Schlussbericht zum Vorhaben

Verbundvorhaben: EnEff:Stadt: EcoEneSto - Leitung und Mitarbeit im Task „Economics of Energy Storage - EcoEneSto“ des Energy Storage TCP der IEA

Beatrice Schulz[1], Urban Windelen[1], Andreas Hauer[1,2], Stefanie Tafelmeier[2], Christoph Rathgeber[2]

[1] Bundesverband Energiespeicher Systeme e. V. (BVES), Oranienburger Straße 15, 10178 Berlin

[2] Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e. V. (ZAE Bayern), Walther-Meißner-Straße 6, 85748 Garching

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Förderkennzeichen: 03EN3063A, 03EN3063B
Projektlaufzeit: 1.7.2022–30.6.2025

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autor*innen.

Inhalt

Abkürzungen 4
Vorwort 5
1 Zusammenfassung 5
2 Einführung 7
2.1 Ausgangssituation: Wert und Bewertung von Energiespeichern 7
2.2 Ziele des Vorhabens 7
2.3 Aufgabenstellung und Gliederung des Vorhabens 8
2.4 Referenzen 9
3 Projektorganisation 10
3.1 Projektkoordination 10
3.2 Projektpartner 10
4 Erzielte Ergebnisse 11
4.1 Leitung des Task 41 EcoEneSto (BVES) 11
4.1.1 Vorarbeiten und Einleitung 11
4.1.2 Koordination des nationalen Verbundprojekts sowie der Subtasks 11
4.1.3 Planung, Ausrichtung und Nachbereitung von zwei Experts-Meetings pro Jahr 14
4.1.4 Vorstellung der aktuellen Fortschritte des Tasks bei den zweimal jährlich stattfindenden Meetings des Executive Committee des Energy Storage TCP 15
4.1.5 Organisation und Durchführung des 96. ExCo-Meetings des Energy Storage TCP in Berlin 15
4.1.6 Verfassen und Vorstellen eines Abschlussberichts für das Executive Committee des Energy Storage TCP 15
4.1.7 Zusammenfassung 16
4.2 Methode zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern anhand der akzeptablen und realisierten Speicherkapazitätskosten (ZAE Bayern) 18
4.2.1 Vorarbeiten und Einleitung 18
4.2.2 Methodik: Top-Down und Bottom-Up Ansatz 18
4.2.3 Weiterentwicklung der Bewertungsmethode 21
4.2.4 Drei Ansätze zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit 22
4.2.5 Excel-Tool zur Anwendung der Ansätze zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit 25
4.2.6 Zusammenfassung 26
4.3 Verbreitung der Projektergebnisse (BVES) 27
4.3.1 Veranstaltungsformate & Präsentationen 27

4.3.2 Schriftliche Kommunikation & Berichterstattung....27
4.4 Fazit (BVES & ZAE)....28
4.5 Referenzen....28
5 Zahlenmäßiger Nachweis....29
6 Notwendigkeit öffentlicher Förderung....29
7 Verwertbarkeit der Ergebnisse....29
8 Relevante Erkenntnisse von dritter Seite....29
9 Veröffentlichungen im Rahmen des Projekts....30

Abkürzungen

ANF	Annuitätsfaktor
CAP	Einsparung an Kapitalkosten
CHC	Ladekosten (Charging Costs)
CO2$_f$	CO_2-Bepreisung
EFP	Energieforschungsprogramm
ES TCP	Energy Storage Technology Collaboration Programme
FCR	Frequenzhaltungsreserve
IEA	Internationale Energieagentur
INC	Investitionskosten
N_{cycle}	Jährliche Zahl an Speicherzyklen
OMC	Betriebs- und Wartungskosten (Operation and Maintenance Costs)
REC	Referenzenergiekosten
REV	Umsätze (Revenues)
RTE	Gesamtwirkungsgrad (Round Trip Efficiency)
SCC	Speicherkapazitätskosten (Storage Capacity Costs)

Vorwort

Der vorliegende Bericht ist der gemeinsame Schlussbericht der Projektpartner BVES und ZAE Bayern für das Vorhaben EcoEneSto. Kapitel 1 *Zusammenfassung* und Kapitel 2 *Einführung* wurden gemeinsam verfasst. Die Unterkapitel in Kapitel 4 *Erzielte Ergebnisse* wurden entsprechend der Aufgabenteilung getrennt verfasst. Dies ist entsprechend in den Überschriften der Unterkapitel vermerkt.

1 Zusammenfassung

Das Vorhaben *EcoEneSto* umfasste die Leitung des und die Mitarbeit (d. h. Leitung eines Subtasks) im Task 41 *Economics of Energy Storage - EcoEneSto* des *Energy Storage Technology Collaboration Programme* (ES TCP) der *Internationalen Energieagentur* (IEA).

Task 41 thematisierte die Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern. Alle vorhandenen Energiespeichertechnologien und alle Anwendungen wurden betrachtet. Im Fokus standen Methoden zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit, die Sammlung und Analyse wirtschaftlich erfolgreicher und wirtschaftlich nicht erfolgreicher Energiespeichersysteme sowie ein strukturiertes Vorgehen zur Entwicklung von Geschäftsmodellen für Energiespeicher.

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern wurden in Task 41 drei Methoden (weiter)entwickelt, die sich in ihrer Perspektive und Komplexität unterscheiden.

Die erste Methode (A) vergleicht die möglichen Vorteile (Benefits) und erzielbaren Umsätze (Revenues) eines Energiespeichersystems mit dessen Kosten (Cost) (Abbildung 1-1). Als Vorteile wird der Geldwert aller theoretisch mit diesem Speicher anzubietenden Serviceleistungen aufsummiert. Die Umsätze entsprechen der Summe der realisierten Erlöse aus dem Betrieb des Speichers. Dabei ist es möglich, dass die Umsätze verschiedenen Akteuren zufließen. Aus dem Vergleich von Vorteilen, Umsätzen und Kosten lässt sich schlussfolgern, inwiefern ein bestimmter Energiespeicher für bestimmte Akteure wirtschaftlich zu betreiben ist bzw. theoretisch wirtschaftlich betrieben werden könnte. Der Vergleich zwischen Vorteilen und Umsätzen zeigt an, ob und welche Vorteile zusätzlich zu den bereits realisierten Umsätzen monetarisiert werden könnten.

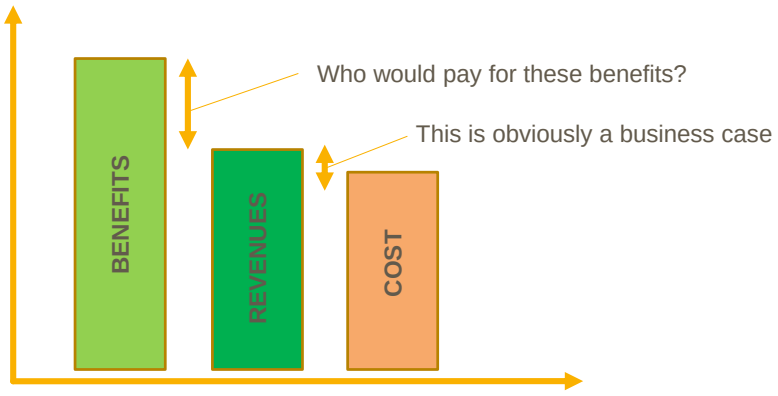

Abbildung 1-1: Visualisierung der Methode (A) zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern.

Die zweite Berechnungsmethode (B) wurde vom ZAE Bayern (weiter)entwickelt (Abbildung 1-2). Die Methode betrachtet die maximal akzeptablen Energiespeicherkosten für verschiedene Anwendungen bzw. Nutzer. Die Wirtschaftlichkeitsbewertung folgt der Annahme, dass die Kosten der Energie aus dem Speicher nicht über den Kosten einer alternativen Energiebereitstellung liegen

dürfen. Mit der Annuitätenmethode ergibt sich daraus die Forderung, dass die jährlichen Kosten für die Speicherinvestition die jährliche Einsparung an Referenzenergiekosten nicht übersteigen (Top-Down Ansatz). Parameter des Tools sind der Zinssatz der Investition, die angestrebte Amortisationszeit, die Referenzenergiekosten sowie die jährliche Zyklenzahl; dem gegenüber gestellt die Investitionskosten des Speichers und die Speicherkapazität, aus denen sich die realisierten Speicherkapazitätskosten berechnen lassen (Bottom-Up Ansatz).

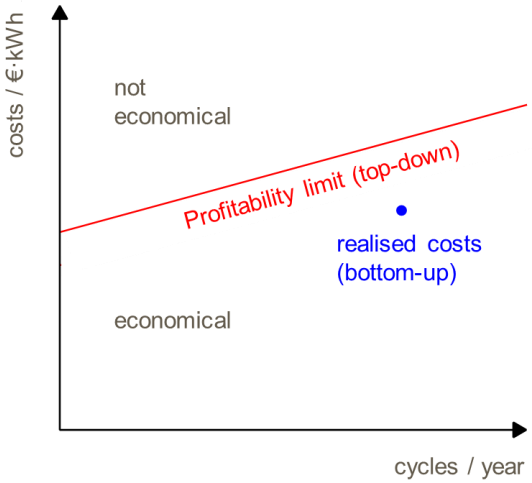

Abbildung 1-2: Visualisierung der Methode (B) zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern.

Die dritte Methode (C) umfasst zwölf Stufen und bewertet die Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern ganzheitlich und detailliert. Aufbauend auf die Analyse der konkreten Anwendungsbedingungen wird ein techno-ökonomischer Vergleich möglicherweise einsetzbarer Energiespeichertechnologien durchgeführt. Im Anschluss werden die relevanten Akteure definiert und deren jeweiliges Geschäftsmodell durchgerechnet. Falls sich mit der Wahl der Technologien und Akteure kein ökonomisch tragfähiges Konzept ergibt, werden die entsprechenden Stufen wiederholt und Konzeptvarianten untersucht.

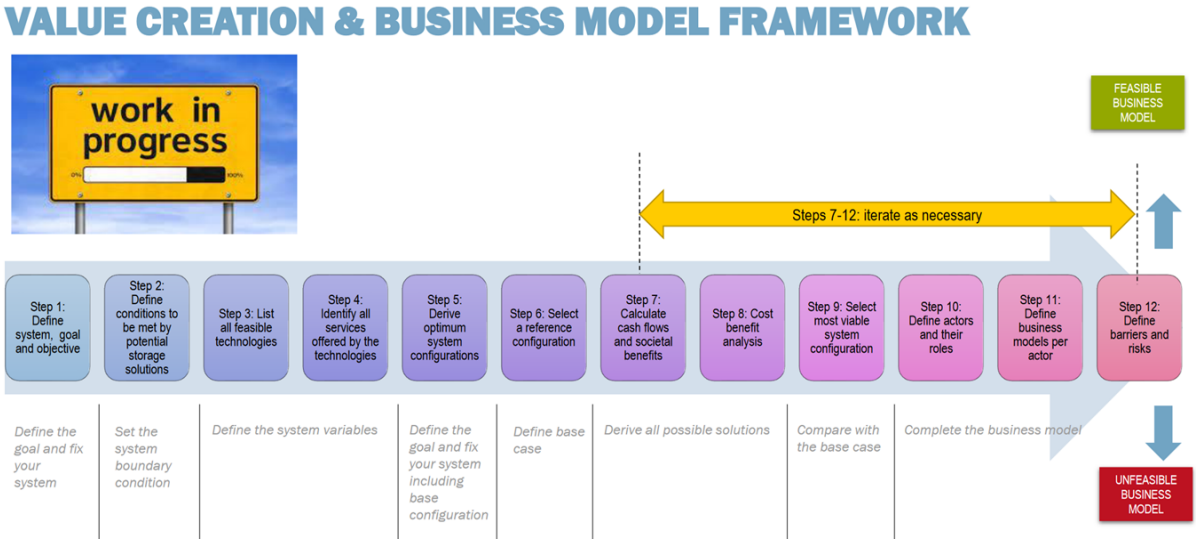

Abbildung 1-3: Visualisierung der Methode (C) zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern.

2 Einführung

2.1 Ausgangssituation: Wert und Bewertung von Energiespeichern

Um die Ziele der Energiewende auf zuverlässige und bezahlbare Weise umzusetzen, wird von Seiten der Politik ein Wettbewerb unterschiedlicher Technologien der Energieumwandlung, des Energietransports und der Energiespeicherung angeregt [1]. Das 8. Energieforschungsprogramm (EFP) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie hebt mehrfach den Stellenwert von Energiespeichern als eine Schlüsseltechnologie zur nachhaltigen Transformation des Energiesystems hervor. Es wird betont, dass die Herausforderungen der Energiewende unter anderem darin liegen, die Kosten für neue Technologien zu reduzieren, damit die Energieversorgung bezahlbar bleibt (vgl. Programmziel 5 des 8. EFP, [2]).

Hieraus leiten die Autor*innen des vorliegenden Vorhabens den Bedarf nach Methoden zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern ab. So ist es derzeit nur eingeschränkt möglich, den Nutzen von Energiespeichern für energierelevante Anwendungen ökonomisch darzustellen sowie verschiedene Energiespeichertechnologien (elektrisch, thermisch, Power-to-X etc.) miteinander hinsichtlich der Anforderungen einer Anwendung zu vergleichen. Beispielsweise lässt sich der Nutzen thermischer Energiespeicher, die im Zuge der zunehmenden Bedeutung der Sektorenkopplung [3] eine kostengünstige Alternative zu netzgekoppelten elektrischen bzw. elektrochemischen Energiespeichern darstellen können, ohne Bewertungsmethoden nicht adäquat herausarbeiten.

Im *Energy Storage Technology Collaboration Programme* (ES TCP) der IEA wurde daher eine Arbeitsgruppe (Task 41) mit dem Titel *Economics of Energy Storage – EcoEneSto* implementiert. Das übergeordnete Ziel des Tasks 41 war es, folgende Fragen zu beantworten: Was ist der Wert von Energiespeichern in bestimmten Anwendungen und wie kann dieser quantifiziert werden? Wie können der Nutzen und der Wert von Energiespeichern in Geschäftsmodelle transferiert werden?

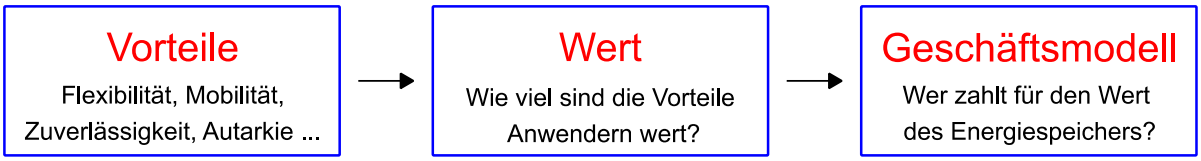

Abbildung 2-1: Vom Vorteil über den Wert zum Geschäftsmodell einer Energiespeicherlösung.

Im Zuge des Tasks wurde eine koordinierte Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern in allen für das Energiesystem relevanten Anwendungen (zentrale/dezentrale Speicher; alle Sektoren: Elektrizität, Heizen/Kühlen, Mobilität) durchgeführt. Dabei wurden verschiedene methodische Ansätze und alle Energiespeichertechnologien (elektrisch, thermisch, chemisch) berücksichtigt.

2.2 Ziele des Vorhabens

Ziel des Vorhabens war es, den Task 41 insgesamt und einen der Subtasks zu leiten, in dem die Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern mit wissenschaftlichen Methoden bewertet wurde. Ziel des Tasks war eine koordinierte Bewertung von Energiespeichern in allen für das Energiesystem relevanten Anwendungen sein. Durch die internationale Betrachtung konnten verschiedene Ansätze für

unterschiedliche Energiesysteme integriert werden. Parallel wurden wirtschaftlich aussichtsreiche Speicherkonfigurationen in den Teilnehmerländern gesammelt, um mögliche Business Cases zu identifizieren.

Task 41 befasste sich mit drei Kernfragen:

1. Was sind die Vorteile von Energiespeicherlösungen in konkreten Anwendungsfällen?
2. Was ist der ökonomische Wert dieser Vorteile und wie kann dieser quantifiziert werden?
3. Wie kann aus den Vorteilen und dem quantifizierten Wert von Energiespeicherlösungen ein Geschäftsmodell abgeleitet werden?

Ein weiteres Ziel des Vorhabens war es, die erzielten Ergebnisse der Fachöffentlichkeit zur Verfügung zu stellen. Dies sollte sowohl im Rahmen des ES TCP als auch im Netzwerk des BVES erfolgen.

2.3 Aufgabenstellung und Gliederung des Vorhabens

Das Verbundprojekt bestand aus den Projektpartnern BVES und ZAE Bayern. Der BVES übernahm die Koordination des Verbundprojekts sowie die Leitung des Tasks 41 EcoEneSto im Energy Storage Technology Collaboration Programme der Internationalen Energieagentur IEA.

Für den Task EcoEneSto hat das ZAE Bayern die akzeptablen Kosten von Energiespeichern auf der Basis der Rahmenbedingungen energierelevanter Anwendungen für alle Speichertechnologien untersucht und hierzu einen Subtask geleitet.

Eine Übersicht über die Arbeitspakete des Vorhabens EcoEneSto ist in Abbildung 2-2 dargestellt.

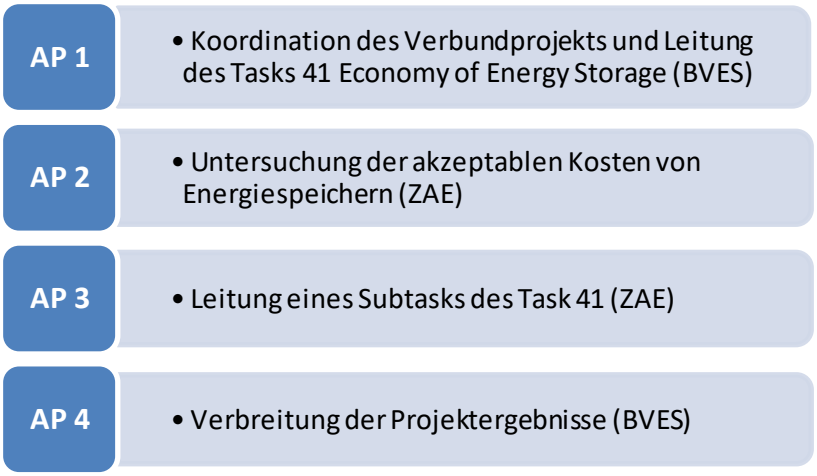

Abbildung 2-2: Arbeitspakete (AP) des Vorhabens EcoEneSto; Verantwortlicher Projektpartner in Klammern.

Arbeitspaket 1 beinhaltete die Koordination des nationalen Verbundprojekts der Partner BVES und ZAE Bayern sowie die Leitung des Tasks 41. Beide Tätigkeiten – die Projektkoordination und die Task-Leitung – waren Aufgaben des BVES. Zur Leitung des Tasks gehörten:

- die Planung, Ausrichtung und Nachbereitung zweier Task-Meetings pro Jahr
- die Vorstellung der aktuellen Fortschritte des Tasks bei den zweimal jährlich stattfindenden Meetings des Executive Committee des Energy Storage TCP
- das Verfassen eines Abschlussberichts zum Ende der Projektlaufzeit inkl. dessen Vorstellung gegenüber dem Executive Committee

In Arbeitspaket 2 wurde die Methodik der akzeptablen Speicherkapazitätskosten auf weitere Speichertechnologien angewendet und um zusätzliche Parameter erweitert, um eine realistischere Analyse der Wirtschaftlichkeit durchführen zu können.

Arbeitspaket 3 umfasste die Leitung eines Subtasks im Task 41 zur Unterstützung der Arbeiten aus Arbeitspaket 2. Die Erweiterung der Methodik der akzeptablen Energiespeicherkosten erforderte eine intensive Abstimmung mit den Teilnehmer*innen des Tasks, die aktiv Beiträge zu diesem Subtask geleistet haben. Die Leitung des Subtasks umfasste:

- die Koordination der Arbeiten innerhalb des Tasks
- die Abstimmung und Zusammenarbeit mit den weiteren Subtasks
- die Moderation von Diskussionsrunden während der Experts-Meetings
- das Verfassen eines Berichts über die Ergebnisse des Subtasks

Arbeitspaket 4 befasste sich mit der Verbreitung der Projektergebnisse. Die Verbreitung der (Zwischen-)Ergebnisse erfolgte sowohl durch Beiträge bei BVES-Konferenzen wie dem *BVES Investor Summit* und der BVES Mitgliederversammlung sowie in den Gremien des BVES als auch durch Beiträge bei weiteren Veranstaltungsformaten wie dem *Investors Dialogue on Energy Storage* der EU-Kommission, dem *Energy Storage OnSeminar* des IEA ES TCP und der Fachkonferenz *EuroSun*. Innerhalb der IEA wurden die Ergebnisse regelmäßig in das Executive Committee des Energy Storage TCP kommuniziert. Schriftliche Kommunikation erfolgte unter anderem über die LinkedIn Plattform des BVES, die Task-Webseite auf der ES TCP Webseite sowie den öffentlichen Annual Report des IEA ES TCP und den BVES Monatsbericht.

Im Laufe des Vorhabens wurden zudem regelmäßig Industrieworkshops im Rahmen der Experts Meetings veranstaltet, in denen die Zwischenergebnisse aus Task 41 einem größeren Publikum außerhalb der am Task beteiligten Organisationen vorgestellt wurden.

2.4 Referenzen

[1] Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 28. September 2010.

[2] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 8. Energieforschungsprogramm zur angewandten Energieforschung, Oktober 2023.

[3] „Tear down this wall“ ...Sektorengrenzen jetzt öffnen! BVES Strategiepapier Power-to-X, Sektorenkopplung als unverzichtbarer Baustein für eine erfolgreiche Energiewende und das Erreichen der Klimaziele, Bundesverband Energiespeicher e. V., September 2018.

3 Projektorganisation

3.1 Projektkoordination

Bundesverband Energiespeicher Systeme e. V. (BVES)

Adresse:	Oranienburger Straße 15, 10178 Berlin
Ansprechpartner:	Beatrice Schulz, b.schulz@bves.de
Aufgabenbereiche:	Projektkoordination, Leitung des Task 41 des IEA ES TCP, Verbreitung der Projektergebnisse

3.2 Projektpartner

Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e. V. (ZAE Bayern)

Adresse:	Walther-Meißner-Straße 6, D-85748 Garching
Ansprechpartner:	Dr. Christoph Rathgeber, christoph.rathgeber@zae-bayern.de
Aufgabenbereiche:	Leitung des Subtask 2 des Task 41 des IEA ES TCP, Weiterentwicklung einer Methode zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern

4 Erzielte Ergebnisse

Die Aufteilung der folgenden Unterkapitel orientiert sich an den im Abschnitt vorgestellten Arbeitspaketen. Die Unterkapitel wurden entsprechend der Aufgabenteilung getrennt verfasst. Der jeweils verantwortliche Projektpartner ist in den Überschriften der Unterkapitel vermerkt.

4.1 Leitung des Task 41 EcoEneSto (BVES)

4.1.1 Vorarbeiten und Einleitung

Arbeitspaket 1 beinhaltete die Koordination des nationalen Verbundprojekts der Partner BVES und ZAE Bayern sowie die Leitung des Tasks 41 *EcoEneSto* innerhalb des Energy Storage TCP der IEA. Als Task Manager übernahm der BVES die inhaltliche und organisatorische Leitung des Tasks. Zur Leitung des Tasks gehörten u. a. die Planung, Ausrichtung und Nachbereitung von zwei Experts-Meetings pro Jahr, die Vorstellung der aktuellen Fortschritte des Tasks bei den zweimal jährlich stattfindenden Meetings des Executive Committee des Energy Storage TCP sowie das Verfassen eines Abschlussberichts zum Ende der Projektlaufzeit einschließlich dessen Vorstellung gegenüber dem Executive Committee.

Zur Vorbereitung des Tasks EcoEneSto wurden - zusätzlich zum Vorschlag des Tasks beim Treffen des Executive Committee des Energy Storage TCP im Mai 2021 - vorab zum Projektstart jeweils online ein Task Definition Meeting am 21. Juli 2021 statt sowie mehrere Meetings mit den potenziellen Subtaskleadern. Hiermit konnten die Inhalte des Tasks und die Aufteilung der Arbeiten in Subtasks vorab weiter ausformuliert, interessierte Parteien in die aktive Mitarbeit eingebunden sowie schlussendlich der erfolgreiche Start zu Beginn der Projektlaufzeit ermöglicht werden.

Beim Treffen des Executive Committee des Energy Storage TCP im Mai 2021 wurde ein breites Interesse an der weiteren Planung und Durchführung des Tasks EcoEneSto geäußert. Zum Zeitpunkt der Beantragung zur Durchführung des Projektes in Deutschland waren folgende Nationen an der Beteiligung am Task interessiert: Österreich, Belgien, Kanada, Dänemark, Frankreich, Italien, Japan, Niederlande, Norwegen, Slowenien, Schweden, Schweiz, Türkei und Großbritannien.

Die innerhalb des BVES aufgebaute Expertise und das internationale Netzwerk des Verbandes wurde zusätzlich zu bestehenden Kontakten innerhalb des Energy Storage TCP genutzt, um potenzielle Mitwirkende zu kontaktieren.

Der Arbeitsplan wurde vom Executive Committee des Energy Storage TCP im Zuge der 93. ExCo-Sitzung am 18. und 19. Mai 2022 in Rom durch Dr. Andreas Hauer vorgestellt und durch das Executive Committee genehmigt.

4.1.2 Koordination des nationalen Verbundprojekts sowie der Subtasks

Als Teil der Leitung des Tasks verantwortete der BVES die Koordination des nationalen Verbundprojektes sowie die federführende Kommunikation und Koordination mit den weiteren Subtaskleadern.

Zum Erreichen der Arbeitsziele des Tasks und zur Beantwortung der zugehörigen Fragestellungen zum Wert von Energiespeichern in bestimmten Anwendungen und dessen Quantifizierung sowie die Ableitung möglicher Geschäftsmodelle wurden sogenannte „Subtasks“ als Unterarbeitsgruppen festgelegt.

Die insgesamt vier Subtasks wurden von Universitäten und außeruniversitären Forschungseinrichtungen aus Europa geleitet. Hierzu gehörten neben dem ZAE Bayern auch die Königlich Technische Hochschule in Stockholm (KTH), Schweden, die Technische Universität Dänemarks in Kopenhagen und die außeruniversitäre Forschungsorganisation TNO aus den Niederlanden. Im Rahmen der Koordination organisierte der BVES auch den Austausch zwischen den Subtaskleitern außerhalb der Experts Meetings. Eine Übersicht der Subtasks bietet Abbildung 4-1.

	Ziele	Subtaskleiter
Subtask 1 Methoden zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern	Sammlung und Systematisierung von Methoden zur wirtschaftlichen Bewertung von Energiespeichern	KTH, Schweden Justin Chiu
Subtask 2 Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern anhand der akzeptablen und realisierten Speicherkapazitätskosten	Ausweitung des Top-down-Ansatzes auf alle Arten von Energiespeichern (sowohl Kapazitäts- als auch Leistungsbereitstellung)	ZAE Bayern, Deutschland Christoph Rathgeber
Subtask 3 Erfolgsgeschichten und herausfordernde Anwendungsfälle von Energiespeichersystemen	Sammlung und Analyse wirtschaftlich tragfähiger sowie nicht tragfähiger Anwendungsbeispiele	DTU, Dänemark Jianhua Fan
Subtask 4 Rahmenwerk zur Bewertung von Energiespeichern	Entwicklung eines methodischen Ansatzes zur Erarbeitung von Geschäftsmodellen für Energiespeichersysteme	TNO, Niederlande Joris Koornneef

Abbildung 4-1: Übersicht Subtasks des Tasks 41 EcoEneSto

Das Hauptaugenmerk in Subtask 1 lag in der Schaffung der theoretischen Grundlage und Sammlung von bestehenden Methoden und Indikatoren für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichersystemen inklusive ihrer Vor- und Nachteile. Relevante Methoden zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichersystemen wurden identifiziert und strukturiert.

Die Analyse zeigte, dass die Auswahl von KPIs nicht nur auf die jeweilige Stakeholder-Perspektive (z. B. Investor, Betreiber, politische Entscheidungsträger) abgestimmt sein muss, sondern auch auf die Projektphase – von der Konzeptentwicklung bis zum Betrieb. Darüber hinaus zeigten die Ergebnisse, dass Vergleiche unterschiedlicher Speicherkonfigurationen nur dann sinnvoll erfolgen können, wenn Anwendungsfall und Marktbedingungen vergleichbar sind. Es zeigte sich zudem: Eine Systemperspektive, unter Einbeziehung der Speicherlösung sowie der weiteren zusätzlich erforderlichen Komponenten ist in vielen Fällen besser für eine umfassende wirtschaftliche Analyse geeignet ist. Dies ist zum Beispiel bei Quartierskonzepten mit vielen Komponenten und ggf. sogar mehreren Speichersystemen und weiteren Energieanlagen hilfreich.

Stakeholders	Economic/primary priorities	Decision characteristics	Common metrics
Utility operators, TSOs and DSOs	• Grid reliability • System balancing • Infrastructure upgrade deferral • Long-term cost savings	• Long-term and system planning • Focus on system optimization	LCC, LCOS
Policymakers & regulators	• GHG reductions • Energy justice • Market fairness • National energy security	• Long-term and system planning • Focus on non-market benefits (e.g., job creation and environmental KPIs)	Environmental and social KPIs
Project developers & investors	• Return on investment (ROI) • Market access • Financing risk • Payback time	• High sensitivity to market rules and risk • Prefer projectable, steady cash flow, stable regulatory & legal investment environments • Prefer simple business models • Prefer large-scale and mature technologies	NPV, ROI, IRR, LCC, LCOS, ROA
Industrial & commercial users	• Peak load reduction • Reliability • O&M cost savings • Tariff optimization	• Operational cost-driven • Prefer resilience features	Specific techno-economic model, VoLL, LCOS
Residential consumers	• Capital and installation cost • Operating cost • Subsidies • Energy independence • Environmental awareness	• Value-driven, • Influenced by subsidies and behavioral economics	PB time, ROI, annual revenue (saving)

Abbildung 4-2: Stakeholder-spezifische Betrachtungsweise, KTH, 2025

In **Subtask 2** stand die Weiterentwicklung der ursprünglich zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit thermischer Energiespeicher in früheren ES TCP Tasks erarbeiteten Berechnungsmethode sowie eine Testphase mit Unternehmen der Speicherindustrie im Fokus. Mehr dazu im Abschnitt 4.2.

Die Sammlung von Praxisbeispielen erfolgte im Rahmen von **Subtask 3** über die Beiträge aus den Experts Meetings, Industrie-Workshops sowie durch Umfragen. Ziel war es, hierbei sowohl Positiv- (Wirtschaftlichkeit gegeben) als auch Negativbeispiele (Wirtschaftlichkeit nicht gegeben) zu erfassen sowie die in Subtask 1 und 2 vorgeschlagenen Methoden und KPIs an diesen Beispielen zu testen und herauszufinden, welche Faktoren (wirtschaftlich, regulatorisch, gesellschaftlich) für Erfolg oder Misserfolg sprechen. Im Zuge des Vorhabens wurden unter anderem passende Möglichkeiten zur Evaluierung von Speicherlösungen in Quartierskonzepten anhand entsprechender Fallbeispiele untersucht.

Die Rückmeldungen aus dem begleitenden Fragebogen fielen sehr unterschiedlich aus und reichten von eher vagen Beschreibungen der Speicheranwendung und des Geschäftsmodells bis hin zu detaillierten Projektangaben, bei denen zentrale wirtschaftliche Parameter vollständig offengelegt werden konnten. Wie erwartet erwies sich die Beschaffung detaillierter wirtschaftlicher Daten – insbesondere aus kommerziell umgesetzten Projekten – als schwierig. Dennoch waren alle Arten von Rückmeldungen von hohem Wert, da sie zur Erstellung eines umfassenden Gesamtbildes beigetragen haben. Für die Durchführung von Tests mit Methoden und KPIs wurde der Fokus auf jene Beispiele mit einer soliden Datenbasis gelegt

Im Rahmen von **Subtask 4** wurde ein „Energy Storage Valuation Framework“ entwickelt, welches der Identifikation von Geschäftsmodellen für Energiespeicherprojekte dienen soll. Das iterative Verfahren berücksichtigt mehrere Methoden und Alternativtechnologien. Die untersuchten KPI-Bewertungen, der Ansatz der maximal akzeptablen Energiespeicherkosten und der Nutzen-Erlös-Kosten-Ansatz können allesamt als Teil dieses mehrstufigen Vorgehens angewendet werden. Einen Überblick hierzu gibt Abbildung 1-3. Das Verfahren berücksichtigt den Umstand, dass mögliche Multi-Use-Anwendungsszenarien nicht direkt im ersten Schritt komplett offenliegen, wenn nach einer Lösung für ein bestimmtes Anwendungsszenario gesucht wird. Bei der Suche nach passenden Technologieoptionen ist zu überlegen, welche Anwendungen jenseits der offenliegenden und

benötigten Anwendung parallel noch erbracht werden könnten und welche Erlöse und Vorteile damit verbunden sein könnten.

4.1.3 Planung, Ausrichtung und Nachbereitung von zwei Experts-Meetings pro Jahr

Die Organisation, Durchführung, Moderation und Nachbereitung der zwei Experts Meetings pro Jahr war eine der Hauptaufgaben für den BVES im Vorhaben. Im Zuge der Experts Meetings wurde es den Teilnehmenden ermöglicht, ihre Ergebnisse und Erkenntnisse im Zusammenhang mit dem Forschungsthema vorzustellen. Dies nahmen sowohl die Forschungsinstitutionen als auch die beteiligten Unternehmen aus der Energiespeicherbranche wahr. So konnten der internationale, institutionenübergreifende und interdisziplinäre Austausch gestärkt werden.

Die Experts Meetings gaben darüber hinaus die Möglichkeit, den Fortschritt der Subtasks vorzustellen sowie die Erfahrungen mit Konzepten zur ökonomischen Bewertung von Speichersystemen zu teilen und die Konzepte gemeinsam weiterzuentwickeln. Einschlägige Expert*innen im Bereich Geschäftsmodelle für Energiespeicher, Finanzwirtschaft und Volkswirtschaft wurden für ihre Teilnahme an den Experts Meetings und das Einbringen von Beiträgen gezielt angefragt.

Als Teil der dreitägigen Meetings wurde zumeist ein halbtägiger Industrie-Workshop veranstaltet, der die Möglichkeit zur Vorstellung der Zwischenergebnisse sowie die bessere Einbindung lokaler Akteure bot. Dieses Konzept stellte sich als Erfolgsmodell heraus. Auch die im Rahmen einiger Experts Meeting stattgefundenen Besichtigungen von Speicherprojekten lieferten weitere Hintergrundinformationen und Praxisbeispiele.

Die insgesamt sechs Expertentreffen wurden jeweils gemeinsam mit den Gastgebern vor Ort organisiert. Alle Meetings boten die Möglichkeit zur Onlineteilnahme oder zur Teilnahme vor Ort. Tabelle 4-1 gibt einen Überblick der stattgefundenen Experts Meetings.

Tabelle 4-1: Übersicht Experts Meetings EcoEneSto

Ort	Datum	Teilnehmer*innen
Berlin, Deutschland	14.–16. September 2022	30
Linz, Österreich	10.–12. May 2023	27
Utrecht, Niederlande	27.–29. September 2023	47*
Kopenhagen, Dänemark	20.–22. März 2024	32 + (40 Industrieworkshop*)
Stockholm, Schweden	2.–4. Oktober 2024	52*
Luzern, Schweiz	7.–9. Mai 2025	33

*Im Rahmen der Meetings in Utrecht, Kopenhagen und Stockholm wurde jeweils am ersten Sitzungstag ein Industrie-Workshop durchgeführt. In Österreich wurde im März 2024 ein weiterer Industrieworkshop im Rahmen des Tasks von Energieinstitut Linz, AEE INTEC, Fachhochschule Oberösterreich und der Wirtschaftsagentur Burgenland durchgeführt.

Über die gesamte Projektlaufzeit waren insgesamt 109 Personen aus 17 Ländern und 63 Organisationen insbesondere aus Forschungseinrichtungen und Unternehmen am Task beteiligt. Beteiligt waren Akteure aus Österreich, Kanada, China, Dänemark, Frankreich, Deutschland, Italien, Japan, Norwegen, den Niederlanden, Spanien, Schweden, der Schweiz, der Vereinigten Arabischen Emirate, Großbritannien und den Vereinigten Staaten. Die Industrie-Workshops verzeichneten eine besonders hohe Beteiligung aus der Energiespeicherindustrie und ermöglichten die Einbindung neuer Akteure.

4.1.4 Vorstellung der aktuellen Fortschritte des Tasks bei den zweimal jährlich stattfindenden Meetings des Executive Committee des Energy Storage TCP

Die Fortschritte innerhalb der Laufzeit des Tasks wurden anlässlich der Meetings des Executive Committee regelmäßig durch Dr. Andreas Hauer präsentiert sowie im Rahmen von Progress Reports zusätzlich verschriftlicht. Eine Teilnahme an den Meetings des Executive Committee durch Dr. Andreas Hauer und teilweise auch durch Beatrice Schulz war durchgehend gewährleistet.

Prüfung und Feedback zum Verlauf des Tasks erfolgte durch die Mitglieder des Executive Committee insbesondere aber durch die zuständigen Reviewer Dr. Raffaele Liberatore (ENEA, Italien) und Robin Horsmans (RVO, Niederlande). Das fachliche Feedback der Delegierten hat zum Projekterfolg beigetragen.

4.1.5 Organisation und Durchführung des 96. ExCo-Meetings des Energy Storage TCP in Berlin

Ein weiterer Schwerpunkt war die Organisation und Durchführung des Executive Committee Meetings des ES TCP vom 15.-17. November 2023 in Berlin. Neben dem zweitägigen Meeting inklusive Vernetzungsmöglichkeiten mit BVES-Mitgliedern & der deutschen Energiespeicherindustrie und dem BMWE wurde eine Technical Tour durchgeführt, welche den Mitgliedern des Executive Committee einige Energiespeicherprojekte im Großraum Berlin näherbrachte.

4.1.6 Verfassen und Vorstellen eines Abschlussberichts für das Executive Committee des Energy Storage TCP

Der Abschlussbericht für das Executive Committee des Energy Storage TCP konnte innerhalb der Projektlaufzeit des Vorhabens EcoEneSto nicht fertiggestellt werden. Die Vorstellung des Abschlussberichtes im Rahmen des Meetings des Executive Committee des ES TCP im Juni 2026 ist mit dem Executive Committee abgestimmt.

Um mit dem Abschlussbericht ein breiteres Publikum aus Politik, Forschung und Industrie anzusprechen, wurde sich für eine verbundene Berichtsstruktur entschieden, die Ergebnisse der Subtasks in den einzelnen Kapiteln direkt gemeinsam darstellt und somit einen stärkeren Schwerpunkt auf die verschiedenen entwickelten und erprobten Methoden legt. Die methodischen Ansätze werden im Anschlussbericht für das Executive Committee anhand realer Anwendungsbeispiele veranschaulicht und untermauert werden.

Insbesondere der erweiterte Kosten-Nutzen-Ansatz (Abbildung 1-2) dient als Brücke zwischen marktbasierten und wohlfahrtsorientierten Optimierungen, da er beide Perspektiven in einem Modell vereint. Dieser Ansatz kann aufzeigen, ob und in welchem Umfang der volkswirtschaftliche Nutzen auch in einen monetären Mehrwert für den Speicherbetreiber übersetzbar ist.

Der Abschlussbericht für das Executive Committee wird die folgenden Kernthemen berücksichtigen:

- Wie lassen sich Energiespeichersysteme bewerten? Überblick über bestehende Ansätze illustriert anhand von Praxisbeispielen (Subtask 1, 3, 4).
- Ökonomische KPIs – Definitionen, Kategorisierung und Relevanz in Bezug auf Speichertechnologien, Stakeholder und Anwendungsfelder (Subtask 1, 3).

- Drei Methoden und Ansätze zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern, die im Rahmen der Task weiterentwickelt und auf reale Anwendungsfälle angewendet wurden (Subtask 2, 3, 4).
- Schlussfolgerungen & Kernaussagen (Subtask 1, 2, 3, 4).

Diese Struktur spiegelt die Diskussionen in den Expertentreffen besser wider und ermöglicht eine stärkere Fokussierung auf die drei entwickelten Methoden und Ansätze im Vergleich zu einer Struktur, die sich in Kapitelbeiträgen der vier Subtasks äußert. Hierbei handelt es sich um die drei Methoden, die in der Zusammenfassung (siehe Kapitel 1) zu Beginn des Schlussberichtes ausführlicher beschrieben werden.

Alle Kapitel werden durch Praxisbeispiele untermauert, die im Rahmen von Subtask 3 gesammelt und strukturiert wurden. Hierbei handelt es sich Beispiele für Speicherlösungen in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität, die im Rahmen von Umfragen und Workshops gesammelt wurden. Der BVES unterstützte in diesem Zusammenhang bei der Durchführung der Befragung anhand eines von der DTU entwickelten und im Anschluss gemeinsam mit den weiteren Subtaskleadern abgestimmten Fragebogens zur Einsendung der Beispiele.

4.1.7 Zusammenfassung

Das Vorhaben stärkte die internationale Zusammenarbeit innerhalb der Energiespeicherbranche deutlich. Das Thema rund um Wert und Wirtschaftlichkeit von Energiespeichersystemen stieß national und international auf großes Interesse. Die Zusammenarbeit und Koordination mit dem Verbundpartner ZAE Bayern sowie den Subtaskleadern aus Dänemark, Schweden und den Niederlanden verlief durchgängig positiv.

Die drei im Detail untersuchten und (weiter-)entwickelten Ansätze (A-C) zur Bewertung von Energiespeichersystemen sind geeignet, um erste Abschätzungen zur Umsetzbarkeit von Projekten zu gewinnen, Ansätze für mögliche Geschäftsmodelle zu entwickeln und volkswirtschaftlichen sowie betriebswirtschaftlichen Nutzen aufzudecken. Darüber hinaus können in der Detailbetrachtung weitere auf den Anwendungsfall spezifischer zugeschnittene Tools und Methoden zur Anwendung kommen (z. B. Multi-Market-Optimierung bei Großbatteriespeichern).

Die Wirtschaftlichkeit und der Wert (volks- und betriebswirtschaftlich) eines Energiespeicherprojekts ist vom Marktdesign und der Energiepolitik abhängig und kann sich daher bei regulatorischen Änderungen im Zeitverlauf erheblich verändern. Für eine verlässliche Bewertung der langfristigen Wirtschaftlichkeit von Speicherprojekten braucht es daher stabile regulatorische Rahmenbedingungen erforderlich. Darüber hinaus lassen sich folgende Aussagen treffen:

Der Wert von Energiespeichersystemen muss aus der Perspektive unterschiedlicher Stakeholder betrachtet werden.

Der volkswirtschaftliche Nutzen eines Energiespeichersystems entspricht nicht zwangsläufig dem Nutzen, der vom Betreiber monetarisiert werden kann. Die investierende und/oder betreibende Einheit ist häufig nicht identisch mit derjenigen, die vom gesamten Systemnutzen profitiert (positive Externalitäten). In Fällen, in denen die direkten Erlöse des Eigentümers die Kosten übersteigen, ist das Projekt wirtschaftlich tragfähig.

In anderen Fällen kann der volkswirtschaftliche Nutzen zwar höher sein als die Erlöse, die Kosten jedoch ebenfalls übersteigen. Solche Konstellationen sollten von Politik und Speicherindustrie näher untersucht werden, um geeignete Mechanismen zur Vergütung dieser Systemnutzen zu entwickeln.

Zudem ist zu prüfen, ob alle relevanten Anwendungen sowohl aus Betreiber- als auch aus Systemperspektive vollständig berücksichtigt wurden, da hiermit zusätzlicher volks- und/oder betriebswirtschaftlicher Nutzen erbracht werden könnte.

Anwendung, Markt- und Regulierungsrahmen beeinflussen die wirtschaftlich geeigneten Technologieoptionen.

Aus technoökonomischer Sicht gibt es keine allgemein „beste" Energiespeichertechnologie. Für die Bewertung eines Energiespeichersystems ist die konkrete Anwendung maßgeblich. Der anwendungsspezifische Einsatzbereich, die technischen Anforderungen sowie die Marktbedingungen (Energiepreise, Marktzugang, Finanzierungsoptionen, Alternativen) bestimmen, welche Technologie eingesetzt werden kann und unter welchen Rahmenbedingungen ein Geschäftsmodell entwickelt werden kann. Die unterschiedlichen Rahmenbedingungen und Marktentwicklungen im internationalen Umfeld helfen dabei, diese Effekte zu untersuchen.

Die möglichen Multi-Use-Konfigurationen sollten bei der wirtschaftlichen Bewertung von Energiespeichern umfassend berücksichtigt werden.

Praktische Erfahrungen zeigen, dass ein Energiespeichersystem häufig mehrere Anwendungen gleichzeitig erfüllen kann und dass diese Multi-Use-Nutzung sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt. Die Ergebnisse der ENTEC-Studie [1] zu Energiespeichern, veröffentlicht im März 2023 von der Generaldirektion Energie der Europäischen Kommission (Trinomics, TNO und Fraunhofer ISE), unterstreichen die Bedeutung der Erlösstapelung für die Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern. Die entsprechende Abbildung zeigt die Erlösstruktur verschiedener Energiespeichersysteme sowie eine Prognose für das Jahr 2030.

Für eine fundierte Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern über die gesamte Lebensdauer hinweg braucht es stabile und klare Rahmenbedingungen

Da die Wirtschaftlichkeit von Energiespeicherprojekten stark vom Marktdesign und von energiepolitischen Rahmenbedingungen abhängt und sich bei regulatorischen Änderungen deutlich verändern kann, ist ein stabiles Bewertungsumfeld notwendig. Die Europäische Kommission veröffentlichte im März 2023 Empfehlungen zur Energiespeicherpolitik, die verschiedene Herausforderungen adressieren und Handlungsempfehlungen für die Mitgliedstaaten enthalten [4]. Darüber hinaus wurden in einzelnen Ländern nationale Speicherstrategien vorgeschlagen. Beide Entwicklungen stellen wichtige Schritte hin zu einem klareren und verlässlicheren Rahmen für Energiespeicher dar.

4.2 Methode zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern anhand der akzeptablen und realisierten Speicherkapazitätskosten (ZAE Bayern)

4.2.1 Vorarbeiten und Einleitung

Um die Wirtschaftlichkeit thermischer Energiespeichern zu bewerten, wurde im Rahmen der Tasks 29 und 33 eine Berechnungsmethode entwickelt und publiziert ([2], [3]). Die Methode betrachtet die maximal akzeptablen Kosten der installierten Speicherkapazität für verschiedene Anwendungen bzw. Nutzer, die sich durch ihre Renditeerwartungen kennzeichnen. Die Wirtschaftlichkeitsbewertung folgt der Annahme, dass die Kosten der Energie aus dem Speicher nicht über den Kosten einer alternativen Energiebereitstellung liegen dürfen. Mit der Annuitätenmethode ergibt sich die Forderung, dass die jährlichen Kosten für die Speicherinvestition die jährliche Einsparung an Referenzenergiekosten nicht übersteigen. Parameter des Tools sind der Zinssatz der Investition, die angestrebte Amortisationszeit, die Referenzenergiekosten sowie die jährliche Zyklenzahl. Dies wird im Folgenden als Top-Down Ansatz bezeichnet. Dem gegenüber gestellt sind die realisierten Speicherkapazitätskosten, die aus den Investitionskosten des Speichers und der Speicherkapazität berechnet werden (Bottom-Up Ansatz).

4.2.2 Methodik: Top-Down und Bottom-Up Ansatz

4.2.2.1 Top-Down Ansatz

Der Top-down-Ansatz geht davon aus, dass die Kosten für die vom Speicher gelieferte Energie die Kosten für Energie aus dem Markt (im Folgenden als *REC* = Referenzenergiekosten bezeichnet) nicht überschreiten dürfen. Ausgehend von dieser Annahme werden die maximal akzeptablen Speicherkapazitätskosten aus dem Zinssatz und der Amortisationsdauer der Investition, der Anzahl der Speicherzyklen und den Referenzenergiekosten berechnet.

Anhand des den Kapitalkosten zugewiesenen Zinssatzes *i* und der Amortisationsdauer *n* lässt sich der Annuitätenfaktor *ANF* berechnen:

$$ANF = \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \tag{4-1}$$

Zinssatz *i* und die Amortisationsdauer *n* hängen vom Anwender ab. In der folgenden Diskussion werden exemplarisch zwei Anwendergruppen unterschieden. Im Industriesektor sind hohe Zinssätze von 10 % und mehr sowie kurze Amortisationsdauern von 5 Jahren und weniger üblich. Für den Gebäudebereich sind moderate Zinssätze von 5 % und längere Amortisationsdauern von 15 bis 20 Jahren akzeptabel. In Abbildung 4-3 ist der Annuitätenfaktor *ANF* als Funktion der Amortisationsdauer *n* für Zinssätze von 10 % (rote durchgezogene Linie) für die Industrie und 5 % (blaue gestrichelte Linie) für Gebäude dargestellt.

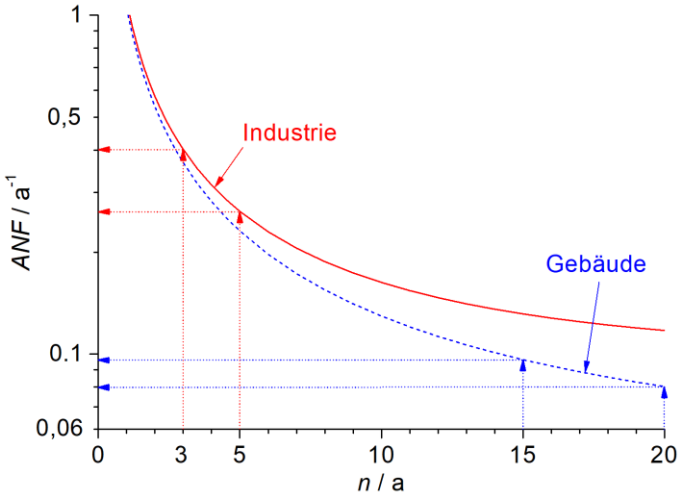

Abbildung 4-3: Annuitätsfaktor *ANF* als Funktion der Amortisationszeit *n* für die Nutzertypen Industrie (10 % Zinssatz) und Gebäude (5 % Zinssatz).

In der Industrie ergibt sich bei einer Amortisationszeit von 3 bis 5 Jahren ein *ANF* von 0,25 bis 0,4 a^{-1}. Im Gebäudesektor (Amortisationszeit 15 bis 20 Jahre) liegt der *ANF* zwischen 0,08 und 0,1 a^{-1}.

Die maximal akzeptablen Speicherkapazitätskosten SCC_{acc}, berechnet in EUR pro kWh installierter Speicherkapazität, sind das Produkt aus den substituierten Referenzenergiekosten *REC*, angegeben in EUR pro kWh Energie, und der Anzahl der Speicherzyklen pro Jahr N_{cycle} geteilt durch den Annuitätenfaktor *ANF*:

$$SCC_{\mathrm{acc}} = \frac{REC}{ANF} \cdot N_{\mathrm{cycle}} \qquad (4\text{-}2)$$

Mit den genannten Bereichen für *ANF* und einen exemplarisch gewählten Wert von 100 EUR/MWh für *REC*, ergibt sich folgende Darstellung (Abbildung 4-4) der akzeptablen Speicherkapazitätskosten SCC_{acc} in Abhängigkeit der Anzahl der Speicherzyklen pro Jahr N_{cycle}.

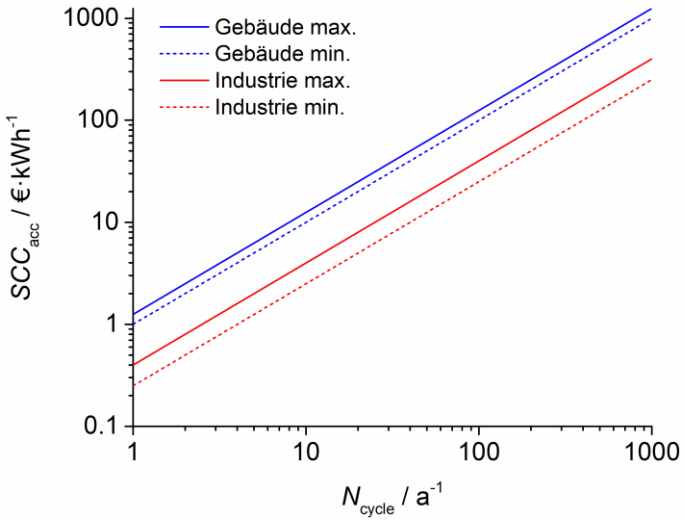

Abbildung 4-4: Akzeptable Speicherkapazitätskosten SCC_{acc} als Funktion der jährlichen Zyklenzahl N_{cycle} für die Nutzertypen Industrie und Gebäude; Werte für *ANF* und *REC* im Text angegeben.

4.2.2.2 Bottom-Up Ansatz

Der Bottom-up Ansatz berechnet die realisierten Speicherkapazitätskosten bestehender Speichersysteme (im Folgenden als SCC_{real} bezeichnet). Die realisierten Speicherkapazitätskosten entsprechen den Investitionskosten *INC* geteilt durch die installierte Speicherkapazität *SC*:

$$SCC_{\text{real}} = \frac{INC}{SC} \tag{4-3}$$

4.2.2.3 Vergleich von Top-Down und Bottom-Up Ansatz

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit eines konkreten Energiespeichers sind die mit Top-Down Ansatz berechneten akzeptablen Speicherkapazitätskosten mit den per Bottom-Up Ansatz ermittelten realisierten Speicherkapazitätskosten zu vergleichen. Als Beispiel wird dies für einen thermischen Energiespeicher für industrielle Anwendungen durchgeführt. Es handelt es sich um einen Wärmespeicher, der eine Kombination aus Thermoöl und Steinen als Speichermedium verwendet und für die Abwärmenutzung in einer Gießerei entwickelt wurde. Abbildung 4-5 zeigt eine schematische Darstellung des Speicherbehälters und ein Foto der Versuchsanlage.

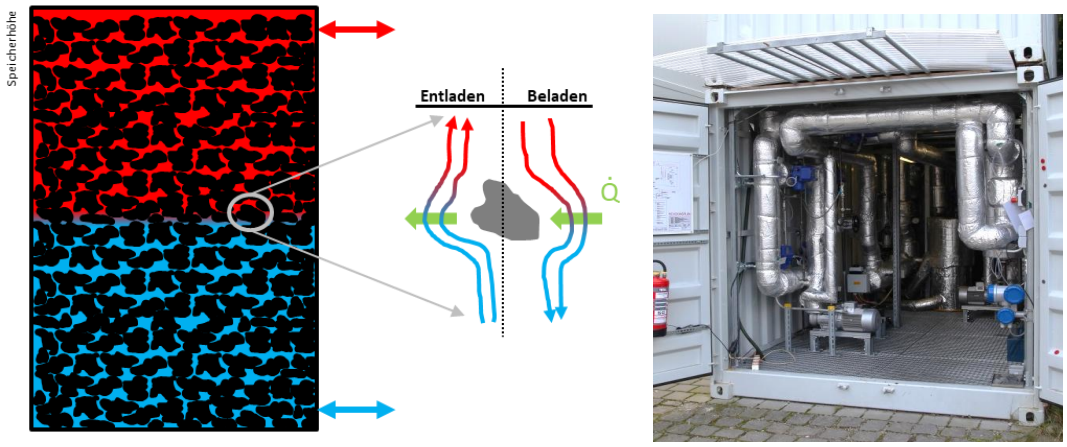

Abbildung 4-5: Stein-Thermoölspeicher; Schema der Steinschüttung im Speicherbehälter (links), Versuchsanlage am ZAE Bayern (rechts).

Die realisierten Speicherkapazitätskosten betrugen zum Zeitpunkt der Entwicklung 62 EUR/kWh. Für den Betrieb in der Gießerei wurden 200 Zyklen abgeschätzt. Vergleicht man dies mit den akzeptablen Kosten im Industriebereich (ANF beträgt 0,25 bis 0,4 a^{-1}, REC = 100 EUR/MWh), so liegen die realisierten Kosten im Bereich der akzeptablen Kosten, wie Abbildung 4-6 verdeutlicht.

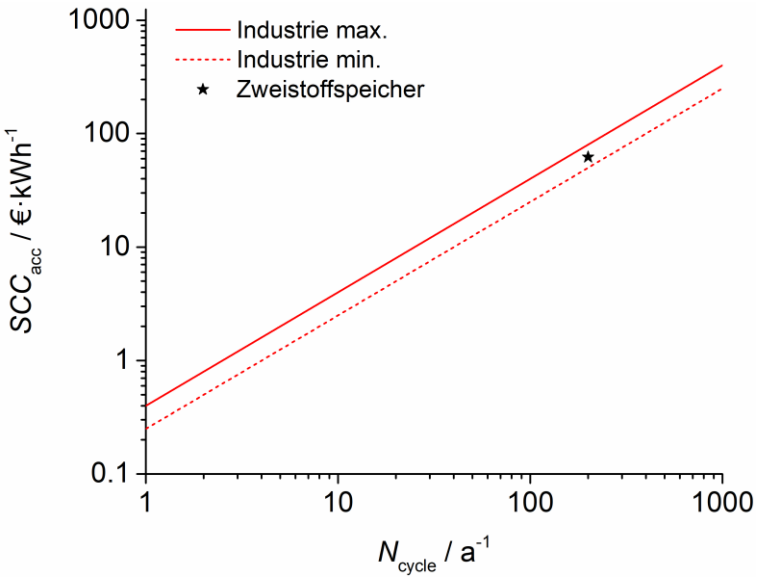

Abbildung 4-6: Vergleich akzeptabler und realisierter Speicherkapazitätskosten für den Stein-Thermoölspeicher zur Abwärmenutzung in einer Gießerei (techno-ökonomische Spezifikationen im Text).

Ein derartiges Ergebnis sollte als Anlass gesehen werden, die Wirtschaftlichkeit des Energiespeichers für die konkrete Anwendung detaillierter zu betrachten.

4.2.3 Weiterentwicklung der Bewertungsmethode

Die vorgestellte Methodik (Gleichungen (4-2) und (4-3)) ermöglicht eine simple erste Abschätzung der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern für bestimmte Nutzer. Die Analyse basiert auf dem Zusammenhang zwischen akzeptablen Speicherkapazitätskosten, der Häufigkeit der Speicherbeladung und -entladung und den Kosten der Referenzenergie, die durch das Speichersystem ersetzt wird.

In der Berechnung nicht berücksichtigt werden Betriebs- und Wartungskosten, Kosten für das Laden der Speicher, Einsparungen durch reduzierte CO_2 Emissionen etc.

Im Vorhaben wurde die Methodik daher weiterentwickelt. Unter anderem wurden Gespräche mit Unternehmen, die im Bereich der Energiespeicherung tätig sind, geführt: einerseits, um die Methode zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern vorzustellen und zur Anwendung zu empfehlen; andererseits, um das Feedback der Unternehmen einzuholen und in die Weiterentwicklung der Methode einfließen zu lassen. Im Austausch mit den Unternehmen wurde das Tool intensiv diskutiert und für die jeweiligen Anwendungsfälle der Unternehmen getestet.

Dies führte unter anderem dazu, dass Betriebs- sowie Wartungskosten und Kosten fürs Laden des Speichers mit in die Analyse aufgenommen wurden. Hierfür werden die eingesparten Referenzenergiekosten entsprechend korrigiert, da sich durch anfallende Betriebs-/Wartungskosten, Kosten fürs Laden des Speichers und Erlösen aufgrund von Einsparungen bei den CO_2-Emissionen die monetäre Einsparung je kWh Referenzenergie entsprechend verändert.

In einem der Gespräche war ein großer thermischer Energiespeicher im Fokus, der in ein Fernwärmenetz integriert ist. Der Energiespeicher wurde in Kombination mit einem Kraftwerk geplant, um die Wärmeerzeugung unter einem bestimmten Niveau zu halten. Dies ermöglichte eine Verringerung der zu installierenden Kraftwerkskapazität und damit Kosteneinsparungen. Derartige Einsparungen wurden in die Methodik aufgenommen, indem die Investitionskosten des Speichers um an anderer Stelle eingesparte Investitionskosten korrigiert werden.

Schlussendlich führten die Gespräche mit den Unternehmen dazu, dass die Methodik in drei verschiedene Ansätze unterteilt wurde. Je nach konkretem Anwendungsfall und Geschäftsmodell ist einer der drei Ansätze zu wählen.

4.2.4 Drei Ansätze zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit

Ansatz (1): Wenn eine einfache und grobe wirtschaftliche Bewertung eines Energiespeichers erfolgen soll, kann der ursprüngliche Ansatz (siehe Gleichungen (4-2) und (4-3)) verwendet werden. Aufgrund der geringen Anzahl techno-ökonomischer Parameter ermöglicht er eine schnelle erste Einschätzung der Rentabilität des Energiespeichers.

Ansatz (2): Für eine etwas tiefergehende Bewertung der Rentabilität des Energiespeichersystems, wurde der ursprüngliche Ansatz um einige techno-ökonomische Parameter erweitert. Auch dieser Ansatz ist als Vereinfachung anzusehen.

Die Ansätze (1) und (2) sind dann geeignet, wenn der Hauptzweck des Energiespeichers darin besteht, eine bestimmte Menge an Energie (Wärme, Strom etc.) zu liefern und damit die Benutzung einer alternativen Energiebereitstellung zu vermeiden bzw. zu reduzieren.

Ansatz (3): Falls die wirtschaftliche Analyse eines Energiespeichers nicht auf Basis der eingesparten Referenzenergie durchgeführt werden kann, zum Beispiel im Fall eines Batteriespeichers, der Netzdienstleistungen verkauft, ist es hilfreich, sich auf generierte Umsätze zu fokussieren. Der dritte Ansatz ermöglicht es daher, unterschiedliche Umsätze als Grundlage der Bewertung der Wirtschaftlichkeit zu verwenden.

Die drei Ansätze des Modells werden folgendermaßen bezeichnet: (1) „Referenzorientiert“, (2) „Erweitert referenzorientiert“ und (3) „Umsatzorientiert“. Im Folgenden werden die Ansätze im Detail erläutert.

4.2.4.1 Ansatz (1) „Referenzorientiert“ – zur schnellen und simplen Bewertung

Ansatz (1) wurde bereits in Abschnitt 4.2.2 erläutert. Dieses vereinfachte Modell vermittelt einen ersten Eindruck von der Rentabilität eines Speichers im Vergleich zu einem Bezug von Referenzenergie, der ohne die Installation eines Energiespeichers erforderlich wäre. Es ermöglicht auch ein Verständnis der Rentabilität des betrachteten Speichers in Abhängigkeit von seinen Investitionskosten und der Anzahl der Zyklen pro Jahr.

Das mit Ansatz (1) generierte Ergebnis kann beispielsweise wie folgt interpretiert werden: Wenn die realisierten Speicherkapazitätskosten weitaus höher als die akzeptablen Speicherkapazitätskosten sind, ist es sehr unwahrscheinlich, dass der Speicher rentabel ist, da noch keine Betriebskosten berücksichtigt wurden. Sind die realisierten Speicherkapazitätskosten jedoch im Bereich oder deutlich unter den akzeptablen, so empfiehlt sich eine weitergehende Betrachtung der Wirtschaftlichkeit, zum Beispiel mit Ansatz (2).

4.2.4.2 Ansatz (2) „Erweitert referenzorientiert“ - zur realistischeren Bewertung

Ansatz (2) fügt dem simplen Ansatz (1) folgende Parameter hinzu, um die Abschätzung der Wirtschaftlichkeit eine Stufe detaillierter und realistischer durchzuführen. Diese Parameter sind:

- Betriebs- und Wartungskosten (Operating & Maintenance Cost) *OMC* [EUR/kWh]: Der Parameter *OMC* berücksichtigt die Kosten, welche für Betrieb und Wartung des Energiespeichers anfallen. Diese Kosten sind variabel, da proportional zur Verwendung des Speichers und somit von der Anzahl der Be- und Entladezyklen abhängig.

- Beladekosten (Charging Cost) *CHC* [EUR/kWh]: Die Beladekosten geben die Kosten an, die pro kWh für die Beladung des Speichers zu bezahlen sind. Ist zum Beispiel eine Beladung über das Stromnetz angedacht, ist der Preis für eine Kilowattstunde Strom anzusetzen. Kann hingegen ein thermischer Energiespeicher über Abwärme ohne zusätzliche Kosten beladen werden, gilt *CHC* = 0 EUR/kWh. Auch der Fall negativer Strompreise, die unter Umständen zu gewissen Zeiten zur Beladung des Speichers zur Verfügung stehen, kann durch negative Werte für *CHC* abgebildet werden.
- Gesamtwirkungsgrad (Round Trip Efficiency) *RTE* [-]: Um die tatsächlichen Kosten für eine komplette Beladung eines Speichers abzuschätzen, ist die *RTE* miteinzubeziehen. Bei einem idealen Speicher mit einer *RTE* von 100 % steht die gesamte Energiemenge, mit der der Speicher beladen wird, für die Entladung und damit der eigentlichen Nutzung zur Verfügung. In der Realität ist dies auf Grund von Verlusten nicht möglich, zum Beispiel durch Wärmeabgabe an die Umgebung, oder zusätzlicher Verbraucher im System, wie Pumpen, Steuerungssystem etc. Daher ist mehr Energie für die Beladung notwendig als für die Entladung zur Verfügung steht und die Beladekosten werden um den Faktor 1/*RTE* korrigiert.
- CO_2-Bepreisung $CO2_f$ [EUR/kWh]: Es kann ein Gewinn anfallen, wenn die Verwendung des Speichers dafür sorgt, dass CO_2-Emissionen verringert werden. Ein Beispiel hierfür ist ein über Abwärme geladener thermischer Energiespeicher. Wird die Wärme des Speichers beispielsweise zum Heizen von Industrieprozessen verwendet, die sonst über Gasverbrennung beheizt werden, kann anhand der eingesparten CO_2-Emmissionen die CO_2-Bepreisung des Industrieprozesses gesenkt werden. In der Praxis erfordert dies die Kenntnis des CO_2-Preises [€/t] und des CO_2-Emissionsfaktors [t/kWh] der Referenzenergie.

Mit diesen zusätzlichen Parametern erhält man folgende Gleichung für die akzeptablen Speicherkapazitätskosten:

$$SCC_{\mathrm{acc}} = \frac{(REC - OMC - \frac{CHC}{RTE} + CO2_{\mathrm{f}})}{ANF} \cdot N_{\mathrm{cycle}} \tag{4-4}$$

Die Formel für die realisierten Speicherkapazitätskosten wird erweitert zu:

$$SCC_{\mathrm{real}} = \frac{INC - CAP}{SC} \tag{4-5}$$

Fixe Betriebskosten – zum Beispiel Kosten, die auf Grund von Versicherungen oder Personal anfallen und unabhängig von der umgesetzten Energiemenge sind – werden zu den Investitionskosten *INC* hinzugerechnet.

- *CAP* [EUR] bezeichnet Einsparungen an Kapitalkosten, welche durch die Installation des Energiespeichers erzielt werden – etwa durch eine kostengünstigere Auslegung des umgebenden Energiesystems (zum Beispiel kleinere Dimensionierung von Kraftwerken). Erhaltene Subventionen bzw. Förderung für die Installation des Energiespeichers können ebenfalls mit dem Parameter *CAP* berücksichtigt werden.

Das Feedback der Unternehmen zu diesem Ansatz war, dass dieser hilfreich ist, wenn ein Energiespeicher zu einem bereits bestehenden System hinzufügt wird. Das mit Ansatz (2) generierte

Ergebnis kann beispielsweise wie folgt interpretiert werden: Wenn die realisierten Speicherkapazitätskosten höher als die akzeptablen Speicherkapazitätskosten sind, ist es ratsam, zusätzliche Umsätze zu identifizieren, die mit dem betrachteten Energiespeicher in der konkreten Anwendung möglicherweise generiert werden können. Hierfür eignet sich der folgende Ansatz (3). Sind die realisierten Speicherkapazitätskosten im Bereich oder unter den akzeptablen, so empfiehlt sich eine weitergehende Betrachtung der Wirtschaftlichkeit unter Einbeziehung weiterer, relevanter techno-ökonomischer Parameter.

4.2.4.3 Ansatz (3) „Umsatzorientiert" – zur Bewertung anhand generierter Umsätze

Ansatz (3) verwendet dieselben Eingabeparameter für die Annuitätenberechnung wie die beiden anderen Ansätze. Der wesentliche Unterschied zu diesen ist, dass Ansatz (3) verschiedene Umsätze berücksichtigt, die mit dem Betrieb des Energiespeichers erzielt werden können. Ansatz (3) ist damit insbesondere bei der Berücksichtigung verschiedener Einnahmequellen vorteilhaft. Gerade dann, wenn die Implementierung eines Speichers in eine Anwendung eine Vielzahl von Vorteilen (und daraus abgeleiteten Umsätzen) mit sich bringen kann, sind unterschiedliche Einnahmequellen zu beachten.

Die neuen Parameter für die Berechnung der akzeptablen Speicherkapazitätskosten sind:

- Jährlicher Umsatz pro Speicherkapazität REV_{SC} [EUR/kWh]: Mit REV_{SC} wird der jährliche Umsatz berechnet, der aus jeder vom Energiespeicher gelieferten kWh erzielt wird. Beispiel: Umsatz der von einem Wärmespeicher an ein Fernwärmenetz gelieferten Wärme.
- Umsatz pro Zyklus REV_C [EUR]: REV_C kann verwendet werden, wenn ein bestimmter Umsatz pro Zyklus vorliegt. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn eine Energiespeichertechnologie betrachtet wird, die hauptsächlich Strom liefert, aber auch Abwärme bereitstellen kann und der Ertrag pro Zyklus für die Abwärme bekannt ist. REV_C ist in der Berechnung durch die Speicherkapazität *SC* zu dividieren. REV_C ist durch die Speicherkapazität *SC* zu dividieren.
- Variable Betriebskosten OMC_{var} [EUR/kWh]: entspricht *OMC* aus Ansatz (2).

Die akzeptablen Speicherkapazitätskosten berechnen sich für Ansatz (3) gemäß Gleichung (4-6):

$$SCC_{\mathrm{acc}} = \frac{\left(REV_{\mathrm{SC}} + \frac{REV_{\mathrm{C}}}{SC} - OMC_{\mathrm{var}} - \frac{CHC}{RTE} + CO2_{\mathrm{f}}\right) \cdot N_{\mathrm{cycle}}}{ANF} \tag{4-6}$$

Die zusätzlichen, neuen Parameter für die Berechnung der realisierten Speicherkapazitätskosten sind:

- Feste Betriebskosten OMC_{fix} [EUR/a]: OMC_{fix} stehen für jährlich anfallende Kosten für Versicherungen oder Personal, die unabhängig vom Energieverbrauch sind. Diese werden hier unter Berücksichtigung der Amortisationszeit *n* zu den Investitionskosten *INC* hinzugerechnet.
- Jahresumsatz REV_A [EUR/a]: Mit REV_A lassen sich jährliche Erträge berücksichtigen, die durch die Installation des Energiespeichers entstehen. Beispiel: Umsatz durch Netzdienstleistungen wie Frequenzhaltungsreserve (FCR). REV_A ist durch die Speicherkapazität *SC* zu dividieren.

Die realisierten Speicherkapazitätskosten berechnen sich für Ansatz (3) gemäß Gleichung (4-7):

$$SCC_{\mathrm{real}} = \frac{INC - CAP + (OMC_{\mathrm{fix}} - REV_{\mathrm{A}}) \cdot n}{SC} \tag{4-7}$$

4.2.5 Excel-Tool zur Anwendung der Ansätze zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit

Es wurde ein Excel-Tool entwickelt, um die einfache Anwendung der drei Ansätze der Wirtschaftlichkeitsbewertung zu ermöglichen. Der Benutzer gibt seine Speicher- und anwendungsspezifischen Daten ein und die Auswertung wird als Diagramm dargestellt.

In Abbildung 4-7 ist die Liste der Parameter zu sehen, die die Grundlage des Modells bilden. Die gelb markierten Felder müssen vom Benutzer ausgefüllt werden, die grün markierten Werte werden berechnet.

Enter value | Calculated value

Top-down: The market

$$ANF = \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1}$$

$$SCC_{acc} = \frac{REC \cdot N_{cycle}}{ANF}$$

Variable	min/max	Unit	Value
Interest Rate *i*	min.	-	8%
	max.	-	12%
Paypack Period *n*	min.	a	8
	max.	a	15
Annuity Factor *ANF*	min.	1/a	0,117
	max.	1/a	0,201
Reference Energy Costs *REC*	min.	€/kWh	0,03
	max.	€/kWh	0,09
Number of Cycles per Year N_{cycle}	min.	1/a	320
	max.	1/a	450
Acceptable Storage Capacity Costs SCC_{acc}			

Bottom-up: Your energy storage system

$$SCC_{real} = \frac{INC}{SC}$$

Variable	min/max	Unit	Value
Investment costs *INC*	min.	€	65.000
	max.	€	100.000
Storage Capacity *SC*	min.	kWh	300
	max.	kWh	800
Realized Storage Capacity Costs SCC_{real}	min.	€/kWh	81,25
	max.	€/kWh	333,33
Number of Cycles per Year N_{cycle}	min.	1/a	320
	max.	1/a	450

Abbildung 4-7: Screenshot des Excel-Tools – Eingabemaske für Ansatz (1).

Als Auswertung erhält der Benutzer ein Diagramm, wie es in Abbildung 4-8 gezeigt ist.

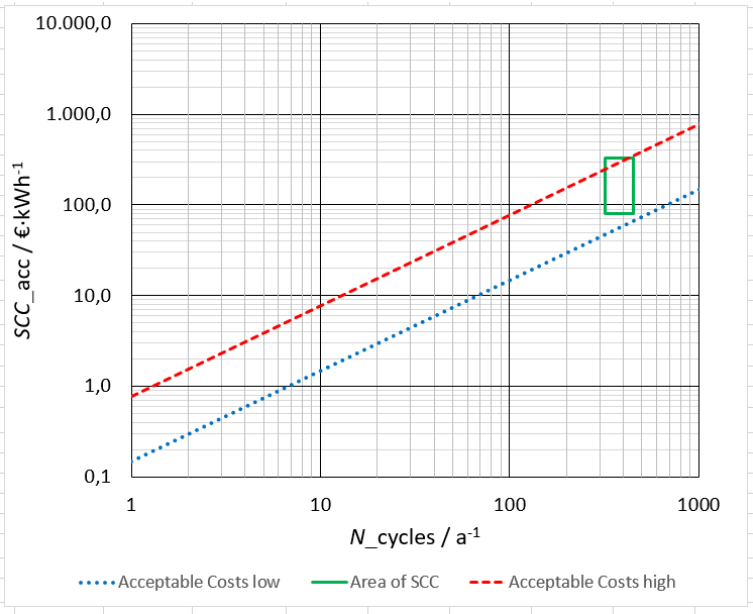

Abbildung 4-8: Screenshot des Excel-Tools – Auswertung per Diagramm.

Da einige Parameter als Bereich mit eines Mindest- und Höchstwerts angegeben werden können, ergibt sich die akzeptable Speicherkapazität aus zwei Linien: Rot steht für die höheren akzeptablen Kosten und Blau für die niedrigeren. Das grüne Rechteck gibt die realisierten Speicherkapazitätskosten und den Bereich der realisierbaren Zyklen pro Jahr an. Auch hier können Bereiche für die Eingabeparameter angegeben werden.

Das ausgearbeitete Excel-Tool wird als Open-Source-Datei zur Verfügung gestellt. Es ist geplant, das Tool 2026 zusammen mit dem Schlussbericht von Task 41 auf der ES TCP-Webseite zu veröffentlichen. Um Missverständnisse hinsichtlich der Gültigkeit der mit dem Excel-Tool erstellten wirtschaftlichen Bewertung zu vermeiden, wird beim Download ein Haftungsausschluss bekannt gegeben und ein Wasserzeichen in die Excel-Tabelle integriert. Mit dem Download wird ein Notizbuch bereitgestellt, das eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Parameter sowie ein Anwendungsbeispiel für eine Energiespeichertechnologie enthält.

4.2.6 Zusammenfassung

Zur wirtschaftlichen Bewertung von Energiespeichern für einen bestimmten Nutzertyp und eine konkrete Anwendung wurde eine einfache Methodik entwickelt. Die Wirtschaftlichkeitsbewertung folgt der Annahme, dass die Kosten der Energie aus dem Speicher nicht über den Kosten einer alternativen Energiebereitstellung liegen dürfen.

Die Methodik verdeutlicht wichtige Erkenntnisse zur Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern. Erstens hängen die maximal akzeptablen Speicherkosten bei einer festen Speicherdauer aufgrund von Unterschieden bei der Amortisationsdauer, dem Diskontsatz und den Kosten der Referenzenergie vom Markt vom wirtschaftlichen Umfeld des Nutzers (zum Beispiel Industrie oder Gebäude) ab. Zweitens hat die jährliche Anzahl der Speicherzyklen den mit Abstand größten Einfluss auf die maximal akzeptablen Speicherkapazitätskosten und die Kosteneffizienz von Speichern. Wenn die jährliche Anzahl der Speicherzyklen ausreichend hoch ist, können viele Energiespeichertechnologien wirtschaftlich wettbewerbsfähig werden. Drittens gibt es Szenarien, in denen die meisten Speichertechnologien wirtschaftlich sind. In diesem Fall sollten die Systeme hinsichtlich ihrer physikalischen und technischen Eigenschaften verglichen werden.

Die Methodik wurde in Zusammenarbeit mit Unternehmen weiterentwickelt. Es stehen drei verschiedene Ansätze zur Verfügung. Zwei der Ansätze sind insbesondere dann geeignet, wenn der Hauptzweck des Energiespeichers darin besteht, eine bestimmte Menge an Energie zu liefern und damit die Benutzung einer alternativen Energiebereitstellung zu verringern. Der dritte Ansatz ist insbesondere bei der Berücksichtigung verschiedener Einnahmequellen vorteilhaft, das heißt wenn die Implementierung eines Speichers in eine Anwendung mehrere Vorteile und daraus abgeleitete Umsätze mit sich bringt.

Zur Anwendung der drei Ansätze wurde ein Excel-Tool erarbeitet, welches zusammen mit dem Schlussbericht des Task 41 auf der Homepage des ES TCP veröffentlicht werden soll.

4.3 Verbreitung der Projektergebnisse (BVES)

Arbeitspaket 4 befasste sich mit der Verbreitung der Projektergebnisse. Die Verbreitung der (Zwischen-)Ergebnisse erfolgte sowohl im Rahmen von Veranstaltungen in Deutschland und international als auch über soziale Medien und die Projektwebseite.

Im Laufe des Vorhabens wurden zudem Workshops mit der Speicherindustrie sowie weiteren Akteure veranstaltet, um die Ergebnisse einer breiten Öffentlichkeit zur Verfügung zu stellen. Diese Workshops wurden zumeist im Zusammenhang mit den Experts Meetings geplant. Ein zusätzlicher Workshop fand losgelöst von den Experts Meetings in Österreich statt.

4.3.1 Veranstaltungsformate & Präsentationen

Während der Projektlaufzeit wurden die (Zwischen-)Ergebnisse und Projektfortschritte durch Beiträge bei BVES-Konferenzen wie dem *2nd BVES Investor Summit Europe* mit circa 350 Teilnehmenden aus Speicherbrache, Finanzwirtschaft, Politik und Wissenschaft und der *BVES Mitgliederversammlung* als auch durch Beiträge bei weiteren Veranstaltungsformaten wie dem *Investors Dialogue on Energy Storage der EU-Kommission*, dem *Energy Storage OnSeminar* des IEA ES TCP und der Fachkonferenz *EuroSun 2022* vorgestellt. Auch im Austausch mit internationalen Delegationen und Speicherverbänden wurde auf das Projekt aufmerksam gemacht.

Weitere Kommunikationsarbeit bei Veranstaltungen erfolgte durch einen Gemeinschaftsstand des Energy Storage TCP bei Fachkonferenzen des BVES. Hierzu wurden für die *BVES Statuskonferenz Großspeicher im Stromsystem am* 1. Februar 2024 sowie für die *BVES Statuskonferenz Thermische Speicher* am 27. Juni 2024 ein Gemeinschaftsstand des Energy Storage TCP organisiert, welcher auch für Task 41 Anlaufstelle für Information und die Mitarbeit im Task bot.

Während der Partnermesse des BVES, *Volta-X*, die vom 28.-30. März 2023 in Stuttgart stattgefunden hat, wurden die erlangten Erkenntnisse unter anderem für die Gestaltung des BVES-Workshops „It's the economy, stupid! Bankability and investability in energy storage systems“ genutzt.

Innerhalb der IEA wurden die Ergebnisse regelmäßig in das Executive Committee des Energy Storage TCP kommuniziert. Die Treffen des Executive Committee dienten als geeignete Plattformen, um die Ergebnisse zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichertechnologien einem internationalen Fachpublikum öffentlich bekannt zu machen. Da die Experts-Meetings im Wechsel bei verschiedenen teilnehmenden Institutionen des Tasks unter Einbezug lokaler Gäste und in diesem Zusammenhang teilweise auch die Industrieworkshops mit erweitertem Publikum stattgefunden haben, konnte auch über diese eine weitere Verbreitung der Inhalte des Tasks realisiert werden.

Ergänzend wurde im Rahmen interner Veranstaltungsformate wie in den Arbeitsgruppensitzungen des BVES über das Projekt informiert. Auf diese Weise flossen die Ergebnisse des Tasks EcoEneSto auch in Stellungnahmen des BVES ein.

4.3.2 Schriftliche Kommunikation & Berichterstattung

Die schriftliche Kommunikation zum Projektfortschritt und den Zwischenergebnissen erfolgte unter anderem über die LinkedIn Plattform des BVES beispielsweise zu den Task Meetings und der Umfrageformate, die Task-Webseite auf der ES TCP Webseite sowie den öffentlichen Annual Report des ES TCP und den BVES-Monatsbericht. Die Webseite für den Task auf der Webseite des Energy Storage TCP wurde als Anlaufstelle für Informationen und zur Verbreitung vom Fragebogen etabliert.

Weitere Kommunikation erfolgte über die Veröffentlichung eines Artikels im Magazin Nachhaltige Technologien im Jahr 2024 [5].

Um dem Task einen Wiedererkennungswert zu verschaffen, wurde zudem ein Logo erstellt und für die Kommunikation verwendet.

Abbildung 4-9: Logo für Task 41 Economics of Energy Storage

4.4 Fazit (BVES & ZAE)

Das Vorhaben EcoEneSto wurde erfolgreich durchgeführt und leistete einen wichtigen Beitrag zur internationalen Arbeit des Energy Storage TCP der Internationalen Energieagentur durch die Leitung des Tasks 41 *Economics of Energy Storage*.

Im Mittelpunkt des Projekts standen die inhaltliche und organisatorische Leitung dieses Tasks sowie die gezielte Weiterentwicklung einer Methodik zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern. Durch die enge Verzahnung nationaler Projektarbeiten mit der internationalen Task-Struktur konnte sowohl für die beteiligten Partner als auch für die internationale Fachgemeinschaft ein Mehrwert erzielt werden.

Die Leitung von Task 41 durch den BVES stellte einen zentralen Erfolgsfaktor des Vorhabens dar. Sie umfasste die Planung, inhaltliche Ausrichtung und organisatorische Durchführung der Task-Aktivitäten über die gesamte Projektlaufzeit. Insbesondere die Organisation und Nachbereitung der Task-Meetings sowie die Berichterstattung gegenüber dem Executive Committee des ES TCP gewährleisteten eine hohe Transparenz und fachliche Qualität der Arbeiten.

Ein Schwerpunkt des Projekts lag auf der Weiterentwicklung einer Methode zur Bestimmung der akzeptablen Energiespeicherkapazitätskosten. Diese Methode wurde durch das ZAE Bayern inhaltlich erweitert, auf zusätzliche Speichertechnologien angewendet und um relevante Parameter erweitert, um realitätsnahe und anwendungsbezogene Wirtschaftlichkeitsanalysen zu ermöglichen. Durch die enge Abstimmung mit Herstellern sowie Anwendern von Energiespeichern und die aktive Einbindung der Task 41-Teilnehmenden konnte die Methode praxisnah ausgestaltet werden. Als Ergebnis wird zusammen mit dem Final Report von Task 41 ein ebenso frei verfügbares Excel-Tool zur Anwendung der Methodik veröffentlicht werden

Insgesamt zeigt das Vorhaben EcoEneSto, dass durch eine konsequente internationale Koordination und gezielte methodische Weiterentwicklung belastbare Grundlagen für die ökonomische Bewertung von Energiespeichern geschaffen werden können. Die Projektziele wurden somit erreicht. Die Ergebnisse leisten einen nachhaltigen Beitrag zur Weiterentwicklung wirtschaftlicher Bewertungsansätze im Energiespeicherbereich.

4.5 Referenzen

[1] European Commission: Directorate-General for Energy, Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI, Guidehouse, McKinsey & Company Inc, TNO, Trinomics and Utrecht

University, Study on energy storage, Publications Office of the European Union, 2023, https://data.europa.eu/doi/10.2833/333409

[2] Rathgeber, C., Lävemann, E., & Hauer, A. (2015). Economic top–down evaluation of the costs of energy storages—A simple economic truth in two equations. Journal of Energy Storage, 2, 43-46.

[3] Rathgeber, C., Hiebler, S., Lävemann, E., Dolado, P., Lazaro, A. et al. (2016). IEA SHC Task 42/ECES Annex 29–A simple tool for the economic evaluation of thermal energy storages. Energy Procedia, 91, 197-206.

[4] Commission Recommendation of 14 March 2023 on Energy Storage – Underpinning a decarbonised and secure EU energy system 2023/C 103/01, Document 32023H0320(01), März 2023.

[5] Seidnitzer-Gallien, C., Hauer, A., Puschnigg, G., Moser, S. und Schulz, B. (2024). Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern – Ansätze zur Bewertung und Entwicklung zukunftsfähiger Geschäftsmodelle, https://www.aee-intec.at/zeitung/nachhaltige_technologien-4-2024/29/ (abgerufen am 18.12.2025)

5 Zahlenmäßiger Nachweis

Der zahlenmäßige Nachweis erfolgte separat durch die Übersendung des Verwendungsnachweises an den Fördergeber. Der Zeit- und der Kostenplan wurde im Wesentlichen eingehalten. Abweichungen waren temporär und wurden innerhalb des Projekts aufgeholt.

6 Notwendigkeit öffentlicher Förderung

Bei dem Vorhaben handelte es sich um die Entwicklung grundlegender Methoden zur Untersuchung der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern. Dies ist ein aufwendiges Verfahren und die damit verbundenen Kosten und das Risiko können nicht von den Projektpartnern getragen werden. Daher waren die Arbeiten nicht ohne eine öffentliche Förderung realisierbar.

7 Verwertbarkeit der Ergebnisse

Es erfolgt keine direkte wirtschaftliche Verwertung durch die Projektpartner, da die im Projekt erzielten Ergebnisse grundlegende Methoden zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit darstellen. Die Projektpartner haben ihre jeweiligen Verwertungspläne als Teil der Erfolgskontrollberichte dem Fördergeber mitgeteilt.

8 Relevante Erkenntnisse von dritter Seite

Erkenntnisse von dritter Seite, die die erzielten Ergebnisse beeinflussen, liegen den Autor*innen nicht vor.

9 Veröffentlichungen im Rahmen des Projekts

- Rathgeber, C., Lävemann, E. und Hauer, A. (2022). Economy of Thermal Energy Storage Systems in Different Applications. In Advances in Energy Storage, A. Hauer (Ed.). https://doi.org/10.1002/9781119239390.ch33
- Seidnitzer-Gallien, C., Hauer, A., Puschnigg, G., Moser, S. und Schulz, B. (2024). Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern – Ansätze zur Bewertung und Entwicklung zukunftsfähiger Geschäftsmodelle, https://www.aee-intec.at/zeitung/nachhaltige_technologien-4-2024/29/