

Ökonomische und Ökologische Betrachtung eines mit einem Steinkohlekraftwerk gekoppelten Flüssigluftenergiespeichers

Julian Röder¹, Marc Fiebrandt¹, Nico Redemann*, Hermann-Josef Wagner¹

¹Ruhr-Universität Bochum, Lehrstuhl Energiesysteme und Energiewirtschaft, Universitätsstraße 150, 44801 Bochum, Tel.: +49 (0)234/32-25984, roeder@ee.rub.de, www.ee.rub.de

Kurzfassung: Der Beitrag analysiert den kombinierten Betrieb von einem Steinkohlekraftwerk und einem adiabaten Flüssigluftenergiespeicher. Befindet sich das Kraftwerk in Mindestlast wird ein Teil des erzeugten Stroms eingespeichert, wodurch Abfahrvorgänge und nicht rentable Stromveräußerungen vermindert werden. Bei Vollast des Kraftwerks wird Strom ausgespeichert und zusätzliche Leistung bereitgestellt. Somit wird der Leistungsbereich der konventionellen Erzeugungstechnologie durch die Integration der betrachteten Stromspeichertechnologie erweitert. Es werden für die stündlich aufgelöste Betriebssimulation der betrachteten Jahre 2016 bis 2018 realitätsnahe Betriebsbedingungen aufgestellt und eine ökonomische und ökologische Bewertung der Anlagenkombination vorgenommen. Die Ergebnisse der jährlichen Betriebssimulation zeigen, dass ein ökonomischer und ökologischer sinnvoller kombinierter Betrieb unter den betrachteten Einsatzbedingungen nicht realisierbar ist. Der Wirkungsgrad des Speichers, die hohen Investitionen, die geringe Anzahl an Nutzungsstunden bei dem gewählten realitätsnahen Kraftwerksbetrieb, der unzureichende Preisspread am Strommarkt und die vergleichsweise hohen CO₂-Emissionen aufgrund der Kombination mit einem Steinkohlekraftwerk werden als Hauptursache für die Bewertung der Ergebnisse identifiziert, die jedoch in Verbindung mit weiteren Anwendungsfällen verbessert werden können.

Keywords: Flüssigluftenergiespeicher, Energiespeicher, Steinkohlekraftwerk, Mindestlast, Leistungsbereich, CO₂-Emissionen, LCOE

1 Motivation

Der steigende Anteil erneuerbarer Energien führt zu einem erhöhten Bedarf an flexiblen und regelbaren Stromerzeugungstechnologien. Wetterabhängige Erzeugungstechnologien verursachen steilere und fluktuierende Residuallasten, sodass konventionell gefeuerte Kraftwerke an technischen und ökonomischen Grenzen operieren müssen, um die Stabilität des Energiesystems zu gewährleisten. Um den Leistungsbereich von konventionellen Erzeugungsanlagen zu erhöhen und die Einspeisung von erneuerbaren, fluktuierenden Erzeugungsanlagen zu verstetigen, können Energiespeicher in den Anlagenbetrieb integriert werden. Dabei stellt die Verwendung eines adiabaten Flüssigluftenergiespeichers (Adiabatic Liquid Air Energy Storage – A-LAES) eine großskalige Einsatzoption dar.

2 Fragestellung

Um eine erhöhte Integration an erneuerbaren Energien in das Stromsystem zu ermöglichen und gesicherte Leistung verfügbar zu halten, ist die Erweiterung des Leistungsbereichs von konventionellen Erzeugungstechnologien wie Steinkohlekraftwerken mittels eines kombinierten A-LAES zu untersuchen. Dabei kann das ursprüngliche Kraftwerksdesign erweitert und die Bandbreite des regelbaren Leistungsbereichs erhöht werden. Mittels einer jährlichen Betriebssimulation für die Jahre 2016 bis 2018 auf Basis realer Leistungsverläufe ausgewählter Steinkohlekraftwerke, wird die Fragestellung diskutiert, ob eine ökonomische und ökologische vorteilhafte Erweiterung des Leistungsbereichs von konventionellen Steinkohlekraftwerken mit der Kombination eines A-LAES realisierbar ist.

3 Methodik

Der kombinierte Betrieb von Steinkohlekraftwerk und A-LAES wird in einer jährlichen, stündlich aufgelösten Betriebssimulation dargestellt. Diesbezüglich wird ein am Lehrstuhl Energiesysteme und Energiewirtschaft der Ruhr-Universität Bochum entwickeltes Simulationstool verwendet, das eine iterative Berechnung der jährlichen Fahrweise und eine ökonomische und ökologische Bewertung der Anlagenkombination ermöglicht. Unter Berücksichtigung der Funktionsweise und der technischen Kennwerte des konzipierten A-LAES erfolgt in Abhängigkeit der realen Leistungsverläufe (Lastgang) eines deutschen Steinkohlekraftwerks (Westfalen Block E) [1], welche auf die Nennleistung des Referenzkraftwerks NRW [2] normiert sind, die Berechnung der Fahrweise des Speichers. Als ökonomische Datengrundlage sind die Investitionen des A-LAES, die Betriebs-, Steinkohle-, CO₂-Zertifikats- und Anfahrvorgangskosten des Steinkohlekraftwerks sowie die gehandelten Strompreise der EPEX Spot SE am Day-Ahead und Intraday Markt [3] [4] [5] implementiert. Die ökologische Datengrundlage bilden ökobilanzielle Bewertungen des Kraftwerkes und des Speichers [6], welche den gesamten Lebenszyklus, bestehend aus der Herstellungs-, Nutzungs- und Entsorgungsphase, unter Berücksichtigung der Vorketten umfassen. Dabei berechnet die Betriebssimulation innerhalb der Nutzungsphase des Kraftwerks die Verbrennung der Steinkohle sowie die Verwendung von Hilfsstoffen für jeden einzelnen stündlichen Betriebspunkt über den gesamten Leistungsbereich mit ein.

3.1 Technische Datengrundlage

3.1.1 Funktionsweise und Konfiguration des Adiabaten Flüssigluftegiespeichers

Der adiabate Flüssigluftegiespeicher ermöglicht die Speicherung von Energie in Form von verflüssigter Luft und basiert auf den im Verbundvorhaben Kryolens [6] ermittelten Arbeiten nach [7] und [8]. Dieser kann technisch in die Prozessschritte Einspeicherung, Speicherung sowie Ausspeicherung unterteilt werden (vgl. Abbildung 3-1). Der Einspeicherprozess gliedert sich wiederum in die zwischengekühlte Verdichtung und die Luftverflüssigung. Bei der zwischengekühlten Verdichtung wird elektrische Energie bezogen, um Umgebungsluft in einem mehrstufigen Prozess von Umgebungsdruck auf einen überkritischen Druck von 10,12 MPa zu verdichten. Einem adiabaten Ansatz folgend wird die in die Luft eingebrachte Kompressionswärme mehrstufig über Wärmeübertrager an die Wärmeträgermedien Wasser und Therminol übertragen, um diese in thermischen Energiespeichern (Wärmespeicher) bei

bis zu 260 °C vorzuhalten. Die kryogene Wärmeabfuhr der Luft im Verflüssigungsprozess erfolgt bei Temperaturen zwischen 30 °C und -151 °C mittels einer Kombination aus Tieftemperaturwärmeübertrager (Cold Box) und Methan- sowie Propan-Flüssigkältespeichern (Kältespeicher). Über eine anschließende Entspannung auf 1,5 MPa und -160 °C kondensiert die Luft aus und wird dem Flüssiglufttank (Flüssigluftspeicher) zugeführt. Unter Vollast ist für die Einspeicherung eine elektrische Leistung von circa 99 MW erforderlich. Bei der Vorhaltung der flüssigen Luft wird ein durch Verdampfung hervorgerufener Massenverlust von 0,15 % pro Tag angenommen. Weiterhin ist bei der Auslegung der Speicherkapazität neben Anfahrverlusten und Stillstandszeiten auch ein Sicherheitsfaktor von 1,2 an zusätzlichem Volumen berücksichtigt. Im Ausspeicherprozess wird für die Rückverstromung die flüssige Luft zunächst mit einer Flüssigluftpumpe auf 8 MPa verdichtet. Über die Cold Box wird die Luft mittels Wärmezufuhr aus den Kältespeichern verdampft und auf eine Temperatur von 15 °C angehoben. Über die Wärmespeicher wird die Temperatur der Luft auf 243 °C erhöht und anschließend über eine mehrstufige Expansion entspannt. Mittels einem über den Expander angetriebenen Generator erfolgt die Umwandlung in elektrische Energie. Die Ausspeicherleistung (netto) beträgt dabei unter Volllast ca. 50 MW woraus ein Gesamtwirkungsgrad von ca. 50 % resultiert.

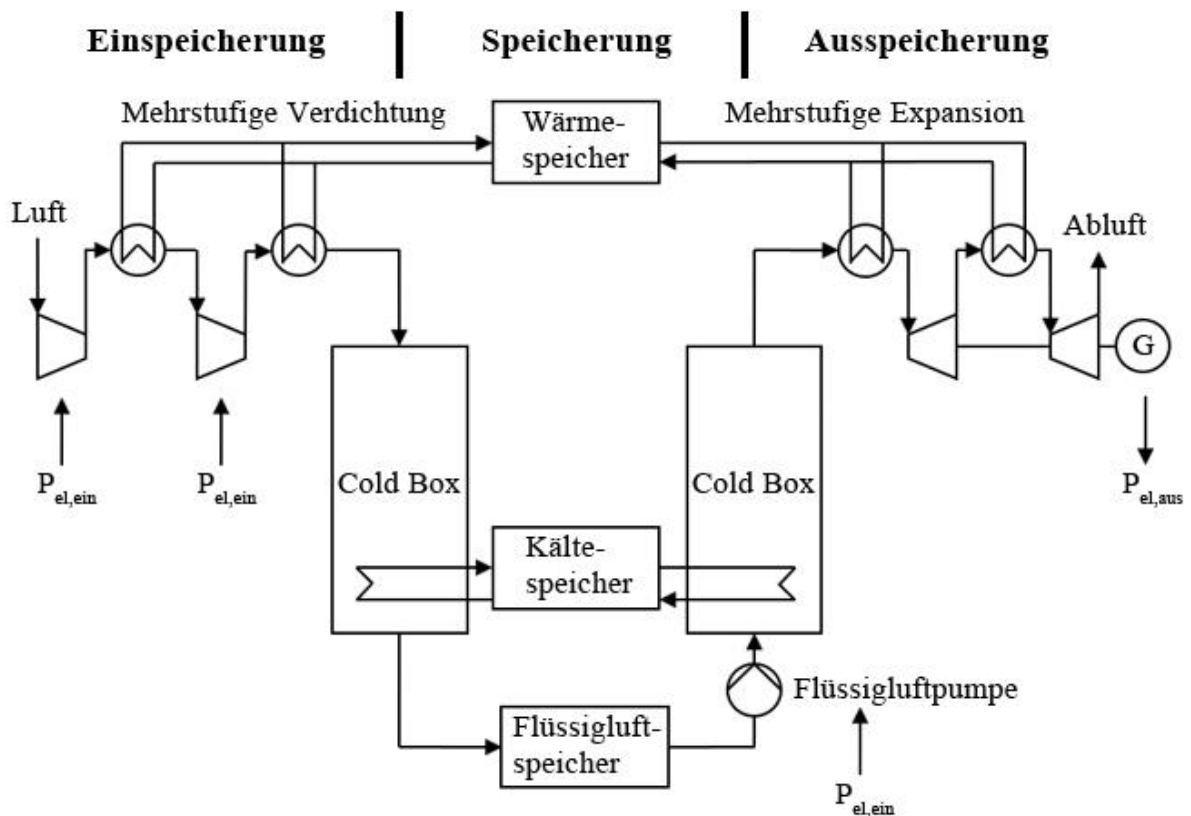


Abbildung 3-1: Schematischer Aufbau des adiabaten Flüssigluftenergiespeichers

Eine Übersicht über die in die jährliche Betriebssimulation einfließenden technischen Kennwerte des A-LAES bietet Tabelle 3-1. Um in der stündlich aufgelösten Simulation trotz einer Berücksichtigung von Anfahr- und Stillstandsverluste eine maximale Ausspeicherdauer von 7 Stunden gewährleisten zu können, wird die Einspeicherdauer rechnerisch um eine Stunde erhöht. Auch wenn sich hierdurch eine theoretisch gesteigerte maximale Speicherkapazität von 400 MWh ergibt, verwendet die Betriebssimulation weiterhin eine nutzbare Speicherkapazität von 350 MWh.

Tabelle 3-1: Kennwerte des A-LAES

Technische Parameter	Wert	Einheit
Einspeicherleistung	99,15	[MW]
Ausspeicherleistung (netto)	50,00	[MW]
Wirkungsgrad	50,43	[%]
Maximale Einspeicherdauer	8	[h]
Maximale Ausspeicherdauer	7	[h]
Maximale Speicherkapazität	400	[MWh]
Nutzbare Speicherkapazität	350	[MWh]
Technische Verluste	Wert	Einheit
Stillstandsverluste	0,15	[%/Tag]
Anfahrverluste Einspeicherung:		
„Warmstart“ (Stillstand < 24h)	8,21	[MWh]
„Kaltstart“ (Stillstand ≥ 24h)	16,43	[MWh]
Anfahrverluste Ausspeicherung	4,17	[MWh]

3.1.2 Kombiniert Betrieb von Steinkohlekraftwerk und A-LAES

Der kombinierte Betrieb eines konventionell gefeuerten Kraftwerks mit einem elektrisch gekoppelten A-LAES soll anhand der Leistungsgrenzen des Kraftwerks erfolgen. Während Mindestlastphasen des Kraftwerks wird ein Teil der erzeugten elektrischen Energie mit Hilfe des A-LAES zwischengespeichert und so die Netzeinspeisung des Kraftwerks weiter gesenkt. In Vollastphasen des Kraftwerks kann somit zusätzliche Leistung bereitgestellt und die ursprüngliche Nennleistung des Kraftwerks erhöht werden. Folglich dienen Mindestlastphasen des Kraftwerks als mögliche Einspeicherphasen und Vollastphasen des Kraftwerks als mögliche Ausspeicherphasen. Die zusätzliche Kombination mit dem A-LAES soll den nutzbaren Betriebsbereich durch indirekte Erweiterung der technischen Grenzen des Kraftwerks verbessern, wodurch Abfahrvorgänge und nicht rentable Stromveräußerungen zu niedrigen Marktpreisen vermindert werden. Somit ergibt sich durch die Vorhaltung von Energie eine zeitliche Verschiebung der Energiebereitstellung, wodurch konventionelle Kraftwerke gleichzeitig an Flexibilität in Bezug auf ihre Leistungsabgabe gewinnen und Kraftwerksbetreiber auf Schwankungen der Strompreise an den Märkten reagieren können.

Um die Einsatzweise des A-LAES im kombinierten Betrieb zu ermitteln, werden für ausgewählte Kohlekraftwerke die stündlich aufgelösten Leistungsverläufe der Jahre 2016, 2017 und 2018 herangezogen [1], wobei nachfolgend die Analysen auf Grundlage der Leistungsverläufe des Steinkohlekraftwerks Westfalen Block E (KW Westfalen) dargestellt sind. Zur Identifikation der Mindest- und Vollastphasen innerhalb des Leistungsverlaufs sind Leistungsbereiche definiert, die im Vergleich zur Nennleistung und zur Mindestlast nicht ausschließlich einen festen Betriebspunkt, sondern eine realitätsnahe Abbildung der Grenzleistungsbereiche des Kraftwerks liefern (vgl. Abbildung 3-2). Die Definition dieser Bereiche ist erforderlich, damit die kontinuierlich auftretenden minimalen Leistungsschwankungen um einen Betriebspunkt rechnerisch nicht zu einer Unterbrechung der Mindest- oder Vollast führen.

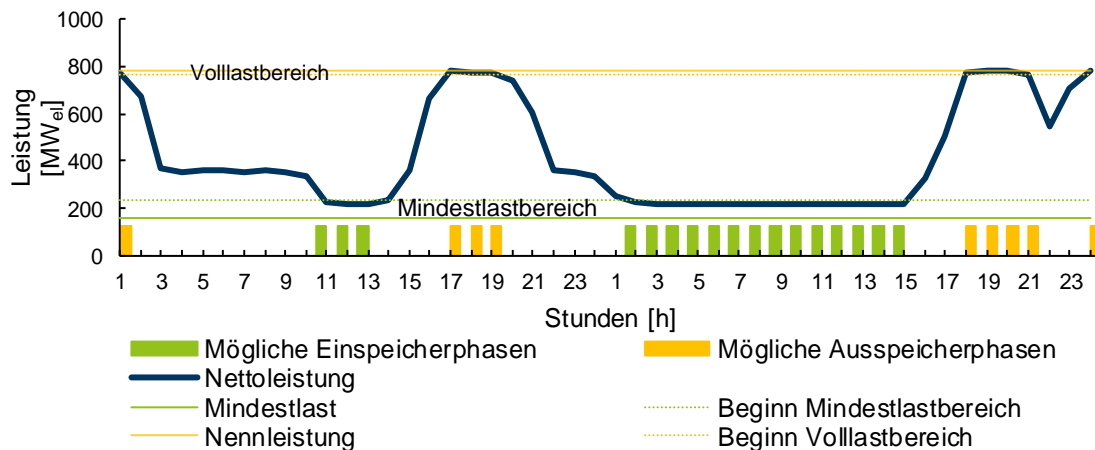


Abbildung 3-2: Kraftwerksleistung sowie mögliche Ein- und Ausspeicherphasen des A-LAES an einem beispielhaften 48-Stunden Verlauf

Da die realen Lastgänge zunächst aus dem alleinigen Kraftwerksbetrieb resultieren, wird zusätzlich ein Ideallastgang des Kraftwerks erstellt, der einen vermehrten Einsatz des A-LAES vorsieht. Der Ideallastgang operiert mit täglich sieben möglichen Ein- und 16 möglichen

Tabelle 3-2: Jährliche Betriebsstunden des realen Lastgangs und Ideallastgangs

Kennwert	KW Westfalen			Ideallastgang		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018
Mindestlaststunden [h]	349	446	698	2462	2455	2455
Volllaststunden [h]	4032	3289	3817	5632	5616	5616
Betriebsstunden zwischen Voll- und Mindestlast [h]	1532	1548	1453	352	351	351
Stillstandsstunden [h]	2871	3477	2792	338	338	338

Ausspeicherstunden in denen der A-LAES betrieben werden kann und stellt ein vergleichendes theoretisches Best-Case-Szenario für die Speicherintegration dar. Gegenüber dem

realen Lastgang weist das Kraftwerk im Ideallastgang eine deutlich höhere Anzahl von Mindest- und Volllaststunden auf (vgl. Tabelle 3-2).

Um eine umfassende ökonomische und ökologische Betrachtung des kombinierten Betriebs durchführen zu können, sind zunächst weitere technische Kennzahlen erforderlich, die jedoch für das KW Westfalen nicht verfügbar sind. Aus diesem Grund wird in einem zweiten Schritt, nach Festlegung der Mindest- und Volllastphasen des Kraftwerks, der gesamte reale Leistungsverlauf des KW Westfalen (Nennleistung 780 MW [1]) auf die Nennleistung des Referenzkraftwerks Nordrhein-Westfalen (RKW-NRW) [2] normiert und für die weiteren Berechnungen verwendet (Basis KW Westfalen). Die in Abbildung 3-2 dargestellten Mindest- und Volllastbereiche des KW Westfalen werden ebenfalls auf das RKW-NRW normiert, womit sich ein Volllastbereich von 555,5 MW bis 544,4 MW und ein Mindestlastbereich von 166,67 MW bis 111,1 MW ergibt.

Diese Normierung birgt den Vorteil, dass die Struktur der realen Leistungsverläufe erhalten bleibt, erforderliche Kennwerte wie z. B. der Wirkungsgrad oder der Steinkohleverbrauch in den Betriebspunkten der Voll- und Mindestlast jedoch

Tabelle 3-3: Kennwerte des RKW-NRW nach [2]

Kennwert	Volllast	Mindestlast
Leistung [MW]	555,5	111,10
Wirkungsgrad [%]	45,9	36,5
Steinkohleverbrauch [t/h]	174,28	43,57

über Informationen zum RKW-NRW abgeleitet werden können (vgl. Tabelle 3-3). Mit linearer

Interpolation zwischen diesen beiden Betriebspunkten sind weitere Kennwerte für den gesamten Leistungsbereich des RKW-NRW ermittelt, aus denen sich z. B. die damit verbundenen Steinkohlekosten und die direkten CO₂-Emissionen der Kohleverbrennung ergeben.

3.2 Ökonomische Datengrundlage

Die Investitionen für einen auf dem Kraftwerksgelände errichteten A-LAES werden nach Vorarbeiten im Verbundvorhaben Kryolens [6] mit 252,18 Mio. € angenommen, was bezogen auf die Ausspeicherleistung 5.044 Euro / kW bzw. auf die nutzbare Speicherkapazität 721 Euro / kWh entspricht.

Über die in Kapitel 3.1.2 erläuterte Normierung des Leistungsverlaufs auf das RKW-NRW (Basis KW Westfalen) werden neben den technischen Kennzahlen auch ökonomische Kennzahlen abgeleitet. Dazu zählen die jährlichen Steinkohlekosten, die über den Steinkohleverbrauch und einem berücksichtigten Preis von 41 €/t [9] berechnet werden sowie ein durchschnittlicher CO₂-Zertifikatspreis von 15 €/t. Zusätzlich sind die Kosten für Instandhaltung, Versicherung, Overhead, Personal sowie Hilfs- und Betriebsstoffe enthalten (Betriebskosten) [2]. Auch die Kosten für An- und Abfahrvorgänge des Steinkohlekraftwerkes in Abhängigkeit der Stillstandszeit wurden ermittelt. Für Anfahrvorgänge mit Stillstandszeiten die acht Stunden oder weniger betragen (Heißstart) werden 18.000 Euro, für 24 Stunden oder weniger (Warmstart) werden 43.000 Euro und für Zeiten größer als 24 Stunden (Kaltstart) werden 59.000 Euro berücksichtigt.

Als weitere ökonomische Grundlage für die A-LAES Betriebssimulation dienen die am Day-Ahead und Intraday Markt stündlich gehandelten Strompreise der EPEX Spot SE, der Jahre 2016, 2017 und 2018 [3] [4] [5]. Der A-LAES kann die Preisschwankungen am Strommarkt indirekt nutzen, indem dieser in Stunden mit niedrigen Strompreisen Energie des Kraftwerks einspeichert (das KW befindet sich im Mindestlastbereich) und zu Stunden mit hohen Preisen ausspeichert (das KW befindet sich im Volllastbereich). Aus der Differenz zwischen Tagesminimum und -maximum der Strompreise kann beispielsweise ein „Preisspread“ bestimmt werden, der ein ökonomisch nutzbares Potenzial für den Speicher darstellt. Eine erste Analyse der Strommarktpreise zeigt, dass der nutzbare Preisspread zwischen den Mittelwerten aller minimalen und maximalen Tagespreise eines Jahres für den Day-Ahead und Intraday Markt in allen Betrachtungsjahren deutlich über 100 % liegt (vgl. Tabelle 3-4). Innerhalb der Betriebssimulation ist für den gewählten A-LAES Anwendungsfall zu prüfen, ob der Preisspread zwischen den sich ergebenden möglichen Ein- und Ausspeicherphasen ebenfalls ein vergleichbar hohes ökonomisches Potenzial aufweist.

Tabelle 3-4: Ökonomische Kennwerte der betrachteten, stündlich aufgelösten Strommarktpreise nach [3] [4] [5]

Kennwert	Day-Ahead Markt			Intraday Markt		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018
Jahresdurchschnittspreis [€/MWh]	28,98	34,19	44,65	29,25	34,27	44,60
Mittelwert Tagesminimum [€/MWh]	18,13	19,39	29,14	17,13	18,63	27,53
Mittelwert Tagesmaximum [€/MWh]	41,63	49,90	61,13	43,00	51,04	62,82
Preisspread zwischen den Mittelwerten Tagesminimum und Tagesmaximum [%]	130	157	110	151	174	128

Um bei der ökonomischen Betrachtung exemplarisch eine zukünftige Steigerung der Strompreise abzubilden, sind neben den realen Preisen der Spotmärkte 2016 bis 2018 zusätzlich zwei Szenarien mit Preissteigerungen berücksichtigt. Diese Szenarien unterscheiden sich in einer generellen Erhöhung aller Stundenpreise zum Vergleichsjahr 2018 um 36,7 % (Baseload Eskalation), sowie einer alleinigen Erhöhung der Peakstunden von 9 bis 20 Uhr um 36,7 % (Peakload Eskalation). Die angenommene Steigerung der Strompreise geht auf eine Untersuchung der Agora Energiewende [10] zurück, in der die Preisentwicklung für verschiedene Kohleausstiegsszenarien untersucht sind. Der geplante Kohleausstieg der Bundesregierung [11] ist in weiterführenden Analysen mit einem Betrachtungszeitraum des Anlagenbetriebs von 20 Jahren berücksichtigt. Die Ergebnisdarstellung bezieht sich, aufgrund der Ermittlung von größtmöglichen Investitionen und Annuitäten, im Folgenden auf einen ebenfalls untersuchten erweiterten Betrachtungszeitraum von 30 Jahren. Für eine vom Betrachtungsjahr ausgehende konservative ökonomische Bewertung werden die in der Betriebssimulation berücksichtigten Strommarktpreise der Jahre 2016 bis 2018 sowie der Preissteigerungen innerhalb des Betrachtungszeitraums als konstant angenommen.

3.3 Ökologische Datengrundlage

Die Einspeicherung von Energie bei Mindestlast kann zur Vermeidung von Abfahr- und folglich energieintensiven Anfahrvorgängen des Kraftwerks beitragen und ökologische Vorteile aufweisen. Um die ökologischen Auswirkungen des kombinierten Betriebs mit gekoppeltem Speicher im Vergleich zum alleinigen Kraftwerksbetrieb bewerten zu können, werden die für den A-LAES und das RKW-NRW im Rahmen des Verbundvorhabens Kryolens [6] in Anlehnung an [12] und [13] durchgeführten ökobilanziellen Bewertungen herangezogen. In diesen Vorarbeiten sind verschiedene Wirkungskategorien zur Quantifizierung potentieller Umweltwirkungen berücksichtigt. Die Analysen des kombinierten Betriebs sind im Folgenden auf die ebenfalls ermittelten kumulierten CO₂-Emissionen fokussiert, da diese in der energiepolitischen Diskussion priorisiert betrachtet werden. Die CO₂-Emissionen sind dabei für den gesamten Lebenszyklus des Kraftwerkes und des Speichers, bestehend aus der Herstellungs-, Nutzungs- und Entsorgungsphase, bilanziert. Die ermittelten Informationen wie z. B. das Materialgerüst für die Herstellung der Anlagen sind mit Ökobilanzdaten aus ecoinvent 3.5 [14] verknüpft, um die indirekten CO₂-Emissionen der Vorketten zu berücksichtigen. Somit gehen ebenfalls Aufwendungen von vorgelagerten Prozessschritten, wie z. B. die der Material- und Energiebereitstellung mit ein. Die resultierenden Emissionen der ökobilanziellen Bewertung sind auf die funktionelle Einheit „eine kWh an das Stromnetz

Tabelle 3-5: Spezifische CO₂-Emissionen der Herstellungs- und Entsorgungsphase

Kennwert	RKW-NRW	A-LAES
Herstellungsphase [g _{CO2} /kWh]	2,78	30,83
Entsorgungsphase [g _{CO2} /kWh]	0,038	0,221

abgegebene elektrische Energie“ bezogen. Die für die Abbildung der Herstellungs- und Entsorgungsphase berücksichtigten spezifischen Emissionen zeigt Tabelle 3-5.

Innerhalb der Nutzungsphase des RKW-NRW erfolgt die Verbrennung der Steinkohle sowie die Verwendung von Hilfsstoffen unter anderem für die An- und Abfahrvorgänge des Kraftwerks. Über den Kohleverbrauch sind sowohl die direkten CO₂-Emissionen aus der Kohleverbrennung mit 2,36 t CO₂ pro t Steinkohle (berechnet mit 94,3 t CO₂ pro TJ [15] und 25 MJ pro kg [16]), als auch die indirekten CO₂-Emissionen bilanziert, die sich aus den Vorketten der Steinkohle und der Hilfsstoffe ergeben. Diese Werte sind analog zu Tabelle 3-3

für die Betriebspunkte der Mindest- und Volllast des RKW-NRW berechnet, sodass über Tabelle 3-6: Direkte und indirekte CO₂-Emissionen der Nutzungsphase des RKW-NRW lineare Interpolation der gesamte Leistungsbereich des Kraftwerks darstellbar ist (Tabelle 3-6).

CO ₂ -Emissionen in [g _{CO2} /kWh]	Volllast	Mindestlast
Direkte CO ₂ -Emissionen: Steinkohleverbrennung	740	925
Indirekte CO ₂ -Emissionen: Vorketten der Steinkohle	61,38	76,73
Indirekte CO ₂ -Emissionen: Vorketten der Hilfsstoffe	7,19	8,99

Innerhalb der Nutzungsphase des A-LAES fallen hingegen keine direkten CO₂-Emissionen an. Bei einer alleinigen Betrachtung des Speichers sind diesem jedoch die mit dem eingespeicherten Strom in Verbindung stehenden Emissionen zuzuschreiben. Weitere indirekte Emissionen durch Betriebs- und Wartungsaufwendungen wie z. B. Reparaturen, Ersatzteile oder Schmierstoffe sind vernachlässigt.

3.4 Aufbau und Randbedingungen der jährlichen Betriebssimulation

Die Grundlage der Betriebssimulation bildet zum einen die für den Betrieb des A-LAES zur Verfügung stehenden möglichen Ein- und Ausspeicherstunden eines Jahres, die sich nach Kapitel 3.1.2 aus den normierten Leistungsverläufen des Steinkohlekraftwerks (Basis KW Westfalen) und den Volllast- und Mindestlastbereichen ergeben. Darüber hinaus sind vor allem die innerhalb der möglichen Ein- und Ausspeicherstunden gehandelten Strompreise der Day-Ahead und Intraday Märkte relevant. In der Simulation erfolgt eine iterative Berechnung der Fahrweise des Speichers, die zu Beginn jedes Tages die Nutzung von Ein- und Ausspeicherstunden für den folgenden 48-Stunden Zeitraum festlegt. Hierbei wird der Simulation eine Voraussicht über die Kraftwerksleistung und Strommarktpreise der folgenden zwei Tagen gestattet, was analog zur Realität einer 48-stündigen Kraftwerkseinsatzplanung entspricht. Gemäß den Regularien der EPEX SPOT SE für die Day-Ahead Angebots-erstellung, dürfen sich die Angebote bei diesem Produkt lediglich auf den Folgetag beschränken, während Angebote auf dem Intraday Markt für die gesamten 48 Stunden unterbreitet werden können.

Der innerhalb der Simulation der Fahrweise des Speichers betrachtete 48-Stunden Zeitraum wird nach Ablauf der ersten 24 Stunden auf Tag 2 und Tag 3 verschoben (vgl. Abbildung 3-3). Bei der Angebotserstellung zu Beginn von Tag 2 überschneiden sich möglicherweise die Intraday Angebote des aktuellen Tages (Tag 2) mit den Day-Ahead Angeboten des aktuellen Tages (Tag 2) die bereits am vorherigen Tag 1 unterbreitet wurden. Da die Verschiebung von bereits unterbreiteten Day-Ahead Angeboten aufgrund einer realitätsnahen Abbildung des Stromhandels nicht möglich ist, ist es innerhalb der Planung der Speicherfahrweise nur zulässig, bereits geplante jedoch noch nicht abgegebene zukünftige Intraday Teilnahmen zugunsten von wirtschaftlich vorteilhafteren Day-Ahead Teilnahmen zu verschieben. Um sicherzustellen, dass die Fahrweise des Speichers und die damit verbundene Veräußerung von Strom stets den höchstmöglichen Erlös erzielt, sind innerhalb des A-LAES Tools die in Abbildung 3-4 dargestellten vier mögliche Erlösvarianten definiert. Ausgehend vom jeweiligen Tageshöchstpreis innerhalb der folgenden 48-Stunden sind Ausspeicherblöcke berechnet, die Stundenpreise an den Märkten vor und nach dem Höchstpreis gegenüberstellen und den Ausspeicherblock als Fahrweise wählen, der den höchsten Erlös generiert. Dabei wird eine ununterbrochene Ausspeicherung favorisiert und die Anzahl an Ausspeichervorgängen auf

maximal zwei pro Tag begrenzt, um zusätzliche Anfahrverluste und demnach entgangene Erlöse zu vermeiden. Diese Berechnung der Fahrweise wird für beide Märkte eingesetzt.

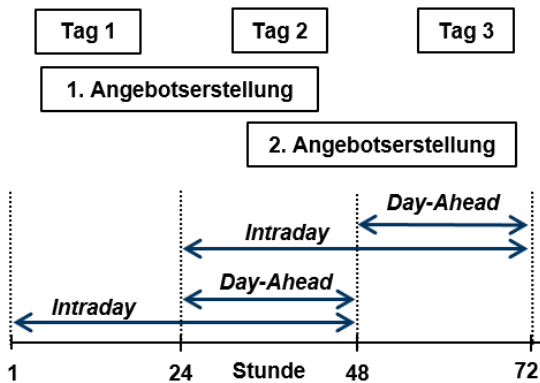


Abbildung 3-3: Iterative Berechnung der Fahrweise der A-LAES Anlage

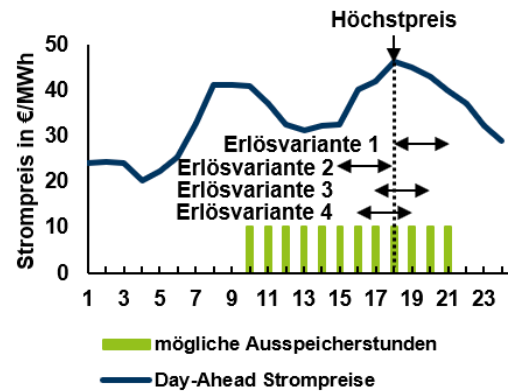


Abbildung 3-4: Berechnung der Erlösvarianten am Beispiel der Day-Ahead Strompreise

4 Ergebnisse

4.1 Ökonomische Ergebnisse

Die Ergebnisse der jährlichen Betriebssimulation des A-LAES für die Jahre 2016, 2017 und 2018 zeigen, dass für den Leistungsverlauf auf Basis des KW Westfalen ein signifikanter Unterschied zwischen den möglichen und genutzten Ein- und Ausspeicherstunden besteht (vgl. Abbildung 4-1). Das für den A-LAES untersuchte Best-Case Szenario des Ideallastgangs verfügt über eine deutlich höhere Anzahl möglicher und genutzter Einspeicherstunden sowie genutzter Ausspeicherstunden. Des Weiteren weist der Ideallastgang eine geringere Differenz zwischen möglichen und genutzten Einspeicherstunden auf.

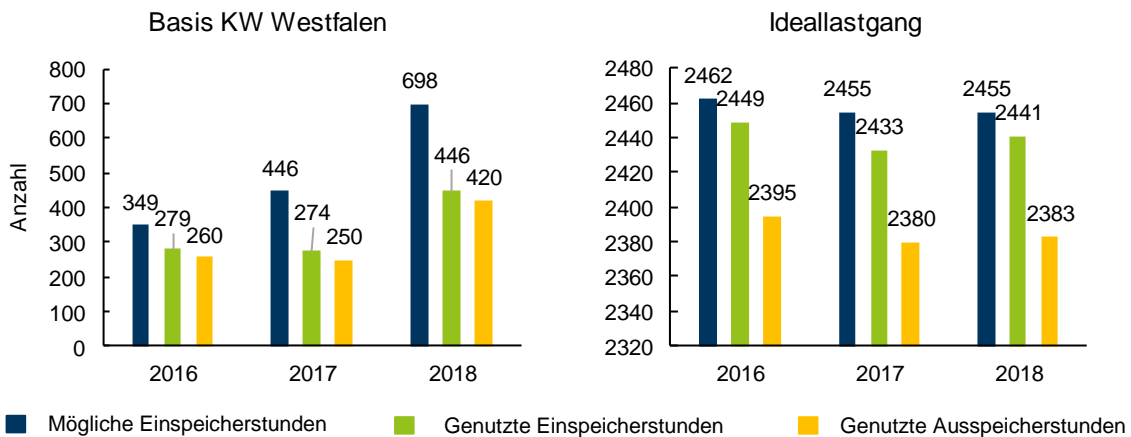


Abbildung 4-1: Jährliche Betriebsstunden des A-LAES in Abhängigkeit des betrachteten Leistungsverlaufs

Die simulierte Fahrweise und die angenommenen Investitionen des A-LAES ermöglicht es die Stromgestehungskosten (LCOE – Levelized Cost of Electricity) für den ausgespeicherten Strom zu berechnen. Hierbei sind zwei Szenarien berücksichtigt, die sich in der Annahme der Kosten für die eingespeicherte elektrische Energie unterscheiden. Kostenszenario A enthält

die Annahme, dass dem A-LAES keine Kosten für die in der Einspeicherphase vom Kraftwerk bezogene elektrische Energie angerechnet werden. Kostenszenario B hingegen geht von einer anteiligen Übernahme der Betriebs-, Steinkohle-, CO₂-Zertifikats- und Anfahrvorgangskosten (gesamte Betriebskosten) des Kraftwerks durch den A-LAES in Abhängigkeit der bezogenen elektrischen Energie aus. Die gesamten Betriebskosten des Kraftwerks belaufen sich für das Betrachtungsjahr 2018 auf 88,8 Mio. Euro pro Jahr (Basis KW Westfalen) bzw. 107,4 Mio. Euro pro Jahr (Ideallastgang). Durch die verschiedenen Kostenszenarien, Lastverläufe und variierten kalkulatorischen Zinssätze (p) ergibt sich eine große Bandbreite der LCOE des A-LAES. Dabei belaufen sich diese für die Betrachtung bezüglich Basis KW Westfalen auf 85,45 bis 159,75 ct/kWh infolge der geringen Nutzung des Speichers. Für den Ideallastgang ergeben sich LCOE von 15,06 bis 33,22 ct/kWh (vgl. Tabelle 4-1).

Tabelle 4-1: LCOE des A-LAES in Abhängigkeit des Zinssatzes und der Szenarien für das Betrachtungsjahr 2018

Kennwert	Basis KW Westfalen		Ideallastgang	
	Kostenszenario A	Kostenszenario B	Kostenszenario A	Kostenszenario B
LCOE (p = 2 %) [ct/kWh]	85,45	92,14	15,06	21,30
LCOE (p = 6 %) [ct/kWh]	116,71	123,40	20,57	26,81
LCOE (p = 10 %) [ct/kWh]	153,06	159,75	26,98	33,22

Die Verknüpfung der genutzten Ausspeicherstunden des A-LAES mit den zu diesen Stunden vorliegenden Strompreisen am Day-Ahead und Intraday Markt ermöglicht eine Aussage darüber, wie hoch die Strompreise innerhalb der genutzten Ausspeicherstunden an den Märkten im Jahresdurchschnitt sind. Die Berechnungsergebnisse in Tabelle 4-2 zeigen, dass für beide Lastgänge die durchschnittlichen Strompreise in den genutzten Ausspeicherstunden über dem Jahresdurchschnitt beider Märkte liegen (vgl. Tabelle 3-4). Zudem weisen die durchschnittlichen Strompreise während der Ausspeicherstunden einen Preisanstieg über die Betrachtungsjahre auf. Demnach nehmen die LCOE zwar bei der Betrachtung des Ideallastgangs stark ab (vgl. Tabelle 4-1), trotzdem liegen diese immer noch deutlich über den in den genutzten Ausspeicherstunden am Spotmarkt gehandelten durchschnittlichen Großhandelsstrompreisen von 36,3 Euro/MWh (3,6 ct/kWh) bis 64,7 Euro/MWh (6,5 ct/kWh) (vgl. Tabelle 4-2) bei denen eine Veräußerung des vorgehaltenen Stroms erfolgt.

Tabelle 4-2: Mittelwert der Strompreise der jährlich genutzten Ausspeicherstunden

Kennwert	Basis KW Westfalen			Ideallastgang		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018
Mittelwert Ausspeicherstunden Day-Ahead [€/MWh]	41,2	42,1	61,2	36,3	42,1	54,1
Mittelwert Ausspeicherstunden Intraday [€/MWh]	44,6	52,9	64,7	36,3	42,1	56,5

Aus der durch die Betriebssimulation erfolgte Kombination der stündlichen Preise an den Strommärkten und der genutzten Ausspeicherstunden des A-LAES ergeben sich die in Abbildung 4-2 dargestellten jährlich Erlöse des Speichers. Bei beiden untersuchten Leistungsverläufen erzielt der A-LAES die höchsten Erlöse im Betrachtungsjahr 2018. Dabei liegen die Erlöse bei Betrachtung des idealen Leistungsverlaufes mit 6,602 Mio. € deutlich über denen des Leistungsverlaufes auf Basis des KW Westfalen mit 1,335 Mio. €.

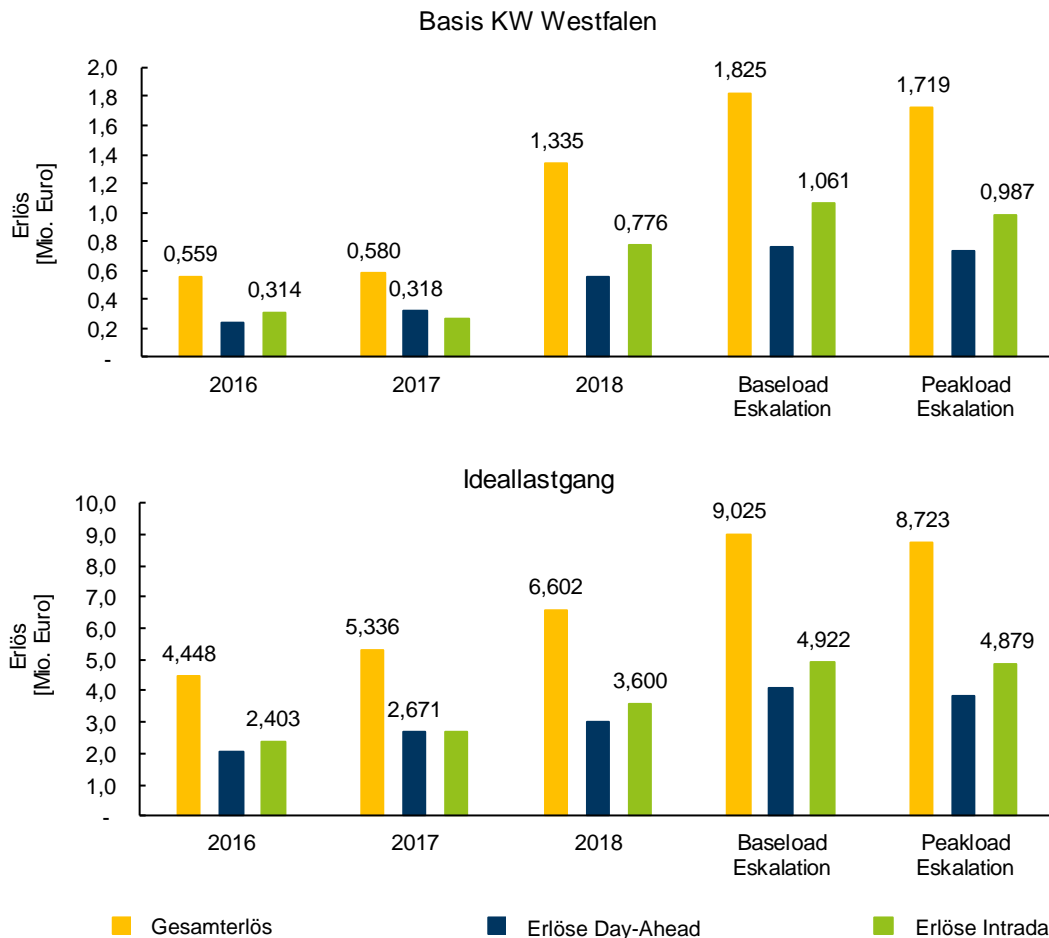


Abbildung 4-2: Erlöse des A-LAES aus der jährlichen Betriebssimulation und unter Berücksichtigung von Preissteigerungen an den Strommärkten bezogen auf das Jahr 2018

Die angenommenen Szenarien mit einer Steigerung der stündlichen Strompreise um 36,7 %, ausgehend von den Preisen aus dem Jahr 2018, führen zu erwartbaren Erhöhungen der erzielten Erlöse des A-LAES. Dabei führt die generelle Preissteigerung aller Stundenpreise (Baseload Eskalation) nur zu geringfügig höheren Erlösen als die alleinige Erhöhung der Strompreise in den Peakstunden von 9 bis 20 Uhr (Peakload Eskalation). Für die Baseload Eskalation weisen beide Lastgänge der Preissteigerung folgend eine Erhöhung der Erlöse von 36,7 % auf. Für die Peakload Eskalation ergeben sich Erlössteigerungen von 28,80 % (Basis KW Westfalen) bzw. 32,26 % (Ideallastgang).

Aus den berechneten Erlösen des A-LAES für das Jahr 2018 sind die in Abbildung 4-3 aufgeführten Annuitäten beider Lastverläufe abgeleitet. Diese bilden diejenigen Erlöse ab, die zusätzlich pro ausgespeicherter Kilowattstunde nötig wären, um den A-LAES in dem gewählten Kostenszenario (A oder B) über 30 Jahre zu amortisieren. Um eine Abschätzung der Ergebnisbandbreite zu ermöglichen, ist der kalkulatorische Zinssatz zwischen 2, 6 und 10 % variiert. Dabei wird die Steigerung der stündlichen Strompreise (Baseload Eskalation) ebenfalls betrachtet. Entsprechend ist es weder mit den Leistungsverläufen auf Basis KW Westfalen (-56,94 ct/kWh), noch mit dem Ideallastgang (-3,99 ct/kWh) bei gleichzeitiger Baseload Eskalation und einem niedrigen Zinssatz von 2 % möglich eine positive Annuität zu erreichen, obwohl der Strombezug für die Einspeicherung gemäß Szenario A kostenneutral erfolgt.

Aufgrund dieses negativen Ergebnisses sind in Abbildung 4-3 zusätzlich die Investitionen aufgezeigt, die in Abhängigkeit des gewählten Leistungsverlaufs, Kostenszenarios, Großhandelsstrompreisen und Zinssatz innerhalb von einer 30 jährigen Betriebszeit amortisiert werden könnten. Für Kostenszenario A sind entsprechend Investitionen von 11,50 Mio. Euro (Basis KW Westfalen, 10 % Zinssatz) bis 165,14 Mio. Euro (Ideallastgang mit Baseload Eskalation, 2 % Zinssatz) möglich. Für Kostenszenario B sinken diese infolge der anteilig berücksichtigten Betriebskosten des Kraftwerks deutlich, sodass nur unter der Annahme einer Preiserhöhung am Spotmarkt Investitionen von 3,61 Mio. Euro (Basis KW Westfalen mit Baseload Eskalation, 10 % Zinssatz) bis 29,00 Mio. Euro (Ideallastgang mit Baseload Eskalation, 2 % Zinssatz) realisierbar wären. Mit den historischen Spotmarktpreisen des Jahres 2018 ist eine Investition unter den zu erzielenden Erlösen für einen Zeitraum von 30 Jahren hingegen nicht möglich.

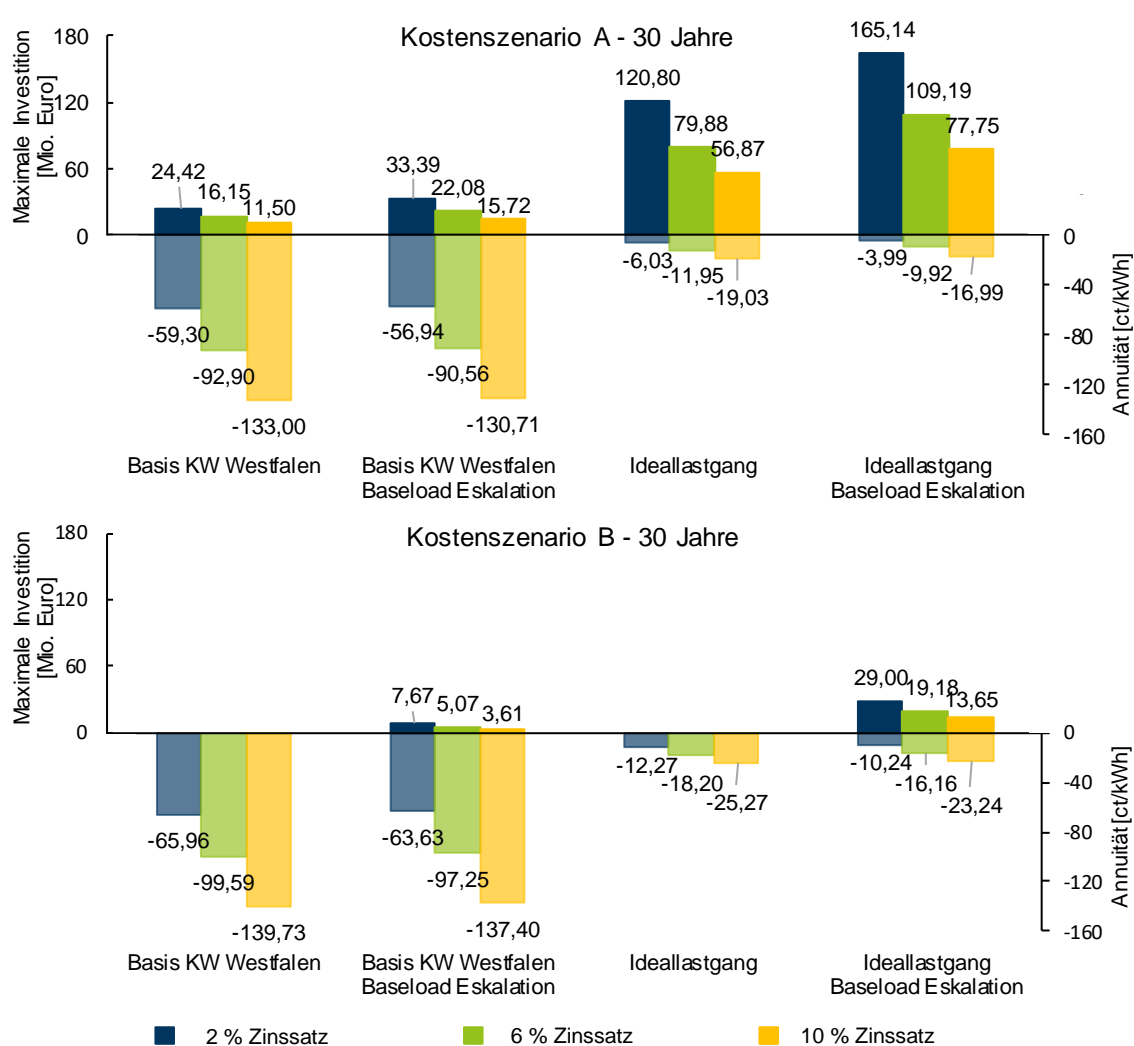


Abbildung 4-3: Berechnete Annuitäten des A-LAES (Sekundärachse) und mögliche amortisierte Investitionen (Primärachse)

Eine ökonomische Beurteilung des zusätzlichen Speicherbetriebs bietet abschließend der in Abbildung 4-4 für 2018 dargestellte Vergleich. Dabei sind die Erlöse des alleinigen Kraftwerksbetriebs den Erlösen des Kraftwerks bei Abzug des Strombezugs durch den A-LAES sowie den kombinierten Erlösen aus Kraftwerk und A-LAES gegenübergestellt.

Demnach bietet die zeitliche Verschiebung des erzeugten Stroms von den Mindestlast- in die Volllastzeiträume keinen ökonomischen Vorteil, da das Kraftwerk bei einem alleinigen Betrieb einen höheren Erlös erzielen kann als in Kombination mit dem A-LAES. Entsprechend ist es mit dem A-LAES nicht möglich unter den gewählten und gegebenen Rahmenbedingungen einen ökonomischen Mehrwert für das Kraftwerk zu erzielen, da infolge des geringen Wirkungsgrads die potenziellen Preisspreads am Spotmarkt den energetischen Verlust nicht kompensieren können und der konzipierte A-LAES daher für den betrachteten Anwendungsfall nicht geeignet ist.

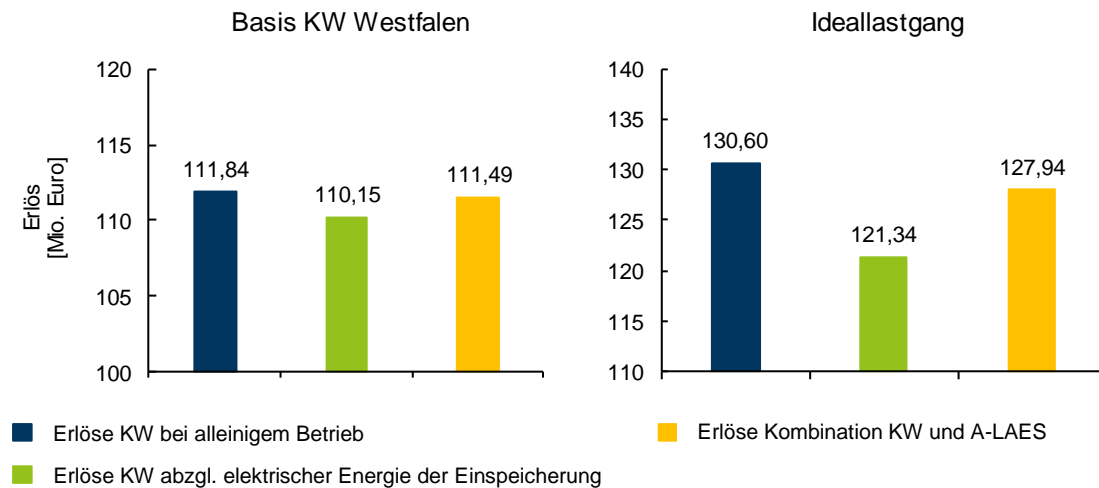


Abbildung 4-4: Differenzierung der erzielten Erlöse nach Betriebsart im Jahr 2018

4.2 Ökologische Ergebnisse

Für die ökologische Bewertung auf Basis der resultierenden CO₂-Emissionen hat die Festlegung des betrachteten Untersuchungssystems einen signifikanten Einfluss auf die Ergebnisse bezogen auf die funktionelle Einheit „eine kWh an das Stromnetz abgegebene elektrische Energie“. Zunächst wird die Anlagenkombination bestehend aus Kraftwerk und Speicher als Untersuchungssystem betrachtet und in Abbildung 4-5 der Einfluss des zusätzlichen Speicherbetriebs auf die entstehenden CO₂-Emissionen im Vergleich zum alleinigen Kraftwerksbetrieb aufgezeigt. Aufgrund des Wirkungsgrads des Speichers wird die insgesamt jährlich an das Stromnetz abgegebene Energiemenge reduziert. Damit geht eine moderate Erhöhung der spezifischen CO₂-Emissionen pro erzeugter kWh Strom einher, wie bei Betrachtung des Ideallastgangs des Jahres 2018 von 830,5 g_{CO2}/kWh auf 861,9 g_{CO2}/kWh.

Wird als Untersuchungssystem der alleinige A-LAES betrachtet, werden dem Speicher zunächst die CO₂-Emissionen der vom Steinkohlekraftwerk bezogenen elektrischen Energie zugeschrieben. Unter Berücksichtigung der durch den Wirkungsgrad des Speichers verminderten ausgespeicherten Energie, erhöhen sich die spezifischen CO₂-Emissionen für eine vom Speicher an das Stromnetz abgegebene kWh im Vergleich zum vorherigen Untersuchungssystem deutlich (vgl. Abbildung 4-6). Die CO₂-Emissionen im jährlichen Durchschnitt werden im Vergleich zu denen des alleinigen Kraftwerksbetriebs mehr als verdoppelt und liegen über 2000 g/kWh.

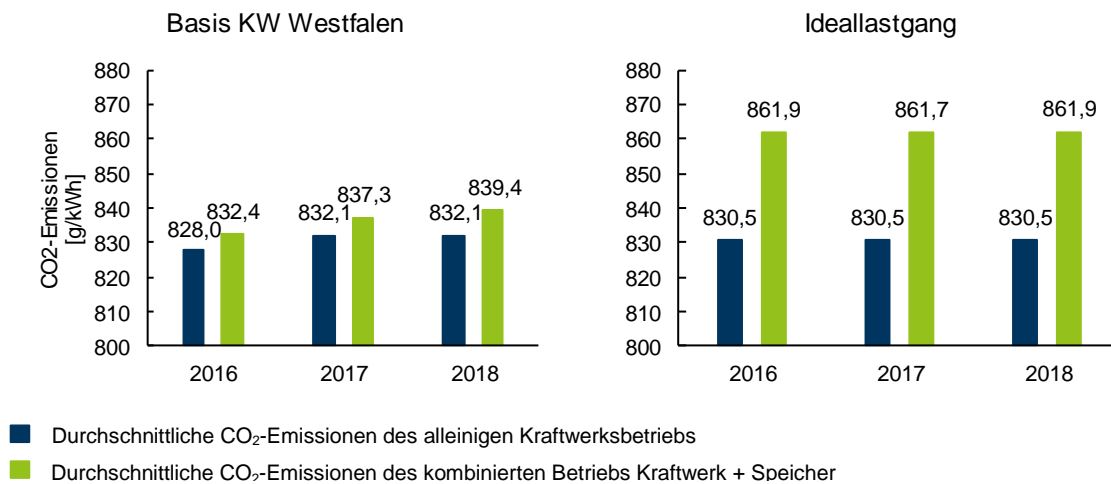


Abbildung 4-5: Vergleich der CO₂-Emissionen im alleinigen und kombinierten Betrieb

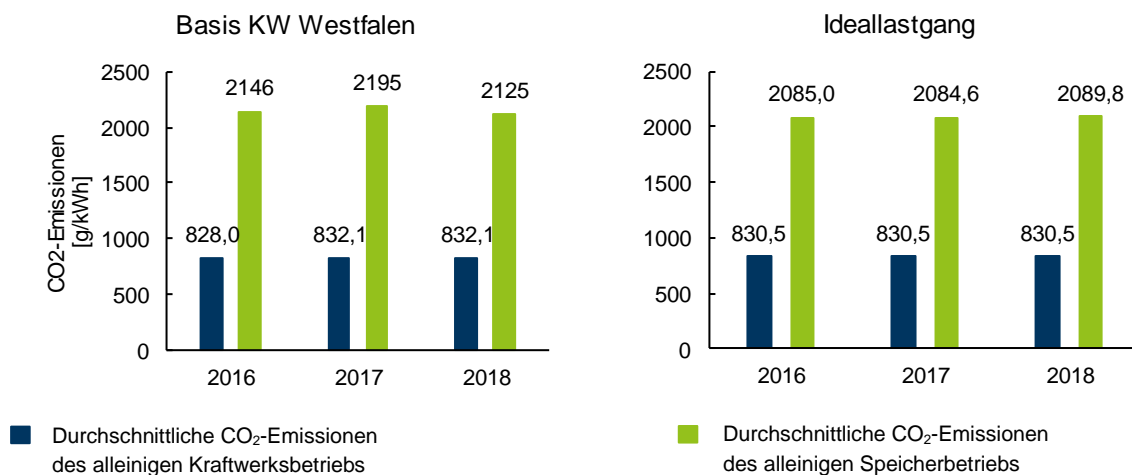


Abbildung 4-6: Vergleich der durchschnittlichen CO₂-Emissionen pro erzeugter kWh Strom des Kraftwerks und des Speichers

5 Diskussion und Fazit

Die Simulation und Betrachtung des kombinierten Betriebs von Steinkohlekraftwerk und A-LAES berücksichtigen eine Vielzahl von erarbeiteten Randbedingungen um anhand realitätsnaher Betriebsbedingungen eine Abschätzung des ökonomischen Potenzials und der ökologischen Auswirkungen des zusätzlichen Speicherbetriebs durchzuführen.

Die Ergebnisse zur Fahrweise des A-LAES weisen große Differenzen zwischen den Lastgängen auf Basis des KW Westfalen und dem für eine Speicherintegration abgeleiteten idealen Lastverlauf auf. Der Ideallastgang, der mit täglich sieben möglichen Ein- und 16 möglichen Ausspeicherstunden wesentlich besser auf das gewünschte Betriebsverhalten des A-LAES mit zusammenhängenden möglichen Ausspeicherphasen abgestimmt ist, ermöglicht einen hohen Speicherbetrieb. Die Leistungsverläufe auf Basis des KW Westfalen verfügen in allen Betrachtungsjahren über deutlich weniger mögliche Einspeicherstunden. Zusätzlich können diese seltener genutzt werden als beim Ideallastgang, da die Lastverläufe des Kraftwerks beispielsweise längere zusammenhängende Mindestlastphasen aufweisen,

welche die maximale Einspeicherdauer des A-LAES überschreiten. Dies verdeutlichen die in Abbildung 5-1 dargestellten Nutzungsgrade des A-LAES im Vergleich zum Wirkungsgrad. Die Nutzungsgrade der Ideallastgänge weisen Werte auf, die sich dem Wirkungsgrad annähern, wohingegen die Nutzungsgrade der Lastverläufe auf Basis des KW Westfalen niedriger ausfallen. Dies ist damit zu begründen, dass der A-LAES beim angepassten Ideallastgang im optimierten Betriebsverhalten geringere energetische Verluste durch Stillstands- und Anfahrvorgänge zwischen der Ein- und Ausspeicherung aufweist.

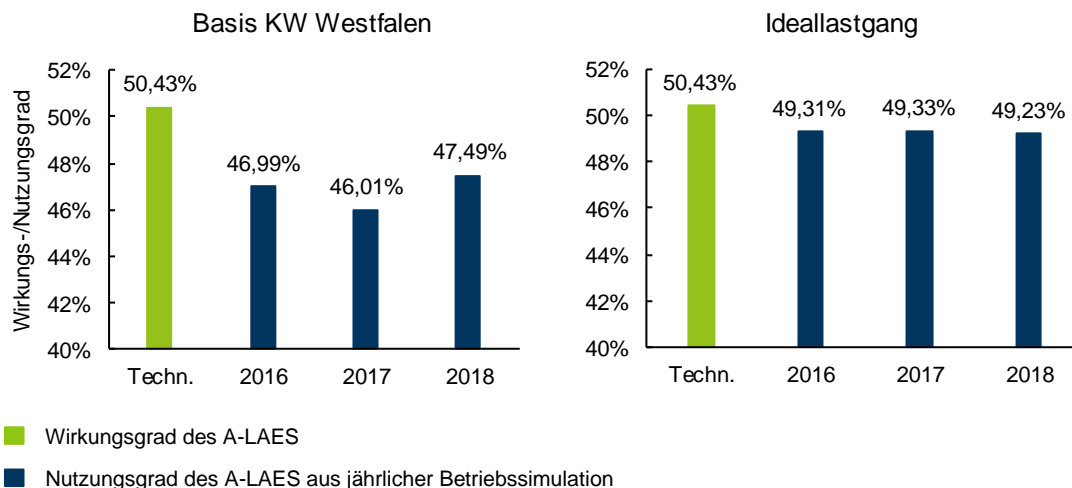


Abbildung 5-1: Vergleich von Wirkungs- und Nutzungsgrad des A-LAES

Innerhalb der ökonomischen Analyse wird mit dem ausgespeicherten Strom und dessen Veräußerung an den Märkten ein Erlös des A-LAES generiert. Dieser reicht jedoch in keinem untersuchten Szenario für eine Amortisierung der Investitionen des A-LAES von 252,18 Mio. Euro aus. Die negativen Annuitäten von -3,99 ct/kWh bis zu -139,73 ct/kWh bei Betrieb des A-LAES in einem Betrachtungszeitraum von 30 Jahren verdeutlichen dieses Ergebnis. Selbst im Kostenszenario A, bei dem keine Kosten für die in der Einspeicherphase vom Kraftwerk bezogene elektrische Energie angerechnet werden, betragen die maximal möglichen Investitionen die innerhalb einer 30 jährigen Betriebszeit amortisiert werden könnten 165,14 Mio. Euro (vgl. Abbildung 4-3).

Das ökonomische Potenzial des A-LAES liegt in der Bereitstellung von Leistung zu Stunden mit hohen Strompreisen (Ausspeichern) im Vergleich zu den vorliegenden Strompreisen während der Einspeicherung. Die ökonomischen Ergebnisse der Betriebssimulation zeigen jedoch das der Preisspread zwischen den genutzten Einspeicher- und Ausspeicherstunden der Betrachtungsjahre für die Kompensierung des Anlagenwirkungsgrades nicht ausreicht. Dies verdeutlicht eine Analyse der Phelix-Produkte der Strombörse [4], die eine Betrachtung von Stundenblöcken ermöglichen und damit das Ein- und Ausspeicherverhalten des A-LAES

Tabelle 5-1: Mittelwert der Strompreise der untersuchten Phelix-Produkte nach [4]

Phelix-Produkte	2016	2017	2018
Mittelwert Phelix-Day-Peak [€/MWh]	32,01	38,06	44,22
Mittelwert Phelix-Off-Peak 1 [€/MWh]	23,94	27,86	36,10
Preisspread zw. Phelix Day-Peak und Off-Peak 1 in %	34	37	22

im Vergleich zur Betrachtung auf Basis der stündlichen Strompreise besser abbilden. Die Preisspreads der Phelix-Produkte der unterschiedlichen Betrachtungsjahre zeigt Tabelle 5-1.

Bei einer Betrachtung der jährlichen Mittelwerte der Strompreise der Produkte Phelix-Day-Peak (Stunden 9 bis 20 des Tages) und Phelix-Off-Peak 1 (Stunden 1 bis 8 des Tages), ergibt sich im Vergleich zur Betrachtung auf Grundlage der Mittelwerte von Tagesminimum und Tagesmaximum (vgl. Tabelle 3-4) ein signifikant geringerer Preisspread zwischen Stundenblöcken mit niedrigen und hohen Strompreisen innerhalb eines Tages. Bei einem maximalen Preisspread von 37 % im Jahr 2017 liegt dieser unter dem Wirkungsgrad des A-LAES und ist ein Indikator dafür, dass ein ökonomisch sinnvoller Betrieb des A-LAES bei gegebenen Strommarktpreisen und Investitionen nicht erzielt werden kann.

Ökologisch hat der Betrieb des A-LAES bei Betrachtung der Anlagenkombination als Untersuchungssystem nur eine geringfügige Erhöhung der CO₂-Emissionen zur Folge (vgl. Abbildung 4-5). Dies ist auf die im Verhältnis zum Kraftwerk mit einer Nennleistung von 555,5 MW geringe Ausspeicherleistung des A-LAES von 50 MW zurückzuführen. Wird als Untersuchungssystem der alleinige A-LAES betrachtet, der zur Einspeicherung elektrische Energie vom Kohlekraftwerk bezieht, erhöhen sich die durchschnittlichen CO₂-Emissionen für eine an das Stromnetz abgegebene kWh jedoch signifikant von ca. 830 g_{CO2}/kWh auf über 2000 g_{CO2}/kWh (vgl. Abbildung 4-6). Diese Erhöhung der spezifischen CO₂-Emissionen der vom A-LAES ausgespeicherten elektrischen Energie ist zum einen auf den Wirkungsgrad der Anlage von 50,43 % zurückzuführen, wodurch die CO₂-Emissionen von ein- zu ausgespeicherter Energie pro Kilowattstunde nahezu verdoppelt werden. Zum anderen resultiert die Erhöhung aus der definierten Fahrweise des A-LAES, da eine Energieeinspeicherung nur in Zeiten erfolgt in denen sich das Kraftwerk im Mindestlastbereich befindet. Im Mindestlastbereich liegt jedoch ein verringerter Kraftwerkswirkungsgrad von bis zu 36,5 % vor, was im Vergleich zum Betrieb bei Nennleistung (45,9 %) mit höheren spezifischen CO₂-Emissionen verbunden ist. Die bereits dargestellte Differenz zwischen dem Wirkungsgrad des A-LAES und dem geringeren Nutzungsgrad aus der jährlichen Betriebssimulation erhöht die CO₂-Emission pro Kilowattstunde zusätzlich.

Abschließend kann anhand der durchgeführten jährlichen Betriebssimulation eines kombinierten Betriebes aus Steinkohlekraftwerk und einem A-LAES festgehalten werden, dass ein ökonomischer und ökologischer sinnvoller Betrieb des A-LAES bei den betrachteten Einsatzbedingungen nicht realisierbar ist. Der Wirkungsgrad des A-LAES, die hohen Investitionen, die geringe Anzahl an Nutzungsstunden bei dem gewählten realitätsnahen Kraftwerksbetrieb, der unzureichende Preisspread am Strommarkt und die vergleichsweise hohen CO₂-Emissionen aufgrund der Kombination mit einem Steinkohlekraftwerk werden als Hauptursache für die Ergebnisse der jährlichen Betriebssimulation identifiziert.

Unter einer Senkung der Investitionen des A-LAES, einer Erhöhung des Wirkungsgrades und einer Kombination mit erneuerbaren Energieerzeugungstechnologien, könnten sich jedoch positiver zu bewertende Anwendungsmöglichkeiten des A-LAES einstellen. Als großskaliger Energiespeicher kann dieser für Anwendungen zur Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien mit geringen CO₂-Emissionen pro Kilowattstunde dienen und damit eine ökologisch vorteilhafte Leistungsbereitstellung im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken darstellen. Des Weiteren kann die aufgeführte methodische Herangehensweise sowie die erarbeiteten ökonomischen und ökologischen Rahmenbedingungen auf weitere Energiespeichertechnologien für ergänzende Untersuchungen zur Unterstützung konventionell gefeuerte Kraftwerke oder anderweitigen Anwendungsmöglichkeiten übertragen werden.

Danksagung

Die vorgestellten Ergebnisse wurden im Rahmen des Verbundvorhabens Kryolens ‚Kryogene Luftspeicherung‘ erarbeitet, das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Förderkennzeichen 03ET7068F unterstützt wird.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Referenzen

- [1] European Energy Exchange AG, „Ex Post Information of Actual Power Generation per Generation Unit,“ 2016 - 2018. [Online]. Available: <https://www.eex-transparency.com>. [Zugriff am 25 02 2019].
- [2] VGB PowerTech e.V., „Konzeptstudie Referenzkraftwerk Nordrhein-Westfalen (RWK NRW),“ VGB PowerTech Service GmbH, Essen, 2004.
- [3] EPEX Spot SE, „Description of EPEX Spot Markets Indices,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/document/39669/EPEX%20SPOT%20Indices>. [Zugriff am 2019].
- [4] European Energy Exchange AG, „Phelix Power Spot History,“ 2016 - 2018. [Online]. Available: <https://www.eex-transparency.com>. [Zugriff am 25 02 2019].
- [5] European Energy Exchange AG, „Intraday Results Germany Austria,“ 2016 - 2018. [Online]. Available: <https://www.eex-transparency.com>. [Zugriff am 25 02 2019].
- [6] Projektträger Jülich, „EnArgus: Zentrales Informationssystem Energieforschungsförderung - Verbundvorhaben Kryolens 'Kryogene Luftspeicherung' - Förderkennzeichen: 03ET7068,“ Forschungszentrum Jülich GmbH, 2020. [Online]. Available: <https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&s=14&q=03ET7068&v=10&id=426725>. [Zugriff am 30 01 2020].
- [7] L. Hüttermann, „Thermodynamic Analysis of Liquid Air Energy Storage Systems and Associated Heat Storage Devices,“ Fakultät für Maschinenbau der Ruhr-Universität Bochum, Bochum, 2018.
- [8] P. Maas, „Energetische und ökonomische Analyse von Flüssigluftenergiespeichern,“ Fakultät für Maschinenbau der Ruhr-Universität Bochum, Bochum, 2017.
- [9] boerse-online, „boerse-online.de,“ finanzen.net GmbH, 05 12 2019. [Online]. Available: <https://www.boerse-online.de/rohstoffe/kohlepreis/euro>. [Zugriff am 05 12 2019].
- [10] Agora Energiewende und Aurora Energy Research, „65 Prozent Erneuerbare bis 2030 und ein schrittweiser Kohleausstieg. Auswirkungen der Vorgaben des Koalitionsvertrags auf Strompreise, CO₂-Emissionen und Stromhandel,“ Berlin, 2018.
- [11] Bundesregierung, „Entwurf eines Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz),“ 29 01 2020. [Online]. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetzentwurf-kohleausstiegsgesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=8. [Zugriff am 29 01 2020].
- [12] „Norm DIN EN ISO 14040:2009-11. Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen,“ Beuth Verlag GmbH, Berlin, November 2009.
- [13] „Norm DIN EN ISO 14044:2006-10. Umweltmanagement – Ökobilanz – Anforderungen und Anleitungen,“ Beuth Verlag GmbH, Berlin, Oktober 2006.

- [14] Ecoinvent, „database Version 3.5,“ 23 08 2018. [Online]. Available: <http://www.ecoinvent.org>. [Zugriff am 31 01 2020].
- [15] Umweltbundesamt, „Daten und Fakten zu Braun- und Steinkohlen - Status quo und Perspektiven,“ Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, August 2015.
- [16] RAG Verkauf GmbH, „Kraftwerkskohle typische Qualität,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.rag-verkauf.de/internationale-kohle/kraftwerkskohle/kraftwerkskohle-typische-qualitaet/>. [Zugriff am 31 01 2020].