



## StoREN - Phase I

Dekarbonisierung der Strom- und Wärmeerzeugung mit Erneuerbaren im Industriepark Holthausen mit Wärmespeicherkraftwerken und anderen innovativen Technologien

Förderkennzeichen: EFO 0187A-B

Öffentlicher Abschlussbericht

Ministerium für Wirtschaft,  
Industrie, Klimaschutz und Energie  
des Landes Nordrhein-Westfalen



## Dokumenteigenschaften

Betreff	Abschlussbericht
Einstufung	Öffentlicher Bericht
Vorhabensbezeichnung	StoREN – Phase 1 Dekarbonisierung der <u>Strom-</u> und <u>Wärmeerzeugung</u> mit <u>Erneuerbaren</u> im Industriepark Holthausen mit Wärmespeicherkraftwerken und anderen innovativen Technologien
Zuwendungsempfänger	<ul style="list-style-type: none"> <li>• BASF Personal Care and Nutrition GmbH (BASF)</li> <li>• Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Institut für Solarforschung (SF)</li> <li>○ Institut für Technische Thermodynamik (TT)</li> </ul> </li> <li>• Henkel AG &amp; Co. KGaA (Henkel)</li> </ul>
Förderkennzeichen	EFO 0187A, EFO 0187B
Laufzeit des Vorhabens:	01.01.2023 bis 31.12.2023
Projektträger	Projektträger Jülich (PtJ) Forschungszentrum Jülich GmbH, 52425 Jülich Ansprechpartner: Simon Funcke
Projektleitung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• BASF Personal Care and Nutrition GmbH (Projektkoordination) Dr.-Ing. habil. Christiane Glasmacher-Remberg, christiane.glasmacher-remberg@basf.com Arnulf Reitze, arnulf.reitze@basf.com</li> <li>• Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) Stefano Giuliano, stefano.giuliano@dlr.de Gerrit Koll, gerrit.koll@dlr.de</li> <li>• Henkel AG &amp; Co. KGaA, Michael Dragovic, michael.dragovic@henkel.com Michael Roling, michael.roling@henkel.com</li> </ul>
Autoren des Berichts:	Arnulf Reitze <sup>1</sup> , Stefano Giuliano <sup>2</sup> , Gerrit Koll <sup>2</sup> , Christiane Glasmacher-Remberg <sup>1</sup> , Eike Mahnke <sup>1</sup> , Michel Pepers <sup>1</sup> , Judith Jäger <sup>2</sup> , Martin Bolten <sup>2</sup> , Michael Dragovic <sup>3</sup> , Frank Thom <sup>3</sup> , Manja Ostermann <sup>3</sup> , Philipp Pötzsch <sup>3</sup> , Daniel Meierhöfer <sup>3</sup> , Michael Roling <sup>3</sup> <sup>1</sup> BASF, <sup>2</sup> DLR, <sup>3</sup> Henkel
Datum	15.04.2024
Version	1.0
Gefördert vom Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen.	
Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren	

# Inhaltsverzeichnis

<b>1. Aufgabenstellung und Vorhabenablauf</b> .....	<b>5</b>
<b>1.1. Aufgabenstellung</b> .....	<b>5</b>
<b>1.2. Voraussetzungen für das Vorhaben</b> .....	<b>9</b>
<b>1.3. Vorhabenplanung und -ablauf</b> .....	<b>10</b>
<b>1.4. Zusammenarbeit</b> .....	<b>11</b>
<b>2. Durchführung des Vorhabens</b> .....	<b>12</b>
<b>2.1. AP 1: Projektkoordination (BASF, Henkel, DLR)</b> .....	<b>12</b>
<b>2.2. AP 2: Bedarfsanalyse und Projektrandbedingungen (BASF, Henkel, DLR) ...</b>	<b>13</b>
2.2.1. Bedarfsanalyse am Standort .....	13
2.2.2. Projektrandbedingungen Energiemarkt .....	15
2.2.3. Strompreisprognosen .....	17
2.2.4. Hourly Price Forward Curve (HPFC) .....	19
2.2.5. Power Purchase Agreements .....	19
2.2.6. Netzentgelte, Steuern, Gebühren und Abgaben.....	20
2.2.7. Konzepte .....	21
2.2.8. Technische und wirtschaftliche Randbedingungen .....	24
<b>2.3. AP 3: Technisches Konzept für die Dekarbonisierung des Industrieparks     Holt-hausen mit WSK (BASF, Henkel, DLR)</b> .....	<b>25</b>
2.3.1. Methodik der techno-ökonomische Analyse .....	25
2.3.2. Techno-ökonomische Analyse der monoenergetischen Varianten .....	29
2.3.3. Techno-ökonomische Analyse der hybriden Varianten .....	33
2.3.4. Bewertung der hybriden Varianten .....	40
2.3.5. Zusammenfassung .....	41
<b>2.4. AP 4 Umsetzungskonzept für ein WSK-Pilotprojekt im Industriepark     Holthausen (BASF, Henkel, DLR)</b> .....	<b>42</b>
2.4.1. AP 4.1 Anlagenkonzept für die Pilotanlage auf Basis der Ergebnisse von AP3 .....	42
2.4.2. AP 4.2 Techno-ökonomische Analyse der WSK-Pilotanlage .....	44
2.4.3. AP 4.3 Implementierbarkeit und Wirtschaftlichkeit der Pilotanlage .....	48
<b>2.5. AP 5 Zusammenfassung und Roadmap (BASF, Henkel, DLR)</b> .....	<b>51</b>
2.5.1. Zusammenfassung .....	51
2.5.2. Roadmap für schrittweise Transformation der Energieversorgung .....	52
<b>3. Nutzung und Verwertbarkeit – Fortschreibung des Verwertungsplans</b> .....	<b>54</b>
<b>4. Erfolgte und geplante Veröffentlichungen</b> .....	<b>55</b>
<b>5. Anhang</b> .....	<b>57</b>
<b>5.1. Detailergebnisse aus AP3</b> .....	<b>57</b>

---

<b>5.2.</b>	<b>Strompreisprognose zur Bewertung eines Wärmespeicherkraftwerks (r2b energy consulting).....</b>	<b>58</b>
<b>5.3.</b>	<b>Databook .....</b>	<b>59</b>

# 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 CO<sub>2</sub>-neutrale Energiequellen ersetzt werden können. Ein zentraler Baustein hierzu ist der umfassende Ausbau der Erneuerbaren Energien, insbesondere basierend auf Wind und Sonne. Deren angebotsabhängig 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 CO<sub>2</sub> neutrale Wärmezufuhr. Dabei kann ein Teil der vorhandenen Kraftwerksinfrastruktur weiter genutzt werden. Diesen Ansatz verfolgt die Wärmespeicherkraftwerk (WSK)-Technologie, bei der ein bestehendes, am Netz betriebenes Kraftwerk um die Komponenten einer Wärmespeicheranlage erweitert wird, die mit erneuerbarem Strom geladen wird und dem Verbraucher bei Bedarf Strom zur Verfügung stellt. 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.

### Ausgangslage:

Zur Dekarbonisierung von großen Strom- und Wärmebedarfen in industriellen Produktionsstandorten bedarf es der Einbindung großer Mengen an erneuerbaren Energien in die bestehende Struktur der Energieerzeugung. Dies ist aufgrund des industriell kontinuierlichen Verbrauchs und dem zeitabhängigen Dargebot der Erneuerbaren nur in Verbindung mit großen Energiespeichern sinnvoll möglich und erfolversprechend.

Der Industriepark Düsseldorf-Holthausen ist der Stammsitz der Henkel AG & Co. KGaA. Henkel betreibt ein Industriekraftwerk zur Versorgung der Produktionsanlagen und Liegenschaften sowie zur Belieferung der weiteren am Standort ansässigen Unternehmen. Die BASF Personal Care & Nutrition GmbH betreibt im Industriepark Düsseldorf-Holthausen verschiedene Produktionsanlagen und ist wesentlicher Wärmeabnehmer des Industriekraftwerks. Die am Standort befindlichen Industriebetriebe verfolgen eine CO<sub>2</sub> Reduzierungsstrategie und sind bestrebt, den Standort mittelfristig auf eine CO<sub>2</sub> freie Strom- und Wärmeversorgung umzustellen.

Im Rahmen anderer Vorhaben hat sich gezeigt, dass große thermische Speicher mit Power-To-Heat dann eine wirtschaftliche Option darstellen können, wenn diese im Zusammenhang mit der gleichzeitigen Strom- und Wärmenutzung zum Einsatz kommen. Die gleichzeitige Strom- und Wärmeerzeugung mit Wärmespeicherkraftwerken (WSK) in Verbindung mit dem Zubau an Erneuerbaren Energien, insbesondere der Photovoltaik, ist eine vielversprechende Option, bestehende fossile Kraftwerke zur gleichzeitigen Strom- und Wärmeversorgung im industriellen Umfeld zu CO<sub>2</sub>-neutralen Wärmespeicherkraftwerken umzuwandeln. Insbesondere die Nachteile eines geringeren Strom-zu-Strom Wirkungsgrades von thermischen Kraftwerken durch die systemimmanenten thermischen Verluste bei der reinen Kondensation im Kraftwerksbetrieb, kommen bei dem vorliegenden Projekt nicht zum Tragen. Der volljährige fast konstante Wärmebedarf auch bei unterschiedlichen Temperaturniveaus führt zu einer fast vollständigen Nutzbarkeit des eingesetzten erneuerbaren Stroms und vermeidet damit die wirtschaftlichen Nachteile einer reinen „Arbitrage – Stromspeicheranwendung“. Damit bestehen sehr gute wirtschaftliche Perspektiven für das Projekt, die es im Rahmen der Phase 1 mit anderen innovativen Technologien zu vergleichen gilt.

## Ziele:

Ziel des Gesamtvorhabens StoREN ist es, die **Machbarkeit einer solchen 24/7 erneuerbaren und damit CO<sub>2</sub>-freien Versorgung mit Strom und Wärme im Industriebereich unter Nutzung der Vorteile von Kraft-Wärme-Kopplung mittels großer thermischer Speicher festzustellen, zu erproben und im industriellen Maßstab bei einem realen Produktionsbetrieb zu demonstrieren.**

Dazu werden auch andere innovative Technologien betrachtet und mit der WSK-Technologie verglichen und diese ggfs. damit ergänzt.

Zur Minimierung der Projektrisiken soll 2-phasig vorgegangen werden, zunächst der Nachweis der techno-ökonomischen Machbarkeit (Phase 1) und anschließend die Umsetzung und Demonstration (Phase 2).

## Umsetzung:

Umfang dieser Skizze ist die Phase 1. Die hierbei zu erstellende Machbarkeitsstudie im Vorhaben

„StoREN – Phase 1“ verfolgt das konkrete Ziel, die Möglichkeiten der Integration eines Hochtemperaturwärmespeichers (Power-To-Heat) in die existierenden **Strom- und Wärmeversorgungsanlagen des Industrieparks Düsseldorf-Holthausen von Henkel/ BASF zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen** zu analysieren, diese mit anderen innovativen Technologien zu vergleichen und zu ergänzen, sowie die Kosten für den Bau und Betrieb einer Pilotanlage zu ermitteln und die Umsetzung der Pilotanlage vorzubereiten.

An dem Standort wird weitestgehend im KWK-Betrieb Strom- und Prozesswärme erzeugt. Zur Stromerzeugung dienen mehrere Dampfturbinen, eine Gasturbine sowie zwei Gas-BHKW, die Prozesswärme wird auf verschiedenen Temperaturniveaus genutzt.

Die erfolgreiche Dekarbonisierung dieser Energieversorgung erfordert eine Umstellung der großtechnischen Strom- und Prozesswärmeversorgung auf erneuerbare Energieträger. Die erforderlichen Investitionsentscheidungen müssen so getroffen werden, dass infrastrukturelle Vorteile bestehender Standorte auch mittel- bis langfristig von einer bezahlbaren und zuverlässigen Energieversorgung profitieren können, und die Umstellung stufenweise und graduell ohne erhebliche Stillstände der Werke stattfinden kann.

Deshalb ist eine Nutzung großer Teile der Bestandsinfrastruktur unabdingbar für die erfolgreiche Umsetzung einer Dekarbonisierungsstrategie an gewachsenen Produktionsstandorten.

Eine sukzessive Umrüstung von Bestandskraftwerken zu Wärmespeicherkraftwerken bietet das Potential einer bedarfsgerechten und zeitgleichen Strom- und Wärmeversorgung ohne fossile Primärenergienutzung und ohne den Neubau großskaliger Energieinfrastrukturen und Eingriffe in Produktionsverfahren. Andere innovative Technologien zur Strom- und Wärmebereitstellung werden als Vergleich betrachtet, die aber auch in Verbindung mit WSK ein Bestandteil des Gesamtkonzepts sein können.

Für die konkrete Umsetzung existieren eine Vielzahl an Möglichkeiten sowohl bezüglich der Anlagenkonzeptionierung und der primärseitigen Bereitstellung von Strom aus erneuerbarer Energie (EE), als auch hinsichtlich einer betriebswirtschaftlich sinnvollen Betriebsführung. Ob ein WSK, also ein thermisches Kraftwerk mit einem Hochtemperaturwärmespeicher und der Möglichkeit zur Nutzung von EE-Strom, im Vergleich oder in Kombination zu alternativen Umrüstungskonzepten einen systemischen und betriebswirtschaftlichen Vorteil hat, hängt vor allen Dingen von standortspezifischen und betrieblichen Voraussetzungen, aber auch von regulatorischen und politischen Rahmenbedingungen ab. Hier haben sich durch die Ereignisse

der letzten Wochen zusätzliche Aspekte der Unabhängigkeit und Versorgungssicherheit ergeben, die für das Vorhaben von erheblicher positiver Wirkung sind.

### **Technologie:**

Bei dem vorliegenden Vorhaben wird der Ansatz verfolgt, bestehende Strom- und Wärmeversorgungsanlagen mit den Komponenten einer Wärmespeicheranlage mit Power-To-Heat zu erweitern, so dass die Anlage wahlweise als Wärmespeicherkraftwerk oder in Kombination mit anderen erneuerbaren Energien (z.B. nachhaltigen Brennstoffe, etc.) betrieben werden kann.

In der so erweiterten Anlage kann ein Hochtemperatur-Wärmespeicher mit elektrischer Energie aus dem Netz (z. B. elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen) geladen werden. Zur Entladung wird die Wärme des Speichers in der bestehenden Anlagenstruktur des Dampfkraftwerks verstromt und gleichzeitig der erforderliche Prozessdampf der Anlage entnommen. Durch diesen Energiespeicher kann somit eine zeitliche Entkopplung von regenerativer Strom- und Wärmeerzeugung erreicht werden. Die Versorgung mit regenerativ erzeugtem Strom kann voraussichtlich zunächst in kleinerem Umfang über die bestehende Netzanbindung erfolgen, bei einem weiteren Ausbau sind hier ebenfalls zusätzliche Voraussetzungen zu schaffen. Das geht so weit, dass der Zubau eigener Solar- und Windparks entweder im regionalen Umfeld oder an anderen deutschen, bzw. europäischen Standorten der Industriepartner in Betracht kommt. Auch in diesem Zusammenhang sind im Rahmen der Phase 1 entsprechende Voruntersuchungen hinsichtlich Netzanbindung, Ausbau und Versorgung über entsprechende (in House-) PPA anzustellen.

Weitere innovative Technologien zum Einsatz am Standort, wie beispielsweise Elektrokessel oder Wärmepumpen zur direkten Dampferzeugung und Einspeisung sowie die Nutzung von Wasserstoff und /oder regenerativen Brennstoffen, ggf. auch in Kombination, werden betrachtet und im Vergleich zum WSK techno-ökonomisch bewertet.

Die prinzipielle anlagentechnische Ausführung zeigt die folgende Abbildung. Der fluktuierende, erneuerbare Strom kann zunächst direkt zur Strom- und Wärmeversorgung des Industrieparks genutzt werden, um den Bedarf zu decken. Ein Teil des Stroms wird genutzt, um über elektrische Erhitzer Hochtemperaturwärme zu erzeugen und diese in den Wärmespeicher einzuleiten (Power-To-Heat). Der besonders wirtschaftliche Teil der direkten Nutzung des erneuerbaren Stroms wird somit ergänzt durch gespeicherte Energie, die dann bedarfsgerecht zusätzlich Strom- und Wärme mit hohem Nutzungsgrad in KWK erzeugt und eine 24/7 Versorgung aus CO<sub>2</sub>-freier erneuerbarer Energie vollständig sicherstellen kann.

In weiteren Ausbaustufen bietet sich die Möglichkeit der Integration von Wärmepumpenprozessen mit höheren Wirkungsgraden für Power-To-Heat.

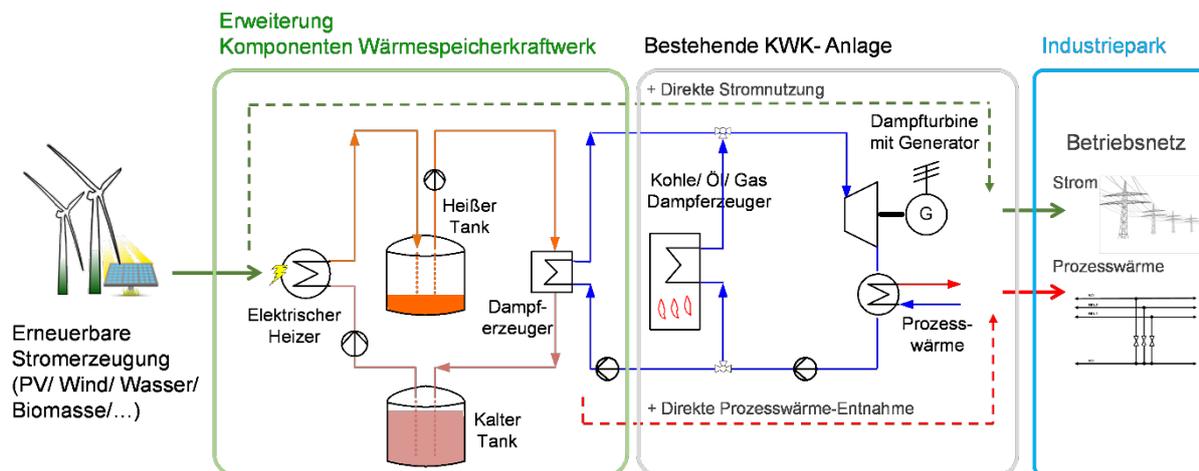


Abbildung 1: Konzept Wärmespeicherkraftwerk für die Strom- und Wärmeversorgung.

### Projektphasen:

Das Gesamtvorhaben StoREN besteht aus 2 Phasen:

- Phase 1: Technisches Konzept, Machbarkeitsstudie, konzeptionelles Design für die Pilotanlage, Finanzierung
- Phase 2: Basic Engineering, Detailed Engineering, Bau und Betrieb der Pilotanlage (nicht direkter Bestandteil dieser Skizze).

In der Phase 1 des Vorhabens soll, vorbereitend für die eigentliche Implementierung des Pilotprojektes in Phase 2, die techno-ökonomische Machbarkeit der Erweiterung der bestehenden Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen im Industriepark Holthausen zu einem WSK und andere innovative Technologien für die Strom- und Wärmebereitstellung im Rahmen einer Konzeptstudie untersucht werden. Die Transformation soll schrittweise erfolgen. Dazu wird in der Phase 1 im Rahmen einer Studie ein Referenzkonzept für eine kommerzielle Anlage in Abhängigkeit der gegebenen Randbedingungen erarbeitet und die Potentiale von WSK (ggfs. in Kombination mit weiteren innovativen Technologien) für den gesamten Transformationspfad abgeschätzt.

Gleichzeitig wird das Konzept für eine Pilotanlage am Standort Holthausen als erster Schritt der Transformation erarbeitet und geprüft, ob eine Pilotanlage (Phase 2) an dem Standort Holthausen realisierbar ist und welche Rahmenbedingungen erfüllt sein müssen, damit ein attraktives Geschäfts-Modell gegeben ist.

Nach erfolgreichem Abschluss der Phase 1 soll die Pilotanlage in einer weiteren Projektphase gebaut und im Hinblick auf die kommerzielle Einsatzreife getestet werden. Eine Entscheidung hierzu wird nach erfolgreichem Abschluss der Phase 1 durch die Projektpartner getroffen.

Als weitere Partner, insbesondere im Rahmen der späteren Projektumsetzung (Phase 2) kommt die mögliche Einbindung eines kommunalen Versorgungsunternehmens in Frage. Dies ist insbesondere im Falle der Erzeugung von Überschussstrom relevant.

### Das hier beantragte Projekt umfasst die Phase 1.

## 1.2. Voraussetzungen für das Vorhaben

Zur Erreichung der vorgestellten Projektziele von Phase 1 sind insgesamt 5 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.

Start 01.01.2023  
 Ende 30.09.2023

		2023											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	#	#	#
<b>AP 1</b>	<b>Projektkoordination</b>	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
<b>AP 2</b>	<b>Bedarfsanalyse und Projektrandbedingungen</b>			★ MS 2.1									
<b>AP 3</b>	<b>Technisches Konzept für die Dekarbonisierung des Industrieparks Holthausen mit WSK</b>												
AP 3.1	Konzepte für die Dekarbonisierung der bestehenden Anlagen mit WSK		■	■									
AP 3.2	Betrachtung von anderen innovativen Technologien zur Dekarbonisierung durch Ersatz der			■									
AP 3.3	Synthese der Konzepte zur Dekarbonisierung des Industrieparks zu einem Gesamtkonzept,				■								
AP 3.4	Techno-ökonomische Analyse					★ MS 3.1							
<b>AP 4</b>	<b>Konzeptstudie für ein WSK-Pilotprojekt für den Industriepark Holthausen</b>												
AP 4.1	Anlagenkonzept für die Pilotanlage auf Basis der Ergebnisse von AP3						■						
AP 4.2	Techno-ökonomische Analyse der WSK-Pilotanlage								★ MS 4.1				
AP 4.3	Implementierung und Finanzierung der Pilotanlage									■			
<b>AP 5</b>	<b>Zusammenfassung und Roadmap</b>							■	■	■	★ MS 5.1		

- MS 2.1 Daten der Bedarfsanalyse und die Projektrandbedingungen liegen vor
- MS 3.1 Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse für das Gesamtkonzept für die Dekarbonisierung des Industrieparks Holthausen liegen vor
- MS 4.1 Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse der WSK-Pilotanlage am Industriepark Holthausen liegen vor
- MS 5.1 Die Roadmap für die Dekarbonisierung des Industrieparks Holthausen liegt vor

(Anmerkung: Der tatsächliche Projektabschluss war nach ausgabenneutraler Verlängerung am 31.12.23, siehe Ausführungen in Kap. 1.3.)

Abbildung 2: Darstellung des Arbeitsplans mit Zeit- und Meilensteinplanung

### AP1 Projektkoordination

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

### AP2 Bedarfsanalyse und Projektrandbedingungen

In diesem Arbeitspaket werden die technischen Randbedingungen und regulatorischen Rahmenbedingungen für die Einbindung von Wärmespeichersystemen in die bestehenden Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen des Industrieparks Holthausen erarbeitet und zusammengestellt und dienen als Grundlage für die Bearbeitung der weiteren Arbeitspakete in diesem Vorhaben.

Zu den wesentlichen Aufgabenstellungen gehören eine Bestandsaufnahme und Bedarfsanalyse des Strom- und Wärmebedarfs, Bereitstellung von Energiemarktdaten und die Definition der zu untersuchenden Konzeptvarianten.

### AP3 Technisches Konzept für die Dekarbonisierung des Industrieparks Holthausen mit WSK

In diesem Arbeitspaket werden die Konzeptvarianten basierend auf den Arbeitsergebnissen des AP 2 ausgearbeitet. Ziel ist die Identifikation der besten Lösung für eine effiziente, CO<sub>2</sub>-minimierende und wirtschaftliche Anlagenkonfigurationen für die Dekarbonisierung des Industrieparks Holthausen. Dazu werden die Konzepte aus AP 2 zu Verschaltungsvarianten und Subkomponenten für den kommerziellen Maßstab erarbeitet 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 für die schrittweise Dekarbonisierung des Industrieparks Holthausen mit WSK zur Verfügung.

Die zur Bewertung erforderlichen Simulations- und Berechnungsmodelle werden erstellt, um die Machbarkeit, Wirtschaftlichkeit und Auswirkung auf den CO<sub>2</sub>-Footprint zu bewerten. Dazu werden Wechselwirkungen des WSK und seiner Komponenten im Prozessmodell analysiert und in einem weiteren Schritt die techno-ökonomische Analyse durchgeführt.

#### **AP4 Umsetzungskonzept für ein WSK-Pilotprojekt im Industriepark Holthausen**

In diesem Arbeitspaket wird auf Basis der Erkenntnisse des in AP 3 definierten Energiesystems für die Dekarbonisierung des Industrieparks Holthausen mit WSK und ergänzenden Technologien eine Konzeptplanung für eine Pilotanlage erstellt. Das Ziel dieses Arbeitspaketes ist es die Realisierbarkeit der Pilotanlage festzustellen und die erforderlichen Rahmenbedingungen für eine wirtschaftliche Umsetzung zu definieren.

Dazu erfolgt die Konzeptionierung der Pilotanlage. Das Umsetzungskonzept beinhaltet neben der Festlegung zu den technischen und betrieblichen Aspekten auch eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit im Rahmen der angesetzten Voraussetzungen und Energieszenarien. Abgerundet wird das Konzept durch eine Risikobewertung sowie eine Bewertung des CO<sub>2</sub> Einsparpotentials und der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten.

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

#### **AP5 Zusammenfassung und Roadmap**

Dieses Arbeitspaket dient zur zusammenfassenden und bewertenden Darstellung der Projektergebnisse mit einer Roadmap für die schrittweise Transformation und die Erarbeitung einer Entscheidungsgrundlage für Demonstrationsprojekt.

### **1.3. Vorhabenplanung und -ablauf**

Im Hinblick auf die Phase 1 (Machbarkeitsstudie) verlief das Projekt inhaltlich planmäßig, die ursprüngliche Arbeits- und Kostenplanung wurde eingehalten. Änderungen in der Zielsetzung des Projekts waren nicht notwendig, jedoch war eine ausgabenneutrale Verlängerung des Projektes bis zum 31. Dezember 2023 notwendig.

Hauptgründe für die Verzögerungen waren folgende Punkte:

- Verzögerung von ca. einem Monat bei Projektstart, da ein vollständiger Austausch zwischen den Projektpartnern aufgrund fehlender vertraglicher Vereinbarung zum Umgang mit vertraulichen Informationen fehlte.
- Während der Bearbeitung der Unterarbeitspakete von AP2 wurde festgestellt, dass aufgrund der aktuellen Dynamik im Energiemarkt, hervorgerufen durch die Energiekrise im Zuge des russischen Angriffs auf die Ukraine im Frühjahr 2022 und der Dynamik durch die Energiewende, eine Prognose zur Entwicklung des Energiemarkts schwierig ist. Dies wirkt sich ebenfalls auf Prognosen über den zukünftigen Energiebedarf des Standorts Holthausen aus. Die Energiekrise führt zu umfangreichen Anpassungen der Energiepreisprognosen, was sich wiederum stark auf die Beurteilung von zukünftigen Energieeffizienzmaßnahmen und die damit verbundenen Verringerungen des Energiebedarfs auswirkt.

- Aus diesen Gründen war der Bearbeitungsaufwand des AP2 größer als im Projektplan angenommen und die Fertigstellung des MS2.1 wurde erst am 30.04.2023 erreicht. Dies hat zur Folge, dass das AP3 erst mit Verspätung begonnen werden konnte und sich die Fertigstellung des MS3.1 ebenfalls verzögerte.
- Im AP3 haben sich dann weitere Verzögerung bei der Modellierung und Validierung ergeben.
- Der Fokus des Vorhabens liegt auf den Wärmespeicherkraftwerken (WSK) zur Strom- und Wärmeerzeugung für den Standort Holthausen. Allerdings herrscht aktuell weiterhin aus den oben genannten Gründen eine große Unklarheit in den Industriebetrieben, wie den Zielvorgaben der Energiewende und möglichen Versorgungsengpässen bei bestimmten Energieträgern begegnet werden soll. Daher mussten die Alternativen technologieoffen und deutlich intensiver betrachtet werden, damit umfassendere Ergebnisse und Vergleiche der Technologien unter den bekannten und möglichen zukünftigen Randbedingungen erhalten werden, die letztendlich zu einer Entscheidungsgrundlage für den Bau eines WSK Demoprojektes führen. Dadurch wird mehr Zeit benötigt als ursprünglich geplant.

Im folgende wird eine Zusammenfassung zum Stand der Meilensteinerreichung dargestellt.

Meilenstein	Beschreibung	Status
MS 2.1	Daten der Bedarfsanalyse und die Projektrandbedingungen liegen vor	MS wurde erreicht
MS 3.1	Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse für das Gesamtkonzept für die Dekarbonisierung des Industrieparks Holthausen liegen vor	MS wurde erreicht
MS 4.1	Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse der WSK-Pilotanlage am Industriepark Holthausen liegen vor	MS wurde erreicht
MS 5.1	Die Roadmap für die Dekarbonisierung des Industrieparks Holthausen liegt vor	MS wurde erreicht

## 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 BASF auf mit dem Verbundpartner DLR und dem assoziierten Partner Henkel.

Für die Ermittlung von Preisprognosen für den künftigen Strommarkt wurde die Fa. r2b energy consulting GmbH beauftragt. Die Preisprognosen bilden die Grundlage für die wirtschaftliche Bewertung der zu untersuchenden Anagenkonzepte im Industriepark Holthausen.

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 (BASF, Henkel, DLR)**

Der Inhalt ist nicht Teil des öffentlichen Berichts.

## 2.2. AP 2: Bedarfsanalyse und Projekttrandbedingungen (BASF, Henkel, DLR)

Das AP wurde zu Beginn der Projektlaufzeit bearbeitet und diente der Zusammenstellung der Grundlagen für die nachfolgenden AP.

### 2.2.1. Bedarfsanalyse am Standort

Der Industriestandort Holthausen wird durch ein GuD-Kraftwerk des Projektpartners Henkel mit Strom und Wärme versorgt. Eine Beschreibung und schematische Darstellung des Kraftwerks ist im Lastenheft des Vorhabens dokumentiert. Das Kraftwerk wird aktuell mit den Energieträgern Erdgas, leichtes Heizöl (HEL), Steinkohle und Sonderbrennstoffen (Produktionsrückstände mit biogenem Anteil) gefeuert. Der Einsatz von Steinkohle am Kessel 1 wird voraussichtlich Ende März 2024 eingestellt. Da die Sonderbrennstoffe ebenfalls über den Kessel 1 eingesetzt und nach Beendigung der Steinkohlenfeuerung vollständig extern entsorgt werden, wird das Kraftwerk ab April 2024 zu 100 % durch Erdgas/HEL versorgt werden.

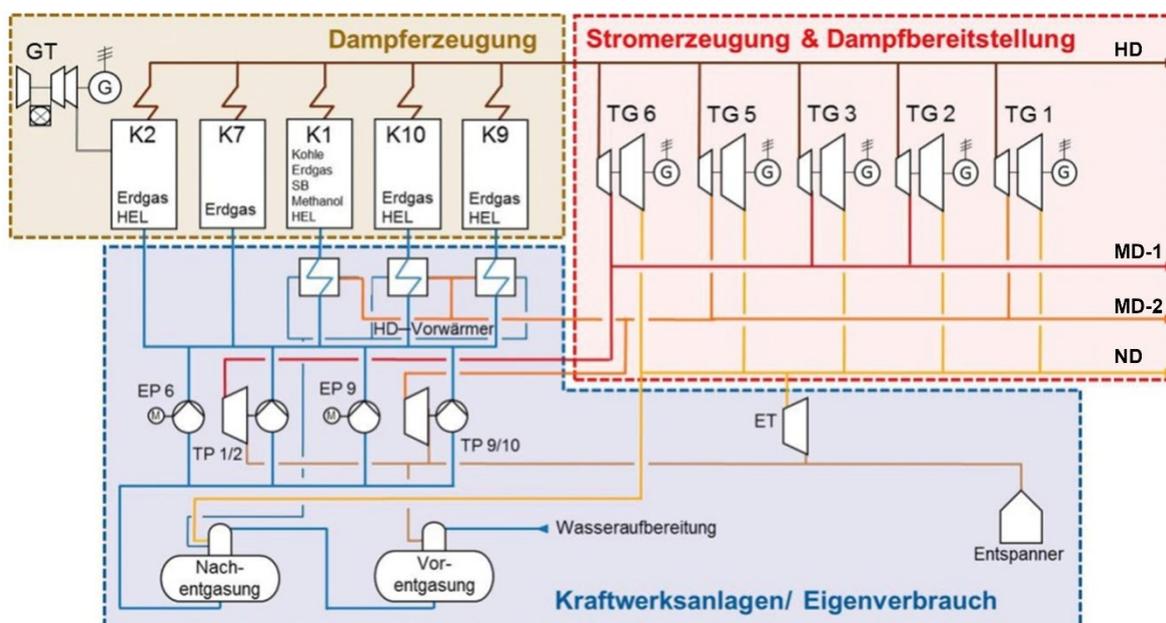


Abbildung 3: Schematische Darstellung des Bestandskraftwerk Düsseldorf-Holthausen (Quelle: Nina Wolter, Thomas Zekorn, Matthias Neef: Ermittlung und Prognose von Jahres-Energiebilanzen mit Hilfe stationärer thermodynamischer Prozesssimulationen am Beispiel eines Industriekraftwerks, BWK – Das Energie-Fachmagazin 6/2016)

Neben der Kraftwerksanlage zur lokalen Stromerzeugung und -versorgung der Stromabnehmer am Standort verfügt der Industriestandort Holthausen auch über einen Anschluss an das öffentliche Stromnetz. Im aktuellen Energiekonzept dient der Netzanschluss dazu, die Strombilanz zwischen Stromerzeugung in der wärmegeführten KWK-Anlage und Stromverbrauch der Abnehmer auszugleichen. Im Rahmen der vorliegenden Studie ist zu prüfen, welche Leistungskapazitäten über den Netzanschluss in den zu untersuchenden Konzepten erforderlich sind.

### Energiebedarf

Im Rahmen der Analyse des Energiebedarfs des Standorts wird das Kalenderjahr 2018 als Referenzjahr festgelegt. Als Modelljahre für die zukünftige Ausgestaltung der

Energieversorgung werden die Jahre 2030 und 2045 definiert. Der erwartete Energiebedarf des Standorts für die jeweiligen Jahre ist in Abbildung 4 dargestellt.

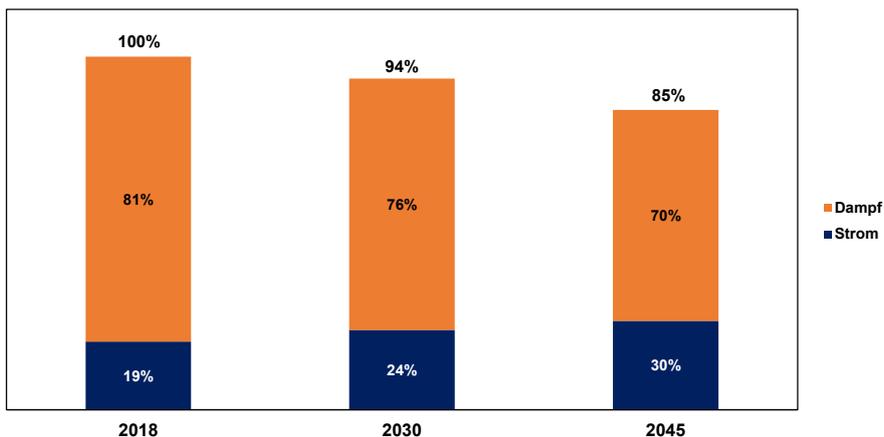


Abbildung 4: Entwicklung des Energiebedarfs am Standort Holthausen verteilt auf die Energieträger Dampf und Strom.

Die am Standort Holthausen ansässigen Unternehmen haben unterschiedliche unternehmensspezifische CO<sub>2</sub> Reduktionsziele definiert, siehe Abbildung 5. Aus Ressourcengründen konnte im Projekt StoREN keine individuelle, unternehmensspezifische techno-ökonomische Analyse unter Berücksichtigung dieser CO<sub>2</sub> Reduktionsziele durchgeführt werden. Es wurden daher Modellannahmen für den Gesamtstandort definiert. Dabei wurde für das Modelljahr 2030 in einem Base-Case eine gemittelte CO<sub>2</sub> Reduktion von 60% im Vergleich zum Referenzjahr 2018 definiert. Diese Modellannahme wird in der techno-ökonomischen Analyse für das Projekt StoREN, unter der Annahme, dass die in Abbildung 5 dargestellten unternehmensspezifischen Ziele eingehalten werden, festgelegt. Gesondert wird auch eine CO<sub>2</sub>-freie Energieerzeugung bis 2030 betrachtet (gestrichelte Linie Abbildung 5). Durch einen Vergleich zwischen technischen Konzepten, die das Base-Case Szenario erfüllen, und den Konzepten, die eine CO<sub>2</sub>-freie Energieerzeugung bereits 2030 erreichen, lassen sich die Mehrkosten qualitativ darstellen (nicht Teil des Projekts StoREN). Für das Modelljahr 2045 wird eine vollständige Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen gemäß dem Klimaneutralitätsgesetz der Bundesregierung Deutschland angestrebt.

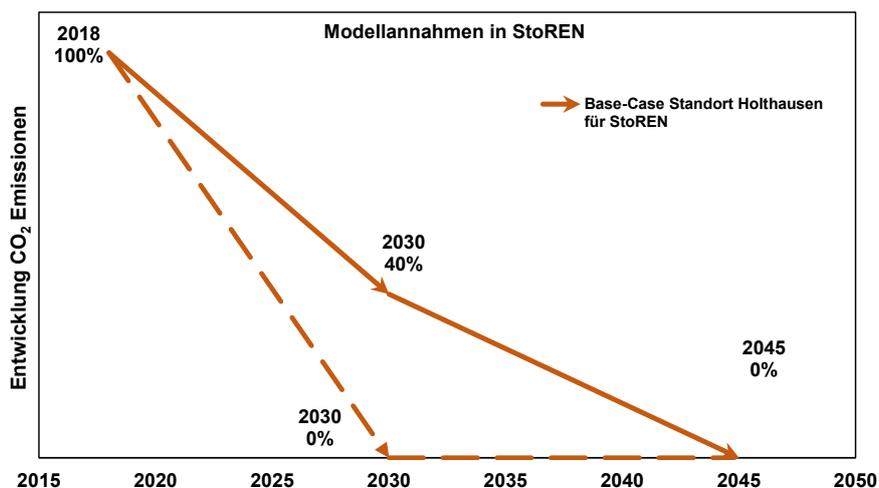


Abbildung 5: CO<sub>2</sub>-Reduktionspfad für die Strom- und Dampfbereitstellung für den Industriestandort Holthausen.

### 2.2.2. Projekttrandbedingungen Energiemarkt

Im Rahmen des Projektes wurde eine Recherche zu zukünftigen Preisprognosen der Energieträger Kohle, Gas, Öl, Biomasse und -gas, sowie grünem Wasserstoff, grünem Methan und flüssigem, synthetischen Kraftstoff und CO<sub>2</sub> Preise erstellt.

Für Wasserstoff und seine Folgeprodukte wurde eine interne Metastudie des DLR ausgewertet und erweitert. Die Daten zu den weiteren betrachteten Energieträgern sind aus verschiedenen Studien entnommen oder wurden von der BASF und BREN (BASF Renewable Energy GmbH) zur Verfügung gestellt.

In einer Henkel - BASF - DLR - Expertengruppe wurden die Daten abschließend gesichtet und bewertet. Im Folgenden werden die für die einzelnen Energieträger festgelegten Werte dargestellt:

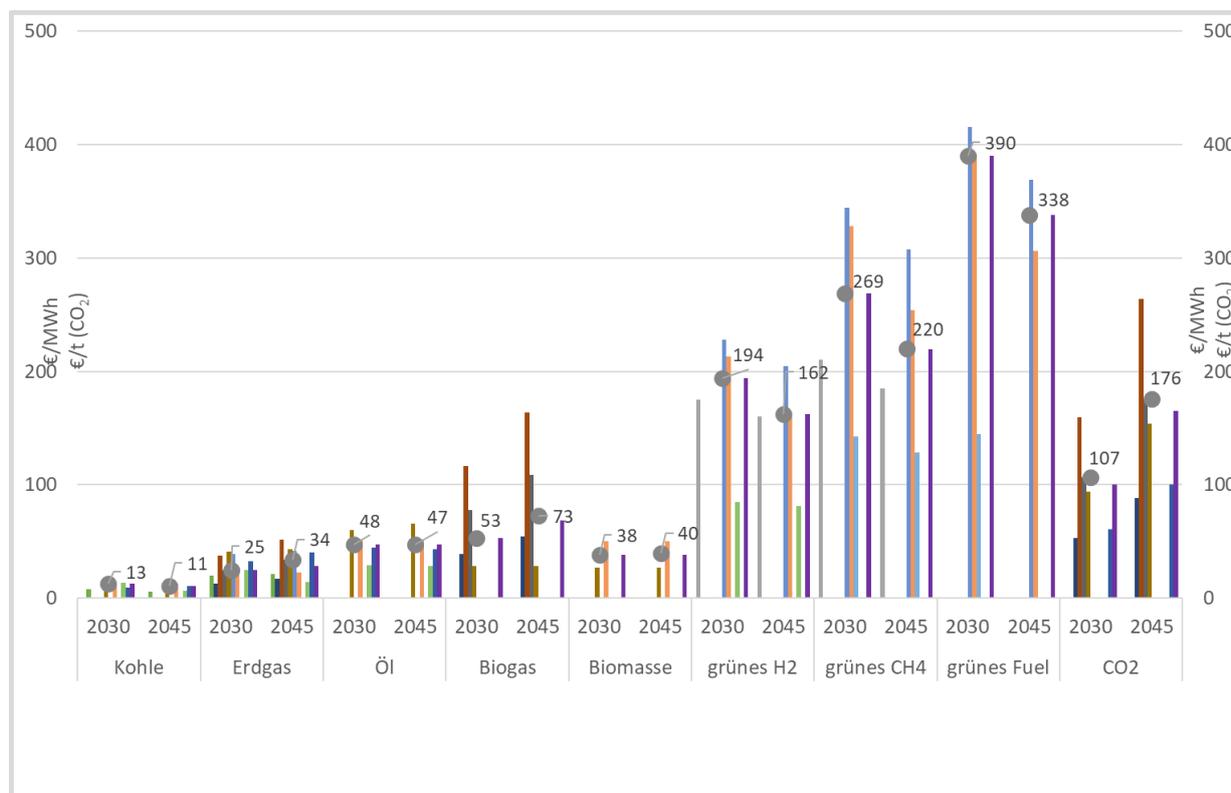


Abbildung 6: Energieträgerpreise – Die Zahlen geben den für das Projekt festgelegte Wert an (Eigene Darstellung).

Für die Preisprognose der Energieträger **Erdgas**, **Biogas** sowie für **CO<sub>2</sub>** wurden die Mittelwerte interner Prognosen verwendet. Des Weiteren wird erwartet, dass der Erdgaspreis nach dem Jahr 2023 weiter sinkt und bis zum Jahr 2030 bei einem Preis von 25€/MWh liegen wird. Für das Jahr 2045 wird ein mittlerer Preis von 34 €/MWh erwartet. Der Preis für **Biogas** wurde auf 53 bzw. 73 €/MWh für 2030 bzw. 2045 festgesetzt. Der **CO<sub>2</sub>-Preis** wurde steigend bis zum Jahr 2030 auf 106 €/t<sub>CO2</sub>, für 2050 auf 176 €/t<sub>CO2</sub> festgelegt.

Für **Biodiesel** sind wenige Datenquellen für die zukünftige Preisentwicklung verfügbar. Für das Projekt wurde die Anwendung eines Preissteigerungsfaktors auf den aktuellen Preis von Bioöl-Biodiesel festgelegt (2030: 122 EUR/MWh bzw. 2045: 127 EUR/MWh). Aufgrund der hohen Bedeutung von Biodiesel im Verkehrssektor wird davon ausgegangen, dass entsprechende Mengen nur begrenzt für den Energiesektor verfügbar sein werden. Deshalb und aufgrund des hohen Einflusses der Wirtschaftlichkeit auf die Brennstoffpreise lag ein Schwerpunkt der Betrachtung in diesem Arbeitspaket auf „grünem“ **Wasserstoff** und seinen Folgeprodukten.

Hier haben die vorhergesagten Bezugspreise eine sehr hohe Bandbreite und liegen im Jahr 2030 zwischen 95 und 279 €/MWh, bei weiter in die Zukunft prognostizierten Preisen sind die Unsicherheiten noch höher, tendenziell wird von fallenden Preisen mit zunehmendem Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur ausgegangen.

Die Analyse verschiedener Studien hat darüber hinaus ergeben, dass in den einzelnen Betrachtungen sehr unterschiedliche Randbedingungen zugrunde gelegt wurden (siehe nachfolgende Tabelle) und damit sehr unterschiedliche Preise auf nicht vergleichbarer Basis entstehen. So berücksichtigt beispielsweise nur eine Studie vollständig die Produktionskette incl. Stacktausch, Transport nach und Verteilung in Deutschland berücksichtigt.

1Darüber hinaus streuen beispielsweise die CAPEX- Werte für PEM-Elektrolyseure für 2030 zwischen 600 und 1200 €/kW. Die Stromkosten für den erneuerbaren Inputstrom variieren im

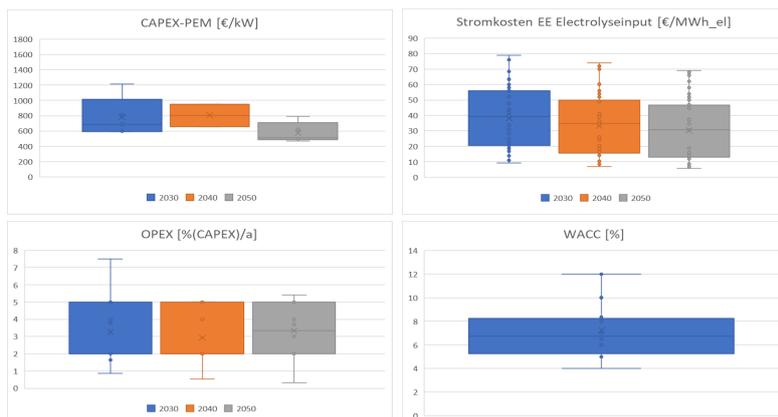


Abbildung 7: Annahmen zu den Inputfaktoren CAPEX, OPEX, Stromkosten & WACC für H<sub>2</sub> Kostenberechnung.

Jahr 2030 zwischen 10 und 80 €/MWh (Faktor 8). OPEX-Kosten streuen je nach Studie zwischen 0,87 und 5% (Faktor 5,7). Die Annahmen für den WACC als Risikobewertung für Projekt- und Länderrisiken wurde je nach Studie und betrachtetem Land zwischen 4-12% angesetzt. Die Sensitivität der Gesteuerungskosten gegenüber dem WACC (Projekt und Länderrisiken) sind sehr hoch.

Auch in Bezug auf berücksichtigte Transportkosten ist eine Vergleichbarkeit schwer herzustellen. Je nach Studie und Herkunftsland wird ein Transport per Pipeline oder Schiff berücksichtigt. Es ist nicht immer explizit ausgewiesen ob und wie weit die Konditionierung des Wasserstoffs für den Transport, die H<sub>2</sub>-Verluste während des Transportes oder der Energie- oder Brennstoffverbrauch (kostenwie CO<sub>2</sub>-seitig) für die Pipeline oder den Schiffsantrieb in Betracht gezogen werden. Insgesamt ist festzuhalten, dass eine wichtige Größe, der Bezugspreis und die bereitstehenden Mengen für H<sub>2</sub>, mit nicht unwesentlichen Unsicherheiten versehen sind. In der Expertenrunde wurde nach ausführlicher Erörterung und in Kenntnis der genannten Ergebnisse ein Wasserstoffpreis für 2030 bzw. 2050 von 194 bzw. 162 €/MWh festgelegt. Dieselbe Vorgehensweise wurde auf die synthetisch hergestellten, auf Wasserstoff basierenden „grünen“ Energieträger Methan und Treibstoff angewendet, die als Folgeprodukte preislich einzustufen sind.

### 2.2.3. Strompreisprognosen

Für die wirtschaftliche Bewertung im Rahmen des AP3 wurden auch sogenannte Strompreisprognosen benötigt. Das sind Stundenwerte für Börsenstrompreise in den



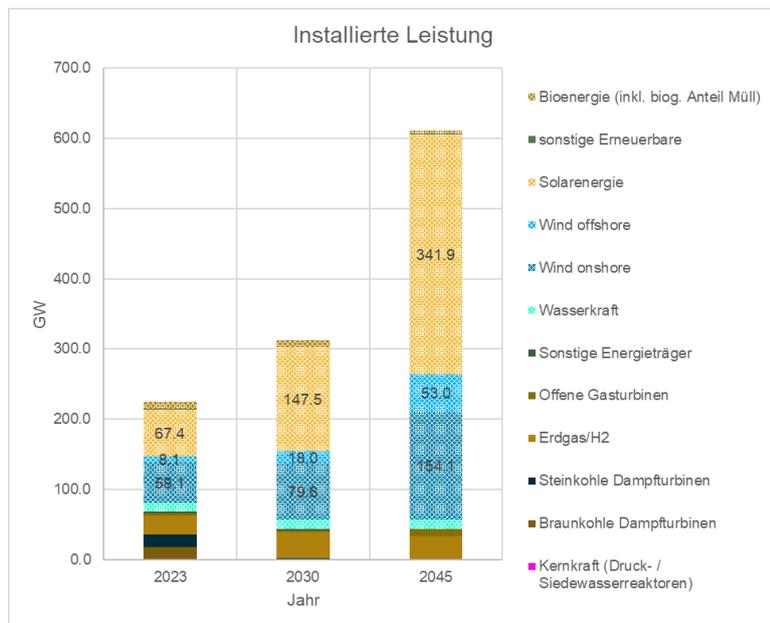
Abbildung 8: Übersicht über die Struktur des europäischen Elektrizitätsmarktmodells (Quelle: (1)).

Workshops vereinbarten Einflussgrößen für das Projekt ermittelt wurden.

Modellierungsjahren, die aus sogenannten Fundamentalmodelele ermittelt werden. Diese bilden alle relevanten Kraftwerke in Europa, zusammen mit den relevanten Einflussfaktoren ab und simulieren den künftigen optimalen Einsatz nach festgelegten Kriterien. Umwelt- und Wettereinflüsse, besonders im Hinblick auf die erneuerbare Energieproduktion relevant, werden mittels Wetterdatensätzen hinterlegt. Im Ergebnis stehen Stundenwerte des Börsenstrompreises für ein bestimmtes Zieljahr. Basierend auf diesen Preisen wurden dann unter Berücksichtigung von Netzentgelten (siehe Kapitel 2.2.6) und Abgaben (auf heutigen Stand) Bezugspreise für Strom, insbesondere Grünstrom, wie nachfolgend beschrieben, ermittelt.

Am Energiemarkt stehen verschiedene Modelle zum Handeln von Strom zur Verfügung. Es wurden Hourly Price Forward Curves (HPFC, 2.2.4) und Power Purchase Agreement (PPA, Kapitel 2.2.5) Preismodelle verwendet, die vom externen Anbieter (r2b energy consulting) basierend auf dem beschriebenen Fundamentalmodelele mit gemeinsam im Rahmen eines

In dem für Mittel- bis Langfristprognosen eingesetzten Modell werden Investitions- und Desinvestitionsentscheidungen der Marktteilnehmer sowie deren kurzfristige, stündliche Entscheidungen über Angebot und Nachfrage von Strom und anderen Energieformen im Wettbewerb abgebildet. Unter der Vorgabe zukünftiger Entwicklungen sog. Fundamentalgrößen, wie bspw. der Preise für Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Zertifikate oder der jährlichen Stromnachfrage, wird mit dem Energiesystemmodell die kostenminimale Entwicklung des Energiesystems der Zukunft prognostiziert. Dabei berücksichtigt wird sowohl die



Zusammensetzung des Erzeugungsparks (siehe Abbildung 9), als auch den stündlichen Einsatz auf allen relevanten Märkten berücksichtigt.

Eine besondere Rolle spielen dabei die Annahmen zu installierten Leistungen der unterschiedlichen Kraftwerkstypen, insbesondere die Kapazitäten Erneuerbarer sowie von Flexibilitätsoptionen.

Abbildung 10 zeigt die Korrelation der erneuerbaren Erzeugung und des Strompreises im Jahr 2045. An Tagen mit wenig Wind und regelmäßiger Erzeugung aus PV folgen die Strompreise

Abbildung 9: Zuwachs der installierten Leitungen nach Energieträgern (Eigene Darstellung, Daten r2b).

gegenläufig der PV-Erzeugung (Stunden 1780-2070). An Tagen mit zusätzlich Wind im Energiesystem fallen die Preise auf 0 € (Stunden 2090-2150).

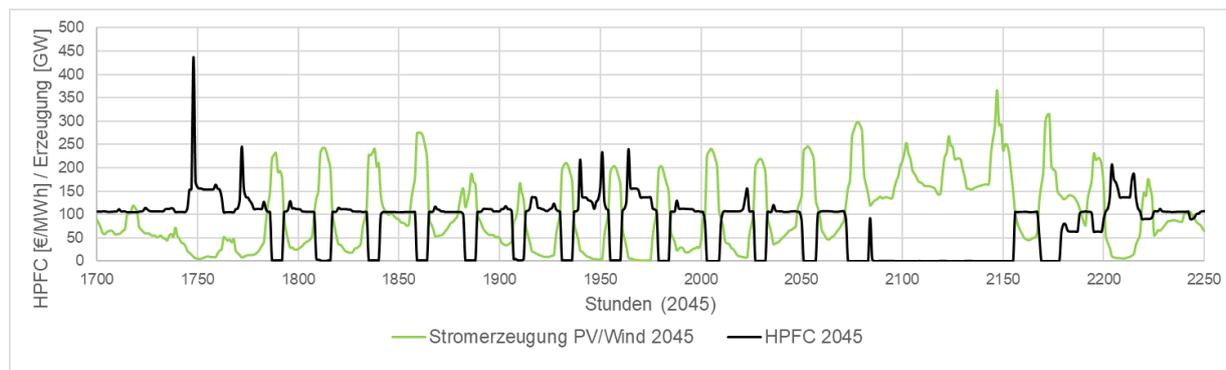


Abbildung 10: Korrelation erneuerbare Stromerzeugung und Strompreis (Eigene Darstellung, Daten r2b).

Dies zeigt, wie hoch die Auswirkungen des angenommenen Kraftwerksparks und der Flexibilitätsoptionen auf künftige Preise und deren Volatilität ist. Deshalb spielen die Strompreisprognosen aus diesem AP 2 eine große Rolle für die technischen Konzepte im AP 3, insbesondere solche mit Speicheroptionen, um die wirtschaftliche und CO<sub>2</sub>-neutrale Standortversorgung mit Strom und Wärme zu optimieren. Folgende Versorgungsmodelle wurden betrachtet:

### 2.2.4. Hourly Price Forward Curve (HPFC)

Die HPFC (Hourly Price Forward Curve) gibt die erwartete stündliche (Börsen-) Strompreiskurve in zukünftigen Lieferperioden an. In Abbildung 11 sind die Werte zusammengefasst. Einzelwerte der Börsenstrompreisprognose wurden als Stundenwerte an die Projektpartner zur weiteren Berechnung der Wirtschaftlichkeit in AP 3 übergeben.

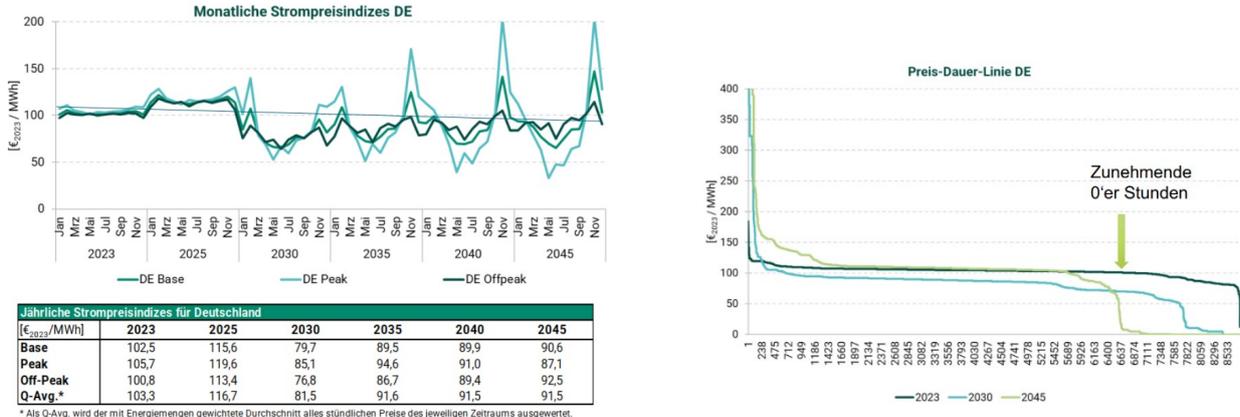


Abbildung 11: Strompreisindizes und Preis-Dauer-Kennlinie als Ergebnisdarstellung der HPFCs. Quelle r2b.

### 2.2.5. Power Purchase Agreements

PPAs sind langfristige Abnahmeverträge für Strom, die bilateral zwischen Stromerzeugern und Stromabnehmern abgeschlossen werden.



Abbildung 12: Vergleich des realen Einspeiseprofils (blaue Linien) mit der jeweils vertraglich festgelegten Lieferung (blaue Balken) von typischen PPA-Lieferstrukturen (Wind und Solar) und die dazugehörige Risikoverteilung zwischen Produzenten und Käufer (Quelle (2)).

Die Laufzeiten dieser Verträge gehen meist über 5 bis 25 Jahre. Sowohl die Lieferform (As Produced oder Baseload) als auch der Preis (Markt- oder Festpreis) sind zwischen den Vertragsparteien individuell vereinbar. Eine graphische Übersicht der verschiedenen Vertragsoptionen ist in Abbildung 12 dargestellt.

Hier wurde zwischen Baseload- und Pay-as-Produced (PaP)-PPAs unterschieden.

Aus dem Energiesystemmodell lassen sich auch PPA-Preise ableiten. Die Einspeisestrukturen entsprechen dem jeweiligen Gesamt- bzw. durchschnittlichen Profil je Erzeugungsform (Wind Onshore, Wind Offshore, Freiflächen-PV).

Tabelle 2: Pay-as-Produced- und Baseload-PPA-Preise auf Basis von Solarenergien sowie basierend auf dem erneuerbaren Strommix des Energiesystemmodells in Deutschland. (Eigene Darstellung. Daten r2b)

Preisbestandteil [€ <sub>2023</sub> /MWh]	Solar (FF-PV)			Kombination Wind Onshore, Wind Offshore, FF-PV		
	2023	2030	2045	2023	2030	2045
Basepreis	102.50	79.49	90.53	102.50	79.49	90.53
Marktwert	99.62	55.95	45.00	99.43	63.45	59.43
<b>PPA-Preis - pay-as-produced</b>	<b>103.78</b>	<b>57.45</b>	<b>43.31</b>	<b>103.36</b>	<b>65.79</b>	<b>59.55</b>
<b>PPA - baseload</b>	<b>137.41</b>	<b>104.84</b>	<b>116.00</b>	<b>137.17</b>	<b>105.68</b>	<b>117.81</b>

Die Preisunterschiede ergeben sich zu großen Teilen aus der Risikoverteilung:

- bei pay-as-produced übernimmt der Abnehmer den Großteil der Risiken (=potenzielle Kosten). Dafür muss der Lieferant dem Abnehmer einen Abschlag einräumen.
- Bei einem Baseload-PPA ist es umgekehrt. Der Lieferant sichert eine Lieferstruktur zu und trägt das Risiko, dass ihm dafür Zusatzkosten (ausgehend von der Prognose) entstehen. Für die Übernahme des Risikos stellt er Kosten in Rechnung.

### 2.2.6. Netzentgelte, Steuern, Gebühren und Abgaben

Zu den ermittelten Börsenstrompreisen oder PPA-Preisen sind vom Anlagenbetreiber je nach Randbedingungen zusätzlich Netzentgelte zu entrichten. Für die Bewertung der Kosten wurde eine Analyse der vom vorgeschalteten Netzbetreiber veröffentlichten Preisgestaltung durchgeführt,

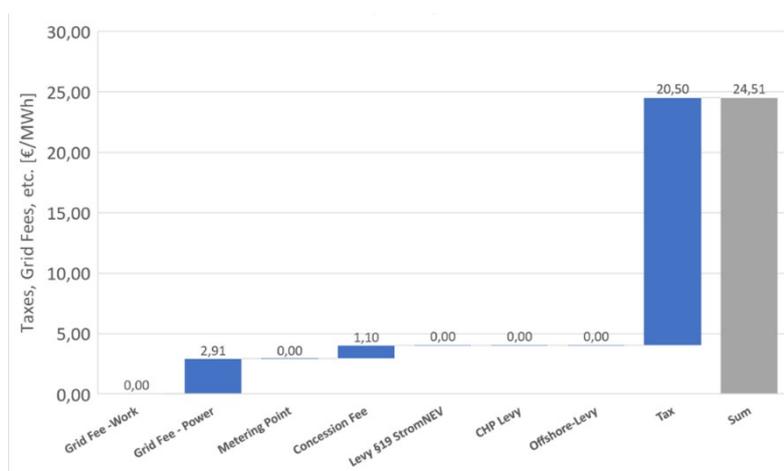


Abbildung 13: Netzentgelte und Abgaben (Fall-Beispiel, eigene Darstellung, (3)).

eine Zusammenfassung der Ergebnisse findet sich in Abbildung 13. Allerdings ist anzumerken, dass bei großen Abnehmern (wie im vorliegenden Fall) Netzentgelte zwischen dem Abnehmer und dem vorgeschalteten Netzbetreiber individuell verhandelbar sind. Hierrüber lagen keine Preisinformationen dar, da diese, sofern vorhanden, vom assoziierten Projektpartner aufgrund bestehender

Geheimhaltungsvereinbarungen nicht geteilt werden können.

## 2.2.7. Konzepte

Ausgehend von den zuvor beschriebenen Randbedingungen, wurden verschiedene Konzepte für die Dekarbonisierung der Strom- und Prozesswärmeversorgung im Industriepark Holthausen mit erneuerbaren Energieträgern erarbeitet, die auf Basis von Wärmespeicherkraftwerken und anderen innovativen Technologien definiert wurden. Die übergeordneten Ziele für diese Energieversorgung sind: CO<sub>2</sub>-frei oder -neutral, versorgungssicher, wirtschaftlich und hohe Planungssicherheit für die Zukunft (Resilienz).

Die Dekarbonisierung der aktuell auf fossilen Brennstoffen basierenden Energiebereitstellung für Strom und Wärme im Industriepark Holthausen (siehe Abbildung 3), kann entweder durch eine Elektrifizierung mit grünem Strom oder durch eine Umstellung auf grüne Brennstoffe erfolgen oder durch deren Kombinationen.

Die folgende Abbildung zeigt die Elemente der innovativen Technologien, die weiter betrachtet wurden.

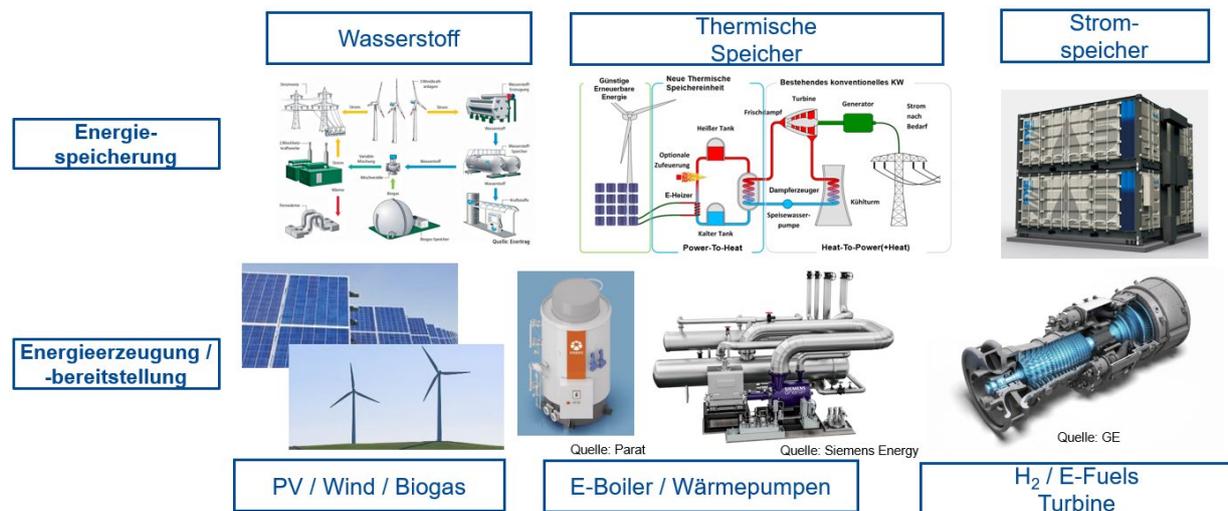


Abbildung 14: Dekarbonisierung mit dem „Werkzeugkasten innovativer Technologien“.

Für die schrittweise Analyse der Konzepte, die auch für die Transformation des bestehenden Kraftwerks notwendig ist, wurden damit zwei Gruppen definiert:

1. Monoenergetische Konzepte: Diese Konzepte sind dadurch gekennzeichnet, dass nur ein Energieträger und ein Technologiepfad zum Einsatz kommt.
2. Hybride Konzepte: Diese Konzepte sind dadurch gekennzeichnet, dass mehrere Energieträger und mehrere Technologiepfade zu einer optimalen Gesamtanlage zusammengestellt werden.

Die folgende Abbildung zeigt die aktuellen Energieströme am Kraftwerk Holthausen und die Möglichkeiten für die zukünftigen Energieströme für die Dekarbonisierung.

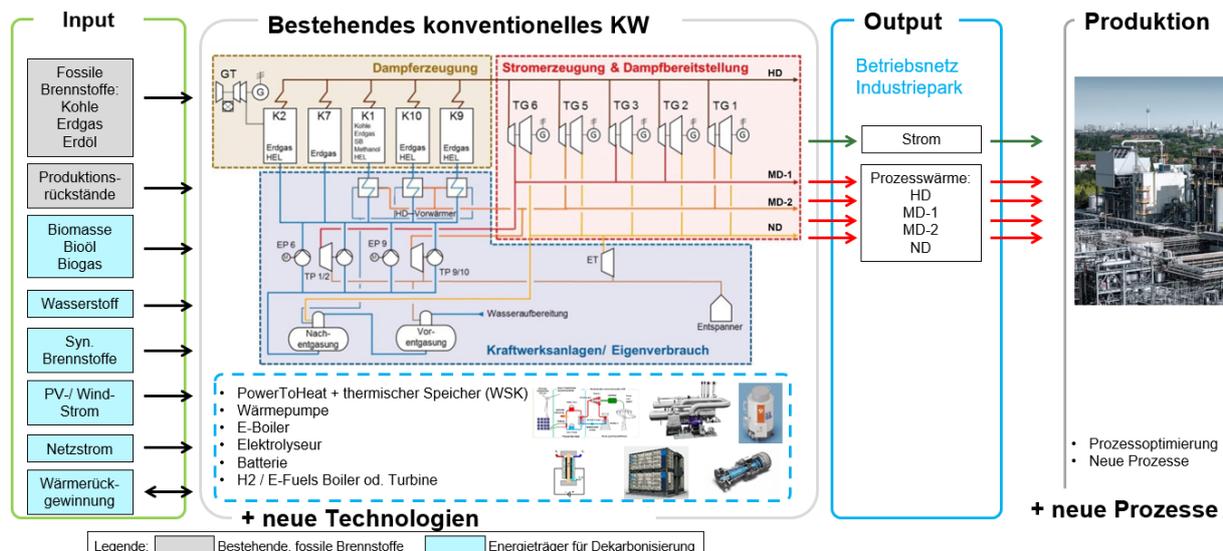


Abbildung 15: Energieströme am Kraftwerk Holthausen – heute und morgen (Dekarbonisierung).

Von den Projektpartnern wurden auf dieser Basis innerhalb von Fachdiskussionen und Workshops folgende Konzepte für die weitere Betrachtung im AP3 definiert (im Anhang im „Data book“ befindet sich eine jeweils detaillierte Variantenmatrix, *nicht Teil des öffentlichen Berichts*). Übersicht der Konzepte:

- **B1: Konzept für den Bestand (als Benchmark)**  
Industriekraftwerk mit 1 Gasturbine und 5 Dampfturbinen, befeuert über bestehende fossile Brennstoffe. Für B1: Erdgas
- **M0 bis M7: Monoenergetische Konzepte**

Bestand	Neue Varianten - Monoenergetisch								
B1	M0	M1	M2	M3	M4a	M4b	M5	M6	M7
Erdgas	Erdgas GuD	Biogas GuD	H2 GuD	Syngas GuD	Synfuel GuD	Biodiesel GuD	Biomasse DT	Elektr. E-Boiler	Elektr. DT + E-Heizer + HT-Speicher (WSK)
	Brennstoffwechsel						Elektrifizierung		

Abbildung 16: Übersicht der monoenergetischen Varianten aus AP2.

- M0: Referenz Erdgas (GuD)
- M1: Brennstoffwechsel auf Biogas (GuD)
- M2: Brennstoffwechsel auf H<sub>2</sub> (GuD)
- M3: Brennstoffwechsel auf Syngas (GuD)
- M4a: Brennstoffwechsel auf Synfuel (GuD)
- M4b: Brennstoffwechsel auf Biodiesel (GuD)
- M5: Brennstoffwechsel auf Biomasse (DT)
- M6: Elektrifizierung mit Power-To-Heat: E-Boiler + Batterie
- M7: Elektrifizierung mit Power-To-Heat + Hochtemperatur-Wärmespeicher + DT (WSK)

## • **H1 bis H17: Hybride Konzepte**

Die hybriden Konzepte sind eine Kombination aus den vorher definierten monoenergetischen Konzepten

Neue Varianten - Hybrid																
H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17
Erdgas GuD	Erdgas GuD	Biogas GuD	H2 GuD	Biomasse DT	Elektr. E-Boiler	Elektr. E-Boiler	Elektr. E-Boiler	Elektr. E-Boiler	Elektr. E-Heizer + HT-Speicher	Elektr. E-Heizer + HT-Speicher	Elektr. E-Boiler	Elektr. DT + E-Heizer + HT-Speicher (WSK)	Elektr. GuD + E-Heizer + HT-Speicher (WSK)			
Elektr.	Elektr. +CCS	Elektr.	Elektr.	Elektr.	Erdgas	Biogas	H2	Biomasse	Erdgas	Biogas	Biogas +WP	Erdgas	Biogas	H2	Biogas +WP	Biogas

Brennstoffwechsel
Elektrifizierung ohne Stromerzeuger (GT, DT)
Elektrifizierung mit Stromerzeuger (GT, DT)

Abbildung 17: Übersicht der hybriden Varianten aus AP2.

- H1: Referenz Erdgas (GuD) + Netzstrom
- H2: wie H1, mit CCS (Teilsystem BASF)
- H3: Brennstoffwechsel auf Biogas (GuD) + Netzstrom
- H4: Brennstoffwechsel auf H2 (GuD) + Netzstrom
- H5: Brennstoffwechsel auf Biomasse (DT) + Netzstrom
- H6: Elektrifizierung mit Power-To-Heat: E-Boiler + Batterie + Erdgas
- H7: Elektrifizierung mit Power-To-Heat: E-Boiler + Batterie + Biogas
- H8: Elektrifizierung mit Power-To-Heat: E-Boiler + Batterie + H2
- H9: Elektrifizierung mit Power-To-Heat: E-Boiler + Batterie + Biomasse
- H10: Elektrifizierung mit Power-To-Heat: E-Heizer + HT-Wärmespeicher + Erdgas
- H11: Elektrifizierung mit Power-To-Heat: E-Heizer + HT-Wärmespeicher + Biogas
- H12: Elektrifizierung mit Power-To-Heat: E-Boiler + Batterie + Biogas + WP (Raumwärme)
- H13: Elektrifizierung mit Power-To-Heat + DT: E-Heizer + HT-Wärmespeicher + Erdgas (WSK)
- H14: Elektrifizierung mit Power-To-Heat + DT: E-Heizer + HT-Wärmespeicher + Biogas (WSK)
- H15: Elektrifizierung mit Power-To-Heat + DT: E-Heizer + HT-Wärmespeicher + H2 (WSK)
- H16: Elektrifizierung mit Power-To-Heat + DT: E-Heizer + HT-Wärmespeicher + Biogas (WSK) + WP (Raumwärme)
- H17: Elektrifizierung mit Power-To-Heat + GuD: E-Heizer + HT-Wärmespeicher + Biogas (WSK)

Um in allen Varianten eine sichere Energieversorgung des Standorts zu garantieren, muss eine Redundanz der Energiewandler und eine Notfallversorgung in jeder Variante sichergestellt werden. Durch die Redundanz wird sichergestellt, dass ein normaler Betrieb auch bei Ausfall und Revision mehrerer Komponenten möglich ist. Deswegen wird in dieser Studie angenommen, dass die Nennleistung aller Dampferzeuger der zweifachen Leistung der maximalen Dampfbedarfe entspricht. Für die Stromerzeuger wird die Redundanz über den Netzanschluss gewährleistet. Es werden keine zusätzlichen Stromerzeuger benötigt. Zudem wird eine Notfallversorgung benötigt, um einen Notfallbetrieb bei einem Ausfall von Strom- und Gasnetz zu garantieren. Für den Notfallbetrieb werden 30 MW elektrische Leistung und 100 MW Dampfleistung benötigt. Bei den Brennstoffkonzepten können in den Dampferzeugern und in den Gasturbinen auch flüssige Brennstoffe genutzt werden, sodass eine Notfallversorgung auch ohne zusätzliche Komponenten möglich ist. Bei Konzepten die nicht

ausreichend Leistung über Dampferzeuger, Dampfturbine und Gasturbine bereitstellen können, müssen zusätzliche Komponenten für die Notfallversorgung gebaut werden.

<b>Redundanz Wärme --&gt; Forderung 100% Redundanz</b>			
Maximaler Dampfbedarf 2030	MW <sub>th</sub>	168.4	168.43
Notwendige Auslegungs-Dampfnennleistung	MW <sub>th</sub>	193.7	193.7
Redundanz	-	1.25	1.32
Installierte Dampfnennleistung	MW <sub>th</sub>	211.2	221.71
<b>Redundanz Strom --&gt; Redundanz über Netzstrom</b>			
Maximaler Strombedarf	MW <sub>el</sub>	47.3	47.345
Notwendige Stromnennleistung	MW <sub>el</sub>	54.4	
Redundanz	-	1.27	1.27
Installierte Stromnennleistung	MW <sub>el</sub>	60.0	60
<b>Notfallversorgung --&gt; Forderung: Wärme min. 100MW<sub>th</sub>, Strom min. 30MW<sub>el</sub> --&gt; wird beides über Öl + Öltank gedeckt</b>			
Strom <sub>soll</sub>	MW <sub>el</sub>	30	30
Strom <sub>ist</sub>	MW <sub>el</sub>	60.0	60
Dampf <sub>soll</sub>	MW <sub>th</sub>	100	100
Dampf <sub>ist</sub>	MW <sub>th</sub>	211.2	221.71

Abbildung 18: Matrix zur Berechnung der Notwendigen Redundanz und Notfallversorgung für die Konzepte aus AP2.

### 2.2.8. Technische und wirtschaftliche Randbedingungen

Sämtliche technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen sowie regulatorische Rahmenbedingungen wurden in einem Databook zusammengefasst, dass im Detail in Anhang 5.2 angefügt wird (*nicht Teil des öffentlichen Berichts*). Um den Rahmen dieses Kapitels nicht zu sprengen, werden an dieser Stelle keine detaillierten Daten wiedergegeben.

## 2.3. AP 3: Technisches Konzept für die Dekarbonisierung des Industrieparks Holt-hausen mit WSK (BASF, Henkel, DLR)

In diesem Arbeitspaket wurden die Konzeptvarianten basierend auf den Arbeitsergebnissen des AP2 ausgearbeitet. Ziel war die Identifikation der besten Lösungen für eine effiziente, CO<sub>2</sub>-minimierende und wirtschaftliche Anlagenkonfiguration für die Dekarbonisierung des Industrieparks Holthausen. Dazu wurden die Konzepte aus AP2 zu Verschaltungsvarianten und Subkomponenten für den kommerziellen Maßstab erarbeitet und diese anschließend unter gleichen Randbedingungen bewertet. Im Vordergrund stand dabei, dass trotz innovativem Technologieeinsatz eine kurzfristige Implementierbarkeit und Finanzierbarkeit (bankability) gewährleistet ist. Die zur Bewertung erforderlichen Simulations- und Berechnungsmodelle wurden erstellt, um die Machbarkeit, Wirtschaftlichkeit und Auswirkung auf den CO<sub>2</sub>-Footprint zu bewerten. Dazu werden Wechselwirkungen des WSK und seiner Komponenten im Prozessmodell analysiert und in einem weiteren Schritt die techno-ökonomische Analyse durchgeführt. Als Ergebnis steht das technische Konzept für die schrittweise Dekarbonisierung des Industrieparks Holthausen mit WSK zur Verfügung.

Das AP3 besteht aus folgenden Unter-Arbeitspaketen:

- AP3.1: Konzepte für die Dekarbonisierung der bestehenden Anlagen mit Wärmespeicherkraftwerken (Elektroheizer, Wärmepumpe, Zusatz-Brenner für H<sub>2</sub> und/oder E-Fuel).
- AP3.2: Betrachtung von anderen innovativen Technologien zur Dekarbonisierung durch Ersatz der bestehenden Anlagen („Wasserstoffpfad“, E-Fuels, Batterien, Langfristverträge für erneuerbaren Strom, E-Boiler, ...)
- AP3.3: Synthese der Konzepte zur Dekarbonisierung des Industrieparks zu einem Gesamtkonzept, auf Basis der verschiedenen Technologien aus AP 3.1 und 3.2, Erstellung und Beschreibung eines schrittweisen Transformationspfads.
- AP3.4: Techno-ökonomische Analyse des vorgeschlagenen Energiesystems und der Alternativkonzepte, Vorschlag und Abstimmung einer Präferenzvariante und Formulierung einer Handlungsempfehlung sowie weiterer Schritte für die Phase 2.

Aufgrund der besseren Darstellung der Dokumentation werden die Ergebnisse der Teil-Arbeitspakete im Folgenden zusammengefasst.

### 2.3.1. Methodik der techno-ökonomische Analyse

Die folgende Abbildung zeigt die definierte Methode und Vorgehensweise für die techno-ökonomische Analyse im Projekt StoREN. Gemeinsam mit den Projektpartnern wurde festgelegt, dass die Konzeptdefinition in AP2 iterativ mit AP3 erfolgen sollte: Zunächst wurden die monoenergetischen Konzepte (M1 bis M7) definiert. Für diese Konzepte wurde die Dimensionierung und die techno-ökonomische Analyse in AP3 durchgeführt. Nach der Bewertung dieser monoenergetischen Konzepte erfolgte erst die Definition der hybriden Konzepte (H1 bis H17), die dann anschließend in AP3 weiter betrachtet wurden.

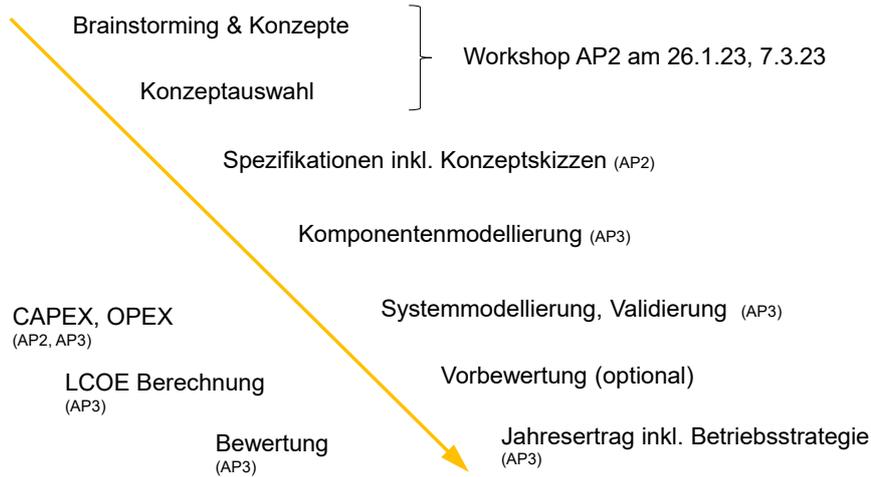


Abbildung 19: Methode für techno-ökonomische Analyse für StoREN.

Die folgende Abbildung zeigt die Methode und den Simulationsansatz für das Projekt StoREN. Das Hauptziel der techno-ökonomischen Analyse ist die wirtschaftliche Optimierung des Gesamtsystems unter Beachtung der wirtschaftlichen und technische Randbedingungen (Komponenten, Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien, Lastanforderungen für Strom und Wärme, usw.). Zur Kombination der verschiedenen Energieträger und Technologiepfade sind komplexe Modelle erforderlich, die auf Basis der Jahresenergieerträge und dem optimalen Einsatz an Erneuerbaren die Wirtschaftlichkeit unter gleichen Randbedingungen optimieren. Hierzu wurde entschieden im Projekt StoREN für die jeweilige Aufgabenstellung verschiedene Simulationsmodelle zu nutzen: Epsilon Professional wurde für die Prozessmodellierung für bestimmte Betriebszustände der Anlage genutzt, für das Gesamtsystem und die Jahresberechnungen und wirtschaftliche Optimierung wurde Top-Energy verwendet, ergänzend wurden verschiedene Softwaretools des DLR für einzelne Fragestellungen genutzt.

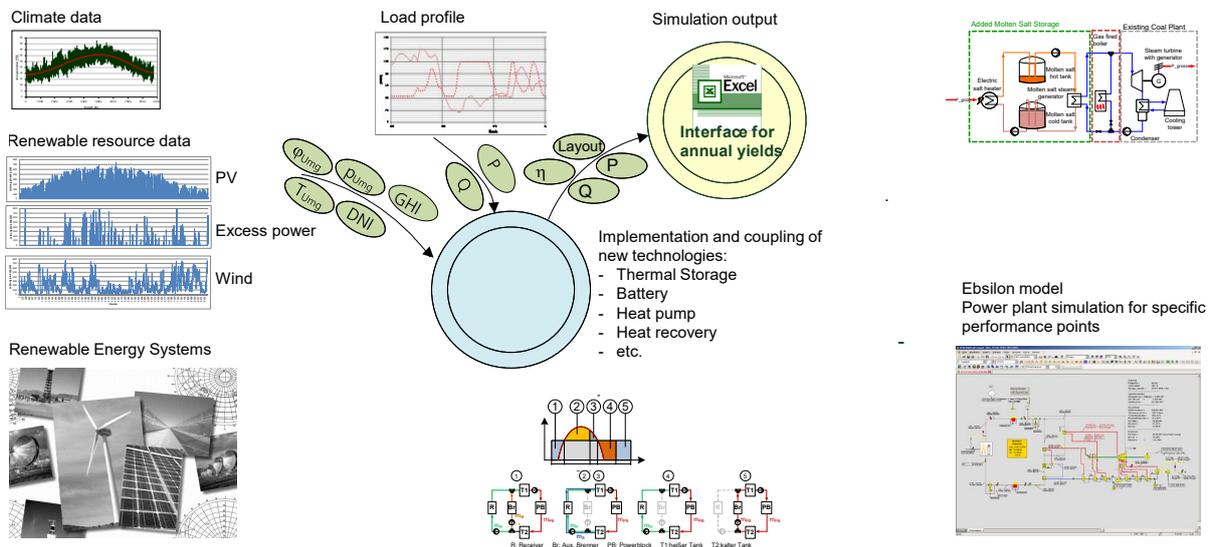


Abbildung 20: Methode und Simulationsmodelle für techno-ökonomische Analyse für StoREN.

Die folgende Abbildung zeigt am Beispiel des Bestandskraftwerks in Holthausen (Konzept B1), welche Schritte zur finalen Erstellung des TOP-Energy Modells für die techno-ökonomische Optimierung verwendet wurden: Im 1. Schritt wurden die Daten der Bestandsanlage ermittelt und darauf basierend ein detailliertes Prozessmodell in Epsilon erstellt (2. Schritt). Im 3. Schritt

wurde damit eine Validierung des TOP-Energy Modells vorgenommen. Im 4. Schritt wurde das TOP-Energy Modell weiter vereinfacht.

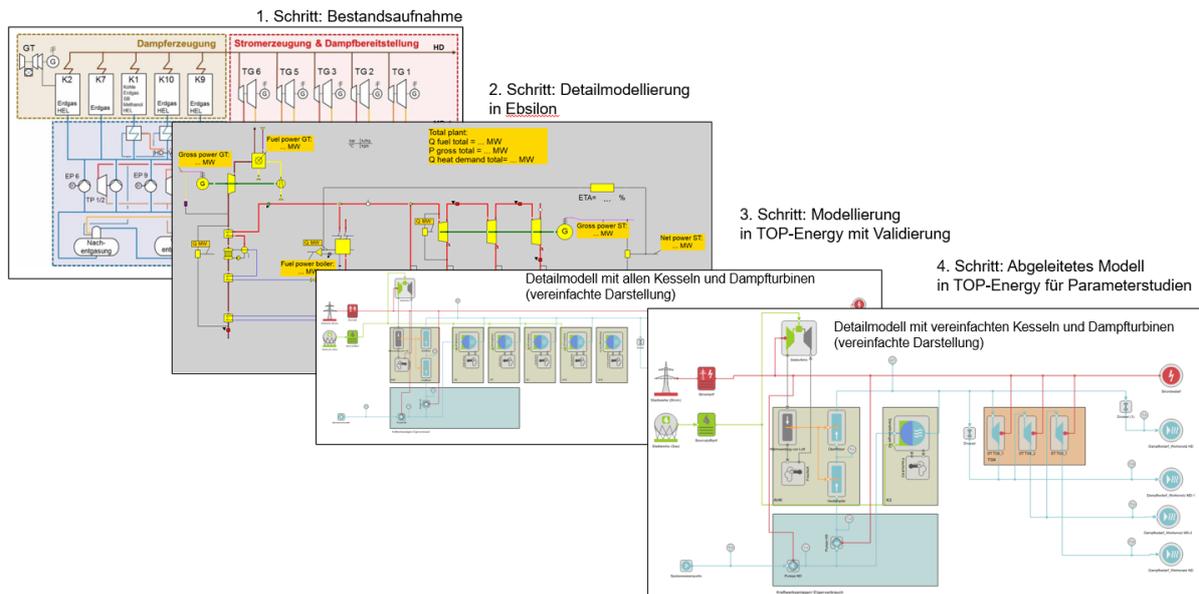


Abbildung 21: Modellierung und Validierung des Bestandskraftwerks in Epsilon und TOP-Energy.

Diese Energiesystemmodelle in TOP-Energy ermöglichen es, die verschiedenen Betriebszustände (z.B. Volllast, Teillast, und wenn vorhanden: Speicher Beladen, Speicher Entladen, usw.) abzubilden und abhängig vom Dargebot an erneuerbarer Energie (Elektrifizierung oder Brennstoffwechsel) und der Lastanforderung den Ertrag des Kraftwerks über einen vorgegebenen Zeitraum (z.B. ein Jahr) und die Wirtschaftlichkeit mit den gesetzten Annahmen zu berechnen und zu optimieren.

Mit TOP-Energy kann sowohl der Betrieb als auch die Struktur eines Energiesystems optimiert werden. Bei der Betriebsoptimierung wird die optimale Nutzung von vorhanden Komponenten und möglichen Energiequellen für einen vorgegebenen Zeitraum berechnet, sodass die Betriebskosten des Systems minimal sind bei gleichzeitiger Deckung aller vorhandenen Energiebedarfe. Bei einer Strukturoptimierung wird neben den Betrieb auch die Nennleistung einzelner oder aller Energiewandler und die Speicherkapazität der Energiespeicher ermittelt. Dabei ist das Ziel, die annualisierten Kosten des Energiesystems bezogen auf einen vorgegebenen Zeitraum zu optimieren. In beiden Optimierungen wird dazu ein gemischt-ganzzahliges, lineares Optimierungsproblem aufgestellt. Das hat zur Folge, dass die Zielfunktion, die Modelle und die Randbedingungen des Systems linear sein müssen. Das Optimierungsproblem wird in der Software Top-Energy mit dem Gurobi-Solver gelöst.

In TOP-Energy wurden dann die Jahresenergieerträge unter Berücksichtigung einer Betriebs- und Strukturoptimierung der Energiesysteme durchgeführt. Diese wurde je Variante in 8.760 Zeitschritten zur jeweils stundenweisen, kostenoptimierten Bedarfsdeckung für das Zieljahr 2030 und 2045 für einen Betriebszeitraum von 20 Jahren durchgeführt. Dabei wurden die Bedarfswerte aus 2030 und 2045 festgehalten. Die Bewertung der Varianten erfolgt im Wesentlichen über die LCOE (Levelized Cost Of Energy), die wie folgt berechnet wurden:

$$LCOE \text{ [€/MWh]} = \frac{\sum\{\text{Kosten (Betrieb\&Strom\&Brennstoff)} + \text{Annuität} - \sum\{\text{Erlöse (Strom)}\}}{\text{[€/a]}}{\sum\{\text{Strom-,Wärmebedarf}\} \text{ [MWh/a]}}$$

Alle im Betrachtungsjahr angefallenen Kosten für den Brennstoff, den eingesetzten Strom sowie die Betriebskosten, abzüglich der Erlöse für Stromeinspeisung werden durch alle Bedarfe dividiert, um so zu einem Betrag in Euro pro MWh zu gelangen. Strom und Wärme werden dabei kostenmäßig untereinander zunächst nicht differenziert. So können die Varianten, basierend auf einer dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung, verglichen werden.

Das übergeordnete Ziel ist die Optimierung der effizientesten und wirtschaftlichsten Kombination von erneuerbaren und konventionellen Energieerzeugern aus unterschiedlichen Sektoren. Hierzu muss zwischen 2 Komplexitätsstufen unterschieden werden: Die Betriebsoptimierung (auch Einsatzoptimierung genannt) und die Strukturoptimierung.

- **Betriebsoptimierung:** Die Struktur des Energiesystems ist fest vorgegeben. Das bedeutet, dass die Leistungen der jeweiligen Komponenten feststehen. Bei der Betriebsoptimierung erfolgt je Variante in 8.760 Zeitschritten pro Jahr (also stundenweise) eine kostenoptimierte Bedarfsdeckung für das Zieljahr 2030 bzw. 2045 für einen Betriebszeitraum von 20 Jahren. Dabei werden die Bedarfe und sonstige Größen für 2030 bzw. 2045 festgehalten.
- **Strukturoptimierung:** Dabei wird dem Optimierer der Software in festgelegten Grenzen erlaubt, die vorher festgelegten Leistungen bestimmter Komponenten zu optimieren. Das bedeutet für Komponenten, die über die gesamte Laufzeit von 20 Jahren nicht wirtschaftlich eingesetzt werden können, dass diese so lange verkleinert werden, bis sie entweder wirtschaftlich werden oder bis sie entfallen. Umgekehrt werden wirtschaftliche Komponenten bis zur Erreichung der festgelegten Maximalgröße so weit vergrößert, wie sie wirtschaftlich eingesetzt werden können. Neben den Bezugskosten für Energie und den Betriebskosten finden auch die zunehmenden Investitionskosten bei der Optimierung Berücksichtigung.  
Die Strukturoptimierung beinhaltet eine Betriebsoptimierung, womit das Optimierungsproblem sehr groß wird und die Berechnungszeiten entsprechend lange sind. Auch wenn die Optimierer immer leistungsfähiger werden, können bestimmte Aufgabenstellungen nicht gelöst werden.

Die folgende Abbildung zeigt das vereinfachte Systemmodell des Bestandskraftwerks in Holthausen (Konzept B1), das in Top-Energy erstellt wurde. Es zeigt ein bereits weiterentwickeltes, vereinfachtes Modell, bei dem die 5 Kesselanlagen und die 5 Dampfturbinen zu jeweils einem Modell zusammengefasst wurden. Hierdurch wird die Komplexität des Modells verringert (vor allem der Betriebsstrategie und der Priorisierung der einzelnen Anlagenbestandteile), sowie die Flexibilität des Modells und die Rechengeschwindigkeit erhöht. Dabei sind auf der linken Seite der Modelle die Energiequellen (z.B. Stromquelle, Brennstoffquelle, ...), in der Mitte der Modelle die Energiewandler und Speicher und auf der rechten Seite der Modelle die Energiebedarfe (Strom, verschiedene Dampfstufen).

Für die Energiequellen und Energiebedarfe wurden die in AP2 definierten Zeitreihen verwendet, die im Detail im databook spezifiziert sind (*nicht Teil des öffentlichen Berichts*).



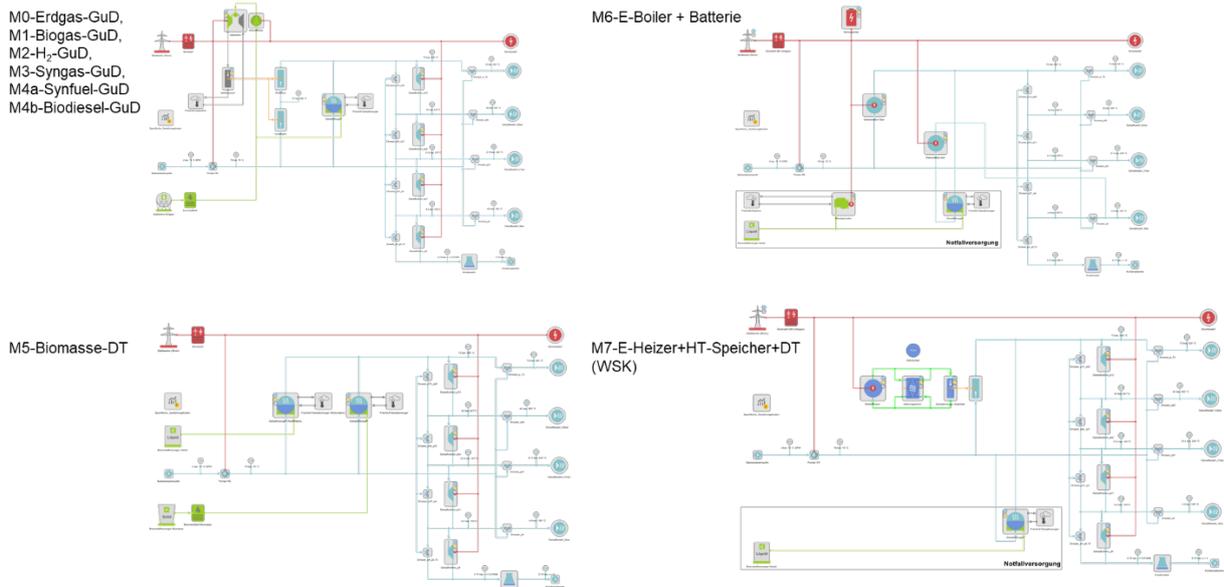


Abbildung 23: Simulationsmodelle in Top-Energy für techno-ökonomische Analyse der monoenergetischen Konzepte M1-M7.

Wie im AP2 gezeigt, wurde bei den monoenergetischen Varianten für die Varianten M1 bis M5 ein Brennstoffwechsel und für M6 und M7 eine Elektrifizierung analysiert. Für die verschiedenen Varianten wurde die Betriebs- und Strukturoptimierung sowie die anschließende techno-ökonomische Analyse jeweils durchgeführt. Dabei wurden für die beiden Stützjahre 2030 und 2045 jeweils ein Preismodell für den Brennstoff (M0 bis M5) und vier verschiedene Preismodelle für den Strombezug (M6 und M7) untersucht. Bei den Varianten mit Elektrifizierung ergeben sich die 4 Fälle, da neben den Börsenpreisen (HPFC) auch ein Baseload PPA sowie zwei Pay-As-Produced PPAs, eins bestehend aus solarer Stromerzeugung und das andere aus einem Mix aus Solar und Wind, verwendet wurden. Die insgesamt 30 verschiedenen Szenarien bei den monoenergetischen Varianten wurden wie in der folgenden Abbildung dargestellt in einer Matrix angeordnet.

		Neue Varianten - Monoenergetisch								
		M0	M1	M2	M3	M4a	M4b	M5	M6	M7
		Erdgas GuD	Biogas GuD	H2 GuD	Syngas GuD	Synfuel GuD	Biodiesel GuD	Biomasse DT	Elektr. E-Boiler	Elektr. DT + E-Heizer + HT-Speicher (WSK)
Energemarktmodelle Strompreis	Brennstoff	2030								
		2045								
Strom - Börsenstrom day ahead (HI)		2030								
		2045								
Strom – grünes PPA baseload		2030								
		2045								
Strom – grünes PPA pay as produce		2030								
		2045								
Strom – grünes PPA pay as produce		2030								
		2045								

Abbildung 24: Simulationsmatrix für die zwei betrachteten Modelljahre für je vier verschiedene Strombeschaffungsmodelle.

Die Ergebnisse der Energiegestehungskosten (LCOE) und die Investitionskosten (CAPEX) der optimierten monoenergetischen Modelle sind in den beiden folgenden Diagrammen gezeigt. Die Gestehungskosten der Varianten zeigen:

- Die Varianten mit Erdgas, Biogas und Biomasse weisen die geringsten Gestehungskosten auf. Diese liegen deutlich unter 100 €/MWh. Interessant hier ist, dass M0 mit Erdgas sehr ähnlich wie M1 mit Biogas ist, obgleich der Brennstoffpreis von Erdgas nahezu die Hälfte von Biogas ist. Bei Erdgas kommen allerdings die CO<sub>2</sub> Zertifikatskosten dazu.
- Die Gestehungskosten der elektrifizierten Varianten liegen um die 150 €/MWh.
- Die H<sub>2</sub>, Syngas und Synfuel Varianten sind mit Abstand die teuersten Varianten und weisen Gestehungskosten von über 250 €/MWh bzw. 350 €/MWh auf.
- Den größten Anteil an den jährlichen Gestehungskosten haben der Bezug von Brennstoff und Elektrizität. Das heißt, dass der Anteil der Investitions- und Betriebskosten untergeordnet ist (Investition ist über die Annuität für die Finanzierung dargestellt).

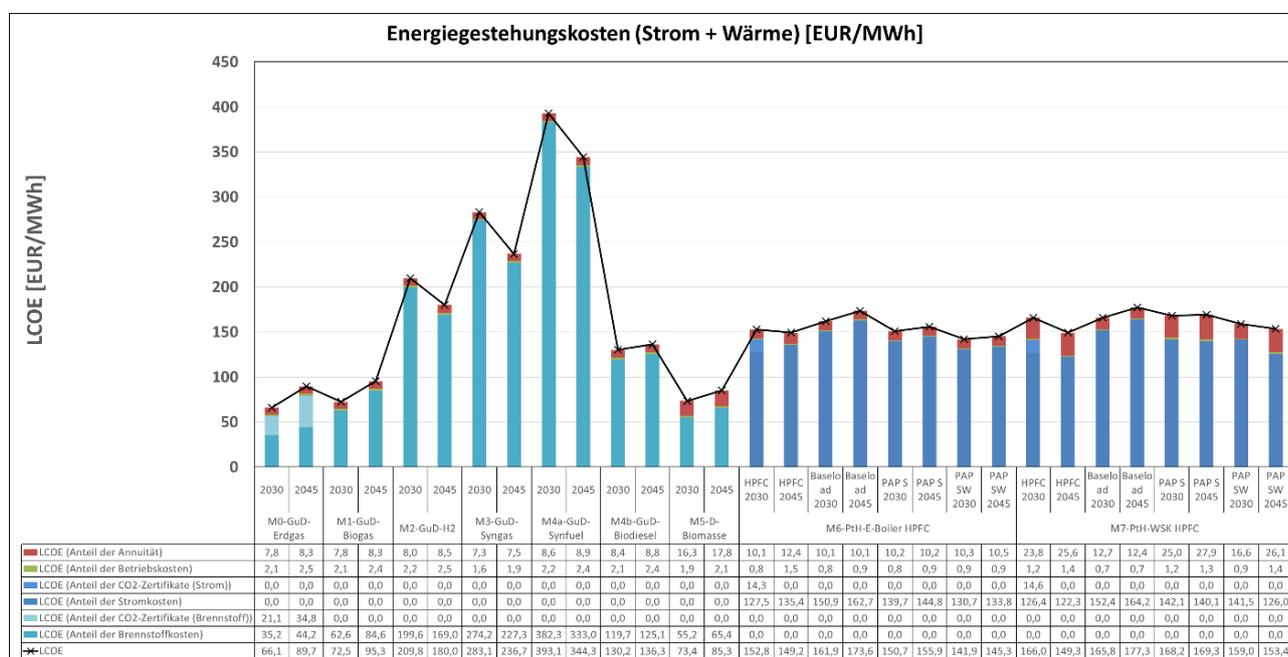


Abbildung 25: Ergebnisse der Energiegestehungskosten (LCOE) der monoenergetischen Konzepte für die Jahre 2030 und 2045 für verschiedene Stromkostenmodelle.

Bei dem Vergleich der Investitionskosten der monoenergetischen Varianten (Abbildung 26) ist folgendes festzustellen:

- Die Investitionskosten der GuD-Varianten sind für alle Brennstoffe ähnlich und am geringsten (*nicht Teil des öffentlichen Berichts*).
- Die Biomasse Variante hat mehr als doppelt so hohe Investitionskosten aufgrund der teureren Dampferzeuger und größeren Dampfturbinen im Optimum.
- Die WSK-Varianten besitzen die höchsten Investitionskosten (*nicht Teil des öffentlichen Berichts*), wenn der Wärmespeicher verwendet wird. Dabei fallen über ein Viertel der Investitionskosten für den Ausbau des Netzanschlusses an.

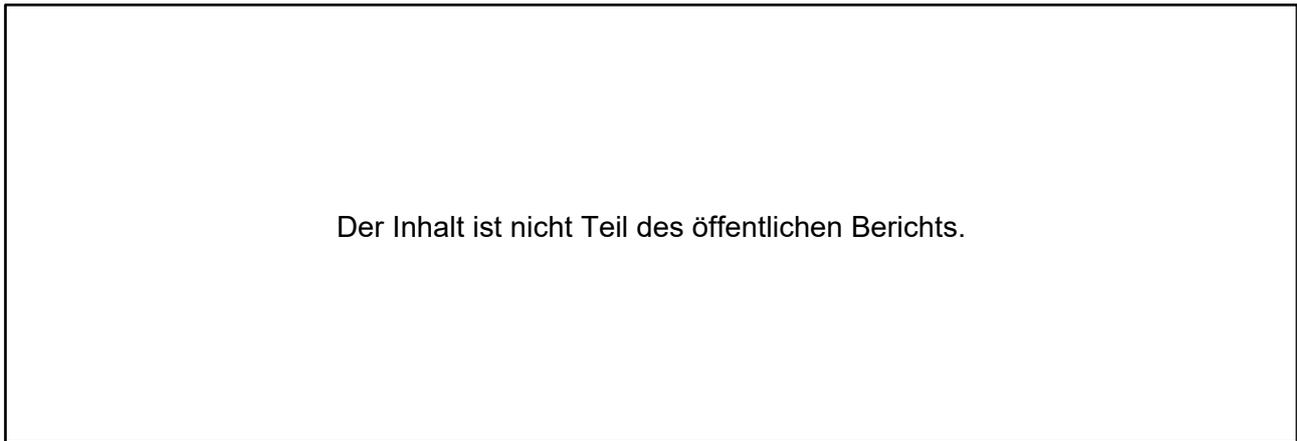


Abbildung 26: Ergebnisse der Investitionskosten der monoenergetischen Konzepte für die Jahre 2030 und 2045 für verschiedene Stromkostenmodelle (Für Datentabelle siehe Anhang, *nicht Teil des öffentlichen Berichts*).

In der folgenden Abbildung sind die annualisierten Kosten pro Jahr für die monoenergetischen Varianten gezeigt:

- Die Ergebnisse zeigen untereinander ähnliche Zusammenhänge wie bei den Energiegestehungskosten (LCOE).
- Die Varianten mit Erdgas, Biogas und Biomasse weisen die geringsten jährlichen Kosten auf (~100 Mio.€/a).
- Die jährlichen Kosten der elektrifizierten Varianten liegen um die 200 Mio.€/a.
- Die H<sub>2</sub>, Syngas und Synfuel Varianten sind mit Abstand die teuersten Varianten und weisen Gestehungskosten von über 200 bzw. bis 500 Mio.€/a auf.
- Den größten Anteil an den jährlichen Kosten haben der Bezug von Brennstoff und Elektrizität. Das heißt, dass der Anteil der Investitions- und Betriebskosten untergeordnet ist.
- Die jährlichen Kosten liegen in der gleichen Größenordnung wie die Investitionskosten bzw. sind bei einigen Varianten deutlich höher. Das bedeutet, dass für einen wirtschaftlichen Betrieb von 20 oder mehr Jahren besonders auf eine wirtschaftlichen Energiepreis geachtet werden muss und die anfänglichen Investitionskosten nicht sehr entscheidend sind.

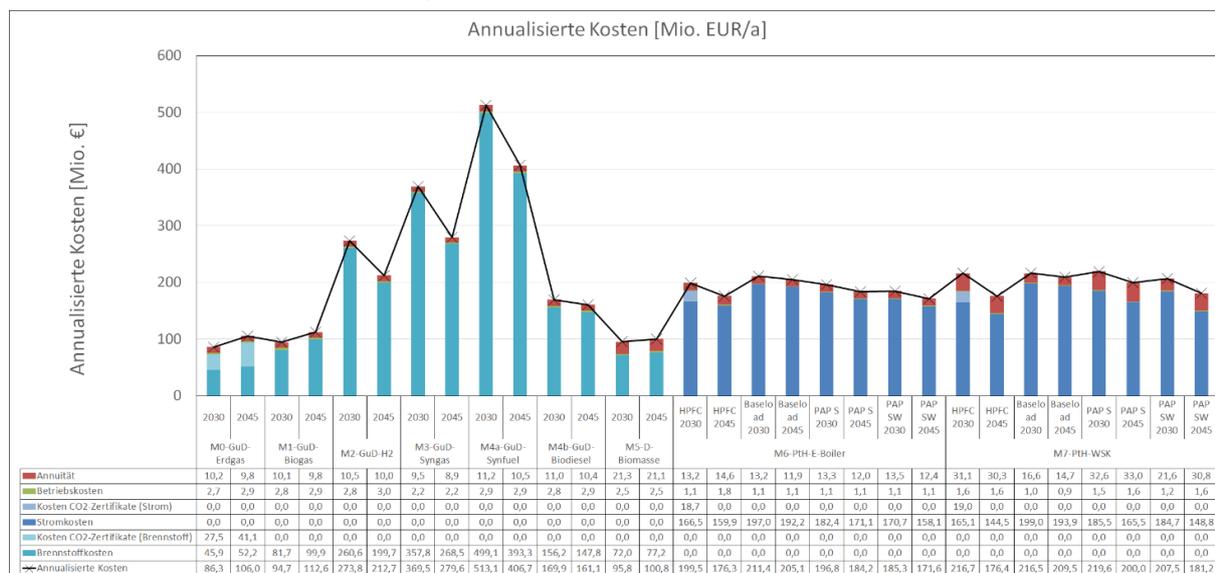


Abbildung 27: Ergebnisse der annualisierten Kosten der monoenergetischen Konzepte für die Jahre 2030 und 2045 für verschiedene Stromkostenmodelle.



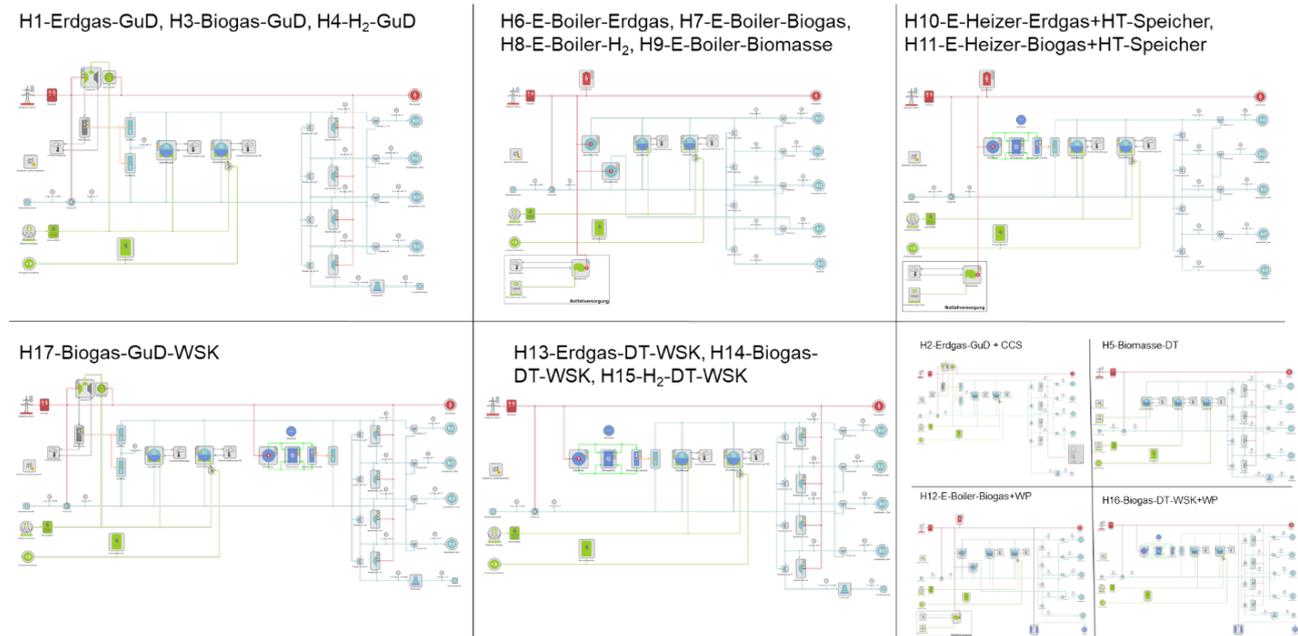
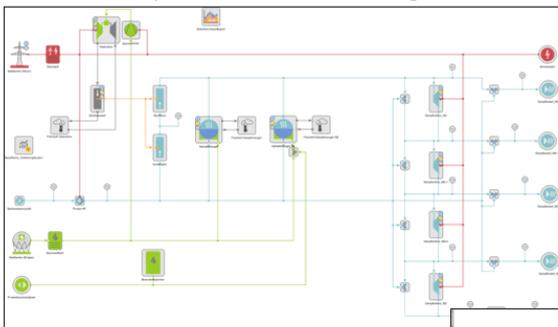


Abbildung 30: Die Modelle der hybriden Varianten in Top-Energy.

Für die verschiedenen Varianten wurde die Betriebs- und Strukturoptimierung sowie die anschließende techno-ökonomische Analyse jeweils achtmal durchgeführt. Dabei wurden für die beiden Stützjahre 2030 und 2045 jeweils vier verschiedene Preismodelle für den Strombezug untersucht. Neben den Börsenpreisen wurde auch ein Baseload PPA sowie zwei Pay-As-Produced PPAs, eins bestehend aus solarer Stromerzeugung und das andere aus einem Mix aus Solar und Wind, angenommen. Die insgesamt 136 verschiedenen Szenarien wurden wie in der folgenden Abbildung dargestellt in einer Matrix angeordnet.

Technisches Konzept und Modell H1 – GuD mit Erdgas + Stromnetz



Berechnung mit verschiedenen Energiemarktmodellen:  
Strukturoptimierung und Einsatzoptimierung

Neue Varianten		Hybrid				
H1 Erdgas GuD		H2 Erdgas GuD	H3 Biogas GuD	H4 H <sub>2</sub> GuD	H5 Biomasse DT	H6 Elektr. E-Boiler
Elektr.		Elektr. +CCS	Elektr.	Elektr.	Elektr.	Erdgas
<b>Energiemarktmodelle Strompreis</b>						
Strom - Börsenstrom day ahead (HPFC)	2030					
	2045					
Strom - grünes PPA baseload	2030					
	2045					
Strom - grünes PPA pay as produced (Solar)	2030					
	2045					
Strom - grünes PPA pay as produced (Solar/ Wind)	2030					
	2045					

Abbildung 31: Simulationsmatrix für die zwei betrachteten Modelljahre für je vier verschiedene Strombeschaffungsmodelle.

Nachfolgend werden die Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse vorgestellt. Zuvor wird kurz die Darstellung der Ergebnisse anhand des Konzepts H1 erläutert. Die Ergebnisse werden in Balkendiagramme für alle acht Szenarien einer Variante nebeneinander dargestellt und in verschiedenen Kostenbestandteile aufgeteilt. Die Darstellung der Ergebnisse für die Energiegestehungskosten und die Investitionskosten ist nachfolgend für die Variante H1 gezeigt.

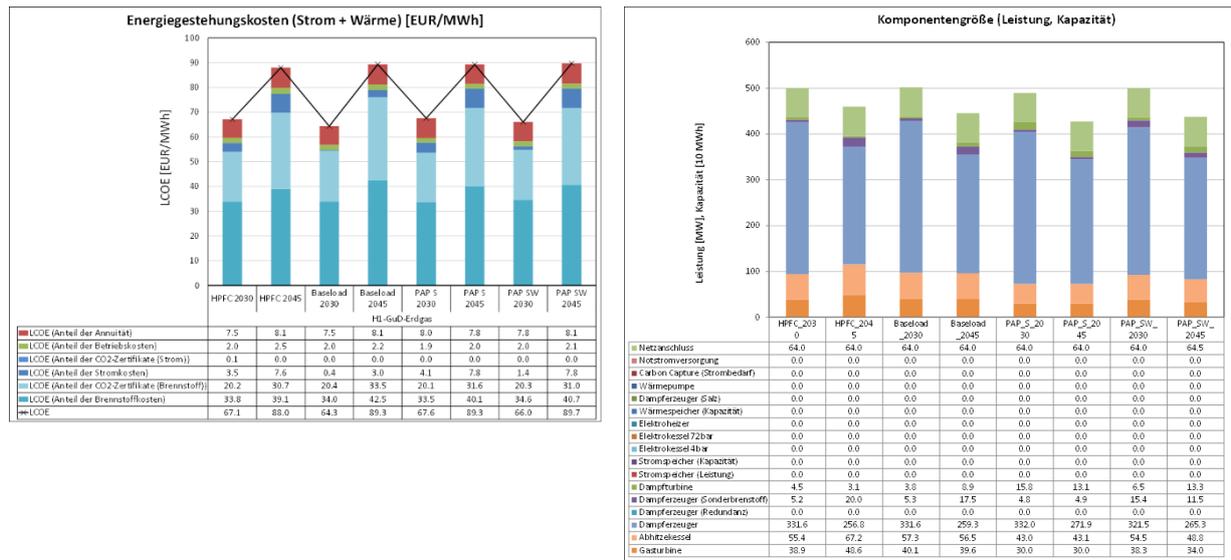


Abbildung 32: Darstellung der LCOE und Leistungen für Variante H1 – GuD mit Erdgas + Stromnetz: Je nach Randbedingungen/ Strompreismodell ergeben sich unterschiedliche Strukturen mit optimierter Einsatzplanung für die Energieträger als Ergebnis der Optimierung.

In der nachfolgenden Abbildung 33 ist die Ergebnismatrix mit allen hybriden Varianten und den jeweiligen Energiegestehungskosten gegeben. Diese Abbildung soll zunächst ein „screening“ ermöglichen und die Ergebnisse grob gegenüberzustellen.

Die Energiegestehungskosten der Varianten zeigen, dass die hybriden Varianten mit Biogas und gleichzeitiger Elektrifizierung die niedrigsten Energiegestehungskosten um ca. 80 €/MWh vorweisen. Auch die elektrifizierten Biomasse Varianten sind wirtschaftlich attraktiv. Allerdings ist die Nachhaltigkeit aufgrund der erforderlichen Biomasse-Mengen in Frage zu stellen. Die Wasserstoffvarianten stellen den größtmöglichen Anteil des Energiebedarfs aufgrund der hohen Brennstoffpreise über den Netzstrom bereit. Dies führt im Vergleich zu den anderen Varianten zu deutlich höheren Gestehungskosten.

In den folgenden Abschnitten werden die Varianten H1 und H2 als Referenz sowie die Varianten H3, H7, H11 und H17 aufgrund der geringen Gestehungskosten genauer untersucht (gelb umrandet in Abbildung 33).

Bei 15 der Szenarien war es nicht möglich die Energiebedarfe bei gleichzeitiger Einhaltung der CO<sub>2</sub>- Begrenzungen einzuhalten → rot markiert in Abbildung 33. Dies ist bei allen Szenarien der Variante H1 der Fall, da das System für die Dampfversorgung aufgrund von fehlender Elektrifizierung zwangsläufig auf Erdgas angewiesen ist. Des Weiteren können die CCS Varianten im Jahr 2045 nicht vollständig CO<sub>2</sub>-frei sein, da das Treibhausgas durch die CCS-Technologie nichtvollständig aus dem Abgasstrom herausgefiltert werden kann. Zudem sind die elektrifizierten Erdgasvarianten in Kombination mit dem Börsenstrom im Jahr 2030 nicht in der Lage die Emissionsgrenzen einzuhalten, da der bezogene Börsenstrom 2030 grau ist.



- Die Elektrifizierten Varianten ohne Stromerzeuger (H7 und H11) haben je nach Strompreismodell und Jahr Investitionskosten von *nicht Teil des öffentlichen Berichts*. Die hohen Kosten im Jahr 2045 resultieren aus dem Bau von Speichern (Batterie und Wärmespeicher) und den dafür notwendigen Ausbau des Netzes.
- Die elektrifizierten Varianten mit Stromerzeuger (H17) liegen auch in diesem Bereich. Auch hier werden in späteren Jahren mehr Strom genutzt und größere Speicher gebaut.
- Die Investitionskosten sind ein Teil der LCOE, hier die Annuität. Trotz höherer Investitionskosten können die LCOE dennoch vergleichbar bzw. niedriger sein zwischen den Varianten.

Der Inhalt ist nicht Teil des öffentlichen Berichts.

Abbildung 35: Ergebnisse der Investitionskosten der sechs ausgewählten Varianten für die Jahre 2030 und 2045 jeweils für vier verschiedene Stromkostenmodelle (Für Datentabelle siehe Anhang, *nicht Teil des öffentlichen Berichts*).

Die Varianten H3 und H17 sind die beiden CO<sub>2</sub>-freien Varianten mit den geringsten LCOE. Dabei entspricht der Aufbau der Variante H17 dem Aufbau der Variante H3 mit einem zusätzlichen Wärmespeicher. Die Ergebnisse der Strukturoptimierung dieser beiden Varianten sowie die unterschiedlichen bezogenen Energiemengen sind in den nachfolgenden Abbildungen dargestellt. Dabei sind folgende Punkte festzustellen:

- Die Nennleistungen der Komponenten in beiden Varianten sind im Jahr 2030 sowie im PPA Baseload Szenario nahezu identisch. In diesen Szenarien werden keine bzw. sehr kleine Speicher gebaut und der Strombezug aus dem Netz ist minimal.
- Im Jahr 2045 werden in der Variante H17 Speicher mit bis zu 700 MWh<sub>th</sub> Kapazität gebaut. Die Verwendung der Speicher führt zu einem höheren Strombezug von bis zu 380 GWh im Jahr und verringert den Brennstoffbedarf.
- Für die Nutzung der Speicher ist ein starker Ausbau des Netzanchlusses nötig. Die Anschlussleitung muss von 64 MW<sub>el</sub> auf bis zu 230 MW<sub>el</sub> erhöht werden.
- Dampfturbinen mit großen Leistungen werden in keiner der Varianten benötigt. Die elektrische Energie wird entweder per Gasturbine erzeugt oder direkt vom Stromnetz bezogen.
- Der Bau von Elektroheizern führt zu Dampferzeugern mit deutlich geringeren Nennleistungen, da die Elektroheizer auch als Redundanz zählen.

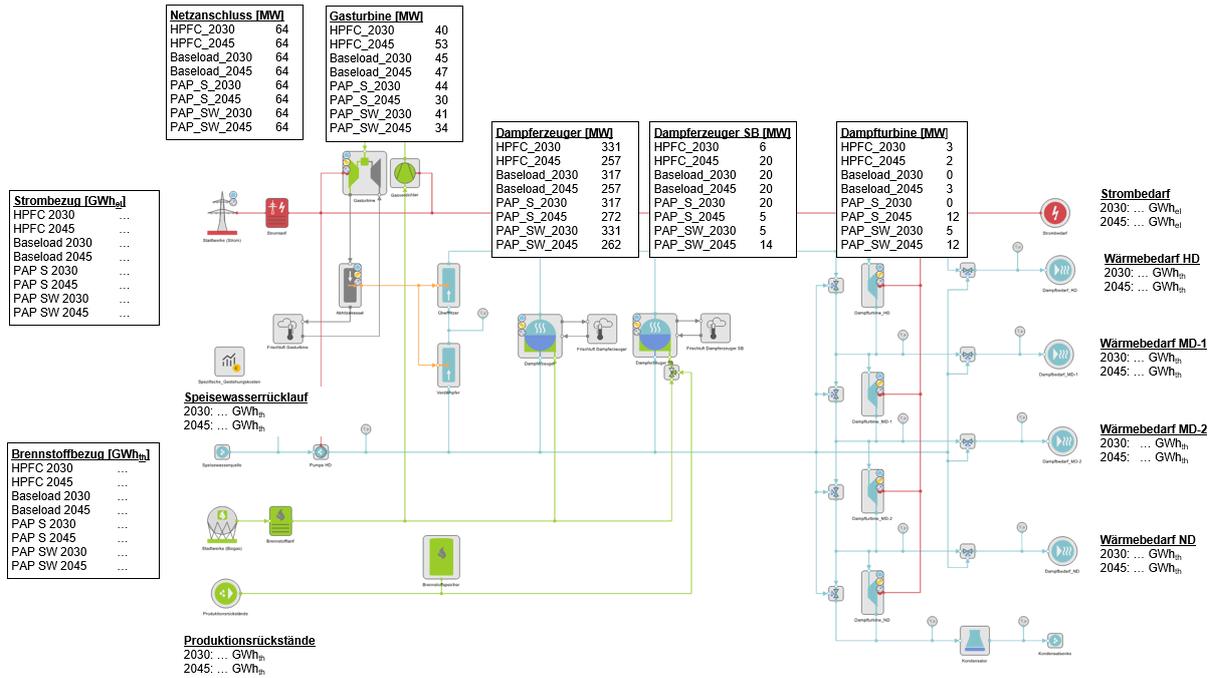


Abbildung 36: Ergebnisse der Strukturoptimierung für die Variante H3.

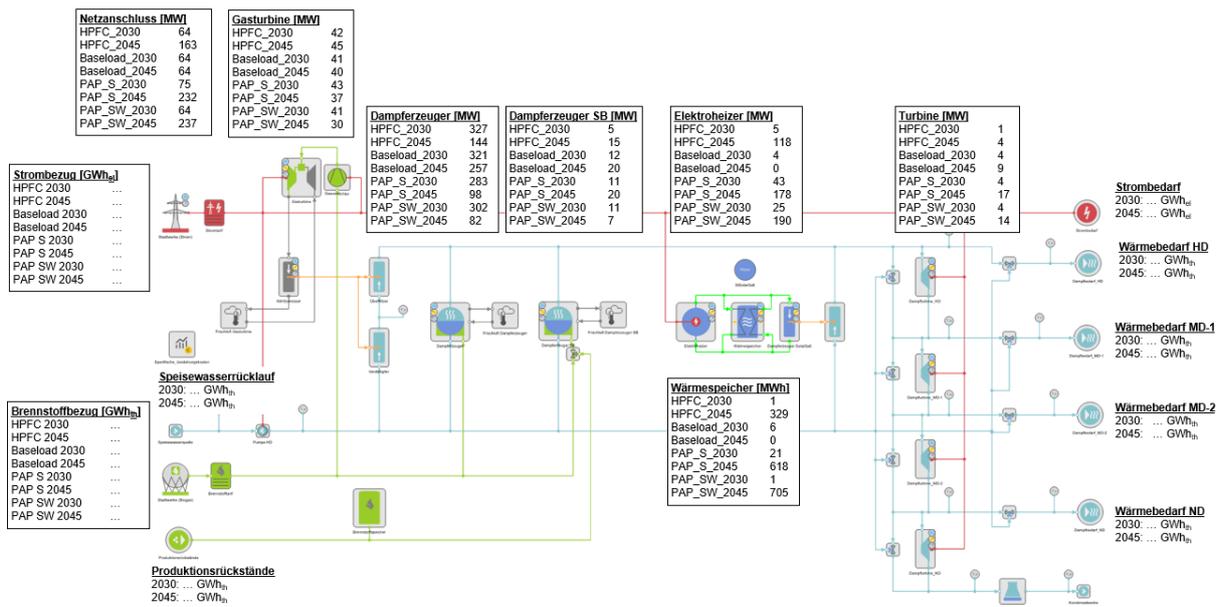


Abbildung 37: Ergebnisse der Strukturoptimierung für die Variante H17.

Die folgende Abbildung zeigt den direkten Vergleich von H3 mit H17. Dabei muss H17 als Erweiterung von H3 gesehen werden:

- Konzept H3-Biogas-GuD zeigt Nachteile, da es für den Wärmebedarf keinen Strom nutzen kann.
- Zudem ist die Verfügbarkeit/ Nachhaltigkeit von Biogas in den notwendigen Mengen in Frage zu stellen.
- In Zukunft wird die Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien deutlich steigen und damit auch die Stromkosten fallen.
- Konzept H3 sollte daher weiterentwickelt werden:
  - Ergänzung um Power-To-Heat: Alternative Nutzung von Brennstoffen und günstigem grünem Strom in einem Konzept
  - Ergänzung um einen Speicher: Nutzung von besonders günstigen Stromtarifen, die aber im Preissignal (Börse) oder in der Verfügbarkeit (pay as produced) volatil sind. Daher die Implementierung eines Speichers.
- Hieraus ergibt sich das Konzept H17-Biogas-GuD-WSK

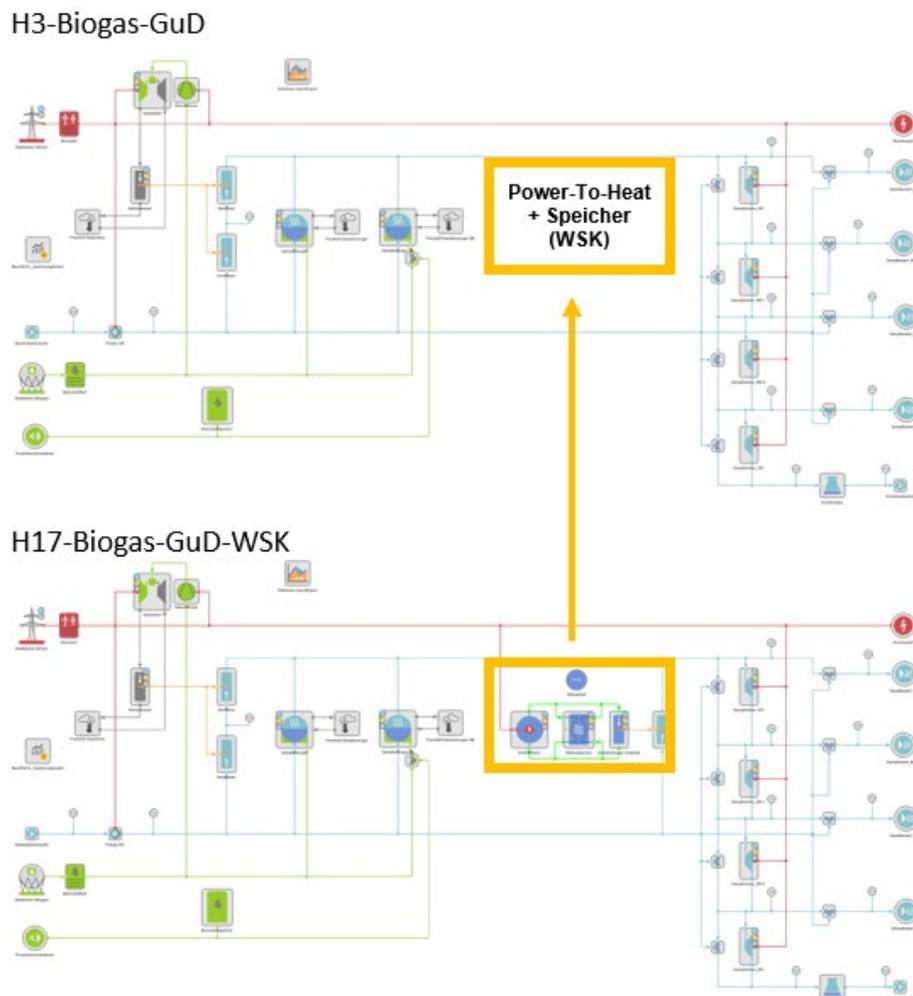


Abbildung 38: Vergleich der Varianten H3 und H17.



Marktänderungen bei Energieträgern, da sowohl der Dampf- als auch der Strombedarf elektrisch und per Brennstoff bereitgestellt werden können. Die Varianten H7 und H11 folgen auf dem zweiten und dritten Platz und haben nur eine leicht schlechtere Bewertung. Diese Varianten überzeugen vor allem mit geringen Investitionskosten und einer hohen Marktreife. Die zwei am besten bewerteten Varianten sowie H3 (GuD mit Biogas) werden in AP4 weiter betrachtet.

### 2.3.5. Zusammenfassung

- Es wurden verschiedene Modelle zur Dimensionierung und Optimierung der Komponenten sowie der Gesamtsysteme für die Dekarbonisierung mit WSK und weiteren innovativen Technologien des Industrieparks Holthausen erstellt.
- Mit diesen Modellen wurden umfangreiche techno-ökonomische Optimierungen und Parameterstudien durchgeführt, um den Einfluss der Leistungsgröße der einzelnen Anlagenbestandteile wie der GT + DT, der Speichergröße, der E-Boiler/ E-Heizergröße, sowie der Einsatzplanung der verschiedenen Energieträger in unterschiedlichen Modelljahren (2030 und 2045) zu analysieren.
- Varianten mit Erdgas können tlw. die CO<sub>2</sub>-Vorgaben nicht einhalten (selbst mit Strukturoptimierung) und sind aufgrund der höheren CO<sub>2</sub> Kosten in Zukunft auch wirtschaftlich nicht alternativlos
- Hybride Varianten mit GuD mit Biogas und Elektrifizierung zeigen die geringsten Energiegestehungskosten
  - H3 (Biogas-GuD) hat die geringsten Energiegestehungskosten, doch fehlt die Möglichkeit Strom auch für die Wärmeversorgung zu nutzen. Die Annahme für Biogas sind aktuell sehr attraktiv, die zukünftige Entwicklung ist schwer vorhersagbar.
  - H17 (Biogas-GuD-WSK) hat vergleichbare Energiegestehungskosten und ergänzt die Variante H3 gerade um das Element der Elektrifizierung und kann durch den thermischen Speicher von besonders niedrigen Strompreisen am Energiemarkt profitieren (Börse, ppa pay as produced)
  - E-Boiler Varianten sind etwas dahinter da diese keine Eigenerzeugung (GT+DT) haben
  - Die untersuchten Konzepte mit Wasserstoff (z.B. H4) haben deutlich höhere Erzeugungskosten, da der Brennstoff laut aktuellen Szenarien auch langfristig hoch sein wird.
- Das Biogas-GuD-WSK erfüllt am besten die Bewertungskriterien: Einhaltung CO<sub>2</sub> Ziele Standort, Versorgungssicherheit gegeben, niedrige Energiegestehungskosten LCOE, niedrige Gesamtinvestition, Kostensensitivität gegen Marktänderungen bei Energieträgern, Abhängigkeit beim Ausfall einzelner Energieträger (Resilienz) und hohe Marktreife.

## 2.4. AP 4 Umsetzungskonzept für ein WSK-Pilotprojekt im Industriepark Holthausen (BASF, Henkel, DLR)

### 2.4.1. AP 4.1 Anlagenkonzept für die Pilotanlage auf Basis der Ergebnisse von AP3

Abgeleitet aus den Ergebnissen und Erkenntnissen aus AP2 und AP3 wurde im AP4 ein Umsetzungskonzept für das Energiesystem für den Industriepark in Holthausen entwickelt.

Um die übergeordneten Ziele für die Energieversorgung - CO<sub>2</sub>-Neutralität, Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und hohe Planungssicherheit für die Zukunft (Resilienz) - zu erreichen, muss das zukünftige Energiesystem folgende Elemente enthalten:

- **Elektrifizierung** mittels Power-To-Heat und eine dazu notwendige Erweiterung **des Netzanschlusses**
- **Gaskessel** (Neubau oder Ertüchtigung Bestandskessel) um **wirtschaftliche Energieerzeugung** mittels Erdgas (Übergangszeit), Biogas und später ggfs. H<sub>2</sub> zu ermöglichen. Zusätzlich wird dadurch die Versorgungssicherheit erhöht.
- **Strom-Eigenerzeugungsanlage** für die Notfallversorgung (**Versorgungssicherheit**).

Mit diesen Randbedingungen wurde das Umsetzungskonzept „**schrittweiser innovativer Ausbau**“ ausgearbeitet. Dieses Konzept sieht ein Umbau des Energiesystems in mehreren Schritten vor. Die Grundlage für dieses Konzept ist die Variante H17 (GuD + WSK). Im Jahr 2030 soll dabei der erste Ausbauschnitt erfolgen (siehe auch Abbildung 40 und Abbildung 41).

#### **Ausbau 2030:**

- Es wird ein Gaskessel neu + E-Heizer/ E-Boiler neu + Wärmespeicher neu + DT neu + Netzausbau + optional GT neu zugebaut.
- Der neue Gaskesselanlage mit einer Dampfleistung gesamt von 92 MW<sub>th</sub> wird für die Brennstoffe Erdgas, Biogas und Wasserstoff ausgelegt.  
Im Fall des Feststoffspeicher-Luft-Systems wird der Gaskessel so ausgelegt, dass auch Rauchgas von der Gasturbine oder Heißgas vom E-Heizer oder vom Wärmespeicher genutzt werden kann.
- Die vorhandene Gasturbine mit einer Leistung von 10 MW<sub>el</sub> wird weiterbetrieben. Optional kann eine weitere Gasturbine mit einer Leistung von 10 MW<sub>el</sub> zugebaut werden.
- Neubau einer Dampfturbine mit 5 bis 10 MW<sub>el</sub>
- Somit wird 2030 eine Gesamt-Stromerzeugungsleistung von ~5 bis 10 MW<sub>el</sub> mit DT (optional 15 bis 30 MW<sub>el</sub> mit GT neu) zugebaut.
- Zubau eines Elektrokessel mit einer Leistung von 92 MW<sub>th</sub> zur direkten Dampferzeugung
- Bau einer kleinen Pilotanlage bestehend aus E-Heizer und Wärmespeicher zur Erprobung im laufenden Betrieb
- Die Notwendigkeit einer Eigenerzeugungsanlage ist für einen Chemiestandort erforderlich. Zukünftig ist mit mehr Netzausfällen durch immer mehr volatile Erzeugung der EE zu rechnen.  
Eine reine E-Boiler Variante ohne Eigenerzeugung (GT, DT usw.) ist nicht ausreichend. Auch wenn 2045 aufgrund sinkender Strompreise mehr Energie über Strom genutzt wird, bleibt die Notstromabsicherung.

- Der nicht durch die Eigenerzeugungsanlage gedeckte höhere Strombedarf am Standort wird über Netzstrom abgedeckt (bzw. durch noch vorhandene Bestandsanlagen, je nach Planung Henkel)
- Der höhere Wärmebedarf am Standort wird durch die optimierte Anlagenkonfiguration aus E-Heizer, E-Kessel und Brennstoffkessel gedeckt.
- Die Anlage wird so konzipiert, dass der Teil von Henkel sich komplett über grünen Strom versorgen könnte.

**Ausbau 2045:**

- Je nach Entwicklung der Marktpreise für Strom und Brennstoff kann im Jahr 2045 ein weiteres identisches Modul aus Gaskessel, E-Heizer, Wärmespeicher, Dampfturbine und optional Gasturbine neu zugebaut werden.
- Die Eigenerzeugungsleistung würde somit auf bis zu 60 MW<sub>el</sub> ansteigen und somit den Standort komplett selbst mit Strom versorgen können.

In den nachfolgenden Abbildung 40 ist das Konzept der Pilotanlage einmal mit einem Feststoff-Luftspeicher, bei der die Wärme über den Dampfkessel zugeführt wird, und in der Abbildung 41 mit einem Flüssigsalzspeicher, bei dem ein separater Dampferzeuger für die Wärmezufuhr benötigt wird, dargestellt. Zudem sind die Nennleistungen einiger Komponenten vorgegeben. Die Nennleistungen und Speicherkapazitäten der übrigen Komponenten wurden während der techno-ökonomischen Analyse in AP4.2 Strukturoptimierung berechnet.

Im AP4 wurde festgelegt, dass zunächst keine Festlegung auf eine Wärmespeichertechnologie stattfinden soll. Es sollen beide weiter betrachtet werden: Salz-Speichersystem und Feststoff-Luft-Speichersystem. Dies ermöglicht in einer weiteren Projektphase, dass zunächst eine technologieoffene Ausschreibung erstellt werden kann. Somit können die Technologieanbieter Ihre Technologie anbieten und man kann vergleichen und bewerten.

**Ausbau 2030** → Gaskessel neu + E-Heizer/ E-Boiler neu + Wärmespeicher neu + DT neu + Netzausbau + GT optional

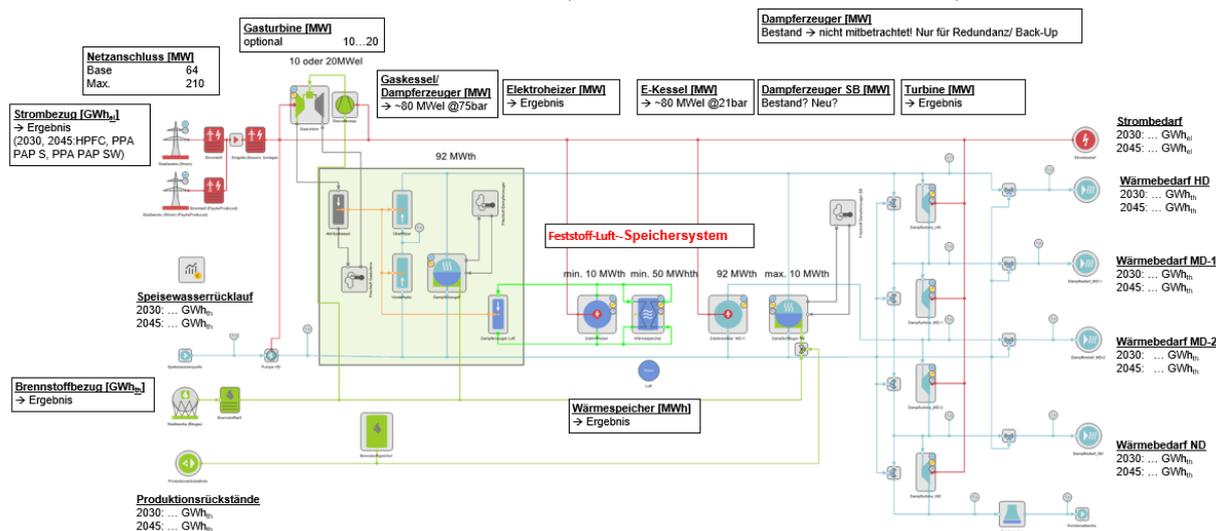


Abbildung 40: Konzept der Pilotanlage für ein Feststoffspeicher-System.

**Ausbau 2030** → Gaskessel neu + E-Heizer/ E-Boiler neu + Wärmespeicher neu + DT neu + Netzausbau + GT neu optional

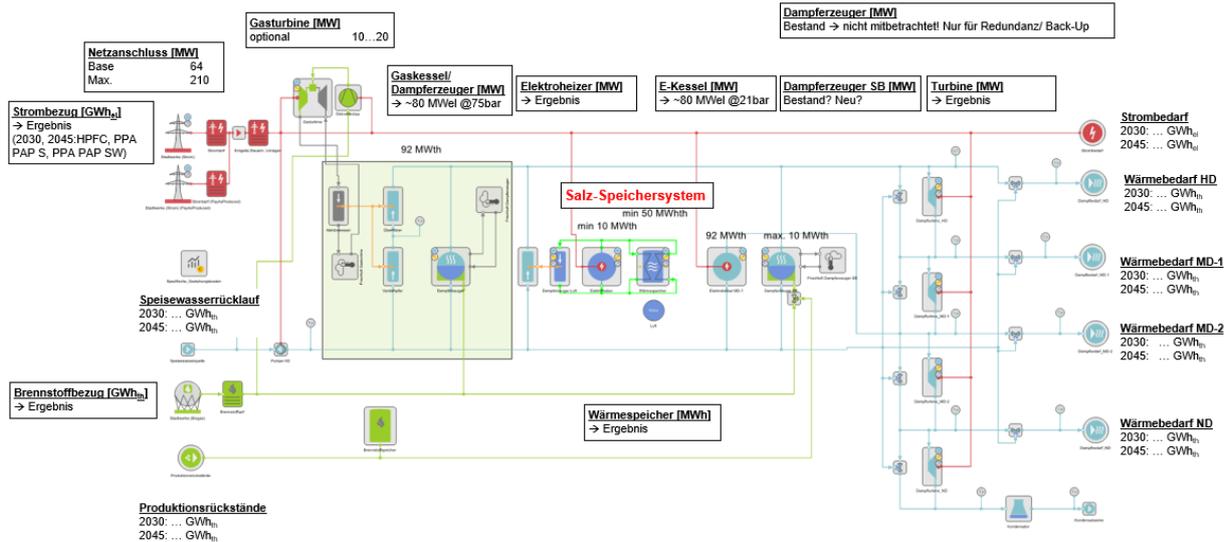


Abbildung 41: Konzept der Pilotanlage für ein Salzspeicher-System.

### 2.4.2. AP 4.2 Techno-ökonomische Analyse der WSK-Pilotanlage

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der entwickelten Konzepte für eine Pilotanlage wird eine techno-ökonomische Analyse durchgeführt. Dabei werden der Betrieb und die nicht bereits festgelegten Nennleistungen und Speicherkapazitäten hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit optimiert. Insgesamt wurden für die Varianten mit Luft und Salz als Wärmeträgerfluid jeweils acht verschiedene Szenarien gerechnet. Dabei wurden fünf Randbedingungen variiert:

- Strompreismodelle (Börsenpreise (HPFC), solares Pay as Produced PPA)
- Leistung der Gasturbine (10 MW<sub>el</sub>, 20 MW<sub>el</sub>)
- Begrenzung der Biogasmenge pro Jahr (keine Begrenzung, max. 650 GWh, kein Biogas)
- Biogaspreis (Annahmen aus AP2, um 40% höhere Preise als in AP2)
- Netzentgelte und Stromsteuer (Annahmen aus AP2, reduzierte Abgaben)

Die acht Szenarien sind in folgender Matrix definiert.

Modelljahr 2030

Benennung	Energiamarktmodell	GT Leistung [MW]	Biogas Menge	Biogas Preis	Strom Preis	Speichertechnologie	
						Salz	Luft
HPFC_2030_GT10	HPFC	GT10	Biogas Begrenzung: ohne			x	x
HPFC_2030_GT20	"	GT20	Biogas Begrenzung: ohne			x	x
PAP_S_2030_GT10	Pay As Produced Solar	GT10	Biogas Begrenzung: ohne			x	x
PAP_S_2030_GT20	"	GT20	Biogas Begrenzung: ohne			x	x
PAP_S_2030_GT10_Biogas650	"	GT10	Biogas Begrenzung: 650 GWh			x	x
PAP_S_2030_GT10_Biogas000	"	GT10	Biogas Begrenzung: 0 GWh			x	x
PAP_S_2030_GT10_redNEG	"	GT10	Biogas Begrenzung: ohne		reduzierte Steuer + Netzentgelte	x	x
PAP_S_2030_GT10_redNEG_hoheBK	"	GT10	Biogas Begrenzung: ohne	Biogas Preis +40%	reduzierte Steuer + Netzentgelte	x	x

Abbildung 42: Szenarien-Matrix der techno-ökonomischen Analyse der Pilotanlage.

In der Nachfolgenden Abbildung sind die Energiegestehungskosten der Pilotanlagen-Konzepte im Vergleich zu den Energiegestehungskosten der drei am höchsten bewerteten Konzepte aus AP3 gezeigt. Allerdings wurde die Randbedingung der hundertprozentigen Redundanz bei der

Auslegung des Pilotanlagen-Konzepts nicht beachtet. Folgende Punkte werden durch die Abbildung gezeigt:

- Die Konzepte mit den Feststoff- und Salzspeichern haben ähnliche LCOE.
- Wenn die Biogasmenge begrenzt wird und der Anteil der Elektrifizierung erhöht wird, steigen die Gesteungskosten stark an (von ~80 €/MWh bis 140 €/MWh)
- Günstige Brennstoffe werden für geringe Gesteungskosten benötigt. Brennstoffe sollten möglichst lang benutzt werden.
- Reduktion der Steuern und Netzentgelte für Strom senken die Gesteungskosten um ca. 15 %.
- Bei steigenden Biogaspreisen können die Gesteungskosten durch stärkere Elektrifizierung stabilisiert werden.
- Der Vergleich zwischen 2030 und 2045 zeigt, dass die LCOE 2045 etwas höher werden. Der Brennstoffpreis ist 2045 höher und somit wird mehr Strom als Energieträger verwendet.

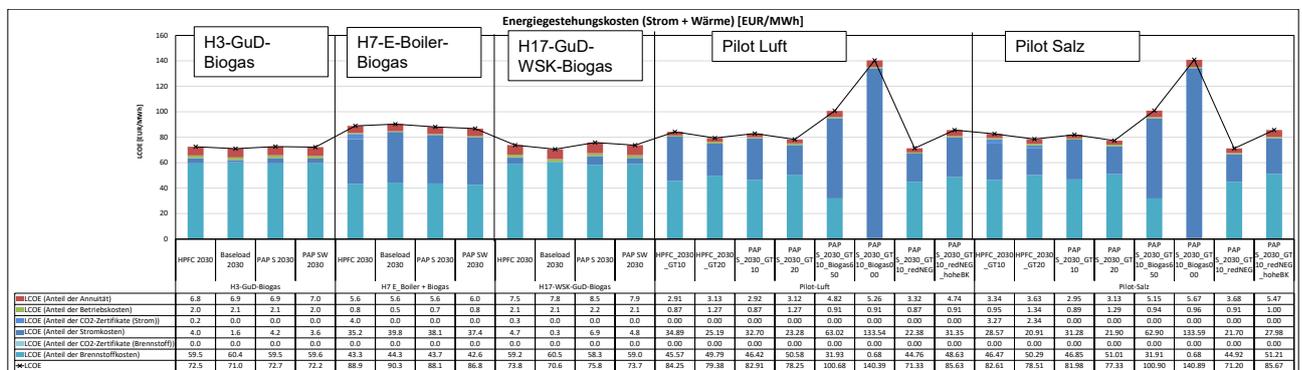


Abbildung 43: Energiegestehungskosten 2030 der Pilotanlagenkonzepte im Vergleich zu den drei Konzepten aus AP3.

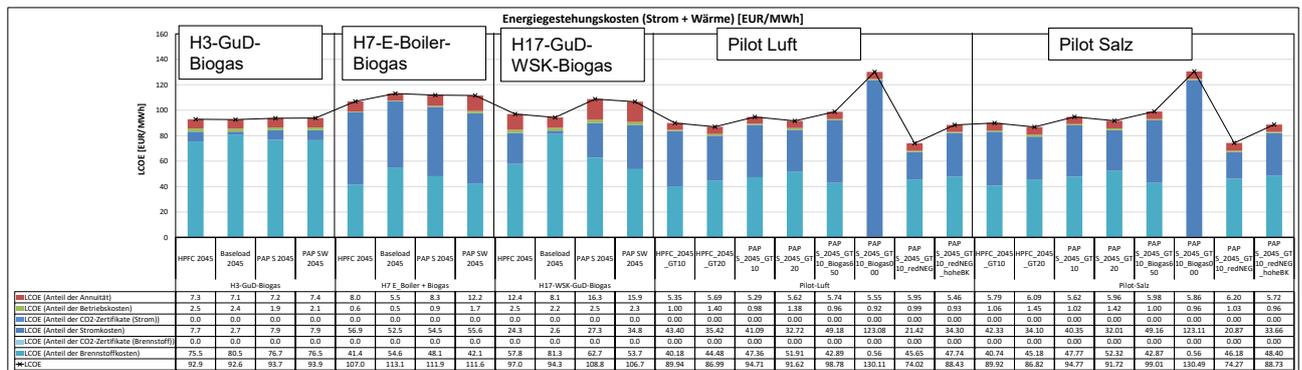
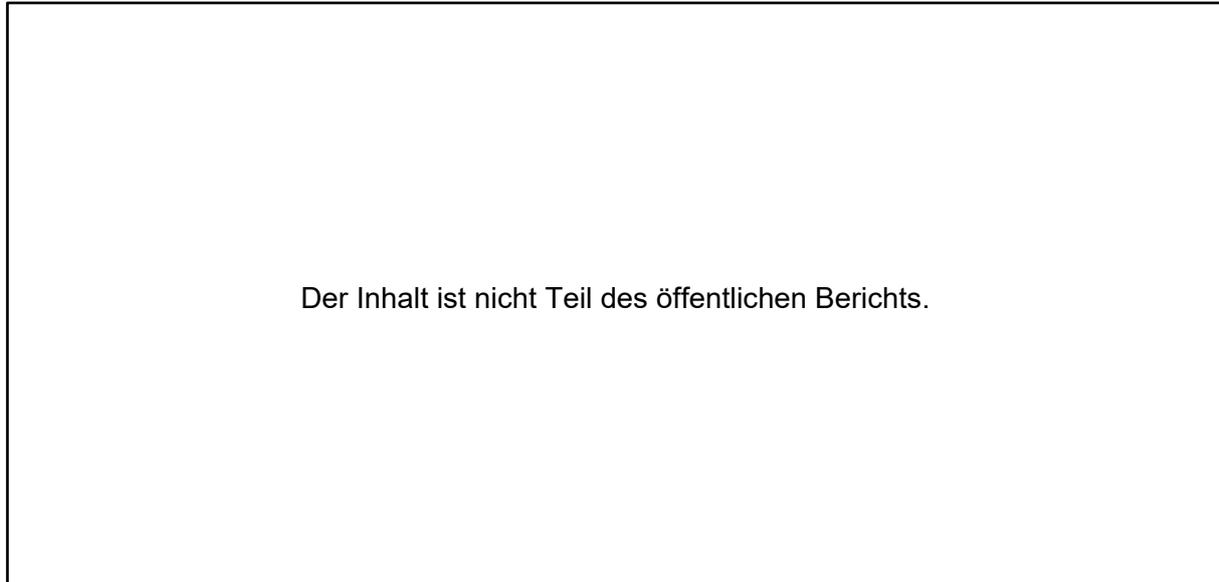


Abbildung 44: Energiegestehungskosten 2045 der Pilotanlagenkonzepte im Vergleich zu den drei Konzepten aus AP3.

In Abbildung 45 sind die Investitionskosten der Pilotanlagen-Konzepte im Vergleich zu den am höchsten bewerteten Konzepten aus AP3 gezeigt. Auch hier ist die hundertprozentige Redundanz in den Pilotanlagen-Konzepten nicht gegeben. Folgende Punkte können festgestellt werden:

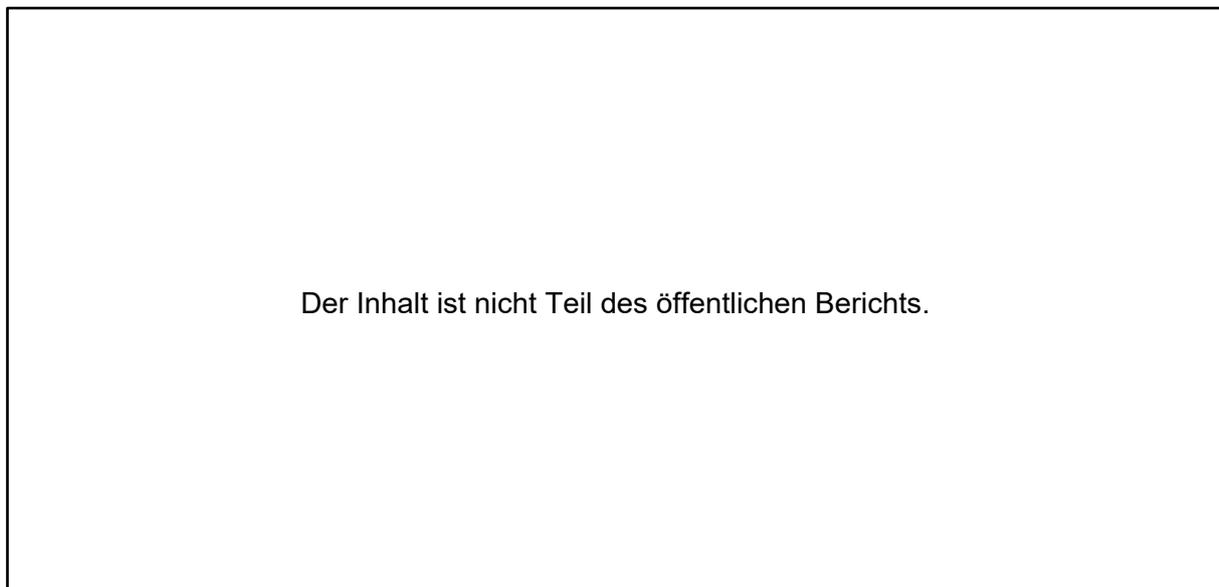
- Die Investitionskosten der Pilotanlage liegen bei etwa *nicht Teil des öffentlichen Berichts*
- Die Variante mit Salzspeicher weist aufgrund des zusätzlichen Dampferzeugers leicht höhere Investitionskosten auf
- Bei Begrenzung der Biogasmenge steigen aufgrund der stärkeren Elektrifizierung die Investitionskosten unter anderem auf Grund der höheren Kosten für den Netzanschluss.

- Der Vergleich zwischen 2030 und 2045 zeigt, dass die Investitionskosten 2045 etwas höher werden. Das Ergebnis der Strukturoptimierung ergibt für 2045 größere Wärmespeicher, da der Brennstoffpreis 2045 höher ist und somit mehr Strom als Energieträger verwendet. Dieser Strom ist volatil und somit lohnt sich die Investition in einen Wärmespeicher mehr.



Der Inhalt ist nicht Teil des öffentlichen Berichts.

Abbildung 45: Investitionskosten 2030 der Pilotanlagenkonzepte im Vergleich zu den drei Konzepten aus AP3.



Der Inhalt ist nicht Teil des öffentlichen Berichts.

Abbildung 46: Investitionskosten 2045 der Pilotanlagenkonzepte im Vergleich zu den drei Konzepten aus AP3.

Beim Vergleich der Nennleistungen und Speicherkapazitäten der Pilotanlage mit denen der drei Varianten aus AP3 werden folgende Punkte deutlich:

- Bei der Begrenzung der Biogasmenge und der dadurch erhöhten Elektrifizierung werden Netzanschlüsse mit einer Leistung von über 200 MW<sub>el</sub> erforderlich.
- Die Nennleistung des E-Boilers ist mit 92 MW<sub>th</sub> vorgegeben.

- Die Nennleistung des E-Heizers wird zwischen 10 und 92 MW<sub>th</sub> der Elektrifizierung variiert.
- Die Speicherkapazität der Wärmespeicher wird zwischen 50 und 450 MWh<sub>th</sub> in Abhängigkeit zur Elektrifizierung optimiert.
- Dampfturbinen werden bis zu einer Nennleistung von 10 MW<sub>el</sub> optimiert. Allerdings nur, wenn ausreichend günstiger Brennstoff zur Stromerzeugung zur Verfügung steht. Wenn man 100% elektrifiziert, dann ist im Optimum die DT sehr klein bzw. nicht notwendig.
- Der Vergleich zwischen 2030 und 2045 zeigt ähnliche Zusammenhänge wie bei den Investitionskosten: der Wärmespeicher wird 2045 größer in der Optimierung, da dies wirtschaftlicher ist.

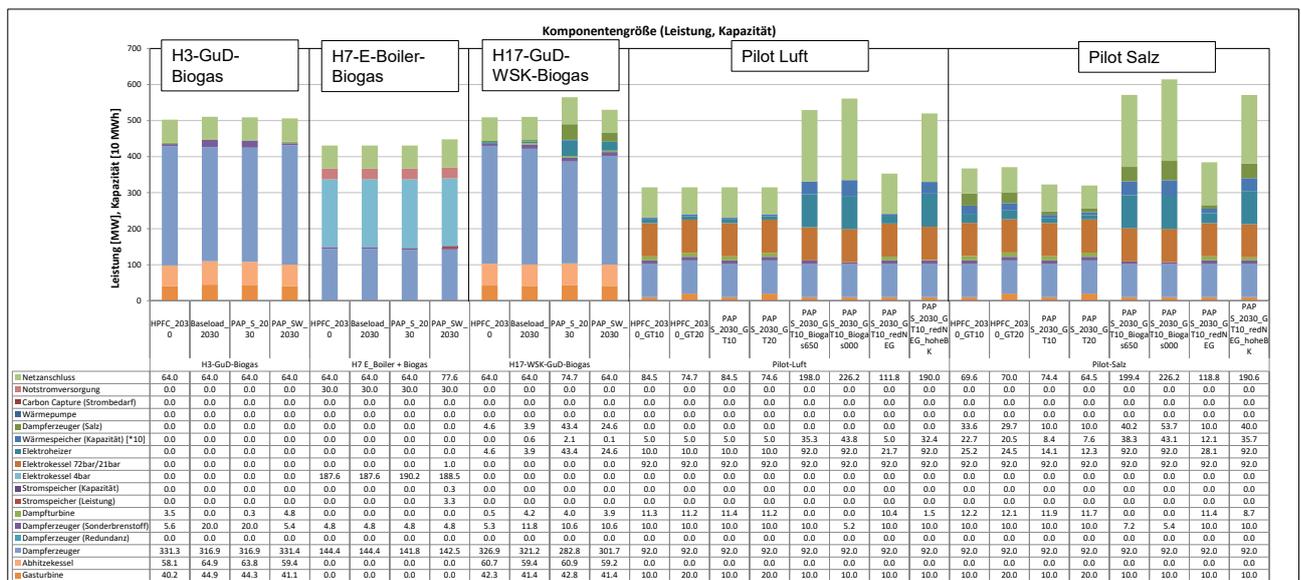


Abbildung 47: Nennleistungen und Speicherkapazitäten der Komponenten des Pilotanlagenkonzepte im Vergleich zu den Komponenten drei Konzepte aus AP3.

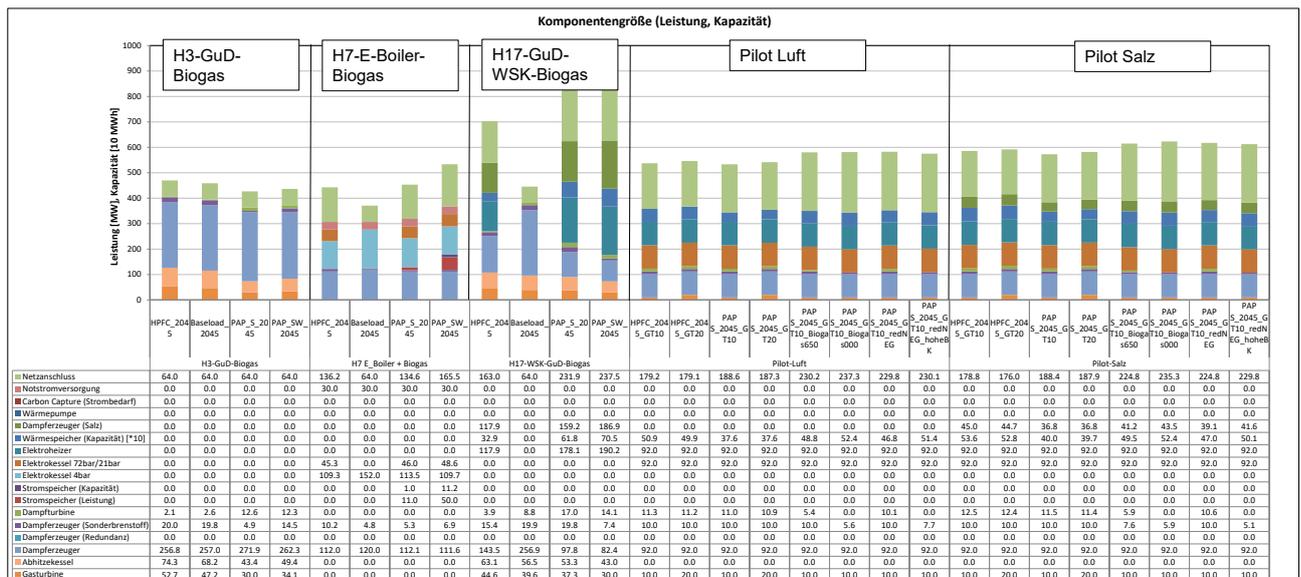


Abbildung 48: Nennleistungen und Speicherkapazitäten der Komponenten des Pilotanlagenkonzepte im Vergleich zu den Komponenten drei Konzepte aus AP3.

### 2.4.3. AP 4.3 Implementierbarkeit und Wirtschaftlichkeit der Pilotanlage

Auf Basis der Ergebnisse aus AP4.1 und AP4.2 wurden zwei Pilotanlagen definiert, die sich in der Größe der Wärmespeicheranlage unterscheiden.

Ausgangspunkt der Überlegungen ist, dass wie in AP4.2 dargestellt, die auf Biogas basierende Variante zwar wirtschaftlich attraktiv erscheint, dass jedoch dieses Szenario sehr kritisch hinterfragt werden muss. Zum einen ist davon auszugehen, dass die Beschaffung der erforderlichen Biogasmengen in Zukunft fraglich ist und dass damit einhergehen wird, dass der Biogaspreis deutlich steigen muss. Diese Zusammenhänge sind in AP4.2 mit den Szenarien analysiert worden. Für eine Biogasbegrenzung auf die Hälfte des erforderlichen Gesamtbedarfs (Biogas Begrenzung: 650 GWh, PAP S\_2030\_GT10\_Biogas650) als auch bei der Erhöhung des Biogas-Preises (Biogas Preis +40%, PAP S\_2030\_GT10\_redNEG\_hoheBK) ergibt sich eine Verschiebung des Energieträgers Richtung stärkere Elektrifizierung. Damit man von besonders günstigen Stromtarifen profitieren kann, erhöht sich hierdurch neben der Leistung des Elektroheizers auch die Größe des Wärmespeichers. Damit wurden folgende Werte festgelegt: 92 MW<sub>el</sub> Elektroheizer mit 350 MWh<sub>th</sub> Wärmespeicher.

Davon abgeleitet wurde eine kleinere Wärmespeicheranlage, die weniger Investitionen erfordert. Mit dieser Anlage kann man zunächst die Technologie demonstrieren und nach erfolgreichen Tests kurzfristig die weitere Erweiterung vornehmen, da die Technologie sehr modular ist.

Im Folgenden sind die 2 Anlagenkonzepte gegenübergestellt.

#### **Pilotanlage „Klein“:**

- 10 MW<sub>el</sub> GT, 5 MW<sub>el</sub> DT, 10 MW<sub>el</sub> Elektroheizer mit 50 MWh<sub>th</sub> Wärmespeicher, Netzausbau bis 100 MW<sub>el</sub>.

#### **Pilotanlage „Basis“:**

- 10 MW<sub>el</sub> GT, 5 MW<sub>el</sub> DT, 92 MW<sub>el</sub> Elektroheizer mit 350 MWh<sub>th</sub> Wärmespeicher, Netzausbau bis 200 MW<sub>el</sub>

Zudem sollte in Erwägung gezogen werden, dass die bestehenden Anlagen noch für eine gewissen Zeit ggfs. durch Retrofitmaßnahmen weiter betrieben werden können. Daraus lassen sich 2 Untervarianten ableiten

#### **Pilotanlage „Refurb Klein“:**

- wie „Klein“, GT, DT, Kessel wird beibehalten, um Invest zu verringern

#### **Pilotanlage „Refurb Basis“:**

- wie „Basis“, GT, DT, Kessel wird beibehalten, um Invest zu verringern

Im Folgenden werden die Ergebnisse der technoökonomischen Analyse für die Pilotanlage „Klein“ und „Basis“ gezeigt. Hierzu wurden folgende Szenarien-Matrix untersucht.



Die folgende Abbildung zeigt die Investitionskosten (CAPEX) für die Pilotanlagen. Da die „Kleine“ Anlage recht klein ist und im Rahmen der Studie mit festen spezifischen Kosten gerechnet wurde, sollte im Rahmen einer weiteren Studie überprüft werden, inwieweit die „Kostenfunktion“ für die kleinen Anlagen gültig sind.

Im Ergebnis zeigt sich:

- Pilot „Klein: *Nicht Teil des öffentlichen Berichts.*
- Pilot „Basis“: *Nicht Teil des öffentlichen Berichts.*

Berücksichtigt man, dass die bestehende Gasturbine, Dampfturbine und Kesselanlage für eine gewisse Zeit ggfs. durch Retrofitmaßnahmen weiter betrieben werden können, so lassen sich die Investitionskosten folgendermaßen reduzieren:

- Pilot „Refurb Klein“: *Nicht Teil des öffentlichen Berichts.*
- Pilot „Refurb Basis“: *Nicht Teil des öffentlichen Berichts.*



Abbildung 52: Investitionskosten 2030 der Pilotanlagenkonzepte „Klein“ und „Basis“ auf Basis Feststoff-Luft-Speicher-Technologie und Salzspeicher-Technologie.

## 2.5. AP 5 Zusammenfassung und Roadmap (BASF, Henkel, DLR)

In AP5 sind die vorangegangenen Arbeiten während der Projektlaufzeit in den AP2-4 zusammengestellt worden und eine bewertende Darstellung der Projektergebnisse sowie eine Roadmap für die schrittweise Transformation der Energieversorgung des Industrieparks erarbeitet worden.

### 2.5.1. Zusammenfassung

In Arbeitspaket 2 sind zunächst die Projektrahmenbedingungen definiert und eine Bedarfsanalyse für den Standort für das Basisjahr 2018 und die Modelljahre 2030 und 2045 durchgeführt worden. Des Weiteren wurde eine umfangreiche Marktrecherche zur Prognose der Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Preise für alle in Frage kommenden Energieträger durchgeführt. Im Kontext der Transformation des Energiemarkts mit einem intensiven Ausbau der erneuerbaren Energien und der sich daraus ergebenden sich immer stärker ausprägenden Residuallasten und Lastschwankungen steht dabei die Entwicklung des Strompreises und dessen saisonale und kurzfristige Variabilität im Fokus. Aus diesem Grund wurden von einem externen Anbieter Preisprognosen in Form von stündlichen (Börsen-)Strompreiskurven der prognostizierten Börsenpreise bis zum Jahr 2045 für das Projekt modelliert und beschafft. Zudem wurden Preisprognosen für verschiedene Formen von PPA-Verträgen (Power Purchase Agreement) basierend auf den Modellannahmen durch den externen Anbieter erstellt.

Auf Basis der zuvor definierten Rahmenbedingungen wurden verschiedene technische Anlagenkonzepte für die Dekarbonisierung der Energieversorgung des Standortes erarbeitet. Für die Analyse der verschiedenen Konzepte wurde eine zweistufige Vorgehensweise angewendet. Zunächst wurden sogenannte monoenergetische Konzepte definiert, diese zeichnen sich durch den Einsatz von lediglich einem Energieträger und der Verwendung von einem Technologiepfad aus – damit stellen die monoenergetischen Konzepte eine Art der Grenzfall-Betrachtung dar. Im zweiten Schritt wurden anschließend aus den Ergebnissen der Analyse der monoenergetischen Konzepte sogenannte hybride Konzepte erstellt, die sich aus mehreren Energieträgern und der Kombination verschiedener Technologieträger zu einer optimierten Gesamtanlage zusammensetzen. Für alle Anlagenkomponenten, die in den verschiedenen technischen Konzepten definiert worden sind, wurden die technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen definiert und in einem Databook zusammengefasst (*nicht Teil des öffentlichen Berichts*).

In Arbeitspaket 3 wurde eine techno-ökonomische Analyse der ausgearbeiteten technischen Konzepte durchgeführt. Ziel der Analyse ist die wirtschaftliche Optimierung des Gesamtsystems unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen, technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen. Zu diesem Zweck müssen die technischen Konzepte und sämtliche Einflussfaktoren und Randbedingungen in Form von mathematischen Modellen abgebildet werden. In StoREN wurden diese Modelle in der Simulationssoftware Epsilon Professional zur Modellierung verschiedener Betriebszustände und in Top-Energy zur Optimierung des Gesamtsystems implementiert.

In Top-Energy wurde eine Bedarfs- und Strukturoptimierung der technischen Konzepte durchgeführt, um eine kostenoptimierte Abdeckung des Energiebedarfs des Industriestandorts der Modelljahre 2030 und 2045 über einen Betriebszeitraum von 20 Jahren zu ermitteln. Die Bewertung der Optimierungsergebnisse wurde anhand der ermittelten LCOE (Levelized Cost of Energy) durchgeführt. Zur Gesamtbeurteilung der technischen Konzepte wurden die hybriden Varianten mit Hilfe einer Bewertungsmatrix anhand sieben unterschiedlich gewichteter Kriterien verglichen und bewertet.

Als Ergebnis der techno-ökonomischen Analyse und anschließenden Bewertung resultierte die Konzeptvariante eines biogas-gefeuerten GuD-Kraftwerks in Kombination mit einem Wärmespeicherkraftwerk als technisches Konzept mit dem höchsten Erfüllungsgrad der zuvor definierten Kriterien.

## 2.5.2. Roadmap für schrittweise Transformation der Energieversorgung

In Arbeitspaket 4 ist auf Basis der Ergebnisse von Arbeitspaket 3 ein Umsetzungskonzept für die Transformation der Energieversorgung des Industriestandorts entwickelt worden. Das hybride Konzept einer biogas-gefeuerten GuD-Anlage in Kombination mit einem Wärmespeicherkraftwerk wurde als Grundlage für die entworfene Pilotanlage verwendet. Das Konzept der Pilotanlage sieht einen schrittweisen, innovativen Ausbau des Energiesystem vor. Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Optionen der Pilotanlage wurde wiederum eine techno-ökonomische Analyse durchgeführt. In insgesamt acht verschiedenen Szenarien wurde die Sensitivität der Pilotanlage hinsichtlich verschiedener Strompreismodelle, Änderungen des Biogaspreises, Begrenzung der verfügbaren Biogasmenge, Änderungen der Rahmenbedingungen für Netzentgelte und Stromsteuer sowie bei unterschiedlichen Größen der Gasturbine untersucht.

Als Ergebnis wurden aus der techno-ökonomischen Analyse zwei Optionen für das Konzept der Pilotanlage identifiziert:

### **Pilotanlage „Klein“:**

- 10 MW<sub>el</sub> GT, 5 MW<sub>el</sub> DT, 10 MW<sub>el</sub> Elektroheizer mit 50 MWh<sub>th</sub> Wärmespeicher, Netzausbau bis 100 MW<sub>el</sub>.

### **Pilotanlage „Basis“:**

- 10 MW<sub>el</sub> GT, 5 MW<sub>el</sub> DT, 92 MW<sub>el</sub> Elektroheizer mit 350 MWh<sub>th</sub> Wärmespeicher, Netzausbau bis 200 MW<sub>el</sub>

Für einen schrittweisen Umbau des Kraftwerkes am Standort Holthausen sollte in Erwägung gezogen werden, dass die bestehenden Anlagen noch für eine gewissen Zeit ggfs. durch Retrofitmaßnahmen weiter betrieben werden können. Daraus lassen sich 2 Untervarianten ableiten

### **Pilotanlage „Refurb Klein“:**

- wie „Klein“, GT, DT, Kessel wird beibehalten, um Invest zu verringern

### **Pilotanlage „Refurb Basis“:**

- wie „Basis“, GT, DT, Kessel wird beibehalten, um Invest zu verringern

Die Ergebnisse der Sensitivitätsstudie zeigt, dass die Energiegestehungskosten der Pilotanlage sich innerhalb einer Spanne von 74,5 €/MWh und 104,7 €/MWh befinden. Die Ergebnisse der Investitionskosten der verschiedenen Optionen stellen sich wie folgt dar:

- Pilot „Klein“: *Nicht Teil des öffentlichen Berichts.*
- Pilot „Basis“: *Nicht Teil des öffentlichen Berichts.*

Berücksichtigt man, dass die bestehende Gasturbine, Dampfturbine und Kesselanlage für eine gewisse Zeit ggfs. durch Retrofitmaßnahmen weiter betrieben werden können, so lassen sich die Investitionskosten folgendermaßen reduzieren, einer späteren weiteren Umrüstung auch dieser Komponenten steht nichts entgegen:

- Pilot „Refurb Klein“: *Nicht Teil des öffentlichen Berichts.*
- Pilot „Refurb Basis“: *Nicht Teil des öffentlichen Berichts.*

Im Ergebnis entsteht eine hochflexible Kraftwerksanlage, die mit “Erneuerbarem Strom” und “Erneuerbaren Brennstoffen aus zwei unabhängigen Energiequellen betrieben werden kann. Sie nutzt aufgrund der vorhandenen Speichertechnologie, die mit dem zu erwartenden Zubau an volatilen Erneuerbaren Stromerzeugung entstehenden Marktopportunitäten zeitweise sehr niedriger Strompreise bei voller Versorgungssicherheit und hohen Redundanzen im dekarbonisierten Energieversorgungssystem am Standort sehr gut aus.

Insbesondere im Hinblick auf die unsichere Preisentwicklung bei Primärenergieträgern, CO<sub>2</sub>-Preisen und Strompreisen bieten die genannten Ausbaustufen eine hohe Resilienz gegenüber diesen Veränderungen bei geringstmöglichen Versorgungskosten unter Einhaltung der geplanten CO<sub>2</sub> Einsparziele.

Die Investitionen können bedarfsgerecht unter Berücksichtigung der am Energiemarkt tatsächlich entstehenden Veränderungen schrittweise getätigt werden. Die Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse der Pilotanlage zeigen, dass sich die Integration eines innovativen Wärmespeichers bei steigenden Energiepreisen und einer Zunahme der Preisvolatilität des Strompreises wirtschaftlich rechnen kann. Da dieser Zustand voraussichtlich erst nach 2030 erreicht werden wird, sind für eine zeitnahe Umsetzung und Erprobung der Technologie in einem industriellen Umfeld weitere Fördermaßnahmen zur Deckung von Investitions- und Betriebskosten zu prüfen.

In einem nächsten Schritt (StoREN – Phase 2) sollte, basierend auf der hier vorliegenden Machbarkeitsuntersuchung, zunächst in einem weiteren Teilschritt die technische Konzeptplanung einschließlich einer detaillierten Bedarfsermittlung und Bestandsaufnahme erfolgen und die Voraussetzungen für eine Genehmigungsbeantragung gelegt werden. Basierend darauf ist eine Investitionskostenschätzung mit Anfrage der Hauptkomponenten durchzuführen. Die Betriebskosten sowie eine Ertragsprognose bilden die Grundlage für eine Investitionsentscheidung. Aufgrund der Neuartigkeit des Gesamtverfahrens sind in diesem Rahmen auch Möglichkeiten zur Förderung der Planung und Umsetzung der Maßnahme zu eruieren und ggf. auch zu beantragen.

In einem weiterführenden Schritt, gemeinsam mit dem externen Anbieter der Strompreisprognosen, konnten Wärmespeicherkraftwerke in die systemische Modellierung des Anbieters integriert werden. In der erneuten Modellierung der Strompreise mit schrittweisem Umbau der bestehenden Kraftwerke mit KWK bei Industrie, Stadtwerken und Großkraftwerksbetreibern in Deutschland zeigten sich positive Auswirkungen der Wärmespeicherkraftwerke im Gesamtenergiesystem, ähnlich wie in der Standortanalyse für Holthausen beobachtet:

- Vorteile der Wärmespeicherkraftwerke kommen besonders bei hohem EE-Ausbaustand zum Tragen
- leichte Reduzierung des Strompreisniveaus bei gleichbleibender Struktur ab 2040
- EE-Abregelung ab 2040 durch den Einsatz von Wärmespeicherkraftwerken deutlich reduziert
- Insbesondere vorteilhaft ist die direkte Kopplung von PV mit WSK
- Einsatz von WSK sinnvoll vor allen Dingen zur Flexibilisierung des Wärmebedarfs bei industrieller KWK
- Gleichzeitiger Erhalt der gesicherten Leistung zur Überwindung von Dunkelflauten
- Fuel Saver Effekt bei späterem Ausbau des H<sub>2</sub> Anteil in Großkraftwerken

Damit stellt das Projekt StoREN – Phase 2 einen wichtigen Meilenstein zur Technologiedemonstration für Wärmespeicherkraftwerke dar und fördert so die beschleunigte und sichere Umsetzung der Energiewende.

### **3. Nutzung und Verwertbarkeit – Fortschreibung des Verwertungsplans**

Der Inhalt ist nicht Teil des öffentlichen Berichts.

## **4. Erfolgte und geplante Veröffentlichungen**

Der Inhalt ist nicht Teil des öffentlichen Berichts.

## Quellenangaben

- (1) r2b energy consulting. Europäisches Elektrizitätsmarktmodell.  
[Strommarktmodell\\_r2b.pdf \(r2b-energy.com\)](#)
- (2) Dena (2022). Preisleitfaden Green PPA.  
[https://www.dena.de/fileadmin/marktoffensive-ee/Dokumente/Preisleitfaden22/Preisleitfaden\\_Green\\_PPA\\_.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/marktoffensive-ee/Dokumente/Preisleitfaden22/Preisleitfaden_Green_PPA_.pdf)
- (3) Netzgesellschaft Düsseldorf mbH. Preisblätter. <https://www.netz-duesseldorf.de/unsere-infrastruktur/strom/preisblaetter/>

## **5. Anhang**

### **5.1. Detailergebnisse aus AP3**

Der Inhalt ist nicht Teil des öffentlichen Berichts.

## **5.2. Strompreisprognose zur Bewertung eines Wärmespeicherkraftwerks (r2b energy consulting)**

Der Inhalt ist nicht Teil des öffentlichen Berichts.

### **5.3. Databook**

Der Inhalt ist nicht Teil des öffentlichen Berichts.