert selbst in den Bau eines WSK und betreibt dieses selbst. Analog zu (Christidis u.a. 2017) wird der Vorteil einer möglichen neuen Anlage (WSK, Warmwasserspeicher oder Elektrodenkessel) innerhalb eines Fernwärmenetzes aus der Differenzbetrachtung des optimierten Anlagenbetriebes mit und ohne die zusätzlichen

Komponenten ermittelt. Dazu wird die Differenz aus den Betriebskosten des Referenzsystems und den Betriebskosten des Vergleichssystems gebildet. Das Referenzsystem besteht, wie eingangs beschrieben, aus einem Heizwerk und drei Heizkraftwerken (siehe Tabelle 12), die einen vorgegebenen Wärmelastgang bedienen müssen. Der Stromverkauf erfolgt über den Day-ahead-Markt, mit sich stündlich ändernden Preisen. Das Vergleichssystem basiert auf dem Referenzsystem und ist um das WSK mit KWK oder einen Warmwasserspeicher sowie Elektrodenkessel erweitert. Die optimierte Einsatzplanung beinhaltet in dem Fall das Referenzsystem und die neue Anlage.

Tabelle 12: Anlagenkonfiguration des untersuchten Systems.

Eigenschaft	Referenzsystem	Vergleichssystem
Wärmehöchstlast	900 MW _{th}	900 MW _{th}
Konventionelle Heizkraftwerke (Steinkohle)	Anzahl: 3. Je 150 MW _{th} , 120 MW _{el}	Anzahl: 2. Je 150 MW _{th} , 120 MW _{el}
Heizwerk (Erdgas)	Anzahl: 1. 900 MW _{th}	Anzahl: 1. 900 MW _{th}
Hybrides Heizkraftwerk	-	Anzahl: 1. Fossiler Dampferzeuger (Bestand), WSK mit eigenständigem Dampferzeuger
Wärmespeicherkraftwerk	-	Heizerleistung = 4 · Generatorleistung Speichertiefe: 8 h
KWK-Wärmeleistung	450 MW _{th}	450 MW _{th}

Wärmerestkosten des Referenzsystems

Die folgenden Balkendiagramme in Abbildung 61 zeigen die brennstoff- und wärmebezogenen Kosten in 2016 von Heizwerk und Heizkraftwerk in Abhängigkeit des CO₂-Preises, ohne Stromvergütung, beginnend mit dem historischen CO₂-Preis von 5,4 €/t_{CO2} aus 2016. Die seit Sommer 2021 stattfindenden Erhöhungen der Einfuhrpreise bleiben hier unberücksichtigt. Es fällt auf, dass steigende CO₂-Kosten stärkere werdende Auswirkungen auf die Heizkraftwerk-Kosten haben als auf die Heizwerk-Kosten, da bei Ersterem die brennstoffbezogenen CO₂-Emissionen größer sind und das Preisniveau der Steinkohle beim historischen CO₂-Preis von 2016 geringer ist als das des Erdgases. Die wärmebezogenen Kosten sind gegenüber den brennstoffbezogenen Kosten für das Heizwerk um den Faktor 1,1=1/0,88 (η_{th,HW}: 88 %) größer und das Heizkraftwerk um den Faktor 2=1/0,51 (η_{th,HKW}: 51 %).

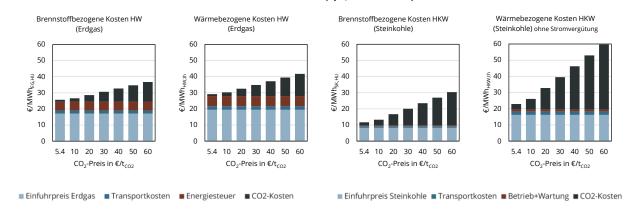


Abbildung 61: Brennstoff- und wärmebezogene Kosten von Heizwerk und Heizkraftwerk ohne Stromvergütung in Abhängigkeit des CO₂-Preises für Jahresmittelwerte aus 2016.

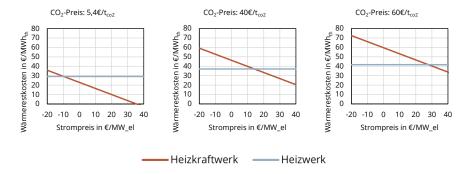


Abbildung 62: Wärmekosten und Wärmerestkosten von Heizwerk und Heizkraftwerk in Abhängigkeit des Strompreises für Erdgas- und Steinkohle-Einfuhrpreise von 2016, bei historischen (5,4 €/tco₂) und fiktiven CO₂-Preisen.

Die Diagramme in Abbildung 62 zeigen die Wärmerestkosten des Referenzsystems für 2016 (Fernwärmenetz mit Heizwerk und drei Heizkraftwerken). Der y-Achsenabschnitt entspricht den zugehörigen wärmebezogenen Kosten aus Abbildung 61.

Der Schnittpunkt der beiden Kurven bestimmt, ab welchem minimalen Strompreis ein Heizkraftwerk günstiger Wärme produziert als ein Heizwerk. Beim historischen CO₂-Preis von 5 €/t_{CO2} ist Koppelwärme ab einem Strompreis von mindestens -10 €/t_{CO2} günstiger als Frischwärme. Mit höherem CO₂-Preis steigen die Wärmerestkosten der Heizkraftwerke stärker als die Wärmekosten des Heizwerks. Damit verschiebt sich der Schnittpunkt bei höherem CO₂-Preis zu höheren Strompreisen. Das Heizkraftwerk kommt also seltener zum Einsatz.

KWK-Deckungsgrad

Diese mit Abbildung 62 verdeutlichten sinkenden Einsatzzeiten des Heizkraftwerkes mit steigendem CO_2 -Preis zeigen sich auch in den Ergebnissen der Berechnungen der Einsatzseitzeiten eines WSK im Fernwärmenetz. Tabelle 13 zeigt den KWK-Deckungsgraden von Referenzsystem und WSK-System (Referenzsystem mit integriertem WSK mit KWK). Im Referenzsystem sinkt dieser auf bis zu 48 % bei 60 $\mbox{\'e}/t_{CO2}$ ab. Der Einsatz des WSK steigert den KWK- Deckungsgrad bei historischem CO_2 -Preis nicht, bei 40 $\mbox{\'e}/t_{CO2}$ um 2 %-Punkte und bei 60 $\mbox{\'e}/t_{CO2}$ um 22 %-Punkte. Mit steigenden CO_2 -Preisen steigt der durch das WSK generierte KWK-Deckungsgrad.

Tabelle 13: KWK-Deckungsgrade von Referenzsystem und WSK-System (Referenzsystem mit integriertem WSK mit KWK) für 2016.

System	CO ₂ -Preis	Historisch	40 €/tco2	60 €/tco2
Referenzsystem	KWK-Deckungsgrad,gesamt	91 %	85 %	48 %
WSK-System	KWK-Deckungsgrad,gesamt	91 %	87 %	70 %
won-bystein	KWK-Deckungsgrad,WSK	4 %	27 %	40 %

Schauen wir nun nur auf das Referenzsystem: Prinzipiell ist eine Verringerung der gesamten Kohleemissionen gewünscht. Ein reduzierter KWK-Deckungsgrad im einsatzoptimierten Fall durch eine angenommene CO₂-Preis-Erhöhung bei ansonsten gleichen Randbedingungen (Strompreiskurve, Einfuhrpreise von Erdgas und Steinkohle) ist jedoch nicht gewünscht. CO₂-Preis und Einfuhrpreise von Erdgas und Steinkohle beeinflussen maßgeblich die Gestalt der Wärmekostenkurven von Heizwerk und Heizkraftwerk und damit das Verhalten des Fernwärmenetzes.

Optimale WSK-Konfiguration im Fernwärmenetz

Mittels Parameterstudie für Speichertiefe, Heizerleistung, maximaler Fernwärmelast und CO₂-Preisen (siehe Detailbericht) wird die optimale WSK-Anlagenkonfiguration für die Integration in ein Fernwärmenetz aus den historischen Daten aus den Jahre 2015-2019 wie folgt festgelegt: 8 Volllast-Entladestunden, elektrische Heizerleistung: 4 x P_{Turbine,el}.

Wirtschaftliche Analyse

Bei historischen CO_2 -Preisen und bei 40 / t_{CO2} bleibt das WSK mit KWK unter den Renditeerwartungen. Erst bei einem CO_2 -Preis von 60 / t_{CO2} ist das WSK mit KWK mit den Strompreiskurven von 2015-2017 wirtschaftlich. D. h. seitens eines Fernwärmenetz-Betreiber lohnt sich, mit den verwendeten Randbedingungen, der Umbau eines Heizkraftwerks in ein hybrides WSK. Der interne Zinsfuß kann dabei bis auf 10 % steigen. In den Jahren 2018-2019 bleibt der Netto-Kapitalwert in allen Fällen negativ.

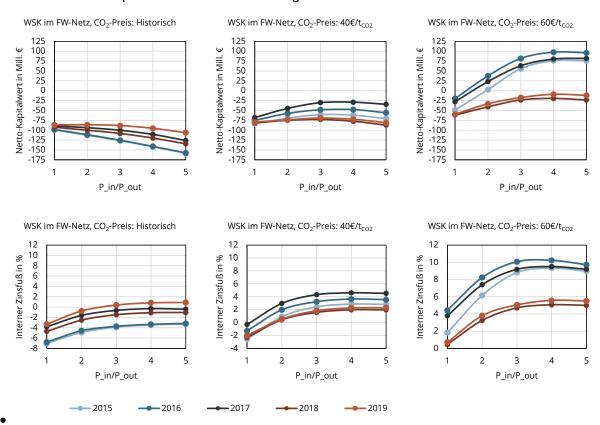


Abbildung 63: Netto-Kapitalwerte und interne Zinsfüße in Abhängigkeit des Leistungsverhältnis von Heizer zu Turbine für unterschiedliche CO₂-Preise.

Eine Berücksichtigung der Strompreisprognosen für 2040 konnte bei der Betrachtung des Fernwärmenetzes leider nicht durchgeführt werden, da die dem Erzeugungsmarktmodell der Firma Enervis zugrunde gelegten Randbedingungen wie CO₂-Preis und Brennstoffkosten nicht bekannt gegeben wurden.

Eine Sensitivitätsanalyse von Investitionskosten und maximaler Fernwärmelast ist im Detailbericht zu finden. Dort ist auch ein Vergleich zwischen der Integration von WSK mit KWK und Warmwasserspeicher mit Elektrodenkessel beschrieben, sowie eine Untersuchung der strompreisabhängigen Stromab- und aufnahmen der verschiedenen Systeme.

2.3.5.3.11. Fazit

Betreibt ein WSK mit KWK Arbitrage-Handel am Strommarkt und verkauft seine Wärme über einen Wärmeliefervertrag, bewirkt der Zusatzerlös durch den Wärmeverkauf eine Verkleinerung des erforderlichen Strompreis-Spreads und damit eine Steigerung der Wirtschaftlichkeit. Dieser Umstand lässt eine Steigerung der Einsatzzeiten erwarten. Die optimierte Einsatzplanung für dieses WSK mit KWK bestätigt diese Erwartung: Das WSK mit KWK steigert gegenüber einem WSK ohne KWK deutlich seine Einsatzzeiten durch den Wärmeverkauf. Damit generiert es deutliche Mehreinnahmen gegenüber einem WSK ohne KWK.

Mit Strompreiskurven der Jahre 2015-2019 ergibt sich für dieses System zwar ein negativer Netto-Kapitalwert, für das Vergleichssystem mit Batterie und Elektrodenkessel gilt dies aber ebenso. Mit einer Strompreiskurven-Prognose für das Jahr 2040 erwirtschaftet das WSK einen positiven Netto-Kapitalwert. Der interne Zinsfuß verdoppelt sich dabei bei einem Wärmepreis von 30 €/MWh_{th} gegenüber einem WSK ohne KWK.

Wäre das WSK mit KWK nach KWKG bezuschussungswürdig, könnte es durch den Stromzuschlag jedes Jahr Zusatzeinnahmen in Höhe von mindestens 2,5 Mill. € erhalten. Durch Berücksichtigung des Stromzuschlags in der optimierten Einsatzplanung könnten sich die Einsatzzeiten weiter erhöhen. Die Investitionsboni für Power-to-Heat-Anlagen und den Kohleersatz könnten in der Vorzugskonfiguration des WSK mit KWK zu einer Reduktion der Investitionskosten um 24 % führen. Damit das WSK mit KWK im KWKG Berücksichtigung findet, muss diese Technologie der Politik aktiv vorgestellt werden.

Fernwärmenetz-Betreiber können, unter den getroffenen Annahmen, mit der von einem WSK-Betreiber zugekauften Wärme bei CO₂-Preisen ab 40 €/t_{CO2} und einem Wärmepreis im Bereich von 10-20 €/MWh_{th} Einnahmenüberschüsse im Bereich von zwei bis vier Millionen Euro pro Jahr generieren, ohne dabei selbst eine Investition tätigen zu müssen.

Die Erhöhung der CO₂-Preise ist ohne eine Anpassung der Strompreiskurven durchgeführt worden. Um den erstellten Ergebnissen bei fiktiven CO₂-Preisen mehr Validität zu verleihen, sind angepasste Strompreiskurven notwendig. Das Referenzsystem sollte im Rahmen der Zusammenarbeit mit einem Fernwärmenetz-Betreiber mit seinem aktuellen Stand genau abgebildet werden.

Ist der Fernwärmenetz-Betreiber auch Betreiber des WSK mit KWK, ist das WSK also in der Einsatzoptimierung des Fernwärmenetzes enthalten, ist der Netto-Kapitalwert der Investition in ein WSK mit KWK erst ab einem CO₂-Preis von 60 €/t_{CO2} positiv, und nur für die Jahre 2015-2017. Es wäre wünschenswert, das Fernwärmenetz auch mit Strompreis-Prognosen zu untersuchen. Die den Strompreis-Prognosen zugrundeliegenden Prognosen von CO₂-Preis und Einfuhrpreisen von Erdgas und Steinkohle müssen dafür bekannt sein. Diese drei Randbedingungen beeinflussen maßgeblich die Gestalt der Wärme(rest)kostenkurven von Heizwerk und Heizkraftwerk und damit das Verhalten des Fernwärmenetzes.

2.3.5.4. AP 3.5.2.3: Dynamisches Modell

Gemäß der Vorhabensbeschreibung sollte für den Wärmespeicherkreislauf (später Beladesystem genannt) ein dynamisches Prozessmodell inklusive Regelungskonzept entwickelt werden, um sicherzustellen, dass das System zu jedem Zeitpunkt auch in transienten Zuständen – sicher und effizient betrieben werden kann. Dabei soll das Modell sowohl in der Lage sein, energetische Erträge unter Berücksichtigung der Systemdynamik zu berechnen, als auch die Möglichkeit bieten in ausgewählten Komponenten - speziell beim elektrischen Erhitzer - lokale Fluid-, Material- und Filmtemperaturen vorherzusagen. Letzteren kommt dabei eine besondere Bedeutung zu, da sich die verwendete Salzmischung "Solar-Salt" ab einer Temperatur von ca. 600°C mit einer nicht mehr vernachlässigbaren Geschwindigkeit zersetzt. Bei dieser thermisch aktivierten Reaktion entstehen Sauerstoffradikale, die mit dem Mantelmaterial der Heizelemente reagieren und dadurch zu einer korrosionsbedingten Zersetzung des Materials führen können. Um einem solchen Vorgang vorzugreifen muss bereits bei der Planung und Entwicklung der Systeme sichergestellt werden, dass es in der Anlage an keinem Ort zu einer regelmäßigen Überschreitung dieser Temperaturgrenze kommt. Daher liegt neben der Entwicklung und simulativen Erprobung des Betriebs- und Regelungskonzeptes ein weiterer Fokus dieses Arbeitspakets in der Entwicklung eines detaillierten und diskretisierten dynamischen Modells des elektrischen Erhitzers.

Darüber hinaus wurden, um die Genauigkeit des dynamischen Modells des elektrischen Erhitzers zu erhöhen, Strömungssimulationen in Ansys-Fluent durchgeführt und die Ergebnisse in das dynamische Modell eingearbeitet.

2.3.5.4.1. Dynamisches Systemmodell

Dieses Kapitel beschreibt, das vereinfachte dynamische Systemmodell des Beladesystems. Im Fokus stehen dabei die Definition der Betriebszustände und Schrittketten, die Entwicklung eines Regelungskonzeptes, der Modellaufbau und der Test der Regelungsstrategie.

Systemabgrenzung

Das System Wärmespeicherkraftwerks wird für die folgenden Betrachtungen gemäß Abbildung 64 in folgende Subsysteme eingeteilt:

- Beladesystem (Charging System)
- Speichersystem (Storage System)
- Dampferzeugungssystem und Turbosatz (Power block)

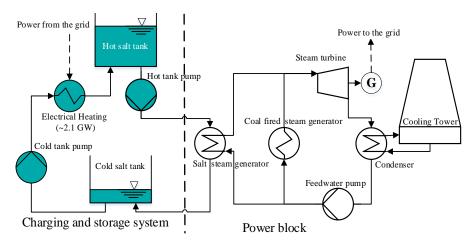


Abbildung 64: Schemazeichnung der Hauptkomponenten eines Wärmespeicherkraftwerks mit Begrenzung des modellierten Systems (Türkis).

In der dynamischen Simulation werden insbesondere das Beladesystem und die Energiespeicher in einem Systemmodell abgebildet.

Betriebszustände, Schrittketten und Regelungskonzept

In diesem Kapitel werden die Betriebszustände, die Schrittketten und das Regelkonzept definiert. Eine ausführliche Beschreibung für das Beladesystem des WSK ist im Detailbericht des Arbeitspakets erfasst.

Betriebszustände und Schrittketten des Beladesystems

Das folgende Petridiagramm zeigt die für die Referenzanlage definierten Betriebszustände und Schrittketten für das Beladesystem. Die Benennung und die Art der Bezeichnung und Nummerierung ist an die Konzeptstudie in AP 4 angelehnt. So werden auch manche Schrittketten als "Modes" bezeichnet. Die Betriebszustände des Entladesystems sind analog definiert, aber für die dynamische Simulation nicht relevant.

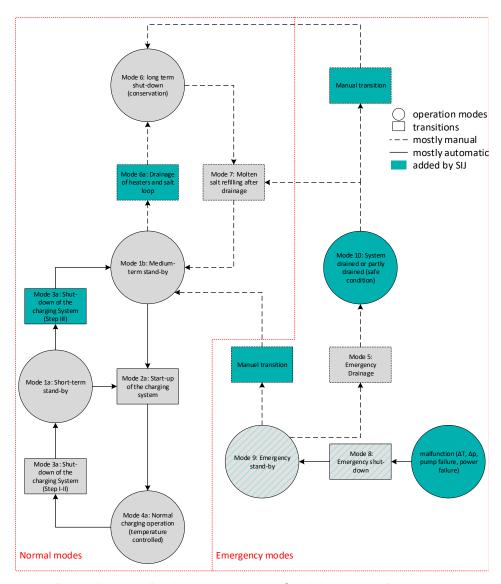


Abbildung 65: Darstellung der Betriebszustände und Schrittketten des Beladesystems eines Wärmespeicherkraftwerks in einem Petridiagramm.

Die Betriebszustände definieren das Verhalten des Models in den verschiedenen Situationen. Das detaillierte Verhalten in jedem Mode ist im Detailbericht des Arbeitspakets erfasst. Tabelle 14 fasst die drei wesentlichen Merkmale der Betriebszustände zusammen.

Tabelle 14: Zusammenfassung des Betriebs in verschiedene Modi

Zustand	Zweck	Elektro- erhitzer	Pumpe Kalttank	Pumpe Heißtank
Medium-term stand-by	Einfrierrisiko vermeiden durch Rezirkulation von Salz aus dem kalten Tank.	Aus	An	Aus
Short-term stand-by	Temperaturverteilung in der Anlage während kurzen Beladepause aufrecht erhalte.	Aus	Aus	Aus
Normal charging	Normal Beladebetrieb	An	An	Aus

Grundannahmen des Betriebs des Elektroerhitzers

In diesem Kapitel werden Rahmenbedingungen und wichtige Annahmen, die einen Einfluss auf die Modellierung oder die Ergebnisse haben, betrachtet. Zwar ist das dynamische Elektroerhitzermodell in Dymola beliebig skalierbar, jedoch ergeben sich aus der Verfügbarkeit der Anlagenteile am Markt Restriktionen. So ist die maximal am Markt verfügbare Leistungsgröße auf 10 MW pro elektrischem Erhitzer begrenzt. Für Wärmespeicherkraftwerke mit Einspeicherleistungen im GW-Bereich ist eine hydraulische Verschaltung der elektrischen Erhitzter notwendig. Dabei ist die sinnvollste Konfiguration die Verschaltung mehrerer Erhitzer in Reihe zu einem Strang und mehrerer Stränge parallel zu einer großen Batterie. Abbildung 66 zeigt ein Schemabild dieser Konfiguration.

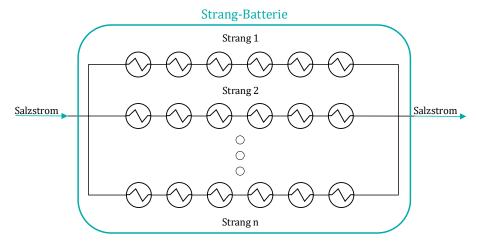


Abbildung 66: Strangbatterie, bestehend aus n Strängen, zu je sechs Erhitzern.

Aus Gesprächen mit Herstellern von elektrischen Erhitzern ging hervor, dass es beim Aufheizen der Anlage nötig ist, den zeitlichen Temperaturgradienten auf 14 K/min respektive 0,233 K/s zu begrenzen, um die Anlage vor thermomechanischen Überbelastungen zu schützen. Zudem kann die elektrische Leistung bei Anlagen mit Einspeicherleistungen im GW-Bereich nicht instantan vollständig zur Verfügung stehen. Um die Netzstabilität nicht zu gefährden, wird für die dynamische Simulation der maximal zulässige Lastgradient auf Nennleistung/15 min geschätzt.

Beschreibung der Regelkreise

In diesem Kapitel werden die notwendigen Regelkreise zusammengefasst. Die detaillierte Beschreibung befindet sich im Detailbericht des Arbeitspakets.

Start-up-Regler

Für das Aufheizen der Anlage ist der Start-up-Regler zuständig. Für diesen Vorgang wurden zwei mögliche Varianten für Reglerparadigmen untersucht. Die entsprechenden Regelkreise sind nachfolgend beschrieben.

Variante 1: Regelung der Temperatur über die Leistung

Die Abbildung 67 zeigt den schematischen Aufbau des Regelkreises des Start-up-Reglers der Variante 1.

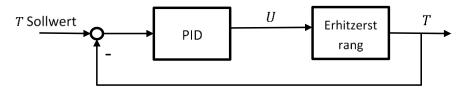


Abbildung 67: Schematischer Aufbau des Regelkreises der Temperaturregelung

Näherungsweise wird ein Strang von Elektroerhitzern von außen betrachtet als ein Kontinuum angenommen, so dass Abbildung 68 die beschriebene Modellvorstellung zeigt.

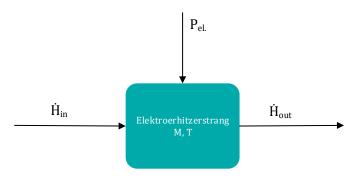


Abbildung 68: Vereinfachte Systemvorstellung eines elektrischen Erhitzerstranges

Gemäß dem ersten Hauptsatz der Thermodynamik ergibt sich zur Beschreibung des Systemverhaltens folgende Gleichung. Dabei ist ΔT die Temperaturdifferenz zwischen Eintritt und Austritt und $c_{\rm p}\cdot\dot{m}\cdot\Delta T$ entspricht der Enthalpieänderung.

$$P_{\rm el.} = c_{\rm p} \cdot \dot{m} \cdot \Delta T + c_{p} \cdot M \cdot \frac{\partial \Delta T}{\partial t} \tag{1}$$

Da es sich bei der vereinfachten Regelstrecke um eine PT₁-Strecke handelt, kann der Zusammenhang zwischen den Regelparametern und dem Massenstrom analytisch über die Vorgabe hergeleitet werden.

Variante 2: Regelung des Temperaturgradienten über den Massenstrom

Bei der Variante 2 wird nicht mehr die Temperatur geregelt. Stattdessen wird der Temperaturgradient geregelt. Auch die Stellgröße wird von der Leistung bzw. der Spannung zum Massenstrom geändert. Diese Konfiguration hat den Vorteil, dass die Leistung so schnell wie möglich hochgefahren werden kann, ohne dass der maximal zulässige Temperaturgradient überschritten wird, oder es zu Thermoschocks beim Hochfahren einer noch nicht vollständig abgekühlten Anlage kommt. Abbildung 69 zeigt den Aufbau des Regelkreises des Temperaturgradientenreglers.

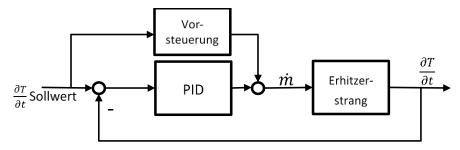


Abbildung 69: Aufbau des Regelkreises des Temperaturgradientenreglers

Die Strecke weist ein PDT₁-Verhalten auf. Da der PID-Regler, wegen des differenzierenden Streckenverhaltens, nicht in der Lage ist, bei einer konstanten Leistung, die Regelabweichung zu eliminieren, wird eine Vorsteuerung eingeführt. Die Vorsteuerung soll über den ganzen Betriebsbereich eine möglichst genaue Schätzung des notwendigen Massenstroms ausgeben, sodass mit dem Regler nur noch eine kleine Differenz ausgeregelt werden muss.

Für die Vorsteuerung wird ein Zusammenhang zwischen der Änderungsrate der elektrischen Leistung und der Änderungsrate des Massenstroms bei konstantem Temperaturgradienten, in Abhängigkeit der aktuellen Temperaturdifferenz benötigt. Dieser Zusammenhang entsteht durch die zeitliche Ableitung von Gleichung (1).

$$\frac{\partial P_{\text{el.}}}{\partial t} = c_{\text{p}} \cdot \frac{\partial \dot{m}}{\partial t} \cdot \Delta T + c_{\text{p}} \cdot \dot{m} \cdot \frac{\partial \Delta T}{\partial t} + c_{\text{p}} \cdot M \cdot \frac{\partial^2 \Delta T}{\partial t^2}$$
 (2)

Diese Differentialgleichung gibt den Massenstrom vor. Für die Berechnung wird $\frac{\partial \Delta T}{\partial t}$ gleich der Führungsgröße, die zweite Ableitung gleich null und ΔT gleich einem aktuellen Messwert gesetzt. Dadurch lässt sich der Einbruch des Temperaturgradienten bei Erreichen der Nennleistung fast vollständig eliminieren. Abbildung 70 zeigt den vorher und nachher Vergleich.

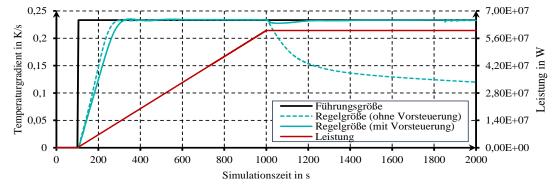


Abbildung 70: Vergleich des Führungsübertragungsverhalten der Temperaturgradientenregelung mit und ohne Vorsteuerung.

Regler für den Normalbetrieb: Temperaturregler

Der Start-up-Regler ist nur solange aktiv, bis die Auslasstemperatur Nenntemperatur erreicht hat. Ab diesem Zeitpunkt wird umgeschaltet auf einen Temperaturregler mit der Stellgröße Massenstrom und einer auf der stationären Energiebilanz basierenden Vorsteuerung. Abbildung 71 zeigt den Aufbau dieses Regelkreises. Da dieser Regler fast ausschließlich in einem Betriebspunkt operiert, wird auf eine Adaption der Regelparameter verzichtet.

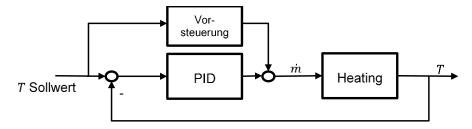


Abbildung 71: Schematische Darstellung des Regelkreises der Temperaturregelung im normalen Betrieb

Regler für den Normalbetrieb: Leistungsregler

Unter der Voraussetzung, dass sowohl die elektrischen Leitungen als auch der Verbraucher weder ein ausgeprägt kapazitives noch ein ausgeprägt induktives Verhalten zeigen, gibt es kein verzögerndes Streckenverhalten. Die Änderung der Regelgröße folgt instantan der Änderung der Stellgröße. Als Leistungsregler wird ein PI-Regler mit der Spannung als Stellgröße verwendet. Der entsprechende Regelkreis ist in Abbildung 72 dargestellt.

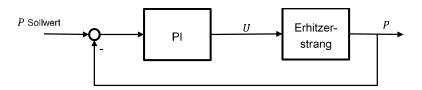


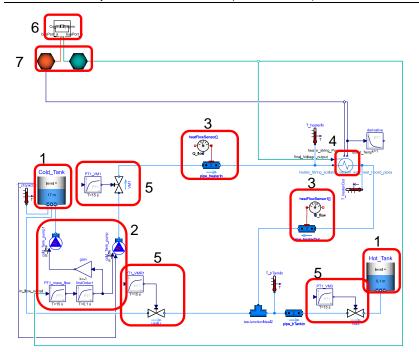
Abbildung 72: Schematische Darstellung des Regelkreises der Leistungsregelung

2.3.5.4.2. Modellbeschreibung

Dieses Kapitel liefert einen Überblick darüber welche Komponenten im Systemmodell abgebildet werden und in welchem Kontext sie implementiert wurden. Auf die Ebene Level 0 sind Betriebslogik und Schrittketten implementiert. Level 1 umfasst die Submodelle des Systemmodells, Level 2 entsprechend deren Submodelle usw. Einige wenige Submodelle werden nachfolgend genauer betrachtet.

Aufbau von Level 0

Abbildung 73 zeigt den Aufbau der obersten Modellebene (Level 0) in Dymola. Jede der gezeigten Komponenten setzt sich aus Unterkomponenten zusammen, die ihrerseits wieder Submodelle haben. Das Regelungssystem ist im Detailbericht näher beschrieben und der Erhitzerstrang wird nachfolgend beschrieben.



- 1. Speichertanks
- 2. Pumpe des kalten Tanks
- 3. Verrohrung zum Erhitzerstrang
- 4. Erhitzerstrang
- 5. Ventile

Abbildung 73: Aufbau der obersten Ebene des Systemmodells (Level 0)

Elektroerhitzerstrang

Der Elektroerhitzerstrang besteht aus zwei Hauptkomponenten, dem Elektroerhitzermodell und dem Modell der Verbindungsrohre zwischen den Elektroerhitzern. Die Abbildung 74 zeigt den Aufbau dieses Modells in Dymola mit zwei Detailansichten für den Elektroerhitzer und die Verbindungsrohre zur Betrachtung der nächsttieferen Modellebene.

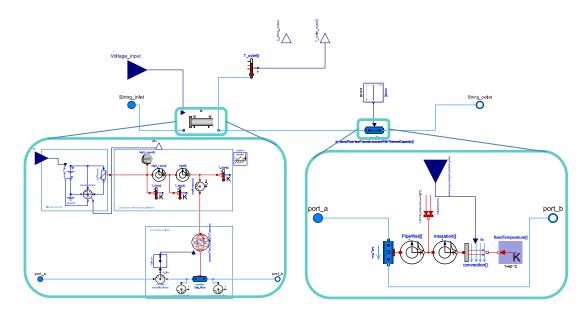


Abbildung 74: Aufbau des Level 1 Submodells "Erhitzerstrang" (oben). Detailansicht Level 2 des Elektroerhitzers (unten links) und der Rohrleitung (unten rechts).

Der Elektroerhitzerstrang ist skalierbar und besteht aus n elektrischen Erhitzern und m Rohren. Die Modellierung des Rohres umfasst neben der Abbildung von Volumen- und Flussgrößen des Salzes auch eine Rohrwand und Isolierung mit Wärmeleitfähigkeit und Wärmekapazität, einen Wärmeübergang an die Umgebung und ein Heat-Tracing. Alle Komponenten sind entlang der Strömungsrichtung des Salzes längsdiskretisiert. Die Rohrwand und die Isolierung sind zusätzlich radial diskretisiert. Der Wärmeübergang an die Umgebung und die

rohrlängenspezifische Leistung der Begleitheizung muss jeweils von außen vorgegeben werden. Das Elektroerhitzermodell wird in Kapitel 2.3.5.4.5 detailliert beschrieben.

2.3.5.4.3. Ergebnisse

Zum Testen des Regelungssystems wurde mit dem Systemmodell eine Simulation mit allen im normalen Betrieb möglichen Wechsel zwischen den implementierten Betriebszuständen durchgeführt. Tabelle 15 listet die Konfigurierungsparameter und Abbildung 75 stellt den genauen Ablauf des Testzyklus für diese Testsimulationen dar.

Tabelle 15: Konfiguration der Testsimulation

Parameter	Einheit	Wert
Nennleistung Gesamt	[MW]	60
Nennleistung pro Modul	[MW]	10
Anzahl Module pro Strang	-	6
Anzahl Stränge	-	1
Kalttank Nominaletemperatur	[°C]	290
ΔT (gesamt)	[K]	275
ΔT (pro Module)	[K]	45
Wärmeverluste warme Leitungen	[W/m²]	200
Wärmeverluste kalte Leitungen	[W/m²]	150

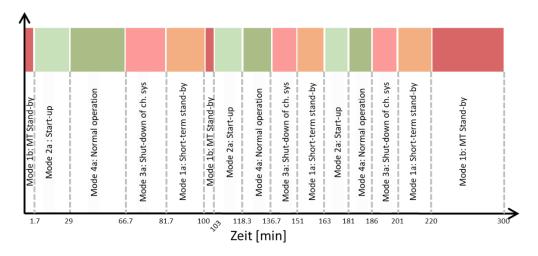


Abbildung 75: Ablauf des Testbetriebszyklus

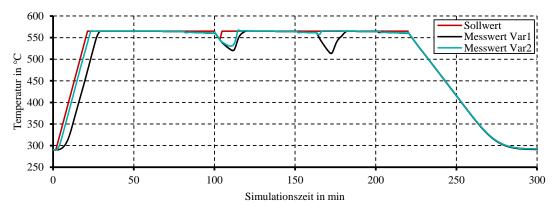


Abbildung 76: Temperaturverlauf am Auslass der elektrischen Heizung während eines Betriebszyklus mit Kalt-, Warm- und Heißstart (Vergleich der beiden Regelungskonzepte)

Die Auslasstemperatur liefert eine Aussage darüber, auf welchem Exergieniveau die Anlage operiert. Je höher die Auslasstemperatur und je schneller die Auslasstemperatur hochgefahren wird, desto geringer sind i. A. auch die Exergieverluste. Zwar ist bei dem Energiespeicher die insgesamt aufgenommene elektrische Energie aus dem Netz sehr viel entscheidender für die Erträge, dennoch ist wünschenswert auch möglichst viel der Exergie zu erhalten, um unnötige Wirkungsgradeinbußen zu vermeiden.

Der Verlauf der elektrischen Eingangsleistung, ist das Kriterium für den in einem vorgegebenen Zeitraum erzielbaren Ertrag. Daher ist wünschenswert die Leistung immer mit dem maximal möglichen Gradienten zu ändern, um die Energieerträge zu maximieren. Dies gilt jedoch nur, solange die Länge der vorgegebenen Zeitperioden limitierend für die Menge der eingespeicherten Energie ist. Andernfalls, wenn die Speichergröße der begrenzende Faktor ist, verliert dieser Zusammenhang an Bedeutung und die Exergieverluste werden bestimmend.

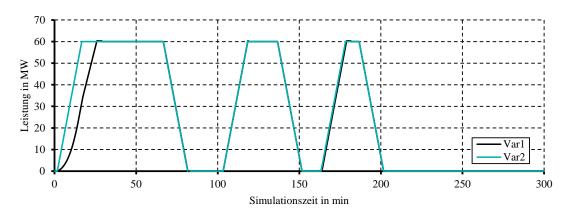


Abbildung 77: Verlauf der aufgenommenen elektrischen Leistung während eines Betriebszyklus mit Kalt-, Warm- und Heißstart (Vergleich der beiden Regelungskonzepte)

Der Massenstromverlauf ist entscheidend für die installierte Pumpenleistung und in Kombination mit dem Temperaturverlauf auch mitentscheidend für die Exergieverluste. Außerdem gibt der Temperaturgradientenverlauf in Abbildung 79 Auskunft darüber, ob die Anlage in allen Zuständen innerhalb der technisch vorgegebenen Grenzen betrieben wird, bzw. wo ggf. noch Überschreitungen stattfinden. In dem Diagramm sind an einigen Stellen Überschreitungen zu beobachten. Bei manchen Überschreitungen handelt es sich lediglich um unphysikalische Effekte aus der Simulation, andere hingegen sind durchaus aus technischer Sicht relevant. Im weiteren Verlauf wird auf Letzteres und ihre Ursachen sowie mögliche Abhilfemaßnahmen eingegangen.

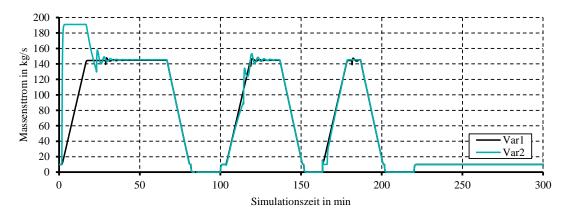


Abbildung 72: Massenstrom Verlauf während eines Betriebszyklus mit Kalt-, Warm- und Heißstart (Vergleich der beiden Regelungskonzepte)

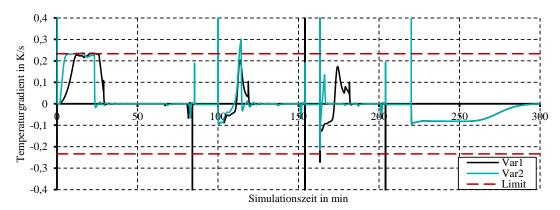


Abbildung 79: Verlauf des Temperaturgradienten am Auslass der elektrischen Heizung während eines Betriebszyklus mit Kalt-, Warm- und Heißstart (Vergleich der beiden Regelungskonzepte)

Cold Start-up im Detail

In diesem Kapitel wird der Kaltstart aus dem Medium-term Stand-by untersucht. Die detaillierte Betrachtung des Anfahrvorgangs aus dem Medium-Term Stand-by zeigt, dass die Temperaturgradientenregelung die wesentlich bessere Trackingperformance als die Temperaturregelung nach Variante 1 liefert. Insbesondere zu erwähnen ist dabei die deutlich geringere Verzugszeit zu Beginn und das schärfere Abknicken der Temperaturkurve in den normalen Betrieb. Beide Varianten regeln die Temperatur ohne erkennbares Überschwingen auf den Sollwert ein.

Die elektrische Leistung (Abbildung 77) kann bei der Verwendung der Variante 2 deutlich schneller hochgefahren werden, als bei einem System in dem die Variante 1 verwendet wird. Dies führt beim Vergleich einer zeitlich gleich langen Beladeperiode zu einem höheren Betrag an eingespeicherter Energie. Der daraus resultierende Vorteil wächst, wenn die Zahl der Beladevorgänge steigt und ihre Dauer gleichermaßen abnimmt.

Grund für die erkennbare geringere Verzugszeit der Temperaturgradientenregelung ist der zu Beginn stark ansteigende Massenstrom. Dieser steigt sogar deutlich über den Nennmassenstrom hinaus. Dadurch werden die Zeitkonstanten und insbesondere das Totzeitverhalten der Strecke des Regelkreises positiv beeinflusst, was zu einer besseren Regelbarkeit und damit einer besseren Performance führt. Der hohe Massenstrom macht aber gleichzeitig eine höhere installierte Pumpenleistung notwendig, was sich negativ auf die Investitionskosten auswirkt. Ob die Installation zusätzlicher Pumpen gerechtfertigt ist, könnte nur eine eingehende Untersuchung unter Abwägung der zu erwartenden Zusatzerträge klären. Weiterhin ist bei Variante 2 auch ein leichtes Schwingen des Massenstroms beim Umschalten

vom Temperaturgradientenregler auf den Temperaturregler des normalen Betriebs erkennbar. Dieser unerwünschte Effekt ist auf das Zusammenspiel von Temperaturgradientenregler und Totzeitverhalten des Systems zurückzuführen. Darf nun die Temperatur nicht Überschwingen, muss die Verweilzeit des Salzes durch ein direkt folgendes Überschreiten des Nennmassenstroms, wieder auf den Wert korrigiert werden, der sich unter stationären Bedingungen im normalen Beladebetrieb eingestellt hätte.

Der Temperaturgradientenverlauf zeigt die Performanceunterschiede in Abbildung 79 der beiden Regelungskonzepte deutlich auf. Zum Startzeitpunkt reagiert das temperaturgradientengeregelte System fast unverzüglich. Das temperaturgeregelte System antwortete wegen des geringen Startmassenstroms, der erst langsam hochgefahren wird, mit Verzugszeit. Ansonsten erweisen sich beide Varianten als sicher und bleiben über den gesamten Startzeitraum nah am zulässigen Limit.

Heißstart aus dem Short-term Stand-by

Der Heißstart ist das direkte Wiederhochfahren der Anlage aus dem Short-term Stand-by. Dabei bleibt die lineare Temperaturverteilung in dem Erhitzerstrang weitgehend erhalten.

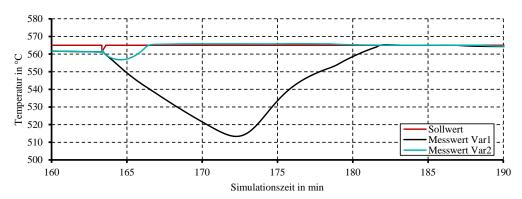


Abbildung 74: Temperaturverlauf am Auslass der elektrischen Heizung während eines Heißstarts (Vergleich der beiden Regelungskonzepte)

Der Temperaturverlauf der Variante 2 zeigt ein deutlich besseres Tracking-Verhalten verglichen mit der Variante 1. Kommt es bei Variante 1 zunächst durch das gesteuerte Hochfahren des Massenstroms zu einem deutlichen Temperatureinbruch um fast 50 K, so bricht die Temperatur bei Verwendung von Variante 2 nur um ca. 5 K ein. Entsprechend erreicht das System mit Variante 2 die Nenntemperatur nach etwa 2,3 min, während die Variante 1 zum Erreichen des Nennbetriebs ca. 18,3 min benötigt. Beide Systeme regeln die Temperatur aperiodisch und ohne Überschwingen ein.

Die Leistung erreicht im System mit Variante 2 etwas schneller den Nennwert. Dieser Unterschied ist allerdings sehr viel geringer als beim Kaltstart. Damit sind auch die potenziell zusätzlichen Energieerträge nur gering. Bei beiden Varianten werden die Temperaturgradientenlimits eingehalten. Die in Abbildung 79 erkennbare kurze Unterschreitung des Temperaturgradientenlimits, ist auf den Pumpenstart zurückzuführen und so kurz, dass eine thermomechanische Überlastung unwahrscheinlich ist.

2.3.5.4.4. Zusammenfassung und Ausblick

Das Beladesystem des Wärmespeicherkraftwerks ist stark nichtlinear und zeitvariant. Mit Hilfe des Simulationstools konnten ein dynamisches Prozessmodell, sowie zwei funktionierende Regelungskonzepte, entwickelt werden. Dabei werden die empirisch eingestellten Standardregler PI und PID mit Vorsteuerung verwendet. Beide Konzepte verhalten sich bei den gegebenen Simulationen stabil. Die Robustheit der Regler wurde nicht untersucht. Bei der

Tracking-Performance des Regelsystems zeigen sich Unterschiede. So schneidet die Temperaturgradientenregelung bei den Startvorgängen des Systems besser ab. Die direkte Manipulation des Temperaturgradienten ermöglicht eine schnellere Regelung, ohne eine Temperaturüberschreitung zu riskieren. Der erste Regler hat die Anlage in 28 Minuten vom kalten Zustand hochgefahren, während der zweite Regler nur 23 Minuten benötigt. Die Anfahrzeiten vom warmen Zustand sind 17 bzw. 11 Minuten für den ersten und zweiten Regler. Das führt zu einer Zeitersparnis beim Hochfahren der Temperatur und Leistung. Insbesondere Letzteres hat einen direkten Einfluss auf die möglichen Energieerträge in den begrenzten Zeitspannen geringer Strompreise. Dazu sind jedoch höhere Pumpenleistungen erforderlich. Wie stark dieser Performanceunterschied in Gewicht fällt hängt von der Länge der Niedrigpreisphasen und von der Dimensionierung des Speichersystems ab. Ist die eingespeicherte Energie maßgeblich durch die Dauer der Phasen mit niedrigen Strompreisen bestimmt, so kann dadurch ein Zusatznutzen generiert werden. Ist der Speicher in der Regel bereits voll, bevor der Preis wieder soweit angestiegen ist, dass sich die weitere Einspeicherung nicht mehr lohnen würde, führt die bessere Performance nur zu kürzeren Einspeicherphasen, jedoch nicht zu zusätzlichen Erträgen.

Mit den im Rahmen dieses Arbeitspaketes entworfenen Regelungen, können die Basisanforderungen für den Betrieb eines Flüssigsalzbasierten Wärmespeicherkraftwerks erfüllt werden. Da sich sowohl das physikalische Modell als auch das reale System ausgeprägt nichtlinear und zeitvariant verhalten, können optimale Ergebnisse auch nur mit auf das System angepassten Reglerarchitekturen erzielt werden. Besonders erwähnt, sei dabei das variable Totzeitverhalten, dass aus dem Salztransport durch die Erhitzer entsteht. Zwar können auch die verwendeten Standardregler und Vorsteuerungen zum Teil noch optimiert werden, aber die potenzielle Leistungsfähigkeit, ist mangels der notwendigen Freiheitsgrade in der Reglerarchitektur sehr begrenzt. Eine besonders vielversprechende Variante stellt dabei der sog. Smith-Prädiktor dar, der Standardregler, wie den PID-Regler, mit einer einfachen Form der Modellprädiktion erweitert. Dadurch wird die Performance der Regler bei der Regelung von Strecken mit Totzeitverhalten deutlich verbessert.

2.3.5.4.5. CFD-Modell

Das Dymola-Modell arbeitet mit dem Ansatz einer homogenen Mischung in jedem diskreten Element. Aus diesem Grund sind nur Rückschlüsse auf die durchschnittlich auftretenden Temperaturen möglich. Eine Abschätzung der maximalen Temperaturen, die im jeweiligen Volumenelement erreicht werden, ist nicht möglich. Die Schlussfolgerung daraus ist: Durch die möglicherweise Unterschlagung von Volumenelementen mit überdurchschnittlicher Temperatur, werden bei einer korrekten Berechnung des Wärmeübergangskoeffizienten auch die maximal auftretenden Filmtemperaturen systematisch unterschätzt. Um diesem Problem zu begegnen, wurden CFD-Simulationen eines Elektroerhitzers durchgeführt und die Ergebnisse mit denen des Dymola-Modells verglichen. Der Fokus liegt dabei auf der qualitativen Abschätzung der Massentemperaturverteilung und nicht der quantitativen Bestimmung der realen Maximaltemperaturen. Letztere sind in der thermischen Grenzschicht der Heizelemente angesiedelt. Wegen des hohen Diskretisierungsaufwands um die Grenzschicht aufzulösen, wurde dieses Vorgehen zugunsten des Ebengenannten, nach einigen Versuchen verworfen. Die Massentemperaturverteilung, die sich durch die unterschiedlichen Verweilzeiten einzelner diskreter Volumenelemente ergibt, ermöglicht es abzuschätzen, wie viel höher die maximalen Filmtemperaturen – auch wenn weiter nur ein durchschnittlicher Wärmeübergangskoeffizient verwendet wird – mindestens sein müssen und stellt somit einen Zugewinn an Genauigkeit dar. Die folgende Abbildung zeigt den Aufbau des Modells in Ansys-Fluent.

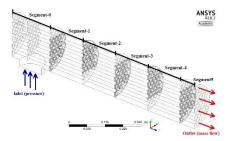


Abbildung 75: Aufbau des Modells in Ansys-Fluent

Die Ergebnisse der Simulationen sind beispielhaft für eine Eintrittstemperatur von 537°C und einen Massenstrom von 3 kg/s in dem nachfolgenden Diagramm dargestellt und werden mit den Ergebnissen der Simulation aus Dymola verglichen.

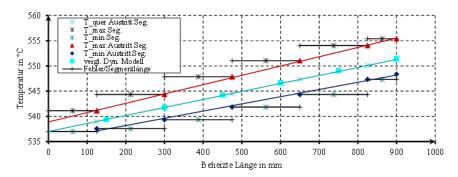


Abbildung 76: Wesentliche Ergebnisse der Simulationen in Ansys-Fluent im Vergleich mit den Ergebnissen des Dymola-Modells (Entrittstemperatur T0 = 537° C \dot{m} = 3 kg/s

Die Trendlinie der maximalen Austrittstemperatur weist eine größere Steigung auf als die der mittleren Austrittstemperatur. Damit laufen die beiden Graden kontinuierlich auseinander. Das heißt der absolute Unterschied zwischen der mittleren und der maximalen Austrittstemperatur nimmt über die Länge des Erhitzers zu. Dies ist genau dann der Fall, wenn ein Teil der Volumenelemente, die in dem vorangegangenen Segment verzögert wurden, in dem aktuellen und dem folgenden Segment erneut verzögert werden.

Zur Übertragung der Ergebnisse aus der Strömungssimulation in das dynamische Modell, müssen die Ergebnisse entdimensioniert werden. Dabei müssen die Bezugsgrößen in dem dynamischen Modell bekannt sein. Daher werden zunächst alle aus dem CFD-Modell entnommenen Temperaturen als Temperaturdifferenzen zur Eingangstemperatur dargestellt. Nun wird die Differenz des maximal auftretenden Temperaturhubs und des durchschnittlichen Temperaturhubs eines jeden Elementes gebildet. Diese Differenz wird nun auf den durchschnittlichen Temperaturhub bezogen. Da sich sowohl der durchschnittliche als auch der maximale Temperaturhub streng proportional der beheizten Länge zeigen, kann dieser Schritt auch durch die Funktionen der beiden Trendlinien dargestellt werden. Dabei sei

$$\overline{\Delta T}(x) = \overline{m} \cdot x \tag{3}$$

die Funktion der Trendlinie der Mitteltemperatur und

$$\widehat{\Delta T}(x) = \widehat{m} \cdot x + b \tag{4}$$

die Funktion der Trendlinie der maximalen Temperatur. Die oben beschriebene Überhöhung wird dann wie folgt ausgedrückt:

$$f(x) = \frac{\widehat{\Delta T} - \overline{\Delta T}}{\overline{\Delta T}} = \frac{\widehat{m}}{\overline{m}} - 1 + \frac{b}{\overline{m}} \cdot x^{-1}$$
 (5)

Wird diese Gleichung zugunsten der Übertragbarkeit der Ergebnisse noch über die Länge des elektrischen Erhitzers entdimensioniert, so ergibt sich ein für das dynamische Modell verwertbarer Zusammenhang:

$$\zeta = \frac{x}{L} \qquad 0 \le x \le L \tag{6}$$

$$f(\zeta) = \frac{\widehat{m}}{\overline{m}} - 1 + \frac{b}{\overline{m} \cdot L_{\text{Bezug}}} \cdot \zeta^{-1} \qquad 0 \le \zeta \le 1$$
 (7)

Das folgende Diagramm zeigt die direkt aus den Messpunkten berechneten Werte dieses Übertragungsansatzes und die hergeleitete Funktion.

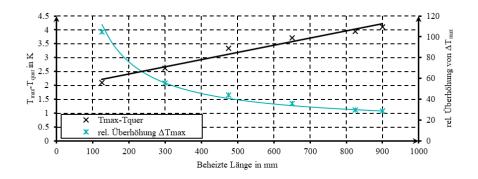


Abbildung 77: Unterschied zwischen der durchschnittlichen Temperaturerhöhung und der maximal auftretenden Temperaturerhöhung absolut und relativ, bezogen auf die Erhitzereintrittstemperatur.

Die Herausforderung, die nun verbleibt, ist für alle möglichen Kombinationen von Geometrieparametern und Betriebspunkten die Koeffizienten der Gleichung (7) zu bestimmen. Dies wäre nur mit umfangreichen Parameterstudien möglich, die im Rahmen dieses Projektes nicht mehr durchgeführt werden können. Wegen der fehlenden Daten, wird als Berechnungsgrundlage die Simulation herangezogen, die das ungünstigste Verhalten, also die größte Temperaturüberhöhung aufweist.

Maximale Filmtemperaturen

Die Ergebnisse aus den Strömungssimulationen in Ansys-Fluent wurden nun wie zuvor beschrieben in das dynamische Modell des elektrischen Erhitzers eingebunden. Anschließend wurde erneut der Beispielzyklus, der schon aus der Untersuchung des Systemmodells bekannt ist, gefahren. Der Fokus dieser Untersuchung liegt nun auf der Entwicklung der Filmtemperaturen am heißesten Punkt bzw. insbesondere auf der Untersuchung der abgeschätzten maximalen Filmtemperaturen. Die nachfolgenden Diagramme zeigen die Ergebnisse für beide Regelungskonzepte.

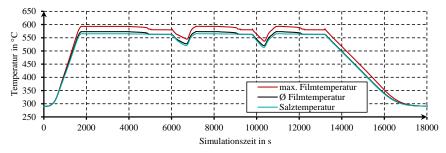


Abbildung 78: Verlauf der Salzmitteltemperatur, der durchschnittlichen Filmtemperatur und der abgeschätzten maximalen Filmtemperatur im heißesten diskreten Element (Variante 1)

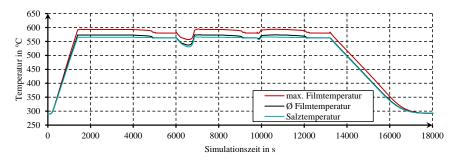


Abbildung 79: Verlauf der Salzmitteltemperatur, der durchschnittlichen Filmtemperatur und der abgeschätzten maximalen Filmtemperatur im heißesten diskreten Element (Variante 2)

Dargestellt sind die volumendurchschnittliche Temperatur des Salzes, die über die wärmeübertragende Fläche gemittelte Wand- bzw. Filmtemperatur und die abgeschätzte maximal auftretende Filmtemperatur im heißesten Element. Die Ergebnisse zeigen für beide Varianten, mit der aktuellen Modellkonfiguration und dem aktuellen Betriebs- und Regelungskonzept, das die maximalen Filmtemperaturen zu keinem Zeitpunkt die Temperaturgrenze von 600°C überschreiten. Eine große Sicherheit nach oben existiert bei zeitweise maximalen Filmtemperaturen bei beiden Varianten von ca. 593°C jedoch auch nicht. Die Ergebnisse legen also nicht nahe, dass die elektrischen Erhitzer allzu konservativ betrieben werden, insbesondere da es sich um Ergebnisse aus bisher nicht validierten Modellen handelt, die naturgemäß mit Unsicherheiten behaftet sind.

2.3.6. AP 3.6 Spezifikation des Referenz-Wärmespeicherkraftwerks

Wie in AP3.3.2 bereits erwähnt kann man nicht das "eine" Referenzkraftwerk festlegen, siehe Text AP3.3.2. die zu Daher wurden zwei Grundkonzepte für Referenz-Wärmespeicherkraftwerke definiert, die sich im Speicherdesign (Salzspeicher oder Feststoffspeicher) und somit der notwendigen Systemtechnik unterscheiden. Innerhalb dieser Grundkonzepte gibt es noch die Variable der Speichergröße und der Elektroheizergröße. Für die sich daraus ergebenden Varianten, die auch im AP3 analysiert wurden, wurde gemeinsam mit allen Projektpartnern eine detailliertes Spezifikationsdokument erstellt. Aufgrund des Umfangs kann dieses Dokument nicht in diesem Bericht wiedergegeben werden. Details hierzu sind im Teil-Bericht für AP3.5.2.1 enthalten.

2.4. AP 4 Konzeptstudie für ein WSK-Pilotprojekt an einem RWE Kraftwerksstandort (RWE, DLR)

In diesem Arbeitspaket werden die Erkenntnisse des definierten Referenz-WSK auf die Rahmenbedingungen eines konkreten RWE-Kraftwerkstandortes in NRW übertragen und ein Konzept für eine Pilotanlage erstellt. Das übergeordnete Ziel dieses Arbeitspaketes ist es zu prüfen, ob und wie eine Pilotanlage realisierbar ist und welche Rahmenbedingungen erfüllt sein müssen. Dazu werden im ersten Schritt, auf Basis von festzulegenden Kriterien, ein Standort ausgewählt und die technischen und betrieblichen Anforderungen an ein zukünftiges Wärmespeichersystem sowie an die Integration in die Bestandsanlage ermittelt. Anschließend erfolgt die Konzeptionierung der Pilotanlage. Die Konzeptstudie beinhaltet neben technischen und betrieblichen Aspekten auch eine ökonomische Bewertung.

Insgesamt wurden zwei unterschiedliche Konzepte für die WSK-Pilotanlage untersucht. Im ersten Projektjahr wurde zunächst eine Konzeptstudie auf Basis der Flüssigsalz-Speichertechnik erarbeitet. Die erreichten Ergebnisse führten zu einem deutlichen Erkenntnisgewinn innerhalb des Förderprojekts. Neben den grundsätzlich vielversprechenden Möglichkeiten der Flüssigsalz-Speichertechnik ergaben die Untersuchungen allerdings auch technische sowie genehmigungsrelevante Einschränkungen. Vor diesem Hintergrund hat RWE mit den Projektpartnern beschlossen, dass eine intensivere Untersuchung der alternativen Wärmespeichertechnik auf Feststoff-Basis notwendig ist, um eine Entscheidung für die zum Einsatz kommende Speichertechnologie treffen zu können. Ferner wurde im Rahmen der erweiterten Betrachtung die Umsetzung einer deutlich größeren Anlagenkonfiguration mit einer thermischen Entladeleistung von 125 MWth an einem modernen Braunkohleblock mit fortschrittlichen Dampfparametern untersucht. Basis für die vorhergehende Betrachtung auf Basis der Flüssigsalzspeichertechnik war eine deutlich kleinere Anlagenkonfiguration mit einer thermischen Entladeleistung von 12,5 MW_{th} in Kombination mit einem Braunkohleblock mit herkömmlichen Dampfparametern (siehe dazu auch Kapitel 2.4.2 "Anforderungen an die Anlagendimensionierung der Pilotanlage").

Um die Untersuchungen besser abgrenzen zu können und damit letztendlich auch die einzelnen Ergebnisse besser zu veranschaulichen, wird im Folgenden zwischen den beiden Studien wie folgt unterschieden:

- Konzeptstudie 1: Flüssigsalzspeicher (12,5 MW_{th})
- Konzeptstudie 2: Feststoffspeicher (125 MW_{th})

Unter der Federführung von RWE Power wurden für die Bearbeitung mehrere erfahrene Unternehmen eingebunden.

2.4.1. AP 4.1 Planungsrandbedingungen und Auswahl eines RWE **Kraftwerkstandorts**

Zunächst wurden die wesentlichen, übergeordneten Planungsrandbedingungen für eine Wärmespeicheranlage ermittelt und mit den vorliegenden Rahmenbedingungen an den unterschiedlichen RWE-Kraftwerksstandorten im Rheinischen Revier abgeglichen, um anschließend einen Kraftwerksstandort für die exemplarischen Untersuchungen auszuwählen.

Bei der Auswahl des Kraftwerksstandortes wurden u. a. die folgenden Kriterien herangezogen:

- Prozessparameter der Bestandsblöcke (WD-Parameter, Wirkungsgrade, etc.)
- Mögliche Aufstellungsflächen
- Medienver- und entsorgung
- Elektrotechnische Einbindung
- Restlaufzeit der Bestandsblöcke

Für die Konzeptstudie 1 (Flüssigsalzspeicher) wurde der Block E am Kraftwerksstandort Neurath zur exemplarischen Untersuchung ausgesucht. Neurath Block E gehört zur Klasse der 600 MW_{el} Anlagen und wurde 1976 in Betrieb genommen. Für die Konzeptstudie 2 (Feststoffspeicher) wurde der Block G, ebenfalls in Neurath, zur exemplarischen Untersuchung ausgesucht. Der im Jahre 2012 in Betrieb genommene Kraftwerksblock Neurath G wird auch als BoA 3 bezeichnet und gehört zur Klasse der 1000 MW_{el} Anlagen. Die Braunkohlekraftwerke mit optimierter Anlagentechnik (BoA) zählen zur weltweit modernsten Generation von Braunkohlekraftwerken. Die potentiellen Aufstellungsflächen für die WSK-Pilotanlage zeichnen sich durch eine direkte Angrenzung an die jeweiligen Kraftwerksblöcke aus, wodurch eine Integration in den Bestand deutlich erleichtert wird. Die ausgewählten Aufstellungsflächen sind in den folgenden Abbildungen gelb markiert und bilden die Leitplanken für die konzeptionelle Untersuchung.





Abbildung 80: Lage des Kraftwerksblock Neurath E Abbildung 81: Lage des Kraftwerksblock Neurath G und der ausgewählte Aufstellungsfläche für die Konzeptstudie 1 (Flüssigsalzspeicher) [Auszug aus Google Maps]

und der ausgewählte Aufstellungsfläche für die Konzeptstudie 2 (Feststoffspeicher) [Auszug aus Google Maps]

2.4.2. AP 4.2 Technische Anforderungen an das Wärmespeichersystem und Gesamtdesign

Für die in AP 4.1 ausgewählten Blöcke wurden im nächsten Schritt die typischen Betriebsparameter ermittelt und alle relevanten technischen Anforderungen definiert. Dazu zählen die Anforderungen an die Wärmespeicherdimensionierung, an die Integration ins Bestandskraftwerk sowie an den Betrieb des Wärmespeicherkraftwerks. Die relevanten Spezifikationen wurden mit den beteiligten Fachfirmen besprochen und die Standortgegebenheiten besichtigt. Im Folgenden werden die relevanten Anforderungen zusammengefasst.

Anforderungen an die Einbindung in den Bestand

Um eine effiziente Einbindung in die Bestandsanlage zu gewährleisten und das volle Potential der Bestandsanlage zu nutzen, soll die Wärmespeicheranlage sowohl Frischdampf als auch heißen ZÜ-Dampf bereitstellen. Dazu wird Speisewasser und kalter ZÜ-Dampf aus dem Wasser-Dampf-Kreislauf der Bestandsanlage entnommen und im neuen Dampferzeuger der Wärmespeicheranlage auf die geforderten Frischdampf- bzw. heißen ZÜ-Dampf-Parameter erhitzt. Der so erzeugte Dampf wird zur Stromerzeugung in die bestehende Turbine des Kraftwerksblocks eingespeist und ersetzt dort einen Teil der ansonsten mit Kohle erzeugten Dampfmenge.

9	9 9 1		1 9			
	Konzeptstudie 1 (Flüssigsalzspeicher) (600 MW _{el} -Klasse)					Feststoffspeicher)
	Temperatur [°C]	Druck [bar(g)]	Temperatur [°C]	Druck [bar(g)]		
Speisewasser	197	223	292	311		
Frischdampf	525	160	600	270		
kalter ZÜ-Dampf	312	37	359	58		
heißer ZÜ-Dampf	522	31	603	52		

Tabelle 16: Angenommene Auslegungsparameter für die Wärmespeicheranlage

Generell soll die Wärmespeicheranlage so autark wie möglich betrieben werden. Bei Bedarf können aber weitere Medien, wie z.B. Druckluft und Wasser, kraftwerksseitig bereitgestellt werden. Die Entsorgung von entspanntem Kondensat, welches während der Anfahr- oder Störvorgänge anfällt, kann im Rahmen der ersten Überlegungen über die Bestandsanlage erfolgen, muss aber später standortspezifisch näher untersucht werden. Alternativ könnte ein eigener autarker Kondensator für die Wärmespeicheranlage berücksichtigt werden. Nähere Überlegungen dazu wurden in AP 5.1 (Verifikation des Anlagenkonzepts) angestellt.

Die Bestandsanlage wird von einer zentralen Leitwarte aus bedient und überwacht. Es ist geplant, dass der Betrieb der Pilotanlage ebenfalls über die Bestandsanlage erfolgt. Der Automatisierungsgrad ist hoch einzustufen, eine Bedienung vor Ort soll weitgehend überflüssig sein. Ein entsprechendes Überwachungs- und Steuerungskonzept für die Wärmespeicheranlage sowie Schnittstellen zur Bestandsanlage sind zu berücksichtigen.

Die elektrische Einbindung kann kraftwerksseitig über einen bestehenden Anschluss (Spannungsebene 110 kV) realisiert werden. Von dort aus werden sowohl die elektrischen Flüssigsalz- bzw. Lufterhitzer als auch eventuelle Nebenverbraucher innerhalb der Pilotanlage gespeist. Eine vereinfachte Schnittstellendarstellung zwischen Bestandsanlage und Pilotanlage kann der folgenden Abbildung entnommen werden.

Seite: 104

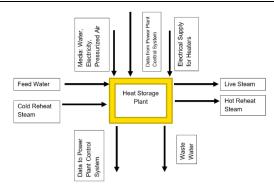


Abbildung 82: Vereinfachte Schnittstellendarstellung (Wärmespeicheranlage / Bestandsanlage)

Anforderungen an die Anlagendimensionierung der Pilotanlage

Im Rahmen der konzeptionellen Untersuchungen der WSK-Pilotanlage wurden zwei Anlagengrößen betrachtet, die sich aufgrund der unterschiedlichen Entladeleistungen hinsichtlich des zu erwartenden Erkenntnisgewinns stark unterscheiden. Eine kleinere Pilotanlage in der Größenordnung von ca. 5 MW_{el} Netto-Entladeleistung ermöglicht vor allem einen Erkenntnisgewinn hinsichtlich der verfahrens- und bautechnischen Integration eines Speichers in ein bestehendes Kraftwerk, des Speicherbetriebs sowie Erfahrungen zur betrieblichen Integration eines Speichers in ein bestehendes Kraftwerk. Die Realisierung einer deutlich größeren Pilotanlage im mittleren zweistelligen MW_{el}-Bereich ermöglicht im Vergleich zur oben beschriebenen kleinen Pilotanlage wichtige zusätzliche Erkenntnisgewinne bei der betrieblichen Integration eines Speichers in ein bestehendes Kraftwerk. Aufgrund der größeren Leistung sind deutlich ausgeprägtere Wechselwirkungen zwischen Speicher und Kraftwerk zu erwarten. Weiterhin kann davon ausgegangen werden, dass damit keine weiteren Skalierungsschritte zur Kommerzialisierung der Technologie mehr erforderlich sind.

Bedingt durch die technischen Merkmale von thermischen Kraftwerken liegt die Vorgabe für die Ausspeicherdauer eines kommerziellen WSK im Segment der Mehrstunden- bis Tagesspeicher. In Anbetracht eines täglichen Doppelzyklus, der durch überschüssigen Solarstrom geprägt ist und im folgenden Abschnitt "Anforderungen an die Betriebsweise der Pilotanlage" noch näher vorgestellt wird, wurde die Dimensionierung der Pilotanlage so gewählt, dass eine Entladedauer zwischen 3 und 4 Stunden und eine Beladedauer zwischen 8 und 10 Stunden resultiert. Die ausgewählten Anlagengrößen sowie die getroffenen Annahmen werden in Tabelle 17 zusammengefasst.

Tabelle 17: Im Rahmen der Konzeptstudien untersuchte Anlagendimensionierungen

	Konzeptstudie 1 (Flüssigsalzspeicher) (600 MW _{el} -Klasse)	Konzeptstudie 2 (Feststoffspeicher) (1000 MW _{el} -Klasse)
el. Entladeleistung	5 MW _{el}	50 MW _{el}
th. Entladeleistung	→ ca. 12,5 MW _{th} vereinfachte Annahme: WD-Wirkungsgrad 40%	→ ca. 125 MW _{th} vereinfachte Annahme: WD-Wirkungsgrad 40%
Entladedauer	→ ca. 3h	→ ca. 4h
el. Speicherkapazität	→ ca. 16 MWh _{el}	→ ca. 200 MWh _{el}
th. Speicherkapazität	40 MWh _{th}	500 MWhth
Beladedauer	→ ca. 8h	→ ca. 10h
el. Beladeleistung	→ ca. 5 MW _{el} vereinfachte Annahme: Heizer-Wirkungsgrad 100%	→ ca. 50 MWel. vereinfachte Annahme: Heizer-Wirkungsgrad 100%
th. Beladeleistung	5 MW _{th}	50 MW _{th}

An dieser Stelle soll darauf hingewiesen werden, dass die Anlagendimensionierung im Vorfeld zu den Untersuchungen erfolgt ist und damit nicht zwangsläufig der optimalen Konfiguration eines zukünftigen kommerziellen WSK entspricht.

Anforderungen an die Betriebsweise der Pilotanlage

Grundsätzlich lässt sich die zukünftige Betriebsweise eines WSK nur sehr schwer abschätzen. Das liegt nicht nur an den Unsicherheiten des zukünftigen Strommarktes, sondern auch an den noch nicht vollständig erfassten und erprobten technischen Leistungsdaten bzw. Restriktionen der WSK-Technologie. Vor diesem Hintergrund werden im Rahmen der Untersuchungen keine konkreten Anforderungen an die Dynamik der Wärmespeicheranlage gestellt, sondern ein angenommener typischer Betriebszyklus skizziert, der sich an dem heutigen, kommerziellen Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken orientiert. Solch ein Tageszyklus ist in Abbildung 83 dargestellt. Der Zyklus beginnt im Lademodus. Nach ca. 3 Stunden ist der Speicher vollständig aufgeladen. Die Energie wird dann für ca. 3 Stunden gespeichert. Danach wird der Speicher über 3 Stunden entladen, über 6 Stunden geladen, über 3 Stunden entladen und dann wieder geladen. Nach 24 Stunden ist das gespeicherte Energieniveau im Speicher das gleiche wie zu Beginn des Zyklus. Die Auslegung des Wärmespeicherkraftwerks soll diesen Betrieb sicherstellen, aber grundsätzlich auch flexibel genug sein, um Varianten davon abbilden zu können.

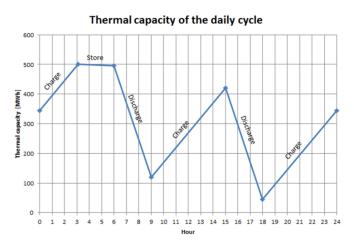


Abbildung 83: Angenommene Betriebsweise eine WSK im Tageszyklus

2.4.3. AP 4.3 Konzept für eine Pilotanlage zur Erweiterung eines bestehenden Kohlekraftwerks

In diesem Arbeitspaket wurden, unter Berücksichtigung der in AP 4.2 ermittelten technischen Anforderungen, zwei Konzepte für eine Pilotanlage erstellt. Wie bereits erwähnt, unterscheiden sich die beiden Konzepte hinsichtlich Speichertechnik (Flüssigsalzspeicher / Feststoffspeicher), Kraftwerksstandort (Neurath Block E / Neurath Block G) und Anlagengröße (Entladeleistung 12,5 MW_{th} / 125 MW_{th}). Aufgrund der unterschiedlichen Randbedingungen lassen sich die erarbeiteten Ergebnisse nur bedingt direkt gegenüberstellen. Deshalb werden im Rahmen der Ergebnisdarstellung zunächst die wesentlichen Ergebnisse der Einzelstudien getrennt und anschließend ein übergeordneter Vergleich der Anlagenkonzepte vorgestellt. Ferner soll darauf hingewiesen werden, dass für die untersuchten Konzepte jeweils zwei abgeschlossene, detaillierte Einzelberichte von den involvierten Unterauftragnehmern erstellt wurden. Die folgende Darstellung konzentriert sich deshalb auf die wesentlichen Erkenntnisse der jeweiligen Untersuchungen.

2.4.3.1. Wesentliche Erkenntnisse der Konzeptstudie 1 (Flüssigsalzspeicher)

Die Konzeptstudie beschreibt das Anlagenkonzept einer WSK-Pilotanlage, die aus einem Speichersystem mit Flüssigsalz als Speichermedium besteht und in ein bestehendes Braunkohlekraftwerk (Neurath E) integriert wird. Vor dem Bau kommerzieller WSK-Anlagen soll die Technik in einer Pilotanlage getestet werden, um zu zeigen, dass das Konzept und die notwendigen Komponenten für den Einsatzzweck geeignet sind. Das Wärmespeichermodul ist dabei das Herzstück der WSK-Pilotanlage. Es soll ein bestehendes Kohlekraftwerk erweitern und durch die Mitnutzung der vorhandenen Infrastruktur (Turbine, Generator, usw.) als Stromspeicher fungieren. Das zu errichtende Wärmespeichermodul besteht im Wesentlichen aus den Teilsystemen elektrischer Flüssigsalzerhitzer, Flüssigsalztanksystem (Kalt- und Heißtank), Dampferzeuger und Flüssigsalzpumpe.

In dem elektrischen Erhitzer wird mit elektrischer Energie aus dem Netz (z. B. überschüssiger Strom aus erneuerbaren Quellen) flüssiges Salz auf bis zu 565 °C aufgeheizt und dann im heißen Tank gespeichert. Bei erhöhtem Strombedarf wird diese Salzschmelze zur Dampferzeugung über einen Wärmetauscher geleitet. Das Salz kühlt dabei auf ca. 290 °C ab und wird im kalten Tank zwischengespeichert. Der dabei entstehende Dampf wird zur Stromerzeugung in die Turbine des Kraftwerkblocks eingespeist. Dort ersetzt er einen Teil der ansonsten mit Kohle erzeugten Dampfmenge. Mit dem fortschreitenden Ausbau der Erneuerbaren Energien kann die Kapazität des Wärmespeichers schrittweise erweitert und damit im Gegenzug der Einsatz von Kohle weiter verringert werden.

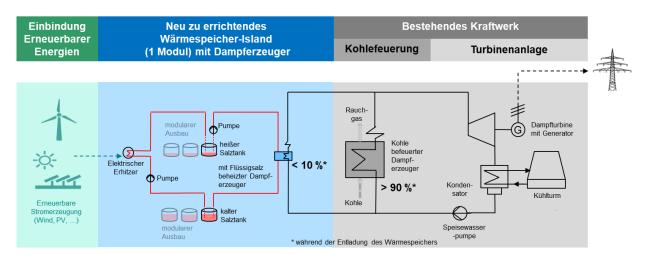


Abbildung 84: Konzept WSK-Pilotanlage auf Flüssigsalz-Basis

Die Studie umfasst neben der verfahrens- und anlagentechnischen Konzeptionierung auch erste Überlegungen zur Infrastruktur der Pilotanlage, wie z.B. die Elektrotechnik mit Transformatoren und Schaltanlagen sowie die Bautechnik. Insbesondere im Hinblick auf die hohen Temperaturen (565 °C) im heißen Flüssigsalztank und dem Gewicht des Salzes spielen die Bauwerke eine wichtige Rolle. Auch wird ein Überblick über Betriebs- und Wartungsaspekte einschließlich der Sicherheit und des Gesundheitsschutzes gegeben. Der Untersuchungsumfang wird in Abbildung 85 vereinfacht dargestellt.

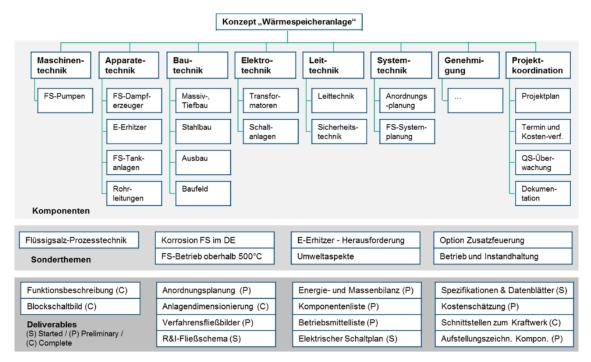


Abbildung 85: Untersuchungsumfang der Konzeptstudie 1 "Flüssigsalz-Wärmespeicheranlage"

Zusammenfassend zeigt die Studie, dass eine Pilotanlage mit am Markt verfügbaren Komponenten realisiert und das Konzept auch unter kommerziellen Bedingungen gebaut und getestet werden kann. Die Leistung der Pilotanlage ist auf eine elektrische Ladeleistung von 5 MWel und das thermische Äquivalent von 5 MWel bei der Entladung (ca. 12,5 MWth an der Schnittstelle zum Wasser-Dampf-System des Bestandsblocks) ausgelegt. Das Speichermodul ist ausreichend groß dimensioniert, um die im Betrieb auftretenden Wärmeverluste auszugleichen und damit eine netto Speicherkapazität von 16 MWhel (entsprechend ca. 40 MWhth) sicherzustellen. Das zugrunde gelegte Betriebskonzept sieht eine zweimalige Entladung des Speichers pro Tag vor. Der Speicher wurde so ausgelegt, dass jeweils drei Stunden morgens und drei Stunden abends entladen werden kann. In den Zeiten dazwischen wird der Speicher geladen. Der Nutzungsgrad hängt stark vom thermischen Wirkungsgrad des bestehenden Wasser-Dampf-Kreislaufes ab. Für die bestehende Anlage wird ein Wirkungsgrad von 40 % angenommen. Auf dieser Basis kann die WSK-Pilotanlage einen Strom-zu-Strom-Nutzungsgrad für den hier betrachteten Tageszyklus von bis zu 37 % erreichen. Das Thema Nutzungsgrad wird in Kapitel 2.5.3.3 näher diskutiert.

Die Aufstellungsfläche der Pilotanlage beträgt ca. 28 m x 45 m. Dabei ist bereits die Fläche zur Lagerung und Aufschmelzung des Salzes während der Inbetriebnahme berücksichtigt. Alle salzführenden Anlagenteile liegen in einer Auffangwanne, die etwa 50% der Gesamtfläche ausmacht. Die zwei Flüssigsalztanks selbst haben ein Durchmesser von 7,5 m und eine Höhe von 11 m. Der restliche Teil der Aufstellungsfläche wird für den elektrotechnischen Anschluss inkl. Gebäude, Rohrbrücke, Kondensattank und Lager- bzw. Aufschmelzfläche benötigt.

Die Errichtungsdauer für die Wärmespeicheranlage beträgt vom Start des Basic Engineering bis zum Abschluss des Testbetriebs voraussichtlich 42 Monate. Dabei setzt die Integration der Pilotanlage einen größeren Stillstand der Bestandsanlage (mind. 2 Wochen) voraus. Die Errichtung der Wärmespeicheranlage selbst und die Vorbereitungen zur Integration in die Bestandsanlage können dabei voraussichtlich zeitversetzt erfolgen.

Die Kosten der Pilotanlage belaufen sich auf 33 Mio. € und setzen sich im Wesentlichen aus den EPC-Kosten der Wärmespeicheranlage (Engineering, Hauptkomponenten, Bau, Montage, Inbetriebnahme, sonstige Projektkosten), den Kosten für die Integration (Einbindung in den Wasser-Dampf-Kreislauf, elektrotechnische Einbindung, etc.) und den Bauherrenkosten

zusammen. Unter Berücksichtigung eines hohen Abstraktionsniveaus lassen sich die Kosten der Wärmespeicheranlage den 3 übergeordneten Betriebsweisen Beladung, Speicherung und Entladung zuordnen. Die jeweils beteiligten Anlagenteile machen dabei für die betrachtete Anlagendimensionierung bei der Beladung ca. 20 %, bei der Speicherung ca. 30 % und bei der Entladung ca. 50 % der Gesamtkosten aus. Die Integrationskosten wurden bei der Unterteilung nicht berücksichtigt. Nähere Informationen zu der exemplarischen Kostenstruktur einer WSK-Pilotanlage sind in Kapitel 2.5.2 vorgestellt.

Im Rahmen der Untersuchungen wurde ferner ein Konzept für die exemplarische Einbindung der WSK-Pilotanlage in den Bestandsblock Neurath E erarbeitet. Dies beinhaltet u. a. die Auswahl geeigneter Schnittstellen zwischen der Bestandsanlage und der Wärmespeicheranlage, die Zusammenstellung der zu berücksichtigenden Betriebsfälle, Anordnung der Anlage inkl. Platzbedarf, notwendige Modifikationen des bestehenden Blocks, Zeitplan für die Umsetzung der Integrationsarbeiten und eine Abschätzung der damit verbundenen Kosten. Nachfolgend werden einige der exemplarischen Ergebnisse vorgestellt:

- Die Genauigkeit der ermittelten Integrationskosten stützt sich auf eine Detailtiefe, die dem Niveau einer Konzeptstudie entspricht. Zur weiteren Schärfung der Kostengenauigkeit müsste im nächsten Schritt eine vertiefte Bewertung der standortspezifischen Randbedingungen erfolgen.
- Die Hälfte der Integrationskosten ist durch die Kosten der Rohrleitungen geprägt (Beispiel: 100 m heiße ZÜ, Ø 159,3 mm aus X10CrMoVNb9-1)
- Der Wärmespeicher ist westlich des Blocks E angeordnet, um einerseits die Hochdruckleitungen so kurz wie möglich zu halten und andererseits größere Änderungen an der bestehenden unterirdischen Infrastruktur zu vermeiden.
- Die Verlegung der neuen Dampfleitungen durch die Fassade des Kesselhauses ist zwischen der +12,5 m und der +17,5 m-Ebene möglich, da zwischen diesen Ebenen im Inneren des Gebäudes ausreichend Platz vorhanden ist. Die weitere Verlegung der Rohrleitungen und der erforderlichen Strom- und Signalleitungen (zur Versorgung der Dampfumleitstationen und ggf. weiterer erforderlicher Ventilantriebe) erfolgt innerhalb des Kesselhauses ebenfalls zwischen der +12,5 m und der +17,5 m-Ebene.
- Die Stromleitungen müssen nach heutigem Kenntnisstand in einen E-Raum der bestehenden Anlage integriert werden. Da eine Leitungsführung im bestehenden System aufgrund voll belegter Kabelwege nicht möglich ist, wird eine Trasse außerhalb des bestehenden Gebäudes bevorzugt.
- Grundsätzlich ist vorgesehen, dass der Wärmespeicher ein eigenständiges Leitsystem mit eigenen Bedien- und Ingenieurarbeitsplätzen erhält. Eine Datenschnittstelle zwischen der neuen und der bestehenden Anlage muss installiert werden.
- Für die elektrische Versorgung des Wärmespeichers muss die bestehende Anlage einen 10 kV-Einspeiser mit einer Leistung von 6 MVA zur Verfügung stellen. RWE stellt den Leistungsschalter und die MS-Leitung bis zur Klemmstelle am Wärmespeicher bereit.
- Für den Entladebetrieb der Pilotanlage muss der Braunkohleblock im Regelbetrieb (zwischen Mindestlast und Nennlast) betrieben werden. Der Entladebetrieb des Speichers ist während des An- und Abfahrens des Braunkohleblocks nicht zulässig. Der Speicher muss sich im Ladebetrieb, im Stand-by-Betrieb oder in der Abschaltung befinden. Bei Störungen, die beide Anlagen betreffen, werden die Anlagen über Schnellschlussventile getrennt. Ein sicherer Anlagenzustand muss separat sichergestellt werden.
- Die Komponenten zur Integration des Wärmespeichers in den bestehenden Kraftwerksblock erfordern keine besonderen Bedienungs- und Wartungsarbeiten. Die verbindenden BoP-Systeme wie Rohrleitungen, Elektro- und MSR-Technik werden als integrierende Teile des Wärmespeichers betrachtet und werden unter dem normalen Regime der BoP-Systeme des bestehenden Kraftwerks betrieben und gewartet. Ersatzteile für die integrierenden Komponenten werden nicht benötigt, ebenso wenig wie zusätzliche Infrastruktur (z.B. Werkstätten, Lager, Ablageflächen, Betriebs- und Technikräume), da die Infrastruktur des bestehenden Kraftwerks genutzt werden kann.

2.4.3.2. Wesentliche Erkenntnisse der Konzeptstudie 2 (Feststoffspeicher)

Die Konzeptstudie beschreibt das Anlagenkonzept einer WSK-Pilotanlage, die aus einem Speichersystem mit Formsteinen als Speichermedium besteht und in ein bestehendes Braunkohlekraftwerk (Neurath Block G) integriert wird. Vor dem Bau kommerzieller WSK-Anlagen soll die Technik in einer Pilotanlage getestet werden, um zu zeigen, dass das Konzept notwendigen Komponenten für den Einsatzzweck geeignet Wärmespeicheranlage ist dabei das Herzstück der WSK-Pilotanlage. Sie soll ein bestehendes Kohlekraftwerk erweitern und durch die Mitnutzung der vorhandenen Infrastruktur (Turbine, Generator, etc.) als Stromspeicher fungieren. Das zu errichtende Wärmespeicheranlage besteht Wesentlichen den Teilsystemen elektrischer aus Lufterhitzer, Feststoffwärmespeicher, Dampferzeuger und Gebläse.

Der elektrische Erhitzer dient der Aufheizung von Luft mittels überschüssigen Stroms. Die heiße Luft wird anschließend in einen Wärmespeicher geleitet und gibt dort seine Wärme an das feste Speichermaterial ab. Bei erhöhtem Strombedarf durchströmt wiederum kalte Luft den Wärmespeicher, nimmt dabei die gespeicherte Wärme auf und wird anschließend zur Dampferzeugung über einen Wärmetauscher geleitet. Der so erzeugte Dampf wird zur Stromerzeugung in die bestehende Turbine des Kraftwerksblocks eingespeist. Dort ersetzt er einen Teil der ansonsten mit Kohle erzeugten Dampfmenge. Das Konzept der WSK-Pilotanlage wir in Abbildung 86 veranschaulicht.

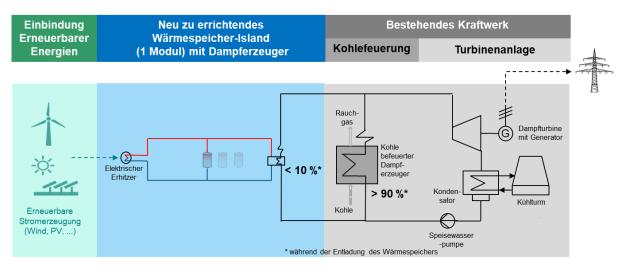


Abbildung 86: Konzept WSK-Pilotanlage auf Feststoff-Luft-Basis

Die Studie umfasst neben der verfahrens- und anlagentechnischen Konzeptionierung auch erste Überlegungen zur Infrastruktur der Pilotanlage, wie z.B. die Elektrotechnik mit Transformatoren und Schaltanlagen sowie die Bautechnik. Insbesondere im Hinblick auf die hohen Temperaturen (750 °C) im System und das Gewicht des Speichers spielen die Bauwerke eine wichtige Rolle. Auch wird ein Überblick über Betriebs- und Wartungsaspekte einschließlich der Sicherheit und des Gesundheitsschutzes gegeben. Der Untersuchungsumfang wird in Abbildung 87 vereinfacht skizziert.

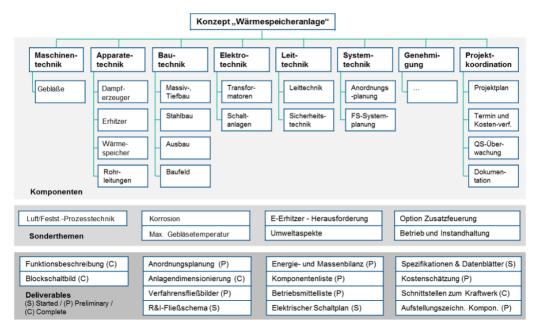


Abbildung 87: Untersuchungsumfang der Konzeptstudie 2 "Feststoff-Luft-Wärmespeicheranlage"

Die Studie zeigt, dass eine Pilotanlage mit am Markt verfügbaren Komponenten realisiert und das Konzept auch unter kommerziellen Bedingungen gebaut und getestet werden kann. Die Leistung der Pilotanlage ist auf eine elektrische Ladeleistung von 50 MWel und das thermische Äquivalent von 50 MWel bei der Entladung (ca. 125 MWth an der Schnittstelle zum Wasser-Dampf-System des Bestandsblocks) ausgelegt. Das Speichermodul ist ausreichend groß dimensioniert, um die im Betrieb auftretenden Wärmeverluste auszugleichen und damit eine netto Speicherkapazität von 200 MWhel (entsprechend ca. 500 MWhth) sicherzustellen. Das zugrunde gelegte Betriebskonzept sieht eine zweimalige Entladung des Speichers pro Tag vor. Der Speicher wurde so ausgelegt, dass jeweils drei Stunden morgens und drei Stunden abends entladen werden kann. In den Zeiten dazwischen wird der Speicher geladen. Der Gesamtnutzungsgrad dieses Speichers hängt stark vom thermischen Wirkungsgrad des bestehenden Wasser-Dampf-Kreislaufes ab. Aufgrund der fortschrittlichen Dampfparameter wird hier ein Wirkungsgrad von bis zu 48 % angenommen. Auf dieser Basis kann der Speicher einen Strom-zu-Strom-Nutzungsgrad von max. 40 % erreichen. Das Thema Nutzungsgrad wird in Kapitel 2.4.3.3 näher diskutiert.

Die Aufstellungsfläche der Pilotanlage beträgt ca. 90 m x 90 m. Der thermische Speicher besteht aus Formsteinen und orientiert sich stark an dem Konzept der Winderhitzer aus der Stahlerzeugung. Für die Auslegung wurde eine sehr große Speichereinheit (Ø 18 m, Höhe 43 m) gewählt, die perspektivisch für solche großskaligen Zwecke zur Verfügung stehen könnte. Im Beladebetrieb wird die Luft über einen zweisträngigen Lufterhitzer erwärmt, der sich aus einer Vielzahl an Erhitzermodulen zusammensetzt. Im Entladebetrieb wird über eine Bypassleitung die Eintrittstemperatur in den Abhitzekessel geregelt. Der vertikale Abhitzekessel wurde so ausgelegt, dass er die fortschrittlichen Wasser-Dampf-Parameter des Bestandsblocks einhalten kann. Da in diesem Konzept Luft als Wärmeträgermedium eingesetzt wird, ergeben sich für die hier betrachteten Energieströme bereits relativ große Kanalquerschnitte (Größenordnung 5m x 5m).

Die Errichtungsdauer für die Wärmespeicheranlage beträgt vom Start des Basic Engineering bis zum Abschluss des Testbetriebs voraussichtlich 39 Monate. Dabei setzt die Integration der Pilotanlage einen größeren Stillstand der Bestandsanlage (mind. 2 Wochen) voraus. Die Errichtung der Wärmespeicheranlage selbst und die Vorbereitungen zur Integration in die Bestandsanlage können dabei ggf. zeitversetzt erfolgen.

Die Kosten der Pilotanlage belaufen sich auf 108 Mio. € und setzen sich im Wesentlichen aus den EPC-Kosten der Wärmespeicheranlage (Engineering, Hauptkomponenten, Bau, Montage, Inbetriebnahme, sonstige Projektkosten), den Kosten für die Integration (Einbindung in den Wasser-Dampf-Kreislauf, elektrotechnische Einbindung, etc.) und den Bauherrenkosten zusammen. Unter Berücksichtigung eines hohen Abstraktionsniveaus lassen sich die Kosten der Wärmespeicheranlage den 3 übergeordneten Betriebsweisen Beladung, Speicherung und Entladung zuordnen. Die jeweils beteiligten Anlagenteile machen dabei für die betrachtete Anlagendimensionierung bei der Beladung ca. 40 %, bei der Speicherung ca. 20 % und bei der Entladung ca. 40 % der Gesamtkosten aus. Die Integrationskosten wurden bei der Unterteilung nicht berücksichtigt. Nähere Informationen zu der exemplarischen Kostenstruktur einer WSK-Pilotanlage sind in Kapitel 2.5.2 vorgestellt.

Im Rahmen der Untersuchungen wurde ferner ein Konzept für die exemplarische Einbindung der WSK-Pilotanlage in den Bestandsblock Neurath G erarbeitet. Dies beinhaltet u. a. die Auswahl geeigneter Schnittstellen zwischen der Bestandsanlage und der Wärmespeicheranlage, die Zusammenstellung der zu berücksichtigenden Betriebsfälle, Anordnung der Anlage inkl. Platzbedarf, notwendige Modifikationen des bestehenden Blocks, Zeitplan für die Umsetzung der Integrationsarbeiten und eine Abschätzung der damit verbundenen Kosten. Nachfolgend werden einige der exemplarischen Ergebnisse vorgestellt:

- Die Genauigkeit der ermittelten Integrationskosten stützt sich auf eine Detailtiefe, die dem Niveau einer Konzeptstudie entspricht. Zur weiteren Schärfung der Kostengenauigkeit müsste im nächsten Schritt eine vertiefte Bewertung der standortspezifischen Randbedingungen erfolgen.
- Die Hälfte der Integrationskosten ist durch die Kosten der Rohrleitungen geprägt (Beispiel: 200m FD-Leitung, Ø 163,0 mm aus X10CrWMoVNb9-2).
- Der Wärmespeicher ist östlich des Blocks G angeordnet, um einerseits die Hochdruckleitungen so kurz wie möglich zu halten und andererseits größere Änderungen an der bestehenden unterirdischen Infrastruktur zu vermeiden.
- Die Verlegung der neuen Dampfleitungen durch die Fassade des Kesselhauses ist zwischen der +15 m und der +18 m-Ebene möglich, da zwischen diesen Ebenen im Inneren des Gebäudes ausreichend Platz vorhanden ist. Die weitere Verlegung der Rohrleitungen und der erforderlichen Strom- und Signalleitungen (zur Versorgung der Dampfumleitstationen und ggf. weiterer erforderlicher Ventilantriebe) erfolgt innerhalb des Kesselhauses ebenfalls zwischen der +15 m und der +18 m-Ebene.
- Grundsätzlich ist vorgesehen, dass der Wärmespeicher ein eigenständiges Leitsystem mit eigenen Bedien- und Ingenieurarbeitsplätzen erhält. Eine Datenschnittstelle zwischen der neuen und der bestehenden Anlage muss installiert werden. Der Hersteller des dezentralen Leitsystems (PLS) des bestehenden Kraftwerkes integriert den Wärmespeicher auf Basis der Aufgabenstellung als Black-Box-Kopplung in sein Leitsystem.
- Die elektrische Leistung muss von der 27-kV-Sammelschiene der vorhandenen Einheit abgenommen werden. Da für die elektrischen Verbraucher des Wärmespeichers eine Mittelspannung von 10 kV benötigt wird, sind ein zusätzlicher Transformator und ein Schutzschalter erforderlich. Neue Stromleitungen von ca. 150 m müssen gelegt werden, die den neuen Transformator mit der 27-kV-Sammelschiene und mit der Wärmespeicheranlage verbinden.
- Für den Entladebetrieb der Pilotanlage muss der Braunkohleblock im Regelbetrieb (zwischen Mindestlast und Nennlast) betrieben werden. Der Entladebetrieb des Speichers ist während des An- und Abfahrens des Braunkohleblocks nicht zulässig. Der Speicher muss sich im Ladebetrieb, im Stand-by-Betrieb oder in der Abschaltung befinden. Bei Störungen, die beide Anlagen betreffen, werden die Anlagen über Schnellschlussventile getrennt. Ein sicherer Anlagenzustand muss separat sichergestellt werden.
- Die Komponenten zur Integration des Wärmespeichers in den bestehenden Kraftwerksblock erfordern keine besonderen Bedienungs- und Wartungsarbeiten. Die verbindenden BoP-Systeme wie Rohrleitungen, Elektro- und MSR-Technik werden als integrierende Teile des Wärmespeichers betrachtet und werden unter dem normalen Regime der BoP-Systeme des bestehenden Kraftwerks betrieben und gewartet. Ersatzteile für die integrierenden Komponenten werden nicht benötigt, ebenso wenig wie zusätzliche Infrastruktur (z.B. Werkstätten, Lager, Ablageflächen, Betriebs- und Technikräume), da die Infrastruktur des bestehenden Kraftwerks genutzt werden kann.

2.4.3.3. Technische Bewertung wesentlicher Merkmale aus beiden Anlagenkonzepten

Basierend auf den Teilstudien und einem intensiven Austausch mit den Projektpartnern DLR und FHA wurden die wesentlichen Merkmale der Flüssigsalz- und Feststoff-Speichertechniken identifiziert und bewertet. Die hier dokumentierten Ergebnisse bilden eine wichtige Basis für die zum Abschluss der Konzeptstudie zu treffende Technologieauswahl. Dabei kann grundsätzlich festgehalten werden, dass mit beiden Optionen das Konzept eines Wärmespeicherkraftwerks realisiert werden kann. Weiterhin zeigt sich, dass in beiden Fällen eine Pilotanlage mit auf dem Markt erhältlichen Komponenten realisierbar ist und somit Grundlagenforschung weitgehend vermieden werden kann. Im Folgenden werden die wesentlichen Merkmale näher erläutert und gegenübergestellt.

Betriebstemperatur

Einer der wichtigsten Unterschiede zwischen den beiden Hochtemperatur-Speicheroptionen ist die zulässige Betriebstemperatur. Das Salz muss einmalig bei der Inbetriebnahme über seine Schmelztemperatur von ca. 240 °C erhitzt werden und ändert dabei seinen Aggregatzustand von fest zu flüssig. Fortan darf eine Unterschreitung der Schmelztemperatur nicht mehr erfolgen, da sonst das flüssige Salz kristallisiert und damit einige Bestandteile der Speicheranlage beschädigt würde. Deshalb muss der Salzvorrat immer bei einer Mindesttemperatur von ca. 290 °C betrieben werden. In kommerziellen Anlagen ist dieses Thema allerdings lange bekannt und durch eine Begleitheizung technisch auch über Wochen hinweg beherrschbar. Bei zu hohen Temperaturen wiederum zersetzen sich die verwendeten Salze. Dies führt zu einer Freisetzung von Stickoxiden und brandförderndem Sauerstoff, sodass bei der Planung des Speichers sicherheitstechnische Maßnahmen ergriffen werden müssen.

Bei HT-Feststoffspeichern kommt es im notwendigen Temperaturbereich zu keinem Phasenwechsel, so dass grundsätzlich keine min. Betriebstemperatur beachtet werden muss. Die max. Temperatur hängt stark von dem Speichermaterial und der technischen Umsetzung der Speicheranlage ab. Bei der Auslegung ist zu beachten, dass keine hohen thermischen Spannungen im Speichermaterial und der Einhausung/Isolierung auftreten. Theoretisch sind dabei Temperaturen oberhalb von 1000°C möglich. Allerdings müssen dann auch angrenzende Anlagenkomponenten für solche Temperaturen ausgelegt werden, was zum Einsatz von speziellen, sehr kostenintensiven Werkstoffen und Armaturen führt, so dass nach einer wirtschaftlich-technischen Optimierung die Betriebstemperaturen derzeit noch oft unterhalb der maximalen Temperatur liegen. Aktuell erscheint eine max. Betriebstemperatur von 750°C als praktikabel.

Damit ergeben sich für die zwei Speicheroptionen die folgenden Betriebstemperaturen für das Speichermedium:

- Flüssigsalz Stand der Technik: 290 565°C
- Flüssigsalz Gegenstand aktueller Forschung: 290 640°C
- Feststoff Stand der Technik: bis 750°C

Technischer Reifegrad

Die WSK-Technologie stellt ein neues Anlagenkonzept dar, welches auf Komponenten und Systemen mit unterschiedlichen Entwicklungsgraden beruht. Das Anlagenkonzept umfasst die Integration der Wärmespeicheranlage in einen existierenden Kraftwerksblock mit ihren Anforderungen, insbesondere hinsichtlich Verfahrenstechnik, konstruktiver Gestaltung und Betrieb. Das Betriebsregime eines WSK wird darüber hinaus von einem anderen Marktumfeld

als bei bisherigen Anlagen bestimmt. Hinzu kommt, dass spätere kommerzielle Ausbaustufen eine Größe der Wärmespeicheranlage mit ihren einzelnen Komponenten erfordern, die heute z. T. noch nicht kommerziell verfügbar sind. Mit dem Bau und Betrieb der WSK-Pilotanlage soll die vorliegende WSK-Technologie im industriellen Maßstab und im realen Kraftwerksbetrieb demonstriert werden.

Grundsätzlich kann aber festgestellt werden, dass im Hinblick auf die eingesetzten Komponenten (Dampferzeuger, Gebläse/Pumpen, Armaturen, Rohrleitungen, etc.) der technische Reifegrad der beiden Speicheroptionen hoch einzustufen ist. Ausnahmen dazu sind vor allem die Elektroheizer und die innovative Feststoffspeicheroption unter Einsatz eines Schüttguts.

So werden zur elektrischen Erwärmung von Flüssigsalz auf Temperaturen von bis zu 565°C Elektroerhitzer im kraftwerkstechnischen Maßstab als Komponente benötigt. Geeignete Technologien für solche Elektroerhitzer sind bei deutschen und europäischen Herstellern am Markt prinzipiell im MW-Maßstab für Flüssigsalz verfügbar, müssen aber noch zu einem einsetzbaren Produkt adaptiert und qualifiziert werden. Dazu müssen geeignete Erhitzer-Materialien und – Geometrien ausgesucht, optimiert und qualifiziert werden, um die Wärmeübertragung in die Flüssigsalze bei hoher Leistungsdichte zu erhöhen, die Lebensdauer bei hoher Anzahl von Beladezyklen zu maximieren und dabei die Investitions- und Betriebskosten zu minimieren. Hinsichtlich der Lufterhitzer für die Feststoffspeicher ist die Lage vergleichbar. Die Technik ist zwar vorhanden, ein Scale-Up ist aber auch hier erforderlich, um die Ladeleistungen von mehreren 100 MW_{el} kostengünstig zu realisieren.

Im Hinblick auf das Speichermaterial eines Feststoffspeichers unterscheiden sich die technischen Reifegrade der einzelnen Optionen deutlich. Während Feststoffspeicher auf Basis der RTO- (Regenerative Thermische Oxidation) oder Winderhitzer-Technik bereits seit Jahrzehnten industriell eingesetzt werden, sind sogenannte Schüttgutspeicher noch in der Entwicklung. Das prominenteste Beispiel hierfür ist das von Siemens Gamesa verfolgte ETES System. Perspektivisch bieten Schüttgutspeicher dafür ein hohes Potential, die spezifischen Speicherkosten deutlich zu verringern.

Flächenbedarf

Eine Aussage über einen spez. Flächenbedarf für kommerzielle WSK-Anlagen ist unter dem jetzigen Kenntnisstand noch mit einer hohen Unsicherheit behaftet. Die belastbarsten Informationen liefern die bereits im Rahmen von CSP-Kraftwerken eingesetzten Flüssigsalzspeicher. Als Beispiel ist das CSP-Kraftwerk NOOR III zu nennen, in dem eine Wärmespeicheranlage inkl. Dampferzeuger mit einer Leistung von 150 MWel und einer Speicherkapazität von 2.770 MWhth auf einer Fläche von ca. 9.300 m² realisiert wurde. Damit ergibt sich für kommerzielle Flüssigsalz-Wärmespeicheranlagen ein spezifischer Flächenbedarf von ca. 3,4 m²/MWhth Für Feststoffspeicher in dieser Größe liegen keine Informationen vor. Tendenziell ist aber zu erwarten, dass Feststoffspeicher aufgrund des deutlich höheren Flächenbedarfs der Verrohrung einen etwas höheren Flächenbedarf einnehmen. Dabei muss aber berücksichtigt werden, dass Feststoffspeichersysteme in diesem Maßstab noch nicht realisiert wurden und damit erhebliches Optimierungspotential vorliegt. Letztendlich wird aber für beide Technologien hinsichtlich einer kommerziellen Anlage ein vergleichbarer Flächenbedarf in der Größenordnung von 3-10 m²/MWhth erwartet.

Im Hinblick auf eine Pilotanlage liegen die spezifischen Flächenbedarfe über dem oben genannten Wert für kommerzielle Anlagen und unterscheiden sich je nach Anbieter stark (Größenordnung: 5 - 31 m²/MWh_{th}). Ein Überblick über die Flächenbedarfe in Abhängigkeit von der Anlagengröße und der Speicheroption kann Tabelle 18 entnommen werden.

Tabelle 18: Überblick des Flächenbedarfs in Abhängigkeit von der Speicherkapazität und der Speicheroption

WSK-Flüssigsalz	WSK-Feststoff-Luft
Konzeptstudie 1	Konzeptstudie 2
Speicherkapazität 40 MWh _{th}	Speicherkapazität 500 MWh _{th}
45 m x 28 m = 1.260 m ²	90 m x 90 m = 8.100 m ²
Spez. Flächenbedarf: 31,5 m²/MWh _{th}	Spez. Flächenbedarf: 16,2 m²/ MWh _{th}
CSP Kraftwerk (NOOR III)	1. Auslegungsbeispiel aus der Industrie
Speicherkapazität 2770 MWh _{th}	Speicherkapazität 500 MWh _{th}
155 m x 60 m = 9.300 m ²	$146 \text{ m} \times 64 \text{ m} = 9.344 \text{ m}^2$
Spez. Flächenbedarf: 3.4 m²/MWh _{th}	Spez. Flächenbedarf: 18,7 m²/ MWh _{th}
DLR (Referenzkraftwerk – AP2)	2. Auslegungsbeispiel aus der Industrie
Speicherkapazität 19.700 MWh _{th}	Speicherkapazität 500 MWh _{th}
400 m x 140 m = 56.000 m ²	56 m x 48 m = 2.688 m ²
Spez. Flächenbedarf: 2.8 m²/MWh _{th}	Spez. Flächenbedarf: 5,4 m²/ MWh _{th}

Anfahrverhalten während der Ausspeicherung

Im Rahmen der Konzeptstudie wurden die Betriebsweisen eines WSK näher untersucht. Eine wichtige Phase ist dabei das Anfahren des Dampferzeugers während der Entladung, also der Zeitraum zwischen Anforderung der Last und Erreichen der technischen Mindestlast. Dabei müssen die technischen Restriktionen sowohl der neuen Wärmespeicheranlage als auch die der Bestandsanlage berücksichtigt werden.

Braunkohledampferzeuger Verglichen einem sind neue Flüssigsalz-Abhitzedampferzeuger wesentlich flexibler und ermöglichen das Erreichen der technischen Mindestlast in ca. 30 min. Weiterhin liegt die technische Mindestlast der neuen Dampferzeuger bei ca. 20 % und damit unter der von Braunkohledampferzeugern. Bis die Dampfreinheit erreicht und die Turbine synchronisiert ist, vergehen nach einer groben Abschätzung nochmal ca. 30 min. Das bedeutet, dass vom Start bis zum Abschluss der Synchronisation der Turbine vergehen. Sicherlich besteht an dieser Stelle noch ein Optimierungspotential, da allein für den Umleitbetrieb konservative 20 min angenommen wurden. Bei einer täglichen Nutzung der Anlage sollte die Dampfreinheit in einer geringeren Zeit zu erreichen sein. Für eine erste Einschätzung erscheinen die angenommenen 60 min allerdings zum jetzigen Zeitpunkt realistisch. Die Anfahrwärme, die während dieses Vorgangs als Energieverlust berücksichtigt werden muss, kann anhand der vorliegenden Informationen auf ca. 10% der thermischen Leistung des Dampferzeugers über eine Stunde abgeschätzt werden.

Das Hochfahren der Turbine ist vor allem durch den bestehenden Teil der Anlage geprägt. Hierbei wurde ein Anfahrgradient von 1,5-2 %/min abgeschätzt. Damit vergehen weitere 40 bis 60 min bis die Anlage die maximale Last erreicht hat. An dieser Stelle ist der Anfahrgradient der Bestandsturbine der limitierende Faktor. Sollten im zukünftigen Betrieb eines WSK die Randbedingungen für einen Heiß- oder zumindest Warmstarts der Turbine nicht vorliegen, müsste im Falle einer kommerziellen Anlage ein Warmhalten der Turbine ermöglicht werden, um die ggf. geforderte Flexibilität des Gesamtsystems zu ermöglichen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der Anfahrvorgang eines WSK in der Größenordnung von 60 min liegt. Das Hochfahren der Turbine benötigt weitere 60 min. Während des Anfahrens muss mit einem Wärmeverlust von ca. 10 % der thermischen Leistung des Dampferzeugers über eine Stunde gerechnet werden. Wesentliche Unterschiede zwischen dem Anfahrvorgang eines Flüssigsalzdampferzeugers und eines Abhitzekessels konnten im Rahmen dieser oberflächlichen Betrachtung nicht festgestellt werden.

Nutzungsgrad eines WSK

Der Gesamtnutzungsgrad eines WSK (Strom zu Strom) lässt sich in den Nutzungsgrad der Wärmespeicheranlage (Strom zu Dampf) und dem Nutzungsgrad der Turbinenanlage (Dampf zu Strom) unterteilen. Dabei wird an dieser Stelle bewusst ein Nutzungsgrad und nicht ein Wirkungsgrad herangezogen, da bei einem WSK mit den täglichen An- und Abfahrten instationäre Vorgänge deutlich an Relevanz gewinnen im Vergleich zum Betrieb eines Braunkohlekraftwerks. Der Nutzungsgrad eines WSK für den in Kapitel 2.4.2 definierten Betriebszyklus, bei dem zwei Entladevorgänge an einem Tag vorgesehen sind, wird in Abbildung 88 anhand eines Sankey-Diagramms veranschaulicht. Basis dieser Auswertung sind die Ergebnisse der Konzeptstudie für eine Feststoff-Luft-Wärmespeicheranlage im Pilotmaßstab. Die Ergebnisse lassen sich aber näherungsweise auch auf einen Flüssigsalzwärmespeicher übertragen. Zu den größten Verlusten/Verbrauchen bei der Speicherung und Umwandlung von Strom zu Dampf zählen:

- Elektrische Erhitzer inkl. elektrische Einbindung
- Gebläseleistung
- Wärmeverluste an die Umgebung (Speicher/Leitungssystem/Abhitzekessel)
- Anfahrverluste und Wirkungsgrad des Abhitzekessels

Unter Berücksichtigung der Verluste und Verbräuche wurde ein (Strom zu Dampf-) Nutzungsgrad der Wärmespeicheranlage von 84 % ermittelt. Verglichen mit Konzepten anderer Anbieter liegt dieser Nutzungsgrad etwa im Mittelfeld. Die Abweichungen der angegebenen Nutzungsgrade lassen sich auf unterschiedliche Bilanzgrenzen sowie die Nichtberücksichtigung bzw. Berücksichtigung instationärer Betriebszustände zurückführen. Da solch ein Anlagenkonzept noch nicht realisiert wurde, erscheinen die angegebenen Nutzungsgrade in der jetzigen Konzeptphase ohnehin mit einer Unsicherheit behaftet zu sein.

Unter Berücksichtigung eines hohen Wasser-Dampf-Kreislauf-Wirkungsgrad einer modernen Anlage von ca. 47% liegt nach jetzigem Kenntnisstand der Gesamtnutzungsgrad eines WSK bei einer optimistischen Betrachtung in der Größenordnung von 40 %.

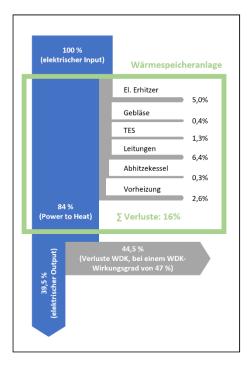


Abbildung 88: Sankey-Diagramm zum Nutzungsgrad eines Wärmespeicherkraftwerks

Emissionen

Im Hinblick auf Emissionen müssen während der Inbetriebnahme und des Betriebs der Wärmespeicheranlage die in Tabelle 19 aufgelisteten Quellen berücksichtigt werden. Die einzelnen Aspekte werden im Folgenden noch näher beschrieben.

Tabelle 19: Gegenüberstellung der relevanten Emissionen für die zwei HT-Wärmespeicheroptionen

	Flüssigsalzspeicher	Feststoff-Luft-Speicher
Schall	Ja, hauptsächlich durch die Förderpumpen.	Ja, hauptsächlich durch die Gebläse.
Staub	Während der Inbetriebnahme kann es durch den Aufschmelzprozess zu geringen Staub-Emissionen kommen.	Während der Inbetriebnahme und während des Betriebs kann es zu geringen Staub-Emissionen kommen. Dies ist aber stark vom Speichermaterial abhängig.
Gase	NO _X -Emissionen während der Inbetriebnahme (Aufschmelzen) und geringe Mengen während des Betriebs (Menge kann aktuell nicht näher quantifiziert werden, ggf. sind Minderungsmaßnahmen notwendig).	-

Obwohl die Salzmischung stabil ist, besteht die Tendenz, dass ein kleiner Teil der Nitrate zu Nitriten zerfällt. Die Zersetzung geht so lange weiter, bis ein Konzentrationsgleichgewicht von Nitraten und Nitriten erreicht ist. Wie üblich ist das Gleichgewicht von der Temperatur abhängig. Bei Temperaturen unter 400 °C verschiebt sich das Gleichgewicht in Richtung der Nitrate und die Zersetzungsgeschwindigkeit ist sehr gering. Bei einer Temperatur von 565 °C ist die Zersetzungsgeschwindigkeit höher und das Gleichgewicht verschiebt sich in Richtung der Nitrite. Die Bildung von Nitriten ist wiederum die Grundlage für die Bildung von Stickoxiden. Obwohl die Prinzipien der Nitratzersetzung und der einhergehenden Stickoxidbildung untersucht wurden und weitgehend verstanden sind, kann eine Aussage zu den erwarteten NO_X-Emissionen während des Betriebs der Anlage nicht klar beantwortet werden. Prinzipiell sind aber technische Maßnahmen vorstellbar, um die NO_X-Emissionen auf ein Minimum zu beschränken. Für den Fall einer Realisierung einer Flüssigsalz-Speicheranlage müssten diese Maßnahmen noch konkreter verfolgt werden. Dies gilt auch in Bezug auf die NO_X-Emissionen beim Aufschmelzen der Salze.

Schall-Emissionen müssen für beide Speicheroptionen berücksichtigt werden. Insbesondere die Förderung der Wärmeträgermedien durch Gebläse bzw. Pumpen stellt die wesentliche Schall-Emissionsquelle dar.

Weiterhin muss vor allem im Rahmen der Inbetriebnahme mit Staub-Emissionen gerechnet werden. Im Falle des Flüssigsalz-Speichers fallen diese beim Aufschmelzen der festen Salze an. Beim Feststoff-Speichern kann es, je nach Speichermaterial, während der Inbetriebnahme und während des Betriebs zu geringen Staub-Emissionen kommen.

Eine ausführlichere Übersicht der Emissionsquellen kann den jeweiligen Teilstudien entnommen werden.

Optimierungspotential

Wie bereits eingangs erläutert, ist der technische Reifegrad der WSK-Technologie zwar recht hoch, allerdings birgt das Konzept noch sehr viel Optimierungspotential. Damit sind nicht nur Verbesserungen innerhalb der WS-Anlage selbst, sondern auch Optimierungsmöglichkeiten im Zusammenspiel mit der Bestandsanlage gemeint. Im Folgenden werden einige der aussichtsreichsten Optimierungspotentiale, einmal übergeordnet hinsichtlich der WSK-Technologie sowie speziell für die einzelnen Speicheroptionen, aufgelistet.

- Optimierungspotentiale hinsichtlich der WSK-Technologie
 - Bessere Ausnutzung des Speichers durch eine breitere Temperaturspreizung.
 Dazu zählt nicht nur die max. Betriebstemperatur, sondern auch die untere Betriebstemperatur, die im Wesentlichen von der Bestandsanlage geprägt ist.

- o Integration einer Wärmepumpe zur Verbesserung des Gesamtnutzungsgrades
- Optimierungspotentiale hinsichtlich der Flüssigsalz-Technik
 - o Investitionskostenreduktion durch Verwendung eines Eintank-Speichers
 - Investitionskostenreduktion durch Verwendung von preiswerteren Füllkörpern im Tanksystem
 - Bessere Ausnutzung des Speichers durch eine breitere Temperaturspreizung, hier insbesondere die Möglichkeit die max. Betriebstemperatur zu erhöhen. Im Labormaßstab können aktuell ca. 620 °C realisiert werden. Die min. Betriebstemperatur ist durch die Erstarrungstemperatur vorgegeben.
 - Weiterentwicklung/Optimierung der Power-To-Heat Komponenten (Elektrischer Erhitzer) im Hinblick auf Wirkungsgrad und Kosten.
- Optimierungspotentiale hinsichtlich der Feststoff-Luft-Technik
 - Investitionskostenreduktion durch die Verwendung eines Schüttgutspeichers
 - Bessere Ausnutzung des Speichers durch eine breitere Temperaturspreizung. Hier insbesondere die Möglichkeit die max. Betriebstemperatur zu erhöhen. Denkbar sind an dieser Stelle Temperaturen im Bereich von 1000 °C. Die min. Betriebstemperatur ist stark von der Integration in die Bestandsanlage geprägt. Denkbar sind min. Betriebstemperaturen im Bereich von ca. 190°C.
 - Weiterentwicklung/Optimierung der Power-To-Heat Komponenten (Elektrischer Erhitzer) im Hinblick auf Wirkungsgrad, Kosten und max. Betriebstemperatur.
 - Vergrößerung der Abhitzekesselmodule zur Kostenreduzierung durch Economyof-Scale. Kostenreduktion durch modulare Fertigung.
 - Zusatzfeuerung: Mit vergleichsweise geringen zusätzlichen Investitionskosten kann das reine Wärmespeicherkraftwerk um die Funktion eines gasgefeuerten Kraftwerksblocks erweitert werden.

Technische Herausforderungen

Beide Speicheroptionen gehen jeweils mit unterschiedlichen technischen Herausforderungen einher. Diese resultieren zum einen aus den unterschiedlichen Speicher- bzw. Transportmedien und zum anderen aus dem unterschiedlichen technischen Reifegrad der Einzelkomponenten. Das Konzept des WSK als solches birgt für beide Speicheroptionen vergleichbare Herausforderungen, die insbesondere aus dem Zusammenspiel mit der Bestandsanlage resultieren. Im Folgenden werden deshalb nur die spezifischen technischen Herausforderungen der zwei Speicheroptionen gegenübergestellt.

Im Hinblick auf die Flüssigsalz-Technik ergeben sich technische Herausforderungen, die aus dem Phasenübergang des Speichermediums resultieren. Hierzu zählt zunächst das Aufschmelzen bei der Inbetriebnahme, welches für eine kommerzielle Anlage mehrere Wochen dauern kann sowie die notwendige Absicherung des Erstarrungsrisikos während des folgenden Betriebs. Weiterhin existiert für die hohen Betriebstemperaturen von 565 °C noch verhältnismäßig wenig Information hinsichtlich HT-Korrosion, vor allem im Zusammenspiel mit einem elektrischen Erhitzer. Insgesamt stellt die Einschränkung der max. Betriebstemperatur eine Herausforderung bezüglich der Kompatibilität mit BoA-Blöcken und deren höheren Dampftemperaturen dar. Für den Fall eines ausgeprägten WSK-Ausbauszenario muss weiterhin die Verfügbarkeit der Salzkomponenten im Markt geprüft werden. Hinsichtlich der Einzelkomponenten werden die größten Herausforderungen bei den elektrischen Erhitzern und den Fundamenten der Speichertanks gesehen.

Die technischen Herausforderungen für die Feststoff-Luft-Technik ergeben sich aus dem Wärmeträgermedium Luft und dem technischen Reifegrad der Einzelkomponenten. Aufgrund

des deutlichen Dichteunterschieds fallen die Wärmespeicher-internen Rohrleitungen bei der Feststoff-Luft-Technik deutlich größer aus. Bereits für die Pilotanlage liegt der Durchmesser der Luftleitungen im Bereich von 6-8 m. Für eine kommerzielle Anlage fallen diese dementsprechend noch deutlich größer aus. Dies könnte sich auch auf den benötigten Flächenbedarf auswirken. Insbesondere im heißen Bereich, mit Lufttemperaturen von 750 °C, ergeben sich dabei Herausforderungen hinsichtlich der Zuverlässigkeit der verwendeten Armaturen (Regelung über Klappen). Auch die Realisierung einer gleichmäßigen Durchströmung großer Wärmespeichermodule ist sicherlich noch herausfordernd und müsste ggf. im Rahmen von CFD-Simulationen weiter untersucht werden. Weiterhin liegen im Hinblick auf die Lebensdauer nicht für alle Speichermaterialien belastbare Informationen vor. Dies betrifft vor allem die Schüttgutspeicher, bei denen eine mechanische Beanspruchung der bzw. Isolierung berücksichtigt werden muss. Einzelkomponenten werden die größten Herausforderungen bei den elektrischen Erhitzern gesehen.

Einbindung in Bestand

Für die Einbindung der Wärmespeicheranlagen in die bestehende KW-Infrastruktur ergeben sich keine bemerkenswerten Unterschiede zwischen den beiden Speicheroptionen. Dies liegt vor allem daran, dass in beiden Fällen die Schnittstellenbedingungen gleich ausfallen. Unabhängig von der Speicheroption stellt die Wärmespeicheranlage sowohl Frischdampf als auch heißen ZÜ-Dampf bereit. Dazu wird Speisewasser und kalter ZÜ-Dampf aus dem Wasser-Dampf-Kreislauf der Bestandsanlage entnommen und im Wärmetauscher der Wärmespeicheranlage auf die geforderten Frischdampf- bzw. heißen ZÜ-Dampf-Parameter erwärmt.

Ähnliches gilt auch für die elektrotechnische Einbindung, da diese hauptsächlich durch die Leistung der elektrischen Erhitzer, welche in beiden Fällen vergleichbar ist, bestimmt wird. Es ist davon auszugehen, dass die Feststoff-Luft-Speicheroption eine geringfügig höhere Anbindungsleistung aufgrund des höheren Verbrauchs der Gebläse im Vergleich zu den Pumpen aufweist.

Im Falle eines Hybridbetriebs der Wärmespeicheranlage und des Kohledampferzeugers ist die wesentliche Herausforderung bei der Integration der Anlage die Erstellung eines Regelkonzepts, welches einen sicheren Betrieb der beiden Dampferzeuger auf eine Turbinenanlage ermöglicht. Vergleichbar ist dies mit dem Betrieb von Duo-Blöcken. Dabei handelt es sich um eine offene realisierungsrelevante Fragestellung, die vor einer finalen Konzeptfestlegung weiter untersucht werden muss (siehe dazu Kapitel 2.5.1).

2.4.3.4. Zusammenfassung

Grundsätzlich bestätigt die Konzeptstudie für beide Speicheroptionen die technische Machbarkeit der Pilotanlage und deren Einbindung in Braunkohle-Kraftwerksblöcke. Die Feststoff-Luft-Speichertechnologie bietet dabei aus RWE-Sicht aufgrund der größeren Einsatzbreite (höhere Wasser-Dampf-Temperaturen) sowie des vergleichsweise einfachen Genehmigungsverfahrens entscheidende Vorteile und wird von RWE als bevorzugte Speichertechnik für die Realisierung der Pilotanlage gesehen.

Im Rahmen der Konzeptstudie sind allerdings noch offene realisierungsrelevante Fragestellungen identifiziert worden, die vor einer finalen Konzeptfestlegung weiter untersucht werden müssen. Die Klärung der noch offenen Punkte erfolgt im Rahmen der Konzeptverifikation in Kapitel 2.5.1.

2.4.4. AP 4.4 Techno-ökonomische Analyse der WSK-Pilotanlage

2.4.4.1. Wirtschaftlichkeit

Bei der projektierten WSK Pilotanlage wird ein elektrischer Erhitzer und ein Wärmespeichermodul in ein bestehendes Kohlekraftwerk integriert. In dieser Konfiguration ist der Beladebetrieb des Speichers annähernd unabhängig vom Kraftwerksbetrieb, während die Entladung im sogenannten Hybridbetrieb erfolgt; d.h. die Energie zur Stromproduktion kommt aus der Kohleverbrennung und zum Teil aus dem Wärmespeicher. In einer zukünftigen kommerziellen WSK Großanlage im Post-Kohlezeitalter existiert der Kohlebetrieb des Kraftwerkes nicht mehr und die Energie zur Stromproduktion kommt vollständig aus dem Wärmespeicher.

Zur Untersuchung der Wirtschaftlichkeit der WSK-Pilotanlage (Hybridbetrieb) sind für den Speichereinsatz potentielle Werthebel identifiziert worden. In Tabelle 20 sind die identifizierten Werthebel dargestellt.

Tabelle 20: Potentielle Werthebel für den Betrieb von Wärmespeichern

	Werthebel	Beschreibung			
1	Nutzung von Preisspreads (täglich und unterstündlich)	 Beladen des Speichers bei geringen / negativen Strompreisen Ausspeichern bei hohen Strompreisen; → im Hybridbetrieb nur möglich bei vorhandenem Schluckvermögen der Dampfturbine 			
2	Wärmebereitstellung bei Stillstand und Anfahrt	- Einsparung von Heizöl ("Zünd-Öl") und CO ₂			
3	Verschleißvermeidung	- Verringerter Verschleiß durch Warmhalten der Komponenten → geringere Kosten bei An- und Abfahrten und während der Lastwechsel			
4	Höhere Lastgradienten	- Höhere Flexibilität ermöglicht dem Kraftwerk auf sich ändernde Strompreise zu reagieren			
5	Redispatch	 Vom Netzbetreiber angeforderte dynamische Lastwechsel sind durch den Speicher bereitstellbar und führen zu reduziertem Verschleiß im Kraftwerk 			
6	Wärmebereitstellung für externe Kunden (KWK Boni)	- KWK-Förderung - KWK-Speicher Bonus als Investitionszuschuss - Wärmeerlöse			
7	Regelenergie	Mögliche zusätzliche Erlöse durch Regelenergie (PRL, SRL, MRL) Aber: Verdrängung bereits im Markt befindlicher Anlagen			

Im Ranking der hier aufgeführten Werthebel hat der Werthebel 1 hinsichtlich Marktvolumen, Auslastung und erzielbaren Margen das größte Potential. Dieser Betriebseinsatz entspricht dem grundsätzlichen Einsatzzweck eines Stromspeichers: Einspeicherung bei günstigen Strompreisen bzw. EE-Überschüssen und Ausspeicherung bei hohen Strompreisen bzw. EE-Mangel. Er gilt sowohl für die Pilotanlage (Hybridbetrieb) als auch für ein reines WSK im Post-Kohle-Zeitalter. Die Werthebel 2 bis 5 weisen demgegenüber ein geringeres Potential aus. Das liegt im Wesentlichen an der geringen Eintrittshäufigkeit. Sie kommen auch nur bei einem Hybridbetrieb der WSK Pilotanlage zum Tragen. Langfristig für ein reines WSK im Post-Kohle-Zeitalter haben sie gar keinen Wert. Werthebel 6 führt grundsätzlich zu einem positiven Wertbeitrag. Allerdings ist die Anwendbarkeit davon bestimmt, ob Wärmekunden bzw. ein Fernwärmenetz in der Nähe zum WSK vorhanden sind. An den möglichen Standorten der Pilotanlage ist das z.Z. nicht der Fall. Der Regelenergiemarkt, Werthebel 7, hat ein begrenztes Marktpotential. Zudem haben die Erlöspotentiale durch die kontinuierliche Novellierung dieses Marktsegmentes abgenommen. Die zukünftige Entwicklung des Regelenergiemarktes lässt ein weiteres Absinken der Erlöspotentiale erwarten.

Aus den zuvor genannten Gründen ist der Werthebel 1 als wesentlicher Werttreiber für die WSK-Pilotanlage untersucht worden. Auf Basis der Strompreisverläufe der Jahre 2016, 2017 und 2018 ist der Betriebseinsatz infolge von Strompreisunterschieden simuliert worden (vgl. Abbildung 89). Daraus lassen sich die erzielbaren Betriebsstunden und resultierenden Margen ermitteln.

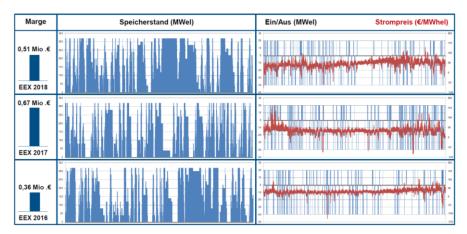


Abbildung 89: Margen auf Basis von Preisunterschieden in den Jahren 2016, 2017 und 2018

Die Ergebnisse zeigen, dass eine höhere Volatilität des Strompreises, wie sie 2017 und 2018 ggü. 2016 vorlag, zu tendenziell höheren Margen führt. Allerdings ist im heutigen Energiesystem die Häufigkeit von auskömmlichen Strompreisunterschieden noch zu gering, um einen wirtschaftlichen Betrieb einer WSK-Pilotanlage zu gewährleisten.

Für ein zukünftiges WSK im Post-Kohlezeitalter (kein Hybridbetrieb) kann je nach zugrundeliegendem Marktszenario mit steigender Häufigkeit von Strompreisunterschieden und damit mit höheren Margen gerechnet werden. Die energiepolitischen Ziele (EE-Ausbau/Decarbonisierung) lassen eine deutlich ansteigende Tendenz für die Zukunft erwarten. Um hier zu einer Einschätzung zu gelangen, werden die im Arbeitspaket 2.4 erarbeiteten zukünftigen Markszenarien (Strompreiskurven von ENERVIS) für vertiefte Untersuchungen der wirtschaftlichen Perspektive von reinen Wärmespeicherkraftwerken im Post-Kohlezeitalter herangezogen. Die Strompreiskurven repräsentieren mögliche zukünftige Entwicklungen des Wholesalestrommarktes. Eine der Strompreiskurven basiert auf einem nach heutigen Einschätzungen wahrscheinlichen EE-Ausbau- und CO₂-Reduktionspfad (Best Guess-Szenario), während die andere einen ambitionierteren Pfad (High-Szenario) unterstellt.

Mit den Strompreiskurven ist anhand eines Optimierungstools der Markteinsatz verschiedener WSK Konfigurationen und der einer Vergleichstechnologie simuliert worden. Als Vergleichstechnologie sind hier stationäre Li-Ionen Batteriespeicher festgelegt worden, da bereits heute eine ansteigende Marktteilnahme von Batteriespeichern beobachtbar ist, welche aufgrund der erwarteten Kostendegressionen noch weiter zunehmen wird.

Ziel der Optimierungsaufgabe ist es, die maximalen Erlöse bei der Bewirtschaftung von Preisunterschieden zu erzielen. Für die Untersuchungen sind in den Optimierungssimulationen die Anlagen auf 1 MW_{el}-Ausspeicherleistung normiert. Bei gleicher Anlagenkonfiguration (Lade-/Entladeleistung/Kapazität) erzielt die Li-Ionen-Batterie aufgrund des Wirkungsgradvorteils höhere Margen/kW el. (s. Abbildung 90). Durch gezielte Anpassung der WSK-Anlagenkonfiguration kann das WSK ggü. der Batterie vergleichbare und sogar höhere Margen erzielen. Allerdings sind bei der Anpassung der WSK-Anlagenkonfiguration zur Erreichung höherer Margen die dann auch höheren Investitionen zu beachten. Aufgrund dieses Zusammenhangs ist eine Vorzugskonfiguration, welche ein Kompromiss zwischen Anlageninvest und erzielbaren Margen darstellt, für die weitere Bewertung der ökonomischen Perspektive identifiziert worden (vgl. Abbildung 90).

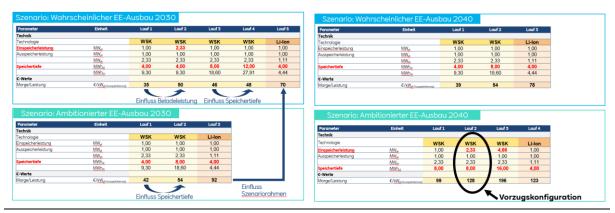


Abbildung 90: Potential von WSK und Li-Ionenbatterie am Wholesalemarkt 2030/2040



Abbildung 91: Vorgehen und Annahmen zur Bewertung der ökonomischen Langfristperspektive

Zur Bewertung der ökonomischen Langfristperspektive sind sowohl die Margenergebnisse aus den Optimierungssimulationen als auch die Kostenabschätzungen für die WSK-Vorzugskonfiguration aus der WSK-Konzeptstudie und für die Li-Ionen Batterie aus Batteriestudien in eine Cash-Flow-Analyse überführt worden. Das grundsätzliche Bewertungskonzept sowie die Annahmen zur Bewertung sind Abbildung 91 zu entnehmen.

Das Ergebnis der Bewertung der ökonomischen Langfristperspektive ist in Abbildung 92 dargestellt. Im relativen Vergleich zeigt sich, dass die Batterie ggü. dem WSK bei der reinen Bewirtschaftung am Wholesalemarkt die größere Wertschöpfung erzielt. Auch dann noch, wenn als rechnerische Sensitivität eine rein generisch unterstellte Reduktion der Investitionskosten beim WSK i.H.v. 30% angesetzt werden würde. Die Ergebnisse zeigen zudem, dass WSK und Batterie in der Höhe die gleichen Erlöse erzielen. Aber aufgrund des höheren Invest der WSK-Vorzugsvariante erreicht das WSK im Vergleich insgesamt eine geringere Wertschöpfung. Daneben resultieren aufgrund des hohen Investitionsaufwandes deutlich längere Kapitalrückflusszeiträume ggü. der Batterielösung.

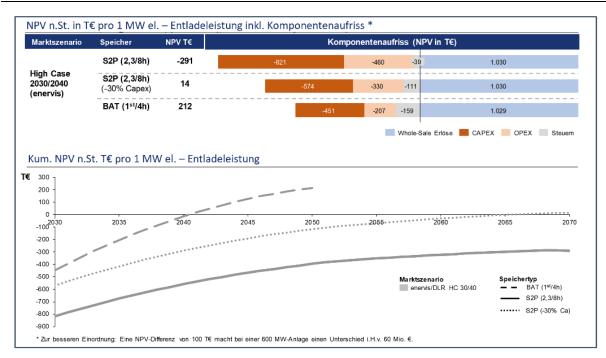


Abbildung 92: WSK in jedem Szenario mit längerer Amortisationsdauer ggü. der Batterie (S2P: WSK)

In Abbildung 93 sind nochmal die grundsätzlichen Einsatzweisen der Technologien vergleichend gegenübergestellt und erläutert.

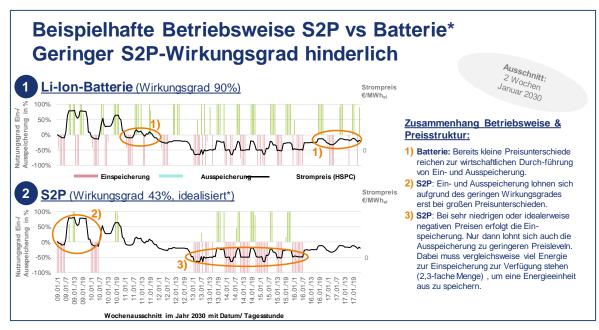


Abbildung 93: Einsatzweisen von Batteriespeicher und WSK (mit S2P bez.) für einen Beispielzeitraum

Fazit:

- Der Batterie reichen bereits kleine Preisunterschiede für Be- und Entladevorgang. Sie kann daher sehr flexibel eingesetzt werden und ist an keine Besonderheiten in der Preiskurve gebunden (z. B. lange Perioden auf hohem bzw. niedrigem Strompreisniveau).
- Die WSK-Anlage braucht entweder große Preisunterschiede für Be- und Entladung und/oder sehr niedrige bzw. negative Preise zur Beladung. Der geringe Wirkungsgrad nimmt dem WSK die Flexibilität im Vergleich zur Batterie.

 WSK kann seinen Mangel an Flexibilität durch einen Überbau der Einspeicherleistung und/oder höheren Speichertiefen z.T. kompensieren (Vorzugsvariante). Allerdings steht der höheren Flexibilität dann eine höhere Investition entgegen.

Auf Basis der durchgeführten Analysen bei den unterstellten Strompreisszenarien zeigt sich, dass aus Investitionskostensicht ein WSK ggü. einer Batterie keine wirtschaftliche Perspektive als Stromspeicher bei der Bewirtschaftung des Wholesalestrommarktes aufweist.

Ergänzend sind als Sensitivitäten der Einfluss höherer Speicherkapazitäten sowie der eines perspektivisch unterstellten Kapazitätsmarktes analog des Kapazitätsmarktes in UK untersucht worden. Es zeigt sich, dass mit höheren Speicherkapazitäten von 12h bzw. 16h die erzielbaren Margen grundsätzlich ansteigen (vgl. Abbildung 94). Dieser Margenanstieg führt aber lediglich zu einer geringen Verbesserung der Wirtschaftlichkeit, da ein Großteil dieser "Mehr"-Marge die notwendigen "Mehr"-Investitionen für die höheren Speicherkapazitäten kompensiert.

Bei Unterstellung des Kapazitätsmarktregimes aus UK steigen die Margen entsprechend der unterstellten Kapazitätsprämien. Hierfür ist keine "Mehr"-Investition erforderlich, so dass die gestiegene Marge vollständig zu Verbesserung der Wirtschaftlichkeit bzw. des Nettobarwertes (NPV) sowohl beim WSK als auch bei der Batterie führt. Insgesamt verringert sich dadurch nur leicht der Abstand in der Wirtschaftlichkeit zwischen WSK und Batterie.

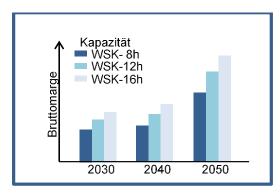


Abbildung 94: Entwicklung der Bruttomarge abhängig von der Speichertiefe (Speicherkapazität)

Finale Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung

- 1) Die Untersuchungsergebnisse der RWE im Projekt StoreToPower legen nahe, dass ein Wärmespeicherkraftwerk an einem RWE Standort im Rheinischen Revier auf absehbare Zeit mit der dort untersuchten Technologie auf Basis der angesetzten Markt- und Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich betrieben werden kann.
 - Aufgrund des **geringen Wirkungsgrads von max. 43% (bei Einsatz der E-Heizer Technologie, keine Wärmepumpentechnologie)** im Vergleich zu 90% für Lilonen-Batterien, benötigt das WSK zum wirtschaftlichen Einsatz nicht nur eine hohe Strompreisvolatilität, sondern wiederkehrende (Lade-)Phasen mit niedrigen Strompreisen.
 - Die Investitionskosten des WSK sind nach getroffenen Annahmen im Verhältnis zu den erwartbaren Margen zu hoch.
- 2) Das WSK profitiert von einem stärkeren EE-Ausbau, da dieser zu extremeren Strompreisen und steigender Preisvolatilität führt. Werden derartige Strompreisszenarien zugrunde gelegt, wird das WSK häufiger rentabel eingesetzt.
- 3) Größere Speichertiefen (Speicherkapazität) und ein Kapazitätsmarkt sind potentielle Werthebel, die die Wirtschaftlichkeit des WSK verbessern können.

Dennoch ist auch hier aus RWE Sicht auf absehbarer Zeit nicht ersichtlich, dass die Investition in ein WSK ggü. Li-Ionen Batterien dadurch an Attraktivität gewinnt.

- 4) Das bedeutet ausdrücklich nicht, dass WSK grundsätzlich keine Perspektive in der Anwendung in künftigen Energiesystemen Deutschlands und International haben, insbesondere z.B.:
 - 1) in sonnenreichen Ländern mit wachsendem PV-Überschussstrom und täglichen Lade- und Entladezyklen (Beispiel Chile oder Südeuropa).
 - 2) bei Einsatz von WSK in Kombination mit einer Wärmenutzung (Prozessdampfversorgung, Fernwärme).

2.4.4.2. Modellierung und Ertragsberechnung

In diesem Arbeitspaket erfolgte die inhaltliche Bearbeitung mit Schwerpunkt auf das Kreisprozessmodell und die Energie- Ertragsberechnung der Pilotanlage (auf Basis der Arbeiten aus AP3.5 und der definierten Pilotanlage in AP4.3), sowie zum dynamischen Prozessmodell des Wärmespeichersystems der WSK Pilotanlage (auf Basis der Arbeiten in AP3.5). Die Arbeiten wurden entsprechend der anfänglichen Schwerpunktsetzung für WSK mit Salzspeichertechnologie durchgeführt.

Energie-Ertragssimulation der WSK-Pilotanlage

Für die Energie-Ertragssimulation der WSK-Pilotanlage wurde die Methodik und die Modelle von AP3.5 für einen Hybrid-Betriebsmodus und ein typisches Tagesprofil mit 10h-Beladezeit (8:00-18:00h) und 4h-Entladezeit (18:00-22:00h) verwendet. Dazu wurde die Leistung des Speicherteils entsprechend skaliert. Zwei Konfigurationen für die Bewertung der Salz- und Feststoffspeichertechnologien (Solarsalz bis 565°C und Formstein) wurden bei einer Leistungsklasse von 1000 MW_{el} betrachtet. Beide WSK-Konfigurationen liefern ca. 5% der Kesselleistung, siehe Abbildung 95. Die Vorgabewerte für die Dimensionierung der Speicheranlage sind: Beladeleistung 50 MW_{el}, Entladeleistung 125 MW_{th}, Speicherkapazität 500 MWh_{th}.

Die Jahresertragsberechnung zeigt, dass beim Feststoffspeicherkonzept die Online-Eigenverbräuche des "Storage Island"-Systems höher als die der Salzspeichersystem sind (15.3 GWh_{el} im Vergleich zu 0.4 GWh_{el}). Daher erreicht die Konfiguration mit Salzspeicher einen Strom-zu-Strom Nettonutzungsgrad von 44%. Dies entspricht ca. 2 %-Punkte mehr als beim Feststoffspeichersystem (siehe Abbildung 96).

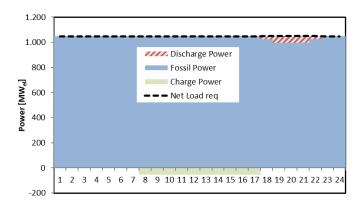


Abbildung 95: Betriebsweise

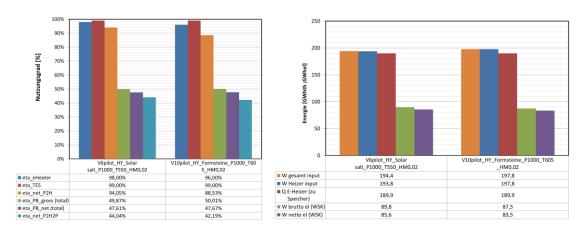


Abbildung 96: Nutzungsgrade und Energieerträge für die WSK-Pilotanlagen

Dynamische Systemsimulation der WSK-Pilotanlage mit Salzspeichertechnologie

Im diesem Arbeitspaket wurden die dynamischen Modelle von AP 3.5 weiterentwickelt und anhand der Pilotanlage konfiguriert. Das Ziel ist das Testen der Regelkonzepten und die Einschätzung der Verluste wegen Anfahrvorgänge. Tabelle 21 fasst die Konfigurationsparameter für die Pilotanlage zusammen.

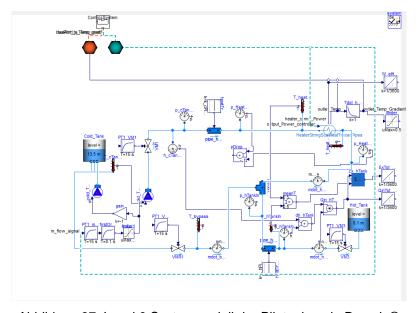


Abbildung 97: Level 0 Systemmodell der Pilotanlage in Dymola®

Tabelle 21: Konfiguration der Simulation der Pilotanlage

Parameter	Einheit	Wert
Speichermedium		SolarSalt
Entladezeit	[h]	4
Beladezeit	[h]	10
Nennleistung Gesamt	[MW]	50
Nennleistung pro Modul	[MW]	8.33
Anzahl Module pro Strang	-	6
Anzahl Stränge	-	1
Kalttank Nominaltemperatur	[°C]	318
ΔT (gesamt)	[K]	247
ΔT (pro Module)	[K]	41.2
Wärmeverluste warme Leitungen	[W/m²]	200
Wärmeverluste kalte Leitungen	[W/m²]	150

Systemmodell:

- Verrohrungslängen zwischen den Tanks und den elektrischen Erhitzern, mit Druckverlust und Energieverlusten und die Tankgrößen für 10 Stunden Beladedauer (500 MWh Speicherkapazität) wurden skaliert.
- Kalttanktemperatur wurde anhand des gesamten Systemmodels angepasst.
- Die nominalen Massenströme wurde für das Regelsystem parametrisiert.

Elektroerhitzermodell:

- Die gesamte Leistung des Erhitzerstrangs beträgt 50 MW_{el}. 6 in Reihe geschaltete Heizmodule mit 8.3 MW_{el} pro Modul liefern diese Leistung.
- Die Ramp-up Rate der Elektroerhitzerleistung beträgt 3 MW/min, das erfüllt die Bedingung von minimal 15 Minuten wie beschrieben in AP3.5.
- Die elektrischen Verluste der Transformatoren wurden für die weiteren Betrachtungen zunächst vernachlässigt.

Ergebnisse

Das System wurde für zwei unterschiedliche Varianten des Regelungskonzeptes berechnet. Die Leistungsfähigkeit und die resultierenden energetischen Erträge wurden verglichen. Das Modell bietet neben der Abschätzung des Energieertrages zusätzlich die Möglichkeit für die Sicherheit der Anlage relevante Größen abzuschätzen, zum Beispiel transiente Temperaturverläufe in den Rohren oder den elektrischen Erhitzern zu ermitteln. Das Model hat gezeigt, dass es robust für verschiedene Parameter ist.

Abbildung 98 zeigt die Anfahrvorgang für die Pilotanlage. Die zwei unterschiedliche Regelkonzepte sind im Vergleich dargestellt. In der ersten Reglervariante wird die Austrittstemperatur des Erhitzerstrangs geregelt, während in der zweiten Reglervariante der zeitliche Temperaturgradient der Auslasstemperatur geregelt wird. Mit dem Systemmodell wurde das Systemverhalten der beiden Varianten verglichen und deren Leistung bewertet. Die zweite Reglervariante verkürzt erheblich die Anfahrzeiten von 26 Minuten für Variation 1 zu 17,5 Min für Variation 2.

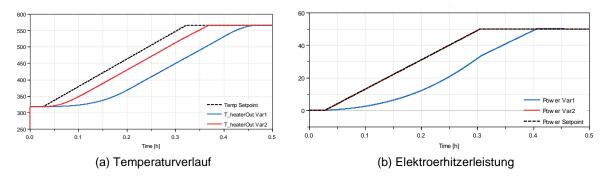


Abbildung 98: Zeitliche Verläufe von Auslasstemperatur des Erhitzerstrangs beider Varianten.

Abbildung 98(b) zeigt die Leistungszufuhr in den heißen Tank. Auch der Energieertrag in den Tank ist während einer zehn-stündigen Beladung mit Kaltstart um etwa 1 % höher mit der gesamten Füllstand von 484 MWh für Variation 1 und 490 MWh für Variation 2. Die Verzögerung durch die Anfahrvorgänge ergibt, dass die 500 MWh Speicherkapazität nach 10 Stunden Beladung nicht erfüllt wird. Grundsätzlich wäre es möglich die Verzögerungszeit einzuplanen und somit den gewünschten Speicherfüllstand zu optimieren ("Dispatch").

Die Ergebnisse zeigen, dass das Simulationsmodell umfangreiche Optimierungsmöglichkeiten auf Komponenten- und Systemebene durch die genauere Betrachtung des Systemverhaltens bietet.

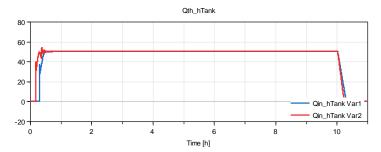


Abbildung 99: Zeitliche Verläufe von Leistung in den heißen Tank beider Varianten.

2.4.5. AP 4.5 Risikoanalyse und Ökologische Analyse

Die Analyse der unterschiedlichen Risiken sowie ökologischen Aspekte für die WSK Pilotanlage erfolgte in Abstimmung mit der FHA (siehe dazu AP2.3), da die Mehrheit der Untersuchungspunkte sowohl für die Pilotanlage als auch für die Referenzanlage gelten. Deshalb wird hier grundsätzlich auf die Ergebnisdarstellung in AP 2.3 verwiesen. An dieser Stelle soll aber kurz auf das standortspezifische Thema der Störfallverordnung in Kombination mit dem Betrieb einer Flüssigsalz-Speicheranlage eingegangen werden.

Bei den in der Flüssigsalz-Speicheranlage eingesetzten Stoffen, handelt es sich um ein Gemisch aus den Feststoffen Natriumnitrat (NaNO3) und Kaliumnitrat (KNO3). Die Komponenten an sich sind als oxidierende Feststoffe eingestuft. In der Anlage werden diese jedoch dauerhaft oberhalb ihres Schmelzpunktes (240 °C) gehalten, daher sind diese im bestimmungsgemäßen Betrieb als oxidierende Flüssigkeit [P8] einzustufen. Durch den zusätzlichen Einsatz dieser Salzschmelze würde die Mengenschwelle der Spalte 5 des Anhangs I zur StörfallV überschritten und es würde sich bei dem für die Pilotanlage ausgewählten Standorten um einen Betriebsbereich der oberen Klasse handeln, welcher den erweiterten Pflichten der StörfallV unterliegt. Im Rahmen der Konzeptphase wurde geprüft, ob eine entsprechende Anlage an einem der Braunkohlestandorte im Hinblick auf die 12. BImSchV grundsätzlich machbar ist und welcher Standort für die Errichtung in Frage kommt. Die Prüfung hat ergeben, dass eine Umsetzung grundsätzlich machbar ist, je nach Standort allerdings unterschiedliche Anforderungen betrachtet werden müssen.

2.5. AP 5 Basic Engineering für ein WSK-Pilotprojekt an einem RWE Kraftwerksstandort (RWE, DLR)

2.5.1. AP 5.1 Verifikation des in AP 4 konzipierten Konzepts der Pilotanlage

Wie bereits geschildert, sind im Rahmen der Konzeptstudie noch offene realisierungsrelevante Fragestellungen identifiziert worden, die vor einem "Concept Freeze" weiter untersucht wurden. Im Folgenden werden einige der Ergebnisse zusammengefasst.

Standortscreening – Validierung von Optionen zur Aufstellung der Pilotanlage

Im Zuge der Konzeptverifikation wurden weiterführende standortspezifische Einflüsse bewertet, mit dem Ziel die Entscheidungsgrundlage zur Standortwahl für die Errichtung einer großen Pilotanlage zu erarbeiten. Einen Überblick über die betrachteten Kriterien liefert die folgende Abbildung.

Standortscreening - Technische Bewertung Standortscreening – nicht Technische Bewertung Bewertungskriterien: Bewertungskriterien: Mögliches Betriebsende Mögliches Destlaufzeiten der unterschiedlichen Standorte wurden berücksichtigt. Risiko für Bestandsturbinen -> je nach Standort wird das Risiko gering bis mittel eingeschätzt. Aufgrund des geringeren Temperaturniveaus ist das Risiko bei älteren Anlagen grundsätzlich geringer. Planungsrechtliche Einschätzung -> potentiell an allen Standorten möglich, ein Standort weist jedoch im Vergleich eine Einschränkung auf (Mehraufwand und ggf. zeitlicher Verzug). Risiko für den Dampferzeuger Aufarund der großen Volumenunterschiede (Pilotanlage / Bestandsanlage) ist das Risiko an allen Standorten gering • Rohrleitungslängen (Einbindung ins WS-System) • Rohrleitungslängen (Einbindung ins WS-System) • Rohrleitungslängen (Vor Finhaltung des Irrelevanzkriteriums erscheint mit geringem Aufwand möglich, ein Standort weist jedoch im Vergleich höhere Einschränkung auf (höherer Aufwand nötig, Anlagenlayout zur Abschirmung nutzen). · Senke für Anfahrdampf Anordnungsplanung etzungen, keine Restriktionen bezüglich der Planung Elektrische Anbindung Ornsteitrlich ist die Anbindung über eine Generatorableitung möglich. Baufeldfreimachung ussetzungen, jedoch ist ein Standort mit erheblichem Rückbau · Wirkungsgrad des WD-Systems Verträglichkeit mit Standortentwicklung -> Grundsätzlich gute Voraussetzung, jedoch muss bei einem Standort a Investitionsoptionen berücksichtigt werden (Baufeld ggf. schon verplant)

Abbildung 100: Überblick über die nicht technischen und technischen Bewertungskriterien

Auch wenn an dieser Stelle nicht näher auf die konkreten Ergebnisse der RWE-internen Bewertung näher eingegangen werden kann, hat sich bei der Bewertung der an drei KW-Standorten untersuchten Baufelder gezeigt, dass

- eine Umsetzung aus technischer und nicht-technischer Sicht an allen KW-Standorten grundsätzlich möglich ist,
- die Kosten für die Errichtung der Pilotanlage standortabhängig zu bewerten sind (Aufwand für Genehmigung und Schallschutz, Rohrleitungslängen, Einbindungsmöglichkeiten, etc.) und je nach Baufeld stark variieren können (siehe dazu AP 5.2),
- eines der insgesamt fünf untersuchten Baufelder aufgrund der hohen Rohrleitungslängen ausgeschlossen wurde
- und aufgrund der höheren Wirkungsgrade die 1000 MW_{el}-Klasse der modernen Braunkohleblöcke vorteilhaft für mögliche kommerzielle WSK-Anlagen sind.

Verfahrenstechnische und elektrische Einbindungsmöglichkeiten

Im Rahmen der Konzeptverifikation wurde die Überführung des Konzepts zum R&I-Fließschema abgeschlossen und ein erstes Gesamtschema erstellt (siehe Abbildung 101). Die Einbindung in die Bestandsanlage erfolgt an die bestehenden Speisewasser-, Frischdampf-, kalte ZÜ- und heiße ZÜ-Rohrleitungen des Blockes. Für die Einbindung gelten folgende Randbedingungen:

- Die Wärmespeicheranlage muss vollständig von dem Bestandsblock getrennt werden können.
- Unmittelbar hinter den Einbindepunkten muss eine Doppelabsperrung vorhanden sein, so dass die Errichtung dieser Einbindepunkte zeitlich unabhängig von dem Bau der Rohrleitungen ist.

Während der verfahrenstechnischen Betrachtung wurden folgende Festlegungen getroffen:

- Das Anwärmen der Dampfleitungen erfolgt vom Bestandsblock aus, da ansonsten die Anfahrzeiten zu lange dauern bzw. die mögliche Entladezeit zu stark eingeschränkt wird.
- Zur Sicherstellung, dass der Kessel der Wärmespeicheranlage in die Frischdampfleitung einspeisen kann und nicht durch den viel größeren Kessel des Braunkohleblockes druckseitig weggedrückt wird, werden folgende Maßnahmen ergriffen:
 - Druckerhöhungspumpe in Speisewasserleitung
 - Regelstation in Frischdampfleitung (Druckregelung)
- Zur Vermeidung unzulässiger hoher Temperaturspitzen (auch durch Strähnen) des Frischdampfes und des HZÜ-Dampfes, soll die Austrittstemperatur des Kessels der Wärmespeicheranlage 10 °C unter der Solltemperatur (bei Austrittstemperaturen >600°C) des Braunkohlekessels liegen.

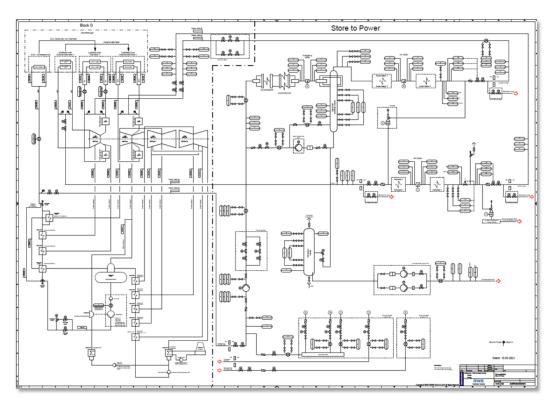


Abbildung 101: R&I Schema des Wasser-Dampf-Systems (Bestand + Pilotanlage)

Betriebsweisen und Regelkonzept

Nachdem die relevanten Betriebszustände im Hinblick auf die Hochtemperaturrohrleitungen (Anfahren, Abfahren, Lastbetrieb, etc.) identifiziert und die Herausforderungen durch das Warmziehen bzw. Warmhalten erörtert wurden, erfolgte im nächsten Schritt eine Ableitung von betriebssicherheitsrelevanten Erfordernisse für die Integration der Pilotanlage. Die wesentlichen Erkenntnisse werden in der nachfolgenden Abbildung zusammengefasst.

	Speisewasser	FD	KZÜ	HZÜ
Doppelabsperrung	Hinter Entnahmepunkt KW Vor Einbindepunkt WSA (Liefergrenze)	Austritt WSA vor Vorwärmstrecke Vor Einbindepunkt KW	unmittelbar hinter Entnahmepunkt aus KZÜ am Anschlusspunkt der WSA	Austritt WSA vor Anwärmstation vor Einbindepunktim Kraftwerk
Anwarmstation		Anwärmstationist unmittelbar hinter der Doppelabsperrung WSA angeordnet. Die Anwärmstation stellt die Liefergrenze zwischen Rohrleitung und WSAda. Dampf zu Anwärmung wird in Anfahrentspanner der WSA geleitet Hinter der Anwärmstation befinden sich 3 Temperaturmessungen. Diese dienen zur Überwachung des Anwärmvorganges	Anwärmstation ist unmittelbar vor der Doppelabsperrung WSA angeordnet. Die Anwärmstation stellt die Liefergrenze zwischen Rohrleitung und WSA da. Dampf zu Anwärmung wird in Anfahrentspanner der WSA geleitet	Anwärmstation ist unmittelbar hinter der Doppelabsperrung WSA angeordnet. Die Anwärmstation stellt die Liefergrenze zwischen Rohrleitung und WSA da. Dampf zu Anwärmung wird in Anfahrentspanner der WSA geleitet Hinter der Anwärmstation befinden sich 3 Temperaturmessungen. Diese dienen zur Überwachungdes Anwärmvorganges
Mess- und Regeltechnik	Druckerhöhungspumpe Pumpe ist örtlich im WSA angeordnet Druckmessung vor und hinter Pumpe wird für Regelung benötigt Absperrschieber vor und hinter Pumpe wird für Wartungsarbeiten benötigt	In der Frischdampfleitung befindet sich eine Volumenstrommessung. Stromabwärts hinter der Volumenstrommessungist eine Druckregelstation angeordnet Vor dem Einbindepunktin die Frischdampfleitung ist eine Temperatur, Druckund Leitfähigkeitsmessung vorgesehen. Diese dienen zur Überwachung der Dampfparameter,	Vor der Anwärmstation befinden sich 3 Temperaturmessungen. Diese dienen zur Überwachung des Anwärmvorganges	Vor dem Einbindepunkt in die HZÜ ist eine Temperatur, Druck und Leitfähigkeitsmessung vorgesehen. Diese dienen zur Überwachung der Dampfparameter.

Abbildung 102: Eckpunkte der verfahrenstechnischen Einbindung

Dabei muss die Regelung des Kessels der Wärmespeicheranlage eng mit der Regelung des Braunkohlekessels verbunden sein. Die Regelung des neuen Abhitzedampferzeugers sollte im gleichen Leitsystem wie das des Kraftwerkblockes erfolgen, damit automatisierte An- und Abfahrvorgänge sowie ein stationärer Betrieb zufriedenstellend automatisiert werden können. Nur wenn eine gesicherte funktionsfähige Automatisierung hergestellt wird, ist die Akzeptanz der Anlage gegeben und auch ein gesicherter Betrieb möglich. Weiterhin ist ein Entladebetrieb der Wärmespeicheranlage nur im stationären Betrieb des Braunkohlekessels möglich. Bei Lastrampen ist ein Entladebetrieb der Wärmespeicheranlage nicht möglich, da der regelungstechnische Aufwand für die Synchronisation der beiden Kessel in diesem Fall zu aufwendig ist. Ferner sind entsprechende SIL Einstufungen durchzuführen und der Einsatz eines zertifizierten Kesselschutzsystems vorzusehen.

2.5.2. AP 5.2 Ermittlung der Kosten der Pilotanlage

wurden Kosten wesentlicher In diesem Arbeitspaket Anlagenkomponenten Anlagengewerke sowie für deren Montage und Inbetriebnahme mit einer höheren Belastbarkeit ermittelt. Die in Kapitel 2.4.3 bereits vorgestellte erste Kostenstruktur der Lieferkosten der Hauptgewerke der Pilotanlage wurden weiter vertieft und ins Verhältnis zu den EPC-Gesamtkosten für die Wärmespeicheranlage gesetzt. In Abbildung 103 sind die ermittelten Kosten für drei untersuchte Anlagenvarianten zusammengefasst. Die Kosten beinhalten das Engineering, die Hauptgewerke (Wärmespeicher, Abhitzekessel, elektrische Erhitzer, Leitungen, Armaturen und Sonstiges), Bau, Montage & Inbetriebnahme, allgemeine Projektkosten, finanzielle Kosten und Versicherung. Es zeigt sich deutlich, dass die Gesamtkosten bei weitem nicht linear mit der Leistungsgröße skalieren.

	Variante 1 (Konzeptstudie)	Variante 2 (Vorprojekt)	Variante 3 (Vorprojekt)
Entladeleistung	125 MW th. (ca. 50 MW el.)	50 MW th. (ca. 20 MW el.)	30 MW th. (ca. 12 MW el.)
Beladeleistung	50 MW th.	50 MW th.	30 MW th.
Speicherkapazität	500 MWh th.(ca. 200 MWh el.) -> 4 Stunden Speicher	300 MWh th. (ca. 120 MWh el.) -> 6 Stunden Speicher	180 MWh th. (ca, 72 MWh el.) -> 6 Stunden Speicher
EPC-Gesamtpreis für WS-Island (ohne Einbindung und sonstige RWE-Kosten)	76,4 Mio. €	62,4 Mio. €	51,1 Mio. €

Abbildung 103: Kostenstruktur der Wärmespeicheranlage für unterschiedliche Anlagenkonfigurationen

lm nächsten Schritt wurden die Integrationskosten für die drei betrachteten Anlagenkonfigurationen in Abhängigkeit vom KW-Standort ermittelt, siehe Abbildung 104. Berücksichtigt wurden Kosten für Planung, Rohrleitungen, elektrische und regelungstechnische Einbindung, Bautechnik, ggf. Kondensator und Sonstiges. Dabei zeigte sich, dass einige Kosten, wie z.B. die Planungsarbeiten sowie die regelungstechnische Einbindung, unabhängig von Standort und Anlagengröße sind, während andere Kosten, wie z.B. die Rohrleitungen oder der Kondensator, eine starke Abhängigkeit vom Standort und der Anlagengröße aufweisen. Auch an dieser Stelle liegt bei weitem keine lineare Skalierung zwischen Anlagengröße und Kosten vor.

Ein Überblick über die Gesamtkosten, also Kosten für die Wärmespeicheranlage sowie deren Einbindung, kann Abbildung 105 entnommen werden. Dabei wurde ein standortspezifischer Aufschlag für Mehrkosten infolge höherer Anforderungen an den Schallschutz (Standort 2) sowie ein pauschaler Aufschlag von 10% für Unvorhergesehenes berücksichtigt. Je nach Standort und Anlagenkonfiguration ergibt sich damit eine Bandbreite der Errichtungskosten zwischen ca. 80 und 130 Mio.€.

	Standort 1 [Mio. €]	Standort 2 [Mio. €]	Standort 3 [Mio. €]
Summe Integrationskosten	31,90	33,90	37,65
	26,15	27,75	30,65
	21.30	22.65	24.90

		Standort 1 [Mio. €]	Standort 2 [Mio. €]	Standort 3 [Mio. €]
CAPEX	Kosten Errichtung	119,1 97,4 79,6	129,7 106,0 86,7	123,9 101,3 82,7
ОРЕХ	Kosten für Personal und Instandhaltung		2,1 Mio. € /a	

Variante 1 (125 MWth.) , Variante 2 (50 MWth.), Variante 3 (30 MWth.)

Abbildung 104: Ubersicht Integrationskosten für unterschiedliche Standorte und Anlagengrößen

Abbildung 105: Übersicht Gesamtkosten für unterschiedliche Standorte und Anlagengrößen

Variante 1 (125 MWth.), Variante 2 (50 MWth.), Variante 3 (30 MWth.)

Untersuchte Anlagenkonfigurationen

2.5.3. AP 5.3 Basic Engineering

Wie in Kap. 1.3 erörtert wurde seitens RWE dieses AP nicht weiter bearbeitet. Die Arbeiten des DLR zur Modellierung und zur Berechnung mit dem dynamischen Prozessmodell des Wärmespeichersystems der WSK Pilotanlage, die als Fortführung der Arbeiten in AP4.4 durchgeführt wurden, sind in AP4.4 dokumentiert (wobei hier auch weiter auf AP3.5 verwiesen wird). Die weiteren Arbeiten des DLR zur Unterstützung des Projektpartners RWE sind in den Kapiteln für AP5.1 und AP5.2 dokumentiert.

2.5.4. AP 5.4 Vertiefte Techno-ökonomische Bewertung der WSK-Pilotanlage

Wie in Kap. 1.3 erörtert wurde seitens RWE dieses AP nicht weiter bearbeitet. Die Ergebnisse zur vertieften Kostenbetrachtung der WSK-Pilotanlage des DLR sind in Kap. 5.2 dokumentiert.

2.6. AP 6 Zukünftige Wärmespeicherkraftwerke (mit HT-Wärmepumpe) (DLR)

In diesem Arbeitspaket wurden konzeptionelle Arbeiten zur WSK-Entwicklungsstufe 2 mit Verwendung von Hochtemperatur-Wärmepumpen durchgeführt, wobei dies aufgrund von projektinterne Mittelverschiebungen nur mit sehr vermindertem Aufwand erfolgen konnte. Es wurden Konzeptstudien zu Rankine- und Joule-Prozess basierten Lösungen durchgeführt und das Potential zur Wirkungsgradverbesserungen gegenüber direkter elektrischer Beheizung mit vereinfachten Systemberechnungen abgeschätzt.

2.6.1. AP 6.1 Zusammenstellen der betrieblichen Randbedingungen

Bei PTES-Konzepten (Pumped Thermal Energy Storage) wird zur Beladung ein linksläufiger Prozess eingesetzt, um Niedertemperaturwärme in Wärme höherer Temperatur zu transformieren, die dann im Hochtemperaturspeicher (HT-TES) gespeichert wird. Bei der Entladung wird ein rechtsläufiger Kreisprozess genutzt, um die zuvor gespeicherte Wärme wieder in mechanische (elektrische) Energie umzuwandeln.

Bei idealer Umsetzung des PTES-Prozesses mit reversiblen Maschinen und Wärmeübertragern mit infinitesimalen Temperaturdifferenzen liegt der Speicherwirkungsgrad bei 100%,

Für die Implementierung eines PTES-Konzepts sind verschiedene Kombinationen von Kreisprozessen und thermischen Speicherkonzepten denkbar. Tabelle 22 zeigt einen Überblick von möglichen Varianten und die entsprechenden Randbedingungen.

Tabelle 22: Randbedingungen verschiedener PTES-Konzepte an den Kraftwerksblock

AP	Basisprozess	HT-TES	Schnittstelle				
			Arbeitsfluid	Druck [bar]	Temperaturbereich Wärmeabgabe an HT-TES [°C]		
6.2	Rankine	Latentwärmespeicher + Druckwasser und Flüssigsalz	Wasser	100	40-400 / isotherm bei Kondensationstemperatur und gleitend oder nur isotherm		
6.3	Joule/Brayton	Feststoff, packed bed	Luft/Argon	10	50 – 550 / gleitend		
6.4	Joule/Brayton	Flüssigsalz	Luft/Argon	10 - 30	280 – 550 / gleitend		

Unter Verwendung eines E-Heizer können die Temperaturen in Joule basierten Carnot-Batterien zusätzlich angehoben werden. Mit E-Heizer auf Basis konventioneller Technologie können Temperaturen bis zu 750 °C erzielt werden.

2.6.2. AP 6.2 Konzepte für die zukünftige Erweiterungen von Kohlekraftwerken durch einen Hochtemperatur-PCM-Speicher und einen Beladeprozess mit Dampf-Kompressionswärmepumpe

In diesem Arbeitspaket wurden Optionen auf Basis des Rankine-Prozesses untersucht. Beim sogenannten CHEST-Konzept⁴ wird ein unterkritischer Dampfkreislauf mit Latentwärmespeichern und sensiblen thermischen Speichern kombiniert. Da sich Wasser nur bedingt als Arbeitsmedium im Bereich unter ca. 80 °C eignet, kann in diesem

Seite: 135

⁴ Steinmann WD. *The CHEST (Compressed Heat Energy STorage) concept for facility scale thermo mechanical energy storage*. Energy 69 (2014) 543–52.

Temperaturbereich die Nutzung einer Ammoniakvorstufe vorteilhaft sein. Alternativ ist auch der Einsatz eines Niedertemperatur-Wasserspeichers denkbar, um den minimalen Systemdruck zu erhöhen und damit eine Realisierung ausschließlich mit Wasser als Arbeitsmedium zu ermöglichen. In einer weiteren Variante wird bei der Entladung sowohl Strom als auch Wärme an einen Verbraucher abgegeben.

Zielgrößen der Simulation zur Beurteilung der Leistungsfähigkeit sind der elektrische Speicherwirkungsgrad,

$$\eta_{el} = \frac{P_{el,entladen}}{P_{el,laden}} \tag{1}$$

der elektrische Speicherwirkungsgrad bei Fernwärmeauskopplung,

$$\eta_{el,WAK} = \frac{P_{el,WAK,entladen}}{P_{el,laden}}$$
 (2)

und der Gesamtnutzungsgrad

$$\eta_{WAK} = \frac{P_{el,WAK,entladen} + \dot{Q}_{WAK}}{P_{el,laden}}$$
 (3)

Insgesamt wurden 7 Varianten näher untersucht. Diese unterscheiden sich zum einen in der Art des Beladeprozesses, hier wird entweder eine Ammoniak-Unterstufe oder ein Erdbeckenspeicher betrachtet. Zum anderen werden Varianten für das thermische Speichersystem analysiert. Die Art der Zwischenkühlung und die Verhältnisse von latenter zu sensibler Wärme werden ebenso variiert. Tabelle 23 listet die berechneten Kennzahlen der Varianten für Eta_{is.C/T} = 0,9 auf.

Der maximale elektrische Speicherwirkungsgrad wird mit 64 % in der Variante V1 bei Nutzung einer Ammoniak-Unterstufe und einer Hochtemperaturspeicherkaskade aus sensiblem und latentem Speicher erreicht. Wird das Speichersystem vereinfacht und der sensible Speicher durch die Kombination aus Flashverdampfung und Kondensateinspritzung ersetzt (Variante V2), sinkt der Wirkungsgrad auf 56 % bei deutlich reduziertem apparativem Aufwand.

Für V5 beträgt der maximale Wirkungsgrad bei Verwendung eines Erdbeckenspeichers 61 %. Variante V6 mit kombinierter Flash-Verdampfung und Kondensateinspritzung ohne sensiblen Speicher erreicht 57 %, während die vereinfache Variante V7 nur unter Verwendung der Kondensateinspritzung einen Wirkungsgrad von 48 % aufweist.

Zusammenfassend erreichen CHEST Konzepte im Vergleich zu einer thermischen Beladung durch Widerstandsheizung signifikant höhere Speicherwirkungsgrade, jedoch ist der prozesstechnische Aufwand höher. Vorteile kann die Nutzung als Energyhub zur Sektorkopplung bieten. Eine Erweiterung von Bestands-Kohlekraftwerken durch PTES auf Basis von unterkritischen Dampfkreisläufen scheint nur bedingt möglich, hier würde sich eher die Integration in den Dampfteil von GuD-Kraftwerke anbieten.

Tabelle 23: Konfigurationen und Wirkungsgrade der Detailsimulationen

Merkmal	Variante							
	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	
Niedertemperaturseite	Ammoniak	Ammoniak-Unterstufe				Erdbeckenspeicher		
Hochtemperaturspeicher	Latent+ Sensibel	Latent	Latent	Latent+ Sensibel	Latent+ Sensibel	Latent	Latent	
Kondensateinspritzung	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	
Kondensat- Flashverdampfung	Nein	Ja	Nein	Nein	Nein	Ja	Nein	
Zwischenkühlung Speicher	inNein	Nein	Nein	Ja	Nein	Nein	Nein	
Eta _{el.}	0,64	0,56	0,49	0,64	0,61	0,57	0,48	
Eta _{el.,WAK}	0,44	0,39	0,34	-	0,56	0,51	0,41	
Gesamtnutzungsgrad	1,79	1,57	1,38	-	0,95	0,96	0,96	

2.6.3. AP 6.3 Konzepte für die zukünftige Erweiterungen von Kohlekraftwerken durch einen Hochtemperatur-Feststoffspeicher und einen Beladeprozess mit Joule-Prozess-Wärmepumpe

Im Rahmen des Projektes wurden fünf verschiedene offene und geschlossene Prozessvarianten mit Hochtemperatur-Feststoffspeicher sowie mit und ohne zusätzlicher Power-to-Heat-Einbringung durch E-Heizer entwickelt. Zunächst wurden für diese die Topologien erarbeitet, vgl. Abbildung 106 bis Abbildung 108. Bei den geschlossenen Kreisläufen ist sowohl eine Variante mit als auch ohne E-Heizer untersucht worden. Deren Topologie ergibt sich aus der Abbildung 107 und Abbildung 108 durch Weglassen des E-Heizers.

Zur Berechnung der Basisdaten, respektive des Wirkungsgrades der Prozesse, wurden Systemmodelle mit Ebsilon Professional[®] erstellt und die Berechnungsmethodik mit Hilfe der Berechnungsergebnisse zum WSK mit Direktbeheizung aus AP 3.4 mit sehr guter Übereinstimmung verifiziert. Die Berechnungsergebnisse für die einzelnen Kreisläufe sind in AP 6.5 im Rahmen des Vergleichs zusammengefasst. Exemplarisch wird im Folgenden die Simulation zu dem geschlossenen Kreislauf mit Feststoffspeicher und Niedertemperaturspeicher ohne E-Heizer erläutert, dessen Systemmodell in Abbildung 109 dargestellt ist.

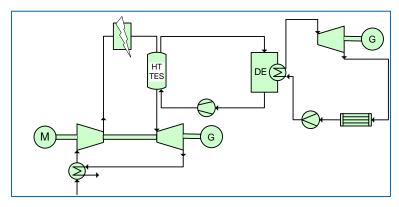


Abbildung 106: Brayton-Rankine-Batterie mit E-Heizer. Variante: Offener Kreislauf mit Feststoffspeicher

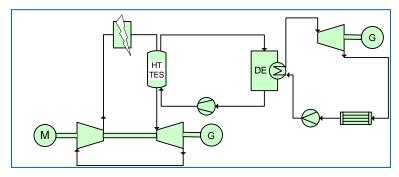


Abbildung 107: Brayton-Rankine-Batterie mit/ohne E-Heizer. Variante: Geschlossener Kreislauf mit Feststoffspeicher

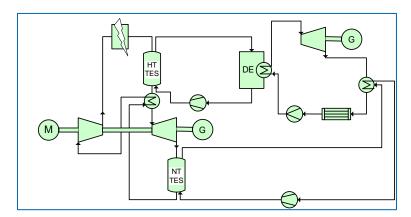


Abbildung 108: Brayton-Rankine-Batterie mit/ohne E-Heizer. Variante: Geschlossener Kreislauf mit Feststoffspeicher und Niedertemperaturspeicher

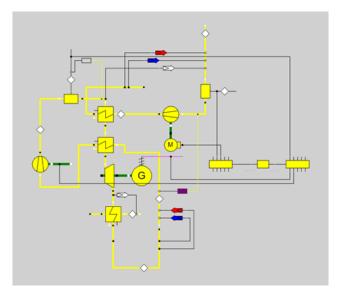


Abbildung 109: Systemmodell für die Brayton-Rankine-Batterie mit E-Heizer. Variante: Geschlossener Kreislauf mit Feststoffspeicher und Niedertemperaturspeicher

Die wesentlichen Vorgaben für die Simulation sind:

- Daten für Wasser-Dampf-Kreislauf: BoA Block 2&3
- Isentrope Wirkungsgrade Turbomaschinen: 0,9
- Isentroper Wirkungsgrad Fan: 0,825
- Wirkungsgrad Wärmeübertrager: 0,9
- Druck nach Verdichter: 10 bar

- Lufttemperatur Dampferzeuger-Eintritt: 650 °C
- Lufttemperatur Dampferzeuger -Austritt: 312 °C
- Druckverluste Entladen: 160 mbar
 Als zentrale Ergebnisse sind zu nennen:
 - Strom-zu-Strom-Wirkungsgrad: 49,0 %
 - Leistungszahl (COP): 1,10

Der COP, welcher sich als Quotient aus abgegebener Wärmeleistung zu aufgenommener elektrischer Antriebsleistung berechnet, ist im Vergleich zu üblichen Werten bei Wärmepumpen im Gebäudeenergiesektor sehr niedrig. Dennoch kann ein hoher Wirkungsgrad erzielt werden, welcher 6,3 %-Punkte höher ist als beim WSK mit Direktbeheizung. Weitere Einzelergebnisse sind:

- Verdichterleistung: 3053 MWTurbinenleistung: 1205 MW
- Temperatur vor Verdichter: 219 °C
 Temperatur nach Verdichter: 683 °C
 Temperatur nach HT-TES: 376 °C
- Temperatur vor Turbine: 198 °C
 Temperatur nach Turbine: -5 °C

Temperatur nach NT-TES: 35 °C

Insbesondere das Temperaturniveau nach dem Verdichter ist in diesem Konzept kritisch zu bewerten, da es nicht dem Stand der Technik entspricht. Ein solcher Verdichter müsste dementsprechend in folgenden Projekten Gegenstand von F&E-Anstrengungen sein.

Dieses exemplarisch aufgeführte Konzept ist das mit Abstand effizienteste der hier entwickelten Varianten, s. Tabelle 24.

2.6.4. AP 6.4 Konzepte für die zukünftige Erweiterungen von Kohlekraftwerken durch einen Hochtemperatur-Flüssigsalzspeicher und einen Beladeprozess mit Joule-Prozess-Wärmepumpe

In diesem Teilarbeitspaket wurden dieselben Konzepte wie in AP 6.3 untersucht, wobei hier statt dem Feststoffspeicher ein Flüssigsalzspeicher zum Einsatz kommt. Wie auch bei den Untersuchungen zu den Flüssigsalzspeicher im Rahmen des AP 3.4 werden auch hier zwei unterschiedliche Optionen für den Flüssigsalzspeicher betrachtet:

- Option 1: Verwendung von offenen Zwei-Tank-Flüssigsalzspeichern nach Stand der Technik mit max. 565°C.
- Option 2: Verwendung von geschlossen Ein-Tank-Flüssigsalzspeichern bis max. 620°C (Entwicklungsgegenstand am DLR)

Die Entladung des Speichers erfolgt bei beiden Optionen über einen Salzkreislauf und die Übertragung der Wärme auf den Wasser-Dampf-Kreislauf mit einem Flüssigsalz-Dampferzeuger. Die Änderungen in der Topologie für die Konzepte gegenüber den Konzepten mit Feststoffspeicher wird hier exemplarisch für die Variante "Geschlossener Kreislauf mit Flüssigsalzspeicher und Niedertemperaturspeicher" in Abbildung 110 gezeigt, und zwar für Option 1.

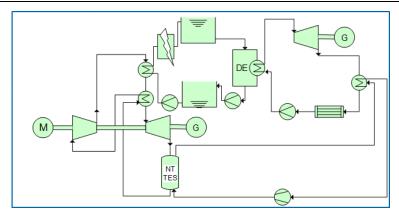


Abbildung 110: Brayton-Rankine-Batterie mit/ohne E-Heizer. Variante: Geschlossener Kreislauf mit Flüssigsalzspeicher und Niedertemperaturspeicher

Zur Berechnung der Basisdaten, respektive des Wirkungsgrades der Prozesse, wurden auch hier vergleichbare Systemmodelle mit Ebsilon Professional® erstellt. Die Berechnungsergebnisse für die einzelnen Kreisläufe sind ebenfalls in AP 6.5 im Rahmen des Vergleichs zusammengefasst. Zum Zwecke des direkten Vergleichs zu den erläuterten Ergebnissen in AP 6.2 wird im Folgenden ebenfalls exemplarisch die Simulation zu dem geschlossenen Kreislauf mit Flüssigsalzspeicher und Niedertemperaturspeicher ohne E-Heizer erläutert, und zwar anhand der Option 2.

Die wesentlichen Vorgaben für die Simulation sind:

Daten f

ür WDK: BoA Block 2&3

Isentrope Wirkungsgrade Turbomaschinen: 0,9

Wirkungsgrad Flüssigsalz-WÜ: 0,99

Druck nach Verdichter: 10 bar

Salztemperatur Dampferzeuger-Eintritt: 620 °C

Salztemperatur Dampferzeuger-Austritt: 312 °C

Als zentrale Ergebnisse sind zu nennen:

Strom-zu-Strom-Wirkungsgrad: 52,7 %

Leistungszahl (COP): 1,13

Der COP ist auch hier sehr niedrig. Dennoch kann ein hoher Wirkungsgrad erzielt werden, welcher 7 %-Punkte höher ist als beim WSK mit Flüssigsalz-Direktbeheizung. Weitere Einzelergebnisse sind:

Verdichterleistung: 3159 MW

• Turbinenleistung: 1309 MW

Temperatur vor Verdichter: 183 °C
 Temperatur nach Verdichter: 620 °C

Temperatur nach HT-TES: 332 °C

Temperatur vor Turbine: 187 °C

Temperatur nach Turbine: -11 °C

Temperatur nach NT-TES: 35 °C

Hier gelten dieselben Schlussfolgerungen wie beim Feststoffspeicherkonzept.

2.6.5. AP 6.5 Bewertung und Vergleich anhand einer Referenzkonfiguration

In diesem Teil-AP sollen die Ergebnisse der Untersuchungen in AP 6.2, AP 6.3 und AP 6.4 anhand von Basisdaten, respektive des Wirkungsgrades, vergleichend bewertet und den Berechnungsergebnissen zum Referenz-WSK mit Direktbeheizung gegenübergestellt werden.

Nicht vergleichbar sind die Ergebnisse aus AP 6.2 mit denen der anderen APs, da dort prinzipbedingt nur unterkritische Neuanlagen betrachtet wurden. Die dort berechneten Wirkungsgrade sind jedoch mit > 50 % ansonsten vielversprechend, so dass die Technologie für Neuanlagen in Betracht gezogen werden könnte. Für die Erweiterung von Bestandsanlagen sind derzeit jedoch auf dem Joule-Prozess (auch Brayton-Prozess genannt) basierende Wärmepumpen geeigneter.

Die Ergebnisse aus AP 6.3 und 6.4 bzgl. der Brayton-Prozesse für den Beladevorgang sind hingegen miteinander vergleichbar, da bei beiden die selbe überkritische Bestandanlage für die Umrüstung betrachtet wurde. In Tabelle 24 sind die berechneten Wirkungsgrade für alle betrachten Konzepte auf Basis von Feststoffspeichern (AP 6.2) bzw. auf Basis von Flüssigsalzspeichern (AP 6.3) für die beiden Optionen 620 °C und 565 °C zusammengefasst.

Tabelle 24: Berechneter Wirkungsgrad P2H2P für die in AP 6.2 und AP 6.3 betrachteten Brayton-Batterien (Δ zum jeweiligen Referenz-WSK mit Direktbeheizung)

Konzept	Feststoffspeicher	Flüssigsalzspeicher 620°C	Flüssigsalzspeicher 565°C
Offener Kreislauf mit E-Heizer	41,0 % ($\Delta_{\rm WSK}$ = -1,7 %)	43,7 % ($\Delta_{\rm WSK}$ = -2,0 %)	41,6 % (Δ_{WSK} = -2,9 %)
Geschl. Kreislauf mit E-Heizer	42,0 % (Δ_{WSK} = -0,7 %)	44,5 % (Δ_{WSK} = -1,2 %)	42,5 % (Δ_{WSK} = -2,0 %)
Geschl. Kreislauf ohne E-Heizer	42,1 % (Δ_{WSK} = -0,6 %)	44,0 % (Δ_{WSK} = -1,7 %)	41,9 % (Δ_{WSK} = -2,6 %)
Geschl. Kreislauf mit NT- Speicher und E-Heizer	$43,6 \% (\Delta_{WSK} = +0,9 \%)$	$50,2 \% (\Delta_{WSK} = +4,5 \%)$	45,9 % (Δ_{WSK} = +0,4 %)
Geschl. Kreislauf mit NT- Speicher und ohne E-Heizer	49,0 % (Δ_{WSK} = +6,3 %)	52,7 % (Δ_{WSK} = +7,0 %)	48,5 % (Δ_{WSK} = +4,0 %)

Im Ergebnis wird deutlich, dass die Brayton-Batterien mit Flüssigsalzspeicher bei 620 °C effizienter sind als die mit Feststoffspeicher, was insbesondere durch den elektrischen Eigenbedarf des Gebläses begründet ist. Die Brayton-Batterien mit Flüssigsalzspeicher bei 565 °C haben bei allen Varianten die schlechtesten Werte, was in dem durch das niedrige Temperaturniveau bedingten schlechteren Wirkungsgrad im Wasser-Dampf-Kreislauf begründet liegt. Allgemein lässt sich noch festhalten, dass bei den betrachteten Konzepten nur jene sinnvoll sind, welche eine Speicherung von NT-Wärme während der Entladung und Integration während der Beladung vorsehen. Hier sind Wirkungsgrade größer als 50 % möglich. Da die hier präsentierten Untersuchungen nur mit sehr vermindertem Aufwand durchgeführt wurden, konnte mit den dargelegten Projektergebnisse nur ein Grundstein für diese aussichtsreiche Technologie gelegt werden. Es sind noch intensivere Untersuchungen notwendig, insbesondere im Hinblick auf die Konzeptionierung, um evtl. weitere sinnvolle Varianten zu entwickeln. Des Weiteren sollten detaillierte Berechnungen durchgeführt werden, um den genauen F&E-Bedarf bzgl. der benötigten Komponenten (z.B. Turbomaschinen, TES, DE) ermitteln zu können.

2.7. AP 7 Öffentlichkeitsarbeit, Zusammenfassung und Ausblick (RWE, <u>DLR</u>, FHA)

In diesem Arbeitspaket wurde an einer zusammenfassenden und bewertenden Darstellung der Projektergebnisse mit folgenden Schwerpunkten gearbeitet:

- Generelle Bewertung des Speicherkonzepts
- Empfehlungen für Markteintritt und Erstellung einer Roadmap zur Einführung von Speicherkraftwerken aus Sicht von DLR, SIJ und NOWUM
- Öffentlichkeitsarbeit
- Erarbeitung der Entscheidungsgrundlage für Reallaborprojekt

Generelle Bewertung des Speicherkonzepts

(Ableitung von Rahmenbedingungen für die Realisierung Technologie)

Die wesentliche Bearbeitung zu diesem Thema fand durch DLR, SIJ und NOWUM im Rahmen des AP 2.4, durch RWE im Rahmen des AP 4 statt und kann in den entsprechenden Kapiteln dieses Berichts dort nachgelesen werden.

Empfehlungen für Markteintritt und Erstellung einer Roadmap zur Einführung von Speicherkraftwerken aus Sicht von DLR, SIJ und NOWUM

Empfehlung für den Markteintritt

Die große Herausforderung der Energiewende von fossilen Brennstoffen zu erneuerbaren Energien besteht darin, das variable erneuerbare Angebot an die Nachfragekurve anzupassen und die Residuallastkurve (Nachfragekurve minus variable erneuerbare Erzeugung) zu decken. Während heutige fossile Kraftwerke zur Deckung der Nachfrage die in den fossilen Brennstoffen gespeicherte Energie nach Bedarf durch Verbrennung freisetzen und in Strom umwandeln, muss in Zukunft die zur gesicherten Deckung der Residuallast benötigte erneuerbare Energie erzeugt und in Energiespeichern bis zu ihrem Abruf zwischengespeichert werden.

Dies erfordert technisch, dass wir im Rahmen der Energiewende die Verbrennung von fossilen Brennstoffen in fossilen Kraftwerken durch Technologien ersetzen müssen - nämlich einer Kombination von erneuerbaren Stromerzeugungs- und Speichertechnologien. Finanziell bedeutet dies, dass der bislang über die Betriebszeit eines fossilen Kraftwerks erstreckte Kauf von fossilen Brennstoffen in Zukunft durch eine große Anfangsinvestition in diese erneuerbare Stromerzeugungs- und Speichertechnologie vor Betriebsbeginn ersetzt werden muss. Diese Investition muss zu Beginn der Lebensdauer der Anlage "im Voraus" getätigt werden. Um solche Investitionen in erneuerbare Stromerzeugungs- und Speichersysteme und deren Finanzierung anzuziehen, müssen Investoren und finanzierende Banken davon überzeugt werden, dass diese Speichersysteme während ihrer wirtschaftlichen Lebensdauer ausreichende Einnahmen Dienstleistungen mit ihren erzielen können. Finanzierungskredite zu amortisieren und eine angemessene Investitions-Rendite zu erzielen. Die Herausforderung für den Markteintritt von Speichersystemen besteht daher darin, die Vergütung der verschiedenen Speicherdienstleistungen so zu regeln, dass einerseits Anreize für ihre Investition geschaffen werden und andererseits den Verbrauchern die Stromerzeugung zu geringsten Kosten gesichert wird.

Die Strommarktregulierung in Deutschland und in der EU steht derzeit erst am Anfang, investitionsmässig lohnende und finanzierbare Speicherdienstleistungen und Vergütungselemente zu definieren, sowie die anwendbaren Abgaben bei Beladung- und Entladung eines Speichers so zu reformieren, dass Speicher nicht doppelt belastet werden.

Einen ersten Schritt dazu stellt die EU Richtlinie 2019/944 dar, die den Mitgliedstaaten und ihren Regulierungsbehörden auferlegt, den länderübergreifenden Zugang sowohl für neue

Stromversorger, die Energie aus unterschiedlichen Quellen erzeugen, als auch für neue Anbieter in den Bereichen Erzeugung, Energiespeicherung und Laststeuerung zu begünstigen.

Zu diesem Zweck sollten die Verteilernetzbetreiber die Möglichkeit und Anreize erhalten, auf der Grundlage von Marktverfahren die Dienste dezentraler Energieressourcen wie Laststeuerung und Energiespeicherung in Anspruch zu nehmen, um ihre Netze effizient zu betreiben und keinen kostspieligen Netzausbau vorzunehmen. Als solche Dienste, die auch von Energiespeichern angeboten werden können, zählt die Direktive Regelreserve und nicht frequenzgebundener Systemdienstleistungen wie die statische Spannungsregelung, die Einspeisung von dynamischem Blindstrom, Trägheit der lokalen Netzstabilität, Kurzschlussstrom, Schwarzstartfähigkeit und Inselbetriebsfähigkeit. Die hier untersuchten Wärmespeicherkraftwerke sind in der Lage, solche Dienstleistungen anzubieten.

Derzeit setzen die EU Mitgliedsstaaten diese Direktive in nationales Recht und Regulierung um. Am weitesten fortgeschritten ist dabei Großbritannien, wo für Speicherdienstleistungen ein funktionierender Markt eingeführt ist.

Die Mitgliedstaaten sind aufgefordert Netzentwicklungspläne für die Verteilernetze aufzustellen, um die Einbindung von Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugen, zu unterstützen, den Ausbau von Energiespeicheranlagen zu fördern und den Netznutzern geeignete Informationen über erwartete Netzerweiterungen oder -modernisierungen bereitzustellen, da in den meisten Mitgliedstaaten derzeit keine entsprechenden Verfahren bestehen.

Die Mitgliedstaaten müssen sicherstellen, dass durch ihr nationales Recht der länderübergreifende Stromhandel, die Beteiligung der Verbraucher, auch durch Laststeuerung, sowie Investitionen insbesondere in die variable und flexible Energieerzeugung, die Energiespeicherung zwischen den Mitgliedstaaten nicht unnötig behindert werden und dass in den Strompreisen das tatsächliche Angebot und die tatsächliche Nachfrage zum Ausdruck kommen.

Ähnlich wie zur Markteinführung von erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien weltweit erneuerbare Einspeisevergütungen ein Marktanreizsignal für Technologie-Entwickler und Investoren gaben und für die finanzierenden Banken eine langfristige Vergütungsgarantie darstellten, werden für die Markteinführung innovativer Speichertechnologien für die Energiewende Marktanreize in Form von langfristigen Abnahme- und Vergütungsgarantien erforderlich sein, um die hohen Anfangsinvestitionen zu motivieren und die langfristige Rückzahlung der Finanzierung zu garantieren. Als Beispiel können hier die Ausschreibung von langfristigen Strom- oder Kapazitätsabnahmeverträgen in Märkten wie MENA (Marokko, Oman, Saudi-Arabien, Südafrika, UAE) oder Amerika (Mexiko, Chile, Kolumbien, Uruguay) aufgeführt werden.

Im Speziellen Fall Deutschlands könnten z.B. folgende Modelle interessant sein:

a) "Power Purchse Agreements" (PPA's)

Bei den PPA's handelt es ich um direkte Abnahmevereinbarungen zwischen einem Erzeuger (in diesem Fall von Erneuerbarer Energie) und einem Abnehmer von Strom und Wärme. Wir denken für den Fall der WSK an große Industriekomplexe, die über einen erheblichen Strombedarf im Bereich mehrerer hundert MW verfügen, und gleichzeitig eine über das Jahr sehr konstante Wärmeabnahme im Bereich von Dampf oder Heizwärme für ihre Prozesse aufweisen. Diese betreiben meist selbst größere Industriekraftwerke gefeuert mit Kohle, Erdöl oder Gas und haben aufgrund der zunehmenden Abgaben für CO2 ein großes Interesse an der De-Carbonisierung ihrer Prozesse. Aufgrund der Schnelligkeit der möglichen **Umrüstung** und des hohen **KWK-Grades** sollten die Wirtschaftlichkeitsabschätzungen hier deutlich besser ausfallen. als im reinen

Kondensationsbetriebes eines großen Braunkohleblocks. Voraussetzung sind hier jedoch die Schaffung der rechtlichen Grundlagen, insbesondere des Wegfalls der EEG-Umlage und anderer Hemmnisse, die eine Wirtschaftlichkeit durch Umlagen und Auflagen verschlechtern. Hier gibt der Koalitionsvertrag eine Perspektive, dass geeignete Rahmenbedingungen in absehbarer Zeit politisch geschaffen werden sollen:

...Wir benötigen einen Instrumentenmix, um den massiven Ausbau zu erreichen: Neben dem EEG werden wir Instrumente für den förderfreien Zubau, wie z. B. <u>langfristige Stromlieferverträge (PPA) und den europaweiten Handel mit Herkunftsnachweisen</u> im Sinne des Klimaschutzes stärken....

b) Degressive Speichervergütung (Vorschlag seitens NOWUM und DLR)

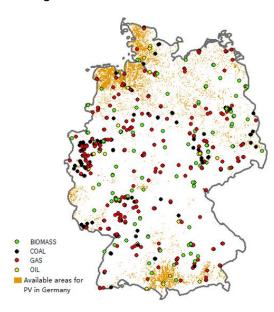
Eine weitere Fördermöglichkeit für Speicher insgesamt, aber besonders auch für die WSK wäre eine degressive Speichervergütung. Hierbei würden Strom- und Wärmespeicher in Abhängigkeit folgender Randbedingungen gefördert. Dabei wird insbesondere der Tatsache Rechnung getragen, dass kleine Speicher mit hohem Wirkungsgrad (z.B. Li-Ion Akkus) bereits heute näher an einer Wirtschaftlichkeit sind, aber ihr massiver Ausbau im Strommarkt insbesondere für sehr große Leistungen zu einer Verknappung der Ressourcen und zu einem Wettbewerb mit der E-Mobilität führen könnte, welche wiederum Engpässe und eine Verlangsamung der Kostendegression zur Folge haben kann. Außerdem könnten so Langzeitspeicher verstärkt gefördert werden, da große Speichertiefen > 8 h in Zukunft wichtig werden. Sie finden aber, wie aus diesem Projekt erkennbar wurde, schwierigere Marktbedingungen vor.

- Investitionszuschuss zu den CAPEX, abhängig von der Speichergröße in MWh_{el},
 degressiv abnehmend mit zunehmender Größe (siehe auch Speicherkosten in
 Kapitel 2.4), Die Gesamtfördersumme wäre gedeckelt auf ein Vielfaches des
 Jahreszubau an Erneuerbaren (PV und Wind) in MW (Energiemenge), bei
 zunehmendem Wachstum der installierten Speicherkapazität kann der Faktor
 entsprechend reduziert werden.
- KWK Bonus bei Nutzung der Turbinenabwärme, z.B. zusätzliche Förderung bei gleichzeitiger Nutzung von Abwärme bei der Ausspeisung von Strom. Das würde den bestehenden KW-Standorten die Anpassung Ihrer Infrastruktur ermöglichen
- Befreiung von der EEG-Umlage (anteilig) Beladung mit Erneuerbarer Energie im Umfang des Anteils an Erneuerbarer Energie

Roadmap zur Einführung von Speicherkraftwerken im Rahmen der deutschen Energiewende

Zu den großen Verursachern der CO₂ Emissionen in Deutschland zählen Kohlekraftwerke, welche derzeit ein zentraler Bestandteil, auch in der globalen Energieversorgung sind, Sie decken in vielen Ländern die Grundlastversorgung. In Zukunft wird es vermehrte Bemühungen geben, Kohlekraftwerke still zu legen und durch den Einsatz von erneuerbaren Energien wie Photovoltaik und Windenergie zu ersetzen. Eine effektive Möglichkeit schnell die großtechnische Bereitstellung von Erneuerbaren Energien als Grundsatzversorgung zu realisieren sind die Wärmespeicherkraftwerke (WSK).

Um die globalen Anstrengungen zum Ausbau erneuerbarer Energien zu unterstützen, ist somit eine Analyse der weltweit bestehenden Kohlekraftwerksstandorte unter dem Gesichtspunkt sinnvoll. So erhält man einen Überblick, wieviel Umrüstungen in welcher Form zu Wärmspeicherkraftwerken möglich sind und welche zusätzliche Leistung an Photovoltaik und Windenergie im Land installiert werden müsste. Damit können belastbare und konstruktive



Aussagen getroffen werden, in welchen Regionen der Welt ein besonders hohes Potential für die Vermeidung von CO₂-Emissionen vorliegt.

Beginnend in den Strukturwandelregionen, exemplarisch in der Lausitz, kann Aufstellung einer Roadmap ein sogenannter Kohleatlas entwickelt und zu Hilfe genommen werden. Bei diesem werden die vorhandenen Kohlekraftwerke (und zu einem späteren Zeitpunkt auch Gaskraftwerke) nach Eignung des Einsatzes als WSK untersucht. Dabei kann auf GIS- Datenbanken zurückgegriffen werden. Parallel werden die Ausbaumöglichkeiten Energien im Erneuerbarer unmittelbaren Umfeld der möglichen WSK ebenfalls über GIS Datenbanken auf ihr Ausbaupotential

untersucht. Dabei wird zunächst der Anlagenbestand an Kohlekraftwerken im Land untersucht und die Potentiale für den Ausbau an erneuerbaren Energien an den jeweiligen Standorten bestimmt. Anschließend werden Umbaukonzepte entwickelt und die Kosten die Umrüstung ermittelt. Durch eine Modellierung des nationalen Energiesystems können die CO2-Vermeidungspotentiale und -kosten abgeschätzt werden. Im Ergebnis können so die Potentiale für die Umrüstung bestehender Kraftwerke zu WSK identifiziert werden und nach ihrer Eignung gelistet werden. Die so erzeugte Priorisierung liefert einen ersten Umsetzungsplan für WSK in jedem Land. Entsprechende Softwaretools sind zu erstellen, mit deren Hilfe die wirtschaftliche und technische Machbarkeit untersucht werden kann. Begleitende Energiewirtschaftliche Maßnahmen müssen zur Markteinführung der WSK aufgesetzt werden. Dazu gehören:

- Bewertung der WSK im Zusammenhang mit den Stromnetzen
- Entwicklung spezifischer Markt und ggf. Förderinstrumente für WSK
- Definition der Rolle von Speichern inklusive WSK im Energiesystem
- Ermöglichung des Ausbaus der Sektorkopplung durch Speicher und WSK
- Schaffung geeigneter regulatorischer Rahmenbedingungen
- Bewertung der CO₂ Einsparpotentiale durch WSK

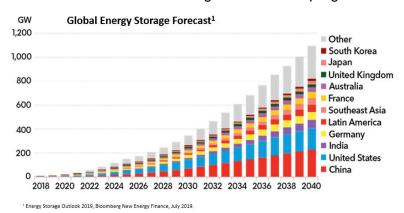
Das DLR gemeinsam mit SIJ, NOWUM und anderen Forschungspartnern ist intensiv mit der Durchführung entsprechender vorbereitender Maßnahmen und Bewertungen zu WSK aktiv und hat zu diesem Zwecke in 2021 eine eigene Arbeitsgruppe gebildet.

Über Deutschland hinaus werden besonders für Länder im sogenannten Sonnengürtel der Erde WSK aufgrund der guten Vorhersagbarkeit und Verfügbarkeit von Solarenergie zu vielversprechenden Kandidaten zur Absicherung der Versorgungsicherheit. Doch auch die Industrienationen in moderatem Klima werden von dieser Lösung profitieren. Auf internationaler Ebene hat ist zunächst zu untersuchen, welche Länder dabei eine zentrale Rolle spielen könnten.

Ein Projektantrag beim BMWi für ein Entscheidungstool für Kraftwerksbetreiber, Industrie und Anlagenbauer ist derzeit beim DLR zusammen mit Partnern aus der Industrie in Vorbereitung um das Ausbaupotential für Deutschland zu ermitteln.

Roadmap International

Die nebenstehende Grafik zeigt den weltweit prognostizierten Ausbau der Speicherkapazität



weltweit laut einer Bloomberg Studie, infolge der erheblichen Zunahme an stochastischer Energiebereitstellung durch Erneuerbare Energien. Der schnell wachsende Bedarf an Speichern kann durch die WSK deutlich verringert werden, da diese "grundlastfähige Stromerzeugung" aus Erneuerbaren ermöglichen.

Im Rahmen einer

Internationalen Roadmap, schlägt das DLR vor, in einem Begleitforschungsprogramm zur Verwirklichung der Ziele und Verpflichtungen der COP26 "Global Coal to Clean Power Transition" Erklärung die wissenschaftlichen Grundlagen für die weltweite Kommerzialisierung der in diesem Projekt untersuchten WSK-Umrüstungskonzepte zu erarbeiten. Die folgenden Arbeitsschritte sind vorgesehen:

- Identifizierung und Auswahl der aussichtsreichsten Energiepartnerschaftsländer, die an einer Dekarbonisierung ihrer Kohlekraftwerke und deren Umrüstung in thermische Speicherkraftwerke für einen fairen Übergang von fossiler zu erneuerbarer Energieversorgung interessiert sind;
- Aufbau einer Kooperation mit dem jeweiligen nationalen Strommarktregulierer, den Übertragungs- (ÜNB) und Verteilernetzbetreibern (VNB) sowie den Kohlekraftwerksbetreibern;
- Übertragungs- und Verteilnetzmodellierung mit den beteiligten ÜNB und/oder VNB zur Simulation und Analyse ausgewählter Szenarien des Zubaus erneuerbarer Stromerzeugung, des Ausstiegszeitplans aus Kohlekraftwerken und der Kosten/Nutzen einer Umrüstung in WSK;
- Bestimmung der Netz-Knoten mit dem höchsten Bedarf an Ausgleichsspeicherkapazität samt Kapazitätsreserve, synchroner Trägheit, Kurzschlussstromkapazität und Frequenzregelung;
- Bestimmung der stündlichen Bedarfslastkurven in diesen Knotenpunkten vorzugsweise für verschiedene Szenarien des nationalen Energie- und Klimaplans des jeweiligen Landes;
- Identifizierung und Vorauswahl von Kohlekraftwerken für eine detaillierte Analyse der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit einer Umrüstung zu Wärmespeicherkraftwerken;
- Bestimmung des notwendigen Zubaus erneuerbarer Stromerzeuger, die den notwendigen Ladestrom für die Wärmespeicherkraftwerke bereitstellen;
- Konzeptentwicklung für Typ, Kapazität und Lade-/Entladeleistung der thermischen Speicher und deren Integrationsart samt erster CAPEX/ OPEX-Schätzung; Modellierung mit Kraftwerksmodellen wie Ebsilon und erste Schätzungen der Stromgestehungskosten ermittelt gemeinsam mit Betreibern;
- Entwicklung von Geschäftsmodellen gemeinsam mit Betreibern für die umgerüsteten Wärmespeicherkraftwerke auf Basis der aktuellen Strommarktregulierung des Landes und

gemeinsame Empfehlung von Regulierungsanpassungen um eventuelle Barrieren zu beseitigen;

 Festlegung von Pilotprojekten für die Umrüstung von Kohlekraftwerken in den einzelnen Ländern.

Öffentlichkeitsarbeit

Bei der Bearbeitung dieses Arbeitspaketes wurde umfassende Öffentlichkeitsarbeit zur Diffusion des Themas Wärmespeicherkraftwerkle im In- und Ausland betrieben, ein Auszug der wesentlichen Vorträge ist nachfolgend aufgeführt, eine umfassende Liste aller Vorträge und Veröffentlichungen befindet sich im Anhang.

Schwerpunkt der Öffentlichkeitsarbeit war zunächst die Diffusion des Themas und die Diskussion auf öffentlichen Foren mit Industrie, Betreibern sowie Anlagen- und Komponentenherstellern. Aufgrund der Beschränkungen durch die COVID Pandemie, war der Umfang an Präsenzveranstaltungen im Rahmen der verschiedenen Lockdowns sowie der internationalen Reisebeschränkungen teilweise auf Onlineveranstaltungen beschränkt.

Dennoch ist es den Projektpartnern gelungen für die Technologie ein erhebliches öffentliches Interesse auch im internationalen Umfeld zu erzeugen und einem breiten Publikum aus der Energiewirtschaft darzustellen. Herauszuheben hierbei sind insbesondere die Aktivitäten im Zusammenhang mit dem Kohleausstieg in Chile und dem erheblichen industriellen Interesse am Umbau der betroffenen Kohlekraftwerke zu WSK.

Auch bei den Staaten des Westbalkans konnte durch intensive Öffentlichkeitsarbeit Interesse bei Kraftwerksbetreibern an der Technologie geweckt werden und weiter Aktivitäten sind im Anschluss an das Projekt geplant.

Nach dem DLR Vortrag zum Thema "Converting Coal Plants into Storage Plants" beim US DoE Workshop "Thermal Mechanical Chemical Energy Storage (TMCES)" Anfang 2020 in Pittsburgh zeigte sich das US Department of Energy Office of Fossil Energy (DoE OFE) sehr interessiert an der Umrüstung von US Kohlekraftwerken in Speicherkraftwerke und schrieb dazu in der Folge einen Förderaufruf (US DoE-FOA-0002332 - https://netl.doe.gov/node/9739) zum Thema "Energy Storage for Fossil Power Generation" aus, um erste Konzepte zu entwickeln. Im Rahmen dieses US DoE Förderprogramms untersuchen derzeit Duke Energy und Malta Inc die Umrüstung eines Kohlekraftwerks von Duke Energy in ein Wärmespeicherkraftwerk mit thermischen Schmelzsalzspeicher und Hochtemperatur-Wärmepumpen der Firma Malta (https://netl.doe.gov/sites/default/files/netl-file/21AES Bollinger.pdf). Siemens Energy in Mülheim entwickelt derzeit im Auftrag von Malta Inc die großtechnischen Turbomaschinen für solche Schmelzsalzspeicher mit Hochtemperatur-Wärmepumpen. Derzeit prüfen DLR gemeinsam mit Alfa Laval und Malta Hochtemperatur Wärmepumpen Stromspeicher GmbH die Möglichkeit, die dazu notwendigen innovativen Hochtemperatur Salz-Luft-Wärmetauscher am DLR Teststand Tesis zu testen.

Im September 2021 gab das US Energieversorgungsunternehmen Xcel Energy Inc. bekannt, dass es die Umrüstung ihres Kohlekraftwerks Hayden in ein Wärmespeicherkraftwerk mit thermischen Schmelzsalzspeicher im US Bundesstaat Colorado mit einer angestrebten elektrischen Entladeleistung von 150MW_{el} und einer Speicherkapazität von 10 Stunden untersucht. (https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/latest-news-headlines/clean-energy-storage-may-give-coal-fired-plants-a-second-life-66514190).

Herauszuheben bei der Öffentlichkeitsarbeit sind insbesondere folgende ausgewählte Beiträge zum Thema Wärmespeicherkraftwerke, von denen viele Präsenzveranstaltungen noch in der Vor-Coronazeit des Jahres 2019 datieren. Die Aktivitäten wurden bestmöglich auch im Rahmen der Reisebeschränkungen fortgesetzt und soweit dies nicht möglich war, intensiv durch Online Veranstaltungen ergänzt:

- Präsentation zu Chancen von Wärmespeicherkaftwerken bei Chilenischem EVU (DLR-Koll) am 25.2.2019
- Mitarbeit am BVES Thesenpapier zu Speichern (DLR-Koll, -Thess)
- Vorstellung der Thesenpapiers im Rahmen der Hannovermesse (DLR-Thess)
- ATA Insight Webbinar, Vortrag über Carnot Batterien (DLR-Geyer)
- CSP Focus Peking Plenarvortrag (DLR-Geyer) 21.+22.3.2019
- New Energy Update in Dubai, (DLR-Geyer) 25.+26.3. 2019
- Vortrag zu Speicherkraftwerken beim DLR Energiespeichersymposium (DLR-Giuliano)
- SIJ: Vortrag auf der IRES / Energy Storage Europe 2019 im Programmpunkt "Netze und Speicher für die Energiewende" am 13. März 2019 in Düsseldorf von Ulf Herrmann. Titel: Einsatz von großen Hochtemperatur-Wärmespeichern im Stromnetz.
- Pressemitteilung 15.03.2019: "Wegweisendes Pilotprojekt: Im Rheinischen Revier entsteht ein Wärmespeicherkraftwerk"
- Pressemitteilung 19.06.2019: "RWE mit drei Projekten beim Ideenwettbewerb "Reallabore der Energiewende" im Rennen"
- NOWUM: Poster "Einsatzplanung von Wärmespeicherkraftwerken am Day-ahead-Markt" von Nils Handschuh und Dominik Stollenwerk. 6. Energiewirtschaftstage in Aachen, 04.09.2019, Smart Markets oder Smart Grids? Oder beides?
- SIJ: Artikel im Solarzeitalter 31. Jahrgang, Seite 18 23, von Ulf Herrmann, Marc Schwarzenbart, Sören Dittmann-Gabriel, Martin May. Titel: Hochtemperatur-Wärmespeicher für die Strom- und Wärmewende.
- SIJ: Vortrag auf dem STORENERGY congress am 13.11.2019 von Ulf Herrmann. Titel: Welche Speicher braucht die Energiewende?
- DLR: Vortrag zu Carnot-Batterien beim Fachforum für thermische Energiespeicher von Thomas Bauer am 24.7.2019
- DLR: Vortrag zu WSK bei "European research and innovations days" von Michael Geyer am 26.9.2019
- Pressemitteilung 18.07.2019: "Erste Hürde genommen: Pilotprojekt StoreToPower auf Shortlist möglicher "Reallabore der Energiewende"
- DLR: Teilnahme von M.Geyer am Technical Meeting von World Bank am 30.10.2019 in Athen im Rahmen
 des Technical Assistance project: Preparing for a Managed Transition of Coal-dependent Regions in
 Western Macedonia, Greece" mit einem Vortrag über "Repurposing of Coal Plants innto Storage Plants".
- DLR: Vortrag von M.Geyer bei European Bank for Reconstruction and Development (EBRD) Workshop "Energy storage in emerging markets: the next frontier" über "Converting Coal Plants into Storage Plants" am 5.11.2019 in London, UK.
- DLR: Vortrag von M.Geyer bei COP25 Madrid über "Converting Coal Plants into Storage Plants" auf Stand von Chile mit GIZ im Rahmen der Energiepartnerschaft zwischen Deutschland und Chile zum Thema "Decarbonization of the Chilean Energy Sector" in Kooperation mit dem chilenischen Energieministerium und Coordinador Eléctrico Nacional
- DLR: Vortrag von M.Geyer beim Thermal -Mechanical- Chemical Energy Storage (TMCES) Workshop des US DoE am 4.2.2020 in Pittsburgh, USA zum Thema über "Converting Coal Plants into Storage Plants". An diesem Workshop zeigte sich das US Department of Energy Office of Fossil Energy (DoE OFE) ist sehr interessiert an der Anwendung des Store2Power Konzepts in US Kohlekraftwerken und hat dazu einen Förderaufruf (US DoE-FOA-0002332) zum Thema "Energy Storage for Fossil Power Generation" ausgeschrieben, um erste Konzepte zu Entwickeln. DoE OFE ist sehr interessiert an einer Kooperation mit Deutschland und hat seine Teilnahme am 2nd International Workshop on Carnot Batteries 2020 in Stuttgart im September 2020 daraufhin zugesagt.
- DLR: Vortrag von M.Geyer über "Repurposing of Coal Plants to Storage Plants" bei Online Conference von Worldbank and Clean Technology Fund "Concentrating Solar for Power and Heat - Generating, storing and delivering clean, affordable electricity and heat" am 1.4.2020.
- Weltbank möchte "Umwandlung von Kohlekraftwerken in Wärmespeicherkraftwerke" in das neue Förderprogramm "Accelerating Coal Transition" des Clean Technology Funds CTF und bittet dazu um Unterstützung der Bundesregierung. Dazu Kommunikation mit BMZ und GIZ. CIF hat "non battery storage" in sein jüngstes Global Energy Storage Program aufgenommen.
- RWE: Vortrag von W.Arnold über Store2Power beim "Workshop Solarthermische Systeme "Kohleausstieg NRW" am 12.05.20.
- 02.07.20 DLR: "Storage plants a solution to the residual load challenge of the power sector?";
 Veröffentlichung von F. Trieb, A. Thess im Journal of Energy Storage 31 (2020) 101626

- 15.09.20 RWE W.Arnold: "StoreToPower Pilot plant for the development of a heat storage power plant";
 Vortrag von W. Arnold beim 2nd. International Workshop on Carnot Batteries; Stuttgart 15.-16. September 2020
- 15.09.20 DLR: "Repurposing of existing coal-fired power plants into Thermal Storage Plants for renewable power in Chile"; Vortrag von M. Geyer beim 2nd. International Workshop on Carnot Batteries; Stuttgart 15.-16. September 2020
- 29.09.2020 RWE W.Arnold: "StoreToPower Pilot plant for the development of a heat storage power plant"; Vortrag von W. Arnold bei SolarPACES Online Konferenz 2020
- 12.11.2020 DLR: "Bateria Carnot, una alternativa possible"; Vortrag von M. Geyer beim Webinar von GIZ Chile: "Tecnologías de reconversión de termoeléctricas" https://www.4echile.cl/webinar/webinar-tecnologias-de-reconversion-de-termoelectricas/
- 28.04.21 DLR und GIZ: "Repurposing of existing coal-fired power plants into Thermal Storage Plants for renewable power in Chile"; Vortrag von M.Geyer beim Panel "Energy Storage Case studies from selected countries" beim Online Worldbank Europe & Central Asia Energy Storage Workshop; https://atainsights.com/europe-central-asia-energy-storage-workshop-registration-page/
- 21.05.21 DLR: From "CoalAge to StorAge -High temperature thermal storage of electricity for energy transition from fossil to renewables – converting coal plants into storage plants"; Vortrag von M.Geyer beim Panel "Energy Storage" des "Second cross-national RECPP workshop; Results on mapping of coal power plant sites – Collection of feedback from stakeholders"; https://www.recpp.eu/events/second_workshop/
- 04.06.21 DLR und GIZ: "Thermal Storage Plants for renewable power in Chile"; Vortrag von M.Geyer beim Online Side Event der GIZ und des Chilenischen Energieministeriums "Innovative Conversion of Coal Fired Power Plants" beim 2021 Clean Energy Ministerial CEM12MI6 in Chile https://cem12mi6chile.com/
- 07.09.2021 RWE W.Arnold: "StoreToPower Pilotanlage zur Entwicklung eines Wärmespeicherkraftwerks im Rheinischen Revier"; VGB-Fachtagung "Dampferzeuger, Industrie- und Heizkraftwerke & BHKW"

Erarbeitung der Entscheidungsgrundlage für Reallaborprojekt

Aufgrund der Entscheidung des Projektpartners RWE, das Vorhaben nicht mit der Realisierung einer Demoanlage fortzusetzen, entfällt die abschließende Teilberichterstattung an dieser Stelle. Arbeiten haben die Projektpartner im Rahmen der umfassenden Diskussion geleistet. Dies erfolgte beispielweise im Rahmen der Gespräche zum Thema Realisierung und auf dem Weg der Vorbereitung zu den entsprechenden Förderanträgen im Rahmen der Strukturmittelförderung zum Kohleausstieg. Umfassende Arbeiten wurden auch im Rahmen der Vorbereitung des Anlagenbetriebs und durch Verhandlungen miteinander und den Förderern geleistet. Darüber hinaus wurde im Rahmen der Vorbereitung der Realisierung bis zum negativen Entscheid intensiv mit der Vorbereitung der rechtlichen Abklärungen und Erstellung von Term Sheet und Vertrags Konstrukten intensiv gearbeitet. Allerding kann hier nicht über konkrete Ergebnisse berichtet werden, da die entsprechenden Vorgänge unmittelbar nach der Entscheidung des Projektpartners RWE eingestellt wurden.

Derzeit arbeiten die Partner, ohne den Partner RWE, an der Such nach einem geeigneten Standort in Deutschland für eine Demoanlage mit kleinerer Leistung (50 -200 MW $_{\rm el}$) und einer Wärmeauskopplung in KWK (Industriewärmeversorgung oder Fernwärmebedarf) in der Größenordnung 100 MW $_{\rm th}$. Hierbei stellen die im Projekt gewonnen Erkenntnisse aber auch die erarbeiteten Tools und Methoden eine wichtige Grundlage für die Arbeiten dar. Sie sind deshalb von großer Bedeutung.

Auch wenn es ihm Rahmen dieses Vorhabens nicht zu einer Demoanlage kommt, zeigen sowohl die Bemühungen in Deutschland als auch im internationalen Umfeld das Interesse und den Bedarf an der Technologie. Dies gibt Anlass zur Hoffnung, dass eine erste Anlage in nicht allzu ferner Zukunft auch mithilfe der Ergebnisse dieses Vorhabens realisiert werden kann.

3. Nutzung und Verwertbarkeit – Fortschreibung des Verwertungsplans

Dieser Teil ist nicht Bestandteil des Abschlussberichtes und wird im administrativen Sachbericht dargestellt.

4. Bekanntgewordener Fortschritt außerhalb des Vorhabens

Dieser Teil ist nicht Bestandteil des Abschlussberichtes und wird im administrativen Sachbericht dargestellt.

5. Erfolgte und geplante Veröffentlichungen

Dieser Teil ist nicht Bestandteil des Abschlussberichtes und wird im administrativen Sachbericht dargestellt.

Seite: 150

6. Zusammenfassung

Das übergeordnete Ziel des Gesamtvorhabens StoreToPower ist die Errichtung eines Reallabors zur großtechnischen Demonstration der Einsetzbarkeit und Erprobung von CO₂-freien/-armen Wärmespeicherkraftwerken (WSK). Um dieses Ziel zu erreichen wurden 3 Phasen definiert.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Phase 1, dessen Schwerpunkte die Erstellung einer Machbarkeitsstudie und des Basic Engineering waren, um die Möglichkeiten der Integration eines Hochtemperaturwärmespeichers in existierende Kohlekraftwerke zur Reduktion der CO₂-Emissionen zu analysieren, sowie die Kosten für den Bau und Betrieb einer Pilotanlage zu ermitteln und eine Umsetzung in Form eines Reallabors vorzubereiten.

Der Erfolg der weltweiten Klimaschutzaktivitäten im Bereich des Energiesektors hängt in hohem Maße auch davon ab, wie schnell und in welcher Form fossile Brennstoffe durch CO2-neutrale Energiequellen ersetzt werden können. Ein zentraler Baustein hierzu ist der umfassende Ausbau der Erneuerbaren Energien, insbesondere von Wind und Sonne. Deren dargebotsabhängig schwankende Einspeisung ist jedoch mit jederzeit sicherer und regelbarer Leistung zu ergänzen, um zu jedem Zeitpunkt das Gleichgewicht zwischen Einspeisung und Entnahme im Stromnetz zu gewährleisten. Eine Option hierfür, die gleichzeitig auch den Anforderungen des Klimaschutzes genügt, ist die sukzessive Umrüstung der jetzigen thermischen Kraftwerke auf CO2 neutrale Wärmezufuhr. Dabei kann ein Teil der vorhandenen Kraftwerksinfrastruktur weiter genutzt werden. Diesen Ansatz verfolgt die WSK-Technologie, bei der ein bestehendes, am Netz betriebenes Kraftwerk um die Komponenten einer Wärmespeicheranlage erweitert wird. WSK sind in der Lage, volatilen Strom aus variabler regenerativer Erzeugung aus dem Netz zu entnehmen und zeitlich entkoppelt bedarfsgerecht ins Netz wieder einzuspeisen. Sie dienen damit der Veredelung variabler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (wie zum Beispiel von Photovoltaik und Wind) und liefern genauso wie konventionelle Kraftwerke regelbaren Strom entsprechend dem aktuellen Bedarf der Stromkunden. Eine ergänzende Zufeuerung mit erneuerbaren oder fossilen Brennstoffen erlaubt jederzeit und ohne große Zusatzinvestitionen ggü. einem reinen Speicher auch die Bereitstellung gesicherter Leistung während längerer Perioden ohne Wind und Sonne, sogenannter Dunkelflauten. So liefern WSK einen entscheidenden Beitrag zur Energiewende und zur gesicherten Stromversorgung für Deutschland.

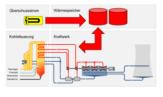
Im Zuge des weiter fortschreitenden Ausbaus der erneuerbaren Energien und des sukzessiven Auslaufens der Kohleverstromung wird eine zweistufige Umsetzung der WSK-Technologie verfolgt (s. Abbildung 111).

Heute Kohleverstromung



konventionelle Kraftwerke

WSK-Entwicklungsstufe 1 teilsubstituierte Kohleverstromung



Erweiterung eines Kohlekraftwerks um eine Wärmespeicheranlage (Hybridbetrieb)

WSK-Entwicklungsstufe 2 Post-Kohlezeitalter



Wärmespeicherkraftwerk (stand-alone-Betrieb)

parallele Entwicklungen zur Prozessoptimierung der WSK-Technologie

Abbildung 111: Zweistufiger Entwicklungsansatz der WSK-Technologie

In einer ersten WSK-Entwicklungsstufe wird ein bestehendes Kohlekraftwerk um eine Wärmespeicheranlage erweitert und in einem Hybridbetrieb betrieben. Beim Auslaufen der Kohleverstromung kann in einer zweiten Entwicklungsstufe der Speicher erweitert werden, so dass die Stromerzeugung in der bestehenden Kraftwerksinfrastruktur nur noch über die WSK-Technologie ohne Einsatz eines kohlebefeuerten Dampferzeugers dann CO₂-frei/-arm erfolgt.

Für die zukünftige Implementierung der WSK-Technologie können aufgrund der realisierbaren hohen Temperaturen und Wirkungsgrade vorzugsweise Wärmespeicher auf Feststoff/Luft- bzw. Flüssigsalz-Basis eingesetzt werden.

Vor diesem Hintergrund soll im Rahmen des Projekts StoreToPower eine WSK-Pilotanlage errichtet und erprobt werden. Dazu soll ein Wärmespeichermodul auf Basis von Feststoff/Luft bzw. Flüssigsalz an einem Braunkohlekraftwerksblock der 600- oder 1000-MW-Klasse im Rheinischen Revier nachgerüstet werden. Ziele des Vorhabens sind der Nachweis der technischen Machbarkeit des Anlagenkonzepts und die Demonstration der Interaktion mit einem Bestandskraftwerk. Daraus sollen zusammen mit theoretischen Untersuchungen (Simulationsrechnungen, Energiesystemanalysen) Schlussfolgerungen für die optimierte Auslegung einer kommerziellen WSK-Anlage abgeleitet werden. Darüber hinaus werden F&E-Aktivitäten zur Weiterentwicklung der WSK-Technologie durchgeführt. Bereits durch den Bau der Pilotanlage erhält die heimische Herstellerindustrie und insbesondere der in NRW ansässige Anlagenbausektor die Möglichkeit, die "neuen Technologien und Verfahren" zu entwickeln und zu erproben.

In der nachstehenden Abbildung ist das Anlagenkonzept der WSK-Pilotanlage dargestellt.

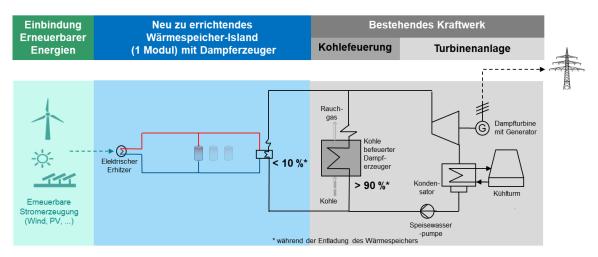


Abbildung 112: Konzept WSK-Pilotanlage auf Feststoff-Luft-Basis

In einem elektrischen Erhitzer wird mit elektrischer Energie aus dem Netz (z. B. überschüssige elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen) ein Speicher aufgeheizt. Bei erhöhtem Strombedarf, der nicht unmittelbar aus EE-Stromerzeugung gedeckt werden kann, wird diese gespeicherte thermische Energie zur Dampferzeugung genutzt. Der dabei entstehende Dampf wird zur Stromerzeugung in die Turbine des Kraftwerkblocks eingespeist. Dort ersetzt er einen Teil der ansonsten mit Kohle erzeugten Dampfmenge. Mit dem fortschreitenden Ausbau der Erneuerbaren Energien kann die Kapazität des Wärmespeichers schrittweise erweitert und damit im Gegenzug der Einsatz von Kohle weiter verringert werden.

Alternativ zum elektrischen Erhitzer kann das WSK mit Hochtemperaturwärmepumpen aufgebaut werden, um den Wirkungsgrad zu steigern und somit die Stromgestehungskosten zu senken. Dieses Konzept wird in StoreToPower -Phase 1 nur konzeptionell betrachtet.

In den Arbeitspaketen AP1 bis AP7 von "StoreToPower – Phase 1" wurden dabei verschiedene Fragestellungen zur Erreichung der Ziele bearbeitet. In den folgenden Abschnitten sind die wichtigsten Ergebnisse zusammengefasst.

In **AP1** "**Projektkoordination"** wurde die gesamte übergeordnete Koordination des Projektes durch den Koordinator RWE sowie die Koordination der Teilprojekte der jeweiligen Antragsteller durchgeführt. Um einen intensiven Austausch sicherzustellen, wurden im Rahmen der Projektkoordination ein regelmäßiger Austausch in der Form eines Jour-Fixe, eine Teamsite zur Dokumentenablage sowie mehrere größere Statustreffen etabliert.

Im Rahmen von AP2 "Bedarfs-, Markt- und Risikoanalyse" wurden die technischen Randbedingungen und regulatorischen Rahmenbedingungen für die Einbindung von Wärmespeichersystemen in bestehende Kohlekraftwerke mit und ohne KWK erarbeitet und zusammengestellt und dienten als Grundlage für die Bearbeitung der weiteren Arbeitspakete in diesem Vorhaben. Zudem wurden Energiesystemanalysen durchgeführt um die zukünftige potenzielle Rolle von WSK im gesamten Energieversorgungssystem zu erkunden und zu beschreiben. Abschließend wurde eine Risikoanalyse sowie ein Life Cycle Assessment für die Integration von WSK in bestehende Kohlekraftwerke erstellt und das Marktpotential von WSK Anlagen abgeschätzt.

Im AP2.1 "Technische Randbedingungen und Regulatorische Rahmenbedingungen" wurde zu Beginn der Projektlaufzeit bearbeitet und diente der Zusammenstellung der Grundlagen für die nachfolgenden AP. Die Auswahl der Referenzanlagen und die Dokumentation der technischen Randbedingungen bildeten die Basis für die Auslegung der WSK und die techno-ökonomischen Analysen.

Im Rahmen von **AP2.2 "Energiesystemanalyse"** wurden verschiedene potenzielle Transformationspfade der deutschen Stromversorgung bis 2040 simuliert und anhand von Nachhaltigkeitsindikatoren wie Kosten, Flächenverbrauch, Erdgasverbrauch, Biomasseverbrauch und CO₂-Emissionen bewertet. Die Transformationspfade unterschieden sich durch die unterschiedliche Ausgestaltung von Wärmespeicherkraftwerken, die zur Deckung der Residuallast eingesetzt werden. Auch Alternativen zu WSK wurden geprüft. Die wichtigsten Erkenntnisse der Untersuchung sind die Folgenden.

Die sichere und flexible Deckung der Residuallast mit erneuerbarer Energie erfordert thermische Kraftwerke auf der Basis erneuerbarer Brennstoffe wie Biomasse, Biomethan, Wasserstoff oder synthetischem Erdgas.

Die Zufeuerung nachhaltiger Brennstoffe sichert die Verfügbarkeit der installierten Leistung zu jeder Zeit. Allerdings sind nachhaltige Brennstoffe knapp und teuer. Die Zufeuerung kann direkt über Dampferzeugung oder indirekt über die Abwärmenutzung einer Gasturbine für den Betrieb einer Dampfturbine erfolgen.

Carnot Batterien können regelmäßig (zyklisch) schwankendes Angebot aus Solarstrom flexibel nutzbar machen und damit den Brennstoffverbrauch thermischer Kraftwerke senken. Die Kombination aus direkt verwertbarem Solarstrom und gespeichertem Solarstrom erlaubt Stromzu-Strom Wirkungsgrade von bis zu 70% und kann bis zu 50% Brennstoff einsparen.

Wärmespeicherkraftwerke mit den oben beschriebenen Komponenten bieten entsprechend den durchgeführten Modellrechnungen im Vergleich zu anderen Optionen die wirtschaftlichste und auch bezüglich anderer Nachhaltigkeitsindikatoren günstigste Variante zur Deckung der Residuallast.

In AP 2.3 "Risikoanalyse und ökologische Analyse" wurde eine Risikoanalyse für ein WSK mit Flüssigsalz- und Feststoffspeicher durchgeführt. Es wurden 61 Gefährdungen ausgearbeitet. Bei den Speichertechnologien Flüssigsalzspeicher und Feststoffspeicher mit Wabensteinen ist es mit den ausgearbeiteten Gegenmaßnahmen möglich, das Risiko der meisten Gefährdungen zu beseitigen. Bestehende Risiken können auf ein geringes Ausmaß gesenkt werden. Für Feststoffspeicher mit Schüttung als Speicherinventar verbleiben vier mittlere Risiken. Als Speicherinventar eines Feststoffspeichers erscheinen Formsteine geeigneterer als Schüttungen. Grund ist die noch unbekannte Langlebigkeit von Schüttungen aufgrund der Abrasionsprozesse durch zyklische Temperaturwechsel.

Zur Realisierung des wirtschaftlichen Betriebs eines WSK müssen Abgaben für den Strom-Einkauf abgeschafft und eine Speicherzulage geschaffen werden. Zudem müssen die bestehenden konventionellen Kraftwerkskomponenten auf Eignung und Langlebigkeit geprüft werden.

Im Rahmen der <u>Lebenszyklusanalyse eines WSK mit Salzspeicher</u> für eine umgebaute Bestandsanlage hat das SIJ ein WSK sowie ein Vergleichssystem aus einer Li-Ion-Batterie in der Software SimaPro abgebildet. Im Jahr 2020 verfügt im WSK zwischengespeicherter PV-Strom bei 800 Entladevolllaststunden über einen Emissionsfaktor von 143 g_{CO2eq}/kWh . Für das Batterie-Vergleichssystem liegt dieser bei 110 g_{CO2eq}/kWh . 2050 verringern sich die Werte auf 80 g_{CO2eq}/kWh (WSK) und 85 g_{CO2eq}/kWh (Batterie).

Beide Emissionsfaktoren liegen unter den Werten konventioneller Erzeuger. Beim WSK überwiegen die Emissionen durch die Speichersystem-Verluste, bei der Batterie überwiegen die Emissionen durch die Herstellung. Für die Betrachtung von WSK mit KWK ist ein anderes Vergleichssystem erforderlich. Die Speichersystem-Verluste werden dann aber größtenteils als Aufwendungen für die Wärmebereitstellung gewertet. Die Umweltauswirkungen sinken mit höherem Strom-zu-Strom-Wirkungsgrad, wie beispielsweise bei einem WSK mit Wärmepumpe.

Im Rahmen des AP 2.4 "Marktpotential" wurden im Schwerpunkt die Markchancen für den Einsatz eines WSK in Deutschland betrachtet. Basis der Betrachtungen waren die Bewertung nach dem Arbitragemodell, also dem Einkauf von günstigem Strom aus Netzüberschüssen, der Einlagerung als Hochtemperaturwärme bis höhere Strompreise am Markt verfügbar sind und im Anschluss Rückumwandlung in Strom über einen Abhitzekessel, der in ein bestehendes Dampfkraftwerk einspeist. Als Grundlage der Preise wurden Szenarien festgelegt und diese über einen externen Anbieter in sogenannten HPFC's (Hourly Price Forward Curves) als Stundenwerte der Intradaypreise von 2020 bis 2050 je Szenario prognostiziert. Insgesamt wurden 5 Szenarien betrachtet, denen unterschiedlichen Ausbau der Erneuerbaren und Bewertung hinsichtlich CO₂, Brennstoffpreise, Speicherbedarf etc. zugrundlagen. Ein Szenario (TRIEB) beruht auf den Ergebnissen des Bedarfs an WSK aus AP 2.2 und stellt ein extremes Ausbauszenarien, zumindest zum Zeitpunkt seiner Erstellung Ende 2020 dar. Die Rohmarge wurde durch NOWUM aus sogenannten Dispatch - oder Einsatzrechnungen je Szenario ermittelt. Dabei wurden die drei wesentlichen Eingangsgrößen Beladeleistung, Entladeleistung und Speicherdauer in einer Vielzahl von Parametervariationen untersucht. Eingang in die Berechnungen von NOWUM fanden auch die CAPEX Kosten je Variation. Zusätzlich wurde als Benchmark die Referenztechnologie Batteriespeicher in ähnlichen Einsatzrechnungen verglichen. Die Ergebnisse wurdenmithilfe eines Exceltools umfassend analysiert. . Die Arbeiten zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit einer großen Zielanlage wurden flankiert durch entsprechende Berechnungen des Partners RWE in AP 4.4, welche mit den Ergebnissen dieses AP's abgeglichen wurden. Die aussichtreiche Untersuchung der Koppelung von WSK mit KWK wurde als Teil des AP 3.5.2 bearbeitet und dort berichtet. Als Ergebnis dieses Arbeitspaketes kann festgestellt werden, dass WSK, sowie andere Speichertechnologien, im reinen Arbitragegeschäft unter den im Projekt vorgegebenen Randbedingungen gerade im Vergleich mit Batterien erst mit erheblichem Ausbau der Erneuerbaren eine wirtschaftliche Perspektive haben. Dabei hilft dem WSK die geringe Kostenzunahme pro zusätzlicher Speicherdauer, die den Nachteil des geringen Strom-zu-Strom-Wirkungsgrades gegenüber der Batterie ausgleichen kann.

Im letzten ½ Jahr des Projektes haben sich die zukünftigen Randbedingungen bezüglich des Erneuerbaren-Ausbaus nochmals erheblich verändert, wodurch die wirtschaftliche Perspektive erheblich begünstigt wird. Eine ausreichende Widmung der möglichen Zusatznutzen / Netzdienlichkeit von WSK über das Arbitragemodell hinaus wurde aufgrund der im Projekt gesetzten Randbedingungen zum Einsatz an den betrachteten Kraftwerken nur qualitativ untersucht.

Im AP 3 "Technisches Konzept und Gesamtdesign eines zukünftigen WSK durch Erweiterung von bestehenden kommerziellen Kohlekraftwerken (Zielanwendung)" wurden konzeptionelle Arbeiten für WSK mit Elektroerhitzer durchgeführt. Dazu wurden zunächst Konzepte zu Verschaltungsvarianten und Subkomponenten für den kommerziellen Maßstab entwickelt und diese anschließend unter gleichen Randbedingungen bewertet. Dabei stand im Vordergrund, dass trotz innovativem Technologieeinsatz eine kurzfristige Implementierbarkeit und Finanzierbarkeit (bankability) gewährleistet ist. Zudem wurden in diesem Arbeitspaket Simulations- und Berechnungsmodelle erstellt, um die Wechselwirkungen der Komponenten sowie das dynamische Verhalten der neuen Komponenten des WSK im Prozessmodell zu analysieren und in einem weiteren Schritt die techno-ökonomische Analyse durchführen zu können.

Das AP3 hatte drei Schwerpunkte, die im Folgenden zusammengefasst werden.

Bei der "Techno-ökonomische Analyse der Wärmespeicherkraftwerke ohne KWK" in AP3 wurden verschiedene, detaillierte Modelle zur Dimensionierung und Optimierung der Komponenten sowie der Gesamtsysteme bei WSK mit Salzspeicher- und Feststoffspeichertechnologien erstellt. Mit diesen Modellen wurden umfangreiche techno-ökonomische Parameterstudien durchgeführt, um den Einfluss der Ausbaustufe (50% oder 100% der Leistung vom Bestandsblock), der Speichergröße, der E-Heizergröße, des Typs des Bestandkraftwerks und der eingesetzten Speichertechnologie (inkl. Temperaturvariationen) zu analysieren.

WSK mit Salzspeichersystemen zeigen höhere Strom-zu-Stromnutzungsgrade als WSK mit Feststoffspeichersysteme (wegen Eigenverbrauch). Abhängig von der Technik und dem Nutzungsgrad des Bestandskraftwerks werden hier 38 bis 46% erreicht. WSK mit Feststoffspeicher liegen ca. 3%-Punkte unter den WSK mit Flüssigsalztechnologie. Aufgrund des relevanten Einflusses von Anfahrverlusten erreichen kleine Speichergrößen (z.B. 4h) schlechtere Wirkungsgrade (1 bis 2% Punkte) als größere Speicher (z.B. 12h). Die Anfahrverluste lassen sich allerdings weiter minimieren, was in Folgearbeiten geschehen sollte. WSK mit Salzspeichertechnologie erreichen LCOE von knapp 80 €/MWhel (mit definierter Strompreiskurve). WSK mit Feststoffspeichertechnologie erreichen unter Ausschöpfung von heute angenommenen Kostensenkungspotentialen vergleichbare LCOE (geringfügig höher). Für beide Technologien ist die technische Machbarkeit gegeben, sowohl nur im Speicherbetrieb sowie im Hybridbetrieb mit dem bestehenden Kohlekessel bzw. Gaskessel betrieben werden zu können. Im reinen Speicherbetrieb lassen sich die CO₂-Emissionen um über 90% senken, wenn der Speicher mit PV-Strom beladen wird.

Die Untersuchung mittels optimierter stündlicher "Einsatzplanung eines WSK mit Fernwärmeauskopplung (KWK)" in AP3 hat Folgendes gezeigt: Betreibt ein WSK mit KWK Arbitrage-Handel am Strommarkt und verkauft seine Wärme über einen Wärmeliefervertrag, bewirkt der Zusatzerlös durch den Wärmeverkauf eine Verkleinerung des erforderlichen Strompreis-Spreads und so eine deutliche Steigerung der Einsatzzeiten gegenüber einem WSK ohne KWK. Damit generiert das WSK mit KWK deutliche Mehreinnahmen gegenüber einem WSK ohne KWK. Mit Strompreiskurven der Jahre 2015-2019 ergibt sich für dieses System zwar ein negativer Netto-Kapitalwert, für ein Vergleichssystem mit Batterie und Elektrodenkessel gilt dies aber ebenso. Mit einer Strompreiskurven-Prognose für das Jahr 2040 erwirtschaftet das WSK einen positiven Netto-Kapitalwert. Der interne Zinsfuß verdoppelt sich dabei bei einem Wärmepreis von 30 €/MWh_{th} gegenüber einem WSK ohne KWK.

Wäre das WSK mit KWK nach KWKG bezuschussungswürdig, könnte es durch den Stromzuschlag jedes Jahr Zusatzeinnahmen in Höhe von mindestens 2,5 Mill. € erhalten (Gegendruck-Betriebspunkt der Turbine: 150 MW_{th} und 98 MW_{el}). Unter Berücksichtigung des Stromzuschlags in der Einsatzplanung könnten sich die Einsatzzeiten weiter erhöhen. Die Investitionsboni für Power-to-Heat-Anlagen und den Kohleersatz könnten in der Vorzugskonfiguration des WSK mit KWK zu einer Reduktion der Investitionskosten um 24 % führen. Damit das WSK mit KWK im KWKG Berücksichtigung findet, muss diese Technologie der Politik aktiv vorgestellt werden.

Fernwärmenetz-Betreiber können, unter den getroffenen Annahmen und einem CO₂-Preis ab 40 €/t_{CO2}, mit der von einem WSK-Betreiber zugekauften Wärme bei einem Wärmepreis im Bereich von 10-20 €/MWh_{th} Einnahmenüberschüsse im Bereich von zwei bis vier Millionen Euro pro Jahr generieren, ohne dabei selbst eine Investition tätigen zu müssen (bei 900 MW_{th} maximaler Fernwärmenachfrage).

Die Erhöhung der CO₂-Preise ist ohne eine Anpassung der Strompreiskurven durchgeführt worden. Um den erstellten Ergebnissen bei fiktiven CO₂-Preisen mehr Validität zu verleihen, sind angepasste Strompreiskurven notwendig. Das Referenzsystem sollte im Rahmen der Zusammenarbeit mit einem Fernwärmenetz-Betreiber mit seinem aktuellen Stand genau abgebildet werden.

In der "Dynamischen Simulation" in AP3 wurde ein Simulationstool für das dynamische Prozessmodell, sowie zwei funktionierende Regelungskonzepte, entwickelt. Dabei werden die empirisch eingestellten Standardregler PID mit Vorsteuerung verwendet. Beide Konzepte verhalten sich bei den gegebenen Simulationen stabil. Bei der Tracking-Performance des Regelsystems schneidet die Temperaturgradientenregelung bei den Startvorgängen des Systems besser ab. Die direkte Manipulation des Temperaturgradienten ermöglicht eine schnellere Regelung, ohne eine Überschreitung zu riskieren. Der erste Regler hat die Anlage in 28 Minuten vom kalten Zustand hochgefahren, während der zweite Regler dafür 23 Minuten benötigt. Die Anfahrzeiten vom warmen Zustand sind 17 bzw. 11 Minuten für den ersten und zweiten Regler. Das führt zu einer Zeitersparnis beim Hochfahren der Temperatur und Leistung, welcher die möglichen Energieerträge in den begrenzten Zeitspannen günstiger Marktbedingung direkt beeinflusst. Dazu sind jedoch höhere Pumpenleistungen erforderlich. Wie stark dieser Performanceunterschied in Gewicht fällt hängt von der Länge der Niedrigpreisphasen und von der Dimensionierung des Speichersystems ab.

CFD-Simulationen eines Elektroerhitzers wurden für die qualitative Abschätzung der Massentemperaturverteilung und der thermischen Grenzschicht der Heizelemente durchgeführt. Das ermöglicht die Abschätzung der maximalen Filmtemperaturen. Die Ergebnisse zeigen für beide Regelvarianten, dass die maximalen Filmtemperaturen zu keinem Zeitpunkt die Temperaturgrenze von 600°C überschreiten.

Mit den im Rahmen dieses Arbeitspaketes entworfenen Regelungen, können die Basisanforderungen für den Betrieb eines flüssigsalzbasierten Wärmespeicherkraftwerks erfüllt werden. Da sich sowohl das physikalische Modell als auch das reale System ausgeprägt nichtlinear und zeitvariant verhält, können die verwendeten Standardregler und Vorsteuerungen zum Teil noch optimiert werden. Aber die potenzielle Leistungsfähigkeit, ist mangels der notwendigen Freiheitsgrade in der Reglerarchitektur sehr begrenzt. Beispiele für mögliche alternative Varianten sind der sog. Smith-Prädiktor, der Standardregler, sowie der PID-Regler, mit einer einfachen Form der Modellprädiktion erweitert. Dadurch wird die Performance bei der Regelung von Strecken mit Totzeitverhalten deutlich verbessert.

Im AP 4 "Konzeptstudie für ein WSK-Pilotprojekt an einem RWE Kraftwerksstandort" wurden die Erkenntnisse des definierten Referenz-WSK auf die Rahmenbedingungen eines konkreten RWE-Kraftwerkstandortes in NRW übertragen und ein Konzept für eine Pilotanlage erstellt. Das übergeordnete Ziel dieses Arbeitspaketes war es zu prüfen, ob und wie eine Pilotanlage realisierbar ist und welche Rahmenbedingungen erfüllt sein müssen. Dazu wurde im ersten Schritt, auf Basis von festzulegenden Kriterien, ein Standort ausgewählt und die technischen und betrieblichen Anforderungen an ein zukünftiges Wärmespeichersystem sowie an die Integration in die Bestandsanlage ermittelt. Anschließend erfolgt die Konzeptionierung der Pilotanlage.

Insgesamt wurden zwei unterschiedliche Konzepte untersucht. Im ersten Projektjahr wurde zunächst eine Konzeptstudie auf Basis der Flüssigsalz-Speichertechnik erarbeitet. Die erreichten Ergebnisse führten zu einem deutlichen Erkenntnisgewinn innerhalb des Förderprojekts. Neben den grundsätzlich vielversprechenden Möglichkeiten der Flüssigsalzergaben Untersuchungen allerdings auch Speichertechnik die technische genehmigungsrelevante Einschränkungen. Vor diesem Hintergrund hat RWE mit den Projektpartner beschlossen, dass eine intensivere Untersuchung der alternativen Wärmespeichertechnik auf Feststoff-Basis notwendig ist, um eine Entscheidung für die zum Einsatz kommende Speichertechnologie treffen zu können.

Basierend auf den Teilstudien und einem intensiven Austausch mit den Projektpartnern DLR und FHA wurden die wesentlichen Merkmale der Flüssigsalz- und Feststoff-Speichertechniken identifiziert und bewertet. Dabei kann grundsätzlich festgehalten werden, dass mit beiden Optionen das Konzept eines Wärmespeicherkraftwerks realisiert werden kann. Weiterhin zeigt sich, dass in beiden Fällen eine Pilotanlage mit auf dem Markt erhältlichen Komponenten realisierbar ist und somit Grundlagenforschung weitgehend vermieden werden kann. Die Feststoff-Luft-Speichertechnologie bietet dabei aus RWE-Sicht aufgrund der größeren Einsatzbreite (höhere Wasser-Dampf-Temperaturen) sowie des vergleichsweise einfachen Genehmigungsverfahrens entscheidende Vorteile und wird von RWE als bevorzugte Speichertechnik für die Realisierung der Pilotanlage gesehen.

In AP 5 "Basic Engineering für ein WSK-Pilotprojekt an einem RWE Kraftwerksstandort" wurden noch offene realisierungsrelevante Fragestellungen, die vor einem "Concept Freeze" geklärt werden mussten, im Rahmen einer Konzeptverifikation untersucht. Dabei zeigte eine genauere Betrachtung, dass durch geeignete betriebliche und verfahrenstechnische Anpassungen die verbleibenden Herausforderungen hinsichtlich des sicheren Betriebs der Pilotanlage in Kombination mit dem Bestandsblock (dynamische Wechselwirkungen, zulässige Turbineneintrittsbedingungen) beherrschbar sind. Daraufhin wurden die Kosten der Pilotanlage aktualisiert und weiter erhärtet. Mit den gewonnenen Erkenntnissen wurde die bereits in AP 4 von RWE angefangene techno-ökonomische Untersuchung konkretisiert. Dabei legen die Ergebnisse allerdings nahe, dass ein Wärmespeicherkraftwerk an einem RWE Standort im Rheinischen Revier auf absehbare Zeit mit der dort untersuchten Technologie auf Basis der

angesetzten Markt- und Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich betrieben werden kann. Daher fehlt für RWE der entscheidende Treiber für den Bau und Betrieb einer Wärmespeicher-Pilotanlage im Rheinischen Revier.

Weiterführende Arbeiten zum Basic Engineering einer WSK-Pilotanlage wurden daher nicht durchgeführt.

Im AP 6 "Zukünftige Wärmespeicherkraftwerke (mit Hochtemperatur-Wärmepumpe)" wurden grundlegende konzeptionelle Arbeiten zu Rankine- und Brayton-basierten Carnot-Batterien durchgeführt. Im Gegensatz zum WSK mit Direktbeheizung mit Elektroheizern erfolgt die Beladung über den Beladeprozess einer Carnot-Batterie und die Entladung über den Wasser-Dampf-Prozess, welcher im Falle der Rankine-Batterien prinzipbedingt als unterkritische Neuanlage ausgeführt werden muss und im Falle der Brayton-Batterien bis auf den Dampferzeuger von einer Bestandsanlage genutzt werden kann. Zunächst wurde ein genereller Überblick von möglichen Carnot-Batterie-Varianten und deren Randbedingungen gegeben. Anschließend wurden parallel in drei Teilarbeitspaketen die drei unterschiedlichen auf Hochtemperatur-Wärmepumpen basierten WSK der zweiten Entwicklungsstufe konzipiert, die Topologien erarbeitet und das stationäre Betriebsverhalten mit Systemsimulationen ermittelt. Rankine-Prozesses wurde ein unterkritischer Dampfkreislauf Latentwärmespeichern und sensiblen thermischen Speichern kombiniert. Insgesamt wurden sieben Varianten näher untersucht. Diese unterscheiden sich zum einen in der Art des Beladeprozesses – hier wird entweder eine Ammoniak-Unterstufe oder ein Erdbeckenspeicher betrachtet - und zum anderen in der Technologie des thermischen Speichersystem. Die berechneten Wirkungsgrade liegen abhängig vom prozesstechnischen Aufwand zwischen knapp 50 % und 64 %. Auf Basis des Brayton-Prozesses wurden jeweils fünf verschiedene offene und geschlossene Prozessvarianten mit und ohne zusätzlicher Power-to-Heat-Einbringung durch E-Heizer mit Feststoff- bzw. Flüssigsalzspeicher entwickelt und untersucht, wobei beim Flüssigsalzspeicher zwei unterschiedliche Technologieoptionen betrachtet wurden. Die Ergebnisse der Systemsimulationen zeigen auf, dass bei den betrachteten Konzepten nur jene sinnvoll sind, welche eine Speicherung von Niedertemperaturwärme während der Entladung und Integration während der Beladung vorsehen. Hier sind Wirkungsgrade größer als 50 % möglich.

Im AP 7 "Öffentlichkeitsarbeit, Zusammenfassung und Ausblick" wurde umfassende Öffentlichkeitsarbeit zur Diffusion des Themas Wärmespeicherkraftwerkle im In- und Ausland betrieben. Schwerpunkt der Öffentlichkeitsarbeit war zunächst die Diffusion des Themas und die Diskussion auf öffentlichen Foren mit Industrie, Betreibern sowie Anlagen- und Komponentenherstellern. Aufgrund der Beschränkungen durch die COVID Pandemie, war der Umfang an Präsenzveranstaltungen im Rahmen der verschiedenen Lockdowns sowie der internationalen Reisebeschränkungen teilweise auf Onlineveranstaltungen beschränkt.

Dennoch ist es den Projektpartnern gelungen für die Technologie ein erhebliches öffentliches Interesse auch im internationalen Umfeld zu erzeugen und einem breiten Publikum aus der Energiewirtschaft, Industrie und Politik darzustellen. Herauszuheben hierbei sind insbesondere die Aktivitäten im Zusammenhang mit dem Kohleausstieg in Chile und dem erheblichen industriellen Interesse am Umbau der betroffenen Kohlekraftwerke zu WSK.

Für die internationalen Aktivitäten wird eine Zusammenarbeit mit der GIZ angestrengt und wurde bereits mit einem gemeinsamen Projekt in Chile angestoßen, weitere Länder sind in Vorbereitung. Von den Partnern wurde eine Roadmap für nationale und internationale Aktivitäten erstellt.

Bei RWE fiel im April 2021 die Entscheidung zum Ausstieg aus der Fortsetzung des Projektes zur Realisierung einer großen Demoanlage an einem RWE Standort. Die Gründe lagen aus RWE Sicht in den fehlenden wirtschaftlichen Perspektiven der untersuchten Technologie auf Basis der angesetzten Markt- und Rahmenbedingungen. Dennoch sehen die Projektpartner, losgelöst von den spezifischen Randbedingungen der untersuchten RWE Braunkohleblöcke im Rheinischen Revier, an anderen Standorten unter anderen Randbedingungen, sowie im internationalen Umfeld erhebliches Technologiepotential der WSK. Dies gilt besonders im Hinblick auf die sich seit der Entscheidung im April 2021 bis heute abzeichnenden, fundamentalen Veränderungen im Energiemarkt. Die im Projekt getroffenen progressivsten Annahmen, weisen durchaus eine interessante Perspektive auf. Diese werden aus heutiger Sicht von den im Koalitionsvertrag verankerten Zielen erheblich übertroffen und sind in möglichen Nachfolgeprojekten neu zu bewerten. Dies gilt hinsichtlich der Anlagegröße und Standort, KWK sowie des Einsatzes von WSK über das Arbitragegeschäftsmodell hinaus.

Derzeit arbeiten die Partner, ohne den Partner RWE, an der Suche nach einem geeigneten Standort in Deutschland für eine Demoanlage mit kleinerer Leistung (50 -200 MW_{el}) und einer Wärmeauskopplung in KWK (Industriewärmeversorgung oder Fernwärmebedarf) in der Größenordnung 100 MW_{th}. Hierbei stellen die im Projekt gewonnen Erkenntnisse aber auch die erarbeiteten Tools und Methoden eine wichtige Grundlage für die Arbeiten dar. Sie sind deshalb von großer Bedeutung.

Zusammenfassend kann festgehalten werden:

WSK könnte eine kurzfristig verfügbare Option im großtechnischen Maßstab darstellen, unter weitgehender Nutzung bestehender Infrastruktur, sozialverträglich den massiven Ausbau Erneuerbarer Energie als grundlast- und regelenergiefähige Stromerzeugung sicherzustellen und so einen erheblichen Beitrag zu CO₂ freien Strom- und Wärmeerzeugung in Zukunft zu leisten.

Literaturverzeichnis

Die verwendeten Literaturquellen sind in den AP direkt eingefügt.