

Einordnung unterschiedlicher Energiespeicheroptionen im zukünftigen Großhandelsmarkt. Wie Wirkungsgrad, Speicherkapazität und Kostenstruktur die Wirtschaftlichkeit beeinflussen

Witold Arnold, Sebastian Bohnes und Peter Moser

Neben der direkten Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien werden zunehmend flexible, emissionsneutrale Kapazitäten für die Versorgungssicherheit benötigt. Eine wichtige Säule sind z.B. die im Kraftwerkssicherheitsgesetz vorgesehenen wasserstofffähigen Gaskraftwerke. Zudem wird erwartet, dass auch große Energiespeicherkapazitäten im Rahmen des Energy Shifting eingesetzt werden. Hierfür sind grundsätzlich unterschiedliche Energiespeicheroptionen denkbar, die sich hinsichtlich ihrer technischen und betrieblichen Merk-

male unterscheiden. Herkömmliche Vergleichsmethoden, wie z.B. Levelized Cost of Storage (LCOS), vereinfachen die Komplexität des Marktes häufig zu stark und liefern somit eine verzerrte Darstellung der Wirtschaftlichkeit. Der Artikel stellt daher einen erweiterten Bewertungsansatz vor, der technische und betriebliche Parameter einbezieht, um den Betrieb von Energiespeichern genauer zu modellieren. Die Untersuchung zeigt, dass sowohl Wirkungsgrad als auch Speicherkapazität die Wirtschaftlichkeit maßgeblich beeinflussen. Durch die Kombination von Erlös- und Kostenbetrachtungen können bevorzugte Speicherkonfigurationen identifiziert werden. Die vorgestellte Methodik ermöglicht einen fairen, technologieutralen Vergleich verschiedener Energiespeicheroptionen im Großhandelsmarkt.

Energy Shifting eingesetzt werden. Diese Energiespeicher werden voraussichtlich einen Großteil ihrer Erlöse am Großhandelsmarkt erzielen müssen.

Die Prognose der zukünftigen Erlöse von Energiespeichern am Großhandelsmarkt stellt jedoch eine besondere Herausforderung dar. Herkömmliche Methoden, wie z.B. Levelized Cost of Storage (LCOS), vereinfachen die Komplexität des Marktes oft zu stark und liefern somit eine verzerrte Darstellung der Wirtschaftlichkeit. In diesem Beitrag wird daher ein erweiterter Optimierungsansatz verwendet, mit dem der Betrieb eines Energiespeichers in einem Zukunftsszenario genauer beschrieben werden kann. Dabei werden alle wichtigen technischen Leistungskennzahlen eines Energiespeichers wie Wirkungsgrad, Speicherdauer sowie Be- und Entladeleistung adäquat berücksichtigt. Diese Methode ist zwar deutlich aufwändiger, bietet aber im Vergleich zu herkömmlichen Berechnungen realistischere Analyseergebnisse.

Die reine Erlösbetrachtung reicht jedoch für eine Einordnung der Wirtschaftlichkeit nicht aus. Erst in Kombination mit den Kosten der jeweiligen Energiespeicherkonfiguration ist eine Bewertung sinnvoll. Natürlich führt eine höhere Speicherdauer oder ein höherer Wirkungsgrad zu höheren Erlösen. Entscheidend ist jedoch, ob die damit verbundenen Mehrkosten die Mehrerlöse rechtfertigen. Um diese Frage zu beantworten, werden Kostenstrukturen verschiedener Speichertechnologien betrachtet und den jeweiligen Erlösen gegenübergestellt. Dadurch wird es möglich, die Wirtschaftlichkeit verschiedener Speicherkonfigurationen zu vergleichen und eine Vorzugskonfi-

1 Einleitung und Motivation

Der Übergang zu einem nachhaltigeren Energiesystem wird durch die Integration intermittierender erneuerbarer Energiequellen wie Wind und Sonne vorangetrieben. Um die ambitionierten Klimaschutzziele zu erreichen, wird neben der direkten Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zunehmend ein Mix aus flexiblen, CO₂-emissionsneutralen Kapazitäten für die Versorgungssicherheit benötigt, um den Strombedarf auch dann zu decken, wenn die Erneuerbare Energien nicht ausreichend Strom zur Verfügung stellen können. Eine wichtige Säule dieser flexiblen Erzeugungskapazitäten sind die im Kraftwerkssicherheitsgesetz der Bundesregierung vorgesehenen wasserstofffähigen Gaskraftwerke. Zudem wird erwartet, dass hierzu auch große Energiespeicherkapazitäten im Rahmen des

Autoren

Dr. Witold Arnold
Dr. Sebastian Bohnes
Dr. Peter Moser
RWE Power AG
Essen, Deutschland

guration für die aktuellen oder zukünftig vorgegebenen Randbedingungen des Strommarktes zu identifizieren.

In diesem Beitrag werden die der Untersuchung zugrunde liegende Methodik sowie die wesentlichen Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern im Großhandelsmarkt beschrieben. Ziel ist es aufzuzeigen, wie mit dem vorgestellten Simulationswerkzeug – trotz des sehr komplexen technisch-wirtschaftlichen Optimierungsproblems – verschiedene Energiespeicheroptionen vergleichend bewertet werden können.

2 Überblick über den Bewertungsansatz und die Parametervariation

Die Einordnung verschiedener Energiespeicheroptionen erfolgt in dieser Arbeit mit Hilfe der Discounted Cash Flow (DCF) Analyse. Bei dieser Analyse werden die zukünftigen Erlöse und Kosten des Energiespeichers auf den heutigen Wert abgezinst. Dies geschieht unter Berücksichtigung eines Diskontierungssatzes, der das Risiko und die Zeitpräferenz der Geldanlage widerspiegelt. Eine Übersicht über den in dieser Studie verwendeten Bewertungsansatz inklusive aller berücksichtigten Randbedingungen ist in Bild 1 dargestellt.

Die Ermittlung der zukünftigen Erlöse aus dem Großhandelsmarkt erweist sich dabei als sehr herausfordernd, da der Betrieb des Energiespeichers stark von den technischen und betrieblichen Randbedingungen, wie z.B. Wirkungsgrad, Speicherkapazität sowie der zeitlichen Verteilung der prognostizierten Strompreise abhängt. Anders als bei der Betrachtung konventioneller Erzeugungsanlagen reichen hohe Strompreise alleine für den wirtschaftlichen Betrieb nicht aus. Vielmehr kommt es hier auf die Verteilung der Strompreise und die unterschiedlichen Preisniveaus an. Die Anzahl der nutzbaren Preispaaare wird dabei direkt von den technischen Parametern beeinflusst, was die Aufgabenstellung recht komplex macht und eine mathematische Optimierung erfordert.

Die vorliegende Arbeit zeichnet sich durch die Darstellung des Einflusses der wesentlichen technischen Parameter auf die erzielbaren Erlöse am Großhandelsmarkt aus. Zu diesem Zweck wurden Hunderte von Variationen der in Bild 1 aufgeführten Parameter simuliert. Diese Ergebnisse können im nächsten Schritt genutzt werden, um anhand identifizierter Kostenstrukturen (siehe Kapitel 3) aufzuzeigen, wie sich die verschiedenen technischen Randbedingungen auf die favorisierte Anlagenkonfiguration auswirken.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass dieser Bewertungsansatz das Ziel verfolgt, verschiedene Energiespeicheroptionen im zukünftigen Großhandelsmarkt fairer, das



Bild 1. Übersicht des Bewertungsansatzes zum Vergleich verschiedener Energiespeicherkonfigurationen mittels einer Discounted Cash Flow (DCF) Analyse.

heißt technologieneutral, miteinander zu vergleichen, da jeweils die wirtschaftlich optimale Anlagenkonfiguration herangezogen wird. Die Darstellung einer absoluten Wirtschaftlichkeitsberechnung mit dem Vergleich konkreter Technologien erfolgt in dieser Arbeit nicht und ist auch nicht das Ziel, da sie standortspezifisch durchgeführt werden muss.

3 Methodik zur Ermittlung des Speicherbetriebs und der Erlöse

Die Ermittlung der Erlöse des Energiespeichers am Großhandelsmarkt erfolgt in dieser Arbeit mit Hilfe eines mathematischen Optimierungsmodells, das unter Berücksichtigung verschiedener Markt- und Betriebsparameter die Maximierung der Gewinne anstrebt. Das Optimierungsmodell ist Bestandteil der kommerziellen Software TOP-Energy® [1]. Wesentliche Eingangsparameter sind die technischen und betrieblichen Randbedingungen des Speichers (Wirkungsgrad, Speicherkapazität, Be- und Entladeleistung, etc.) sowie Informationen über den Strommarkt, der in diesem Fall durch eine stündliche, ganzjährige Strompreisverteilung abgebildet wird. Mit diesen Randbedingungen ermittelt das Modell dann unter Verwendung des Gurobi-Solvers [2] die beste Einsatzstrategie.

Bild 2 veranschaulicht exemplarisch ein solches Berechnungsergebnis anhand der Strompreise aus dem Jahr 2023 [3] für eine beispielhafte Speicherkonfiguration mit hohem Wirkungsgrad. Wie erwartet wird der Speicher bei niedrigen Strompreisen geladen und bei hohen Strompreisen entladen. Es wird deutlich, dass der Betrieb durch die hinterlegten Strompreise geprägt ist, die insbesondere in den Sommermonaten durch niedrige Preise während der PV-Einspeisung zur Mittagszeit dominiert werden. Der hohe Wirkungsgrad von 90% erlaubt ohne Betriebsbeschränkung teilweise sogar 2 Zyklen pro Tag, wobei auch die etwas niedrigeren Strompreise in der Nacht zur Beladung genutzt werden können. In diesem Beispiel wird der Speicher insgesamt 2.360 h im Jahr zu einem Durchschnittspreis von 67 €/MWh geladen und entsprechend 2.360 h zu einem Durchschnittspreis von 127 €/MWh entladen. Dies entspricht 590 Vollastzyklen und führt zu einer Marge von 122 €/kW installierter Entladeleistung. In dieser Berechnung wurden keine betrieblichen Einschränkungen des Energiespeichers berücksichtigt.

3.1 Wirkungsgrad und Speicherkapazität als zentrale Einflussgrößen

Die entscheidende Frage ist nun, wie die technischen Parameter des Energiespei-

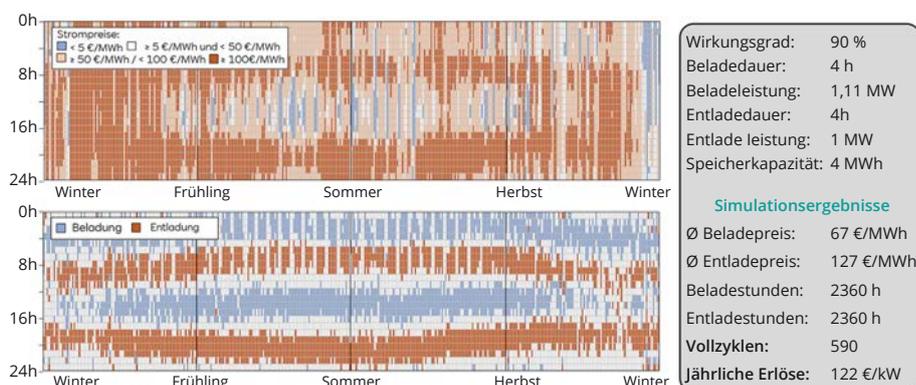
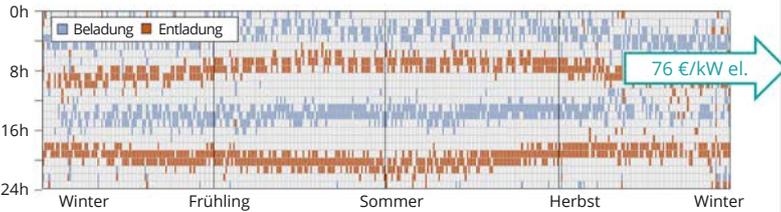


Bild 2. Simuliertes Betriebsverhalten eines exemplarischen Energiespeichers (unten) basierend auf den Strompreisen des Jahres 2023 (oben) und technische Parameter des Energiespeichers sowie Ergebnisse der Simulation (grau hinterlegtes Feld rechts).

1. Beispiel Wirkungsgrad: 90% / Speicherdauer: 2h / Deutschland Spot 2023 / Beladezeit = Entladezeit



2. Beispiel Wirkungsgrad: 40% / Speicherdauer: 6h / Deutschland Spot 2023 / Beladezeit = Entladezeit

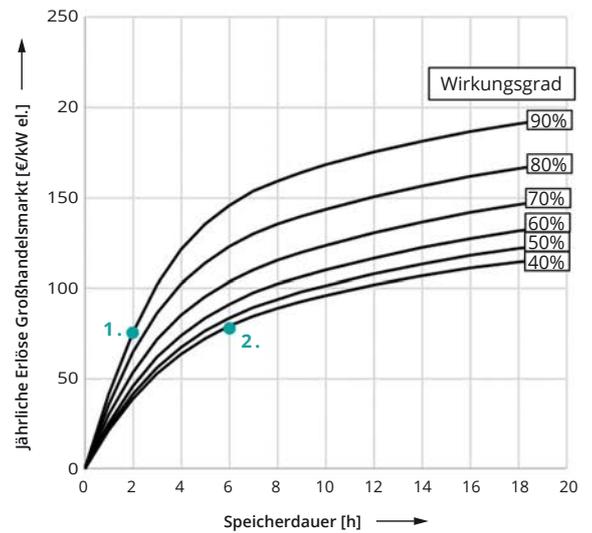
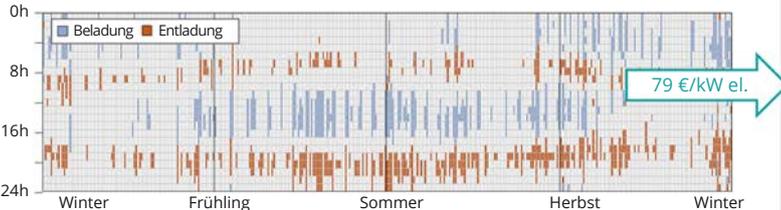


Bild 3. Diagramme links: Simulationsergebnisse von zwei Beispielkonfigurationen von Energiespeichern als Ganzjahresdispatch; Diagramm rechts: Ergebnisse der simulierten Erlöse für verschiedene Wirkungsgrade und Speicherdauern auf Basis der Strompreise im Jahr 2023.

chers das Betriebsverhalten und damit die erzielbaren Erlöse beeinflussen. Dazu wird in diesem Abschnitt der Einfluss von Wirkungsgrad und Speicherkapazität dargestellt. Klar ist, dass sowohl ein höherer Wirkungsgrad als auch eine höhere Speicherkapazität zur Steigerung der Erlöse führen. Aber wie verhält sich das genau? Welche Konfiguration erzielt z.B. einen höheren Erlös: 90% Wirkungsgrad und 2h Speicherdauer oder 40% Wirkungsgrad und 6h Speicherdauer? Erstaunlicherweise erzielen beide Konfigurationen einen ähnlichen Erlös, obwohl sich der Betrieb deutlich unterscheidet, wie die Diagramme auf der linken Seite in Bild 3 zeigen. Eine Einordnung der beiden Beispiele erfolgt im rechten Diagramm, das Hunderte von Einzelberechnungen zusammenfasst. Die höhere Speicherkapazität „kompensiert“ den geringeren Wirkungsgrad. Auffällig ist, dass die Erlöse im unteren Stundenbereich stark ansteigen und erst nach ca. 6h allmählich abnehmen. Eine Sättigung wird jedoch auch bei einer Speicherdauer von 20h nicht erreicht. Bezüglich des Wirkungsgrades zeigt sich, dass die Erlöse mit geringer werdendem Wirkungsgrad deutlich weniger abnehmen. So erzielt ein Speicher mit 40% Wirkungsgrad 55% der Erlöse eines Speichers mit 90% Wirkungsgrad. Dies ist bei allen hier betrachteten Speicherdauern zu beobachten.

Die genannten Beobachtungen lassen sich vereinfacht mit der Struktur der hinterlegten Strompreiskurven erklären. Die Erlöse steigen solange stark an, bis die Speicherdauer die Anzahl der PV-geprägten Niedrigstrompreise pro Tag (ca. 8h) überschreitet. Höhere Speicherdauern haben im Hinblick auf diese PV-geprägten Niedrigstrompreisphasen keinen Mehrwert mehr. Die Stromspeicher erzielen ihre Mehrerlöse also nur noch aus nicht PV-geprägten Strompreiseinflüssen. Dies führt dazu, dass der Wert zusätzlicher Speicherdauern stetig abnimmt. Der Einfluss des Wirkungsgrades auf

die Erlöse lässt sich vereinfacht anhand von zwei Betriebsbereichen erklären. Der erste Bereich ist nahezu unabhängig vom Wirkungsgrad. Dies ist der Fall, wenn der Speicher zu ca. 0€/kWh geladen wird. Die Erlöse aus dieser gespeicherten Energie sind dann unabhängig vom Wirkungsgrad, vorausgesetzt der Speicher nimmt in diesen Zeiten immer die gleiche Menge an nutzbarer Energie auf. Als nutzbare Energie wird hier die Energie bezeichnet, die beim Entladen unter Berücksichtigung aller Verluste abgegeben und am Strommarkt vergütet wird. Der zweite Bereich ist dagegen stark vom Wirkungsgrad abhängig und kennzeichnet den Bereich mittlerer bis hoher Strompreise. Je nach Wirkungsgrad variiert dabei die Anzahl der geeigneten Strompreispaa-re und damit die Breite des nutzbaren Bereichs. Bei Energiespeichern mit hohen Wirkungsgraden führt dies zu hohen Zyklenzahlen, solange der Betrieb nicht eingeschränkt wird (siehe dazu Bild 3). Zu beachten ist, dass die Erlöse abnehmen, je näher die Strompreispaa-re beieinander liegen. Dies erklärt, warum die Erlöse, trotz der deutlich unterschiedlichen Zyklenzahlen der beiden betrachteten Speicherkonfigurationen ähnlich ausfallen.

3.2 Diskussion weiterer Einflussfaktoren

Im Folgenden werden weitere Einflussfaktoren auf die Erlöse von Energiespeichern kurz vorgestellt und diskutiert.

Strompreisszenario

Neben den technischen und betrieblichen Randbedingungen des Energiespeichers hat die hinterlegte Strompreisverteilung sicherlich den größten Einfluss auf die erzielbaren Erlöse. Hierzu werden prognostizierte Strompreisszenarien eines zukünftigen Marktes verwendet, die auf zahlreichen eigenen Randbedingungen basieren und stark voneinander abweichen können. Auch wenn

dies die Aussagekraft der absoluten Erlöse einschränkt, hat der Vergleich verschiedener Strompreisszenarien durchaus gezeigt, dass die relativen Verhältnisse zwischen den Speicheroptionen und deren Konfigurationen nicht allzu stark abweichen. Eine Erklärung könnte sein, dass der Betrieb von Energiespeichern stark von den zyklischen, wetterbedingten Strompreisunterschieden abhängt. Es ist daher erwartbar, dass sich beispielsweise die Zyklenzahl eines Energiespeichers im Jahr 2040 im Vergleich zu heute nicht wesentlich ändern, da sich auch die Anzahl der Sonnenstunden, die bereits heute den Strompreis stark beeinflussen, auch nicht groß ändern wird. Unterschiedliche Strompreisniveaus können jedoch die absoluten Erlöse stark beeinflussen.

Verhältnis von Be- zu Entladedauer

Einige Energiespeicheroptionen, wie z.B. Power-to-Heat-to-Power oder Druckluftspeicherwerke, bieten die Möglichkeit, die Belade- und Entladesysteme unabhängig zu konfigurieren. So ist beispielsweise eine Konfiguration denkbar, bei der ein Energiespeicher doppelt so viele Stunden zum Laden wie zum Entladen benötigt (Verhältnis Be- zu Entladedauer = 2). Dieser zusätzliche Freiheitsgrad erschwert zwar den direkten Vergleich mit anderen Energiespeicheroptionen, bietet aber eine weitere Möglichkeit, die Wirtschaftlichkeit zu optimieren. Die bisherigen Untersuchungen haben gezeigt, dass die Einflüsse einer solchen asymmetrischen Konfiguration (Entladedauer ungleich Beladedauer) mit steigender Speicherdauer zunehmen. So wirkt sich beispielsweise ein Be- zu Entladeverhältnis von zwei bei einem Energiespeicher mit einer Speicherdauer von 4h weniger negativ auf die Erlöse aus als bei einem Energiespeicher mit einer Speicherdauer von 8h. Im ersten Fall reicht die Ladezeit von 8h noch aus, um den Energiespeicher während des PV-Peaks am Mittag zu füllen. Die aufgenommene Energiemenge bleibt im Vergleich zu einem

Speicher mit symmetrischer Be- und Entladedauer weitgehend gleich. Im Falle eines 8 h Speichers werden jedoch bereits 16 h für die Beladung benötigt, was dazu führt, dass der Speicher voraussichtlich nicht an einem Tag vollständig geladen wird. Die verfügbare Speicherdauer wird also nicht vollständig genutzt, was wiederum zu deutlich geringeren Erlösen führt.

Betriebliche Randbedingungen

Erwähnenswert sind in diesem Zusammenhang auch betriebliche Randbedingungen, wie z.B. eine maximale Zyklenzahl pro Jahr oder eine Mindestlaufzeit während der Be- oder Entladung. Diese Restriktionen können ebenfalls im Modell berücksichtigt werden und reduzieren die erzielbaren Erlöse. Eine generelle Einordnung ist jedoch nicht sinnvoll, da die Restriktionen nur bei einigen Technologien auftreten. Eine Beschränkung der maximalen Zyklenzahl hätte aber durchaus einen Effekt auf die Erlöse.

4 Exemplarische Energiespeicheroptionen

Wie bereits beschrieben, ist die reine Erlösbetrachtung für eine Einordnung der Wirtschaftlichkeit nicht ausreichend. Erst in Kombination mit den Investitionskosten der jeweiligen Energiespeicherkonfiguration ist eine Bewertung sinnvoll. Entscheidend ist, ob die Möglichkeit auf zusätzliche Erlöse höhere Investitionskosten zur Erweiterung der Speicherdauer rechtfertigen. Um dies beurteilen zu können, ist daher eine Kostenstruktur erforderlich, die die Kosten der zusätzlichen Speicherdauer abdeckt. In dieser Arbeit wurde ein Ansatz gewählt, der die Gesamtkosten in einen Leistungsanteil (€/kW) und in einen Kapazitätsanteil (€/kWh) aufteilt.

Zur Veranschaulichung sind in Bild 4 die Kostenbereiche für drei exemplarische Energiespeicheroptionen dargestellt. Diese orientieren sich zwar an konkreten Technologien, werden hier aber bewusst nicht explizit genannt, um weiterhin eine generelle Betrachtung beizubehalten, bei der der Bewertungsansatz selbst und nicht der direkte Vergleich im Vordergrund steht. So zeichnen sich die Investitionskosten des Energiespeichers 1 durch einen geringen Leistungsanteil und einen hohen Kapazitätsanteil aus.

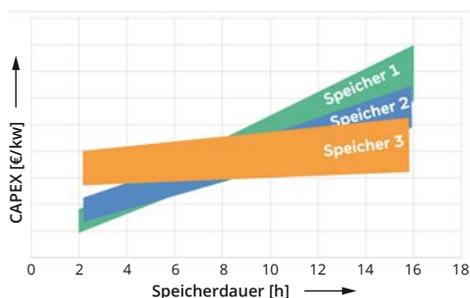


Bild 4. Ökonomische (links) und technische (rechts) Parameter der exemplarischen Speicheroptionen.

Das bedeutet, dass jede zusätzliche Speicherstunde zu relativ hohen Zusatzkosten führt. Anders verhält es sich bei Energiespeicher 3. Dieser zeichnet sich durch einen hohen Leistungskostenanteil und geringe Zusatzkosten für mehr Speicherdauer aus. Energiespeicher 2 liegt zwischen den beiden Optionen.

Bild 4 fasst auch die Anlagenkonfigurationen zusammen, die für die folgende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung verwendet worden sind. Jede der drei Optionen hat einen technologiebedingten Wirkungsgrad, der auch durch zusätzliche Investitionskosten nicht wesentlich gesteigert werden kann. Eine Kostenfunktion, die unterschiedliche Wirkungsgrade ins Verhältnis setzt, ist daher nicht sinnvoll. Das Verhältnis von Be- zu Entladedauer ist jeweils eins, d.h. Be- und Entladung erfolgen in der gleichen Zeit. Um die Wirkungsgradverluste auszugleichen, muss daher die Leistungsaufnahme (d.h. die Beladeleistung) entsprechend größer dimensioniert werden.

Neben den Investitionskosten spielen auch die Betriebskosten (ohne Ladestrom) eine wichtige Rolle bei der Wirtschaftlichkeitsbewertung. Es zeigt sich jedoch, dass für viele der innovativen Energiespeicheroptionen und insbesondere für Long Duration Energy Storages (LDES), die Höhe der Betriebskosten aufgrund der noch geringen Betriebserfahrungen bislang mit hohen Unsicherheiten behaftet ist. Für diese Arbeit wurde ein vereinfachter, für alle drei Speicheroptionen gleicher Ansatz von 1 % der Investitionskosten pro Jahr gewählt, der zwar nicht den unterschiedlichen technischen Ansätzen gerecht wird, aber die Vergleichbarkeit deutlich erleichtert.

5 Ökonomische Einordnung der exemplarischen Energiespeicheroptionen

Die Einordnung der Energiespeicheroptionen erfolgt mit Hilfe der Discounted Cash Flow (DCF) Analyse. Als ökonomisches Bewertungskriterium wird dabei der interne Zinsfuß (englisch: Internal Rate of Return, IRR) herangezogen. Der IRR ist der Diskontierungssatz, bei dem der Kapitalwert (englisch: Net Present Value, NPV) einer Investition gleich Null ist. Er gibt somit die durchschnittliche jährliche Rendite einer

Investition an. Der IRR kann als Vergleichsmaßstab zur Bewertung verschiedener Investitionsprojekte herangezogen werden. Projekte mit einem höheren IRR sind in der Regel attraktiver, da sie eine höhere erwartete Rendite aufweisen. Durch die Kombination von DCF-Analyse und IRR kann sowohl der absolute Wert einer Investition als auch ihre relative Attraktivität im Vergleich zu anderen Investitionsmöglichkeiten beurteilt werden. Für die DCF-Analyse müssen verschiedene marktbezogene Annahmen getroffen werden. Dazu gehören unter anderem die Inflationsrate, der Diskontierungszinssatz, die Abschreibungsdauer und der zugrunde gelegte Steuersatz. Hierfür wurden markttypische Annahmen getroffen, die für alle der untersuchten Energiespeicheroptionen gleich sind, um einen fairen Vergleich zu ermöglichen.

Im Folgenden werden die resultierenden IRR der drei in Kapitel 4 definierten Energiespeicheroptionen für unterschiedliche Speicherdauern dargestellt und diskutiert. Die betrachteten Erlöse basieren diesmal auf einer prognostizierten Strompreisverteilung für das Jahr 2030 und wurden für alle der 48 untersuchten Varianten (16 Speicherdauern für 3 Wirkungsgrade) berechnet. Die jeweiligen Erlöse werden den entsprechenden Investitionskosten gegenübergestellt. Dabei wurden jeweils niedrige und hohe Kostenannahmen berücksichtigt, so dass in Bild 5 die resultierenden IRR-Bereiche abgebildet sind. Negative Kapitalrenditen wurden in den Diagrammen nicht berücksichtigt.

Bei Betrachtung der Energiespeicheroption 1 zeigt sich, dass deren wirtschaftlich günstigste Konfiguration im Bereich von 3-5 h liegt. Eine zusätzliche Investition in höhere Speicherdauern rechtfertigt die zusätzlichen Einnahmen also nicht mehr. Auf der anderen Seite ist es nicht sinnvoll, eine geringere Speicherkapazität zu wählen, da zwar Investitionskosten eingespart werden, aber auf wertvolle Erlöse verzichtet wird. In beiden Fällen sinkt der IRR und damit die Wirtschaftlichkeit. Dies ergibt sich aus der Überlagerung der Erlösfunktion in Bild 3 mit der Kostenfunktion in Bild 5 und ist grundsätzlich auf alle drei Energiespeicheroptionen übertragbar. Die Lage der wirtschaftlich günstigsten Konfigurationen wird vor allem durch die Investitionskosten des Kapazitätsanteils (Steigung der Kostenfunktion) beeinflusst. Im Fall der Energiespeicheroption 3 sind die Kosten für zusätzliche Speicherkapazität so niedrig, dass selbst die immer geringer werdenden Erlöse für zusätzliche Speicherkapazitäten noch wirtschaftlich sein können.

Vergleicht man nun die jeweils favorisierten Konfigurationen, so zeigt sich, dass die drei Energiespeicheroptionen durchaus auf einem ähnlichen wirtschaftlichen Niveau liegen. Dies unterstreicht, dass für die Bewirtschaftung am Großhandelsmarkt Wirkungsgrad und Speicherkapazität eine gleichwertige Rolle spielen.

Technische Parameter			
	Speicher 1	Speicher 2	Speicher 3
Wirkungsgrad:	90%	80%	65%
Beladeleistung:	111 MW	125 MW	154 MW
Entladeleistung:	100 MW	100 MW	100 MW
Ökonomische Parameter			
	Speicher 1	Speicher 2	Speicher 3
Leistungsanteil:	gering	mittel	hoch
Kapazitätsanteil:	hoch	mittel	gering

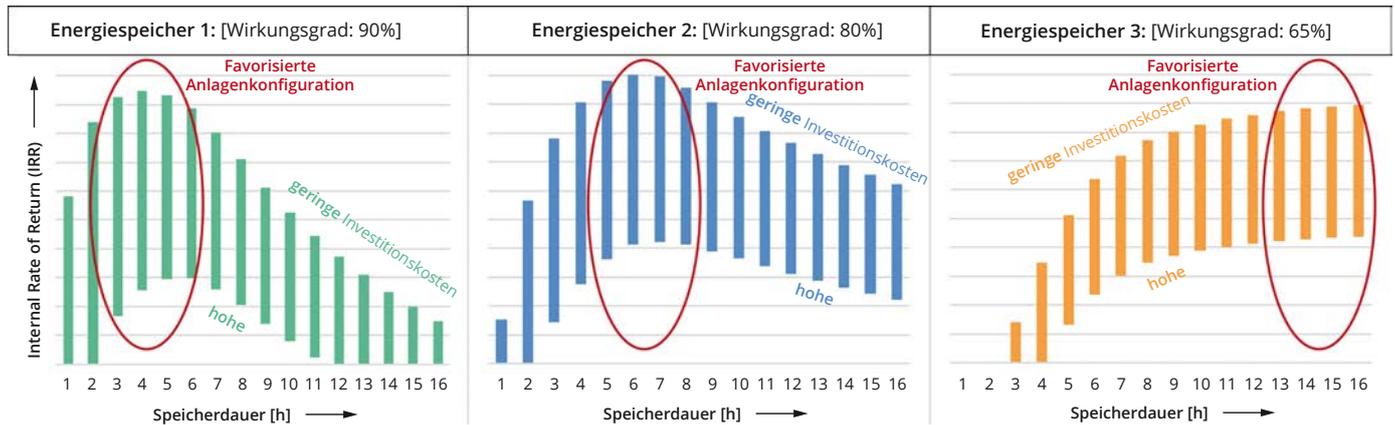


Bild 5. Wirtschaftlicher Vergleich der drei exemplarischen Energiespeicheroptionen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Speicherdauern

An dieser Stelle soll jedoch darauf hingewiesen werden, dass diese Betrachtung nur dann gültig ist, wenn die Erlöse aus dem Großhandelsmarkt einen wesentlichen Beitrag zu den Gesamterlösen leisten. Weitere Erlösmöglichkeiten, wie z.B. die Bereitstellung von Regelleistung zur kurzfristigen Stabilisierung des Stromnetzes oder Beiträge aus einem möglichen Kapazitätsmarkt, könnten die favorisierten Anlagenkonfigurationen wieder verschieben. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Beiträge sich eher an der Leistung des Energiespeichers orientieren, wovon Speicher mit geringer Speicherdauern überproportional profitieren würden. Für einen ersten einordnenden Vergleich der Speicheroptionen bei dieser dann noch komplexeren Optimierungsaufgabe kann die beschriebene Methodik jedoch weiterhin verwendet werden.

6 Zusammenfassung

In diesem Beitrag wird eine Methodik zur Untersuchung der Wirtschaftlichkeit verschiedener Energiespeicheroptionen im Großhandelsmarkt beschrieben. Die Berechnung der Erlöse erfolgt dabei mit Hilfe eines mathematischen Optimierungsmodells, das unter Berücksichtigung verschiedener Markt- und Betriebsparameter die Maximierung der Gewinne anstrebt. Anhand einer Parametervariation (Wirkungsgrad und Speicherkapazität) werden die wesentlichen Einflussfaktoren auf Basis der Strompreise des Jahres 2023 vorgestellt. Bezüglich des Wirkungsgrades zeigt sich, dass die Erlöse erwartungsgemäß mit sinkendem Wirkungsgrad abnehmen, wobei der Einfluss im unte-

ren Wirkungsgradbereich allerdings zunehmend sinkt. Im Hinblick auf den Einfluss von zusätzlicher Speicherkapazität bzw. entsprechend wachsender Ein- und Ausspeicherdauer, steigen die Erlöse zunächst stark an, bevor sie ab etwa 6 h Speicherdauer abnehmen, jedoch auch bei 20 h noch kein Plateau erreichen. Für einen wirtschaftlichen Vergleich wurden diese Informationen mit den Investitionskosten von drei Energiespeicheroptionen kombiniert. Dabei wurde ein Ansatz gewählt, der die Gesamtkosten in einen Leistungsanteil (€/kW) und in einen Kapazitätsanteil (€/kWh) aufteilt.

Die Ergebnisse lassen darauf schließen, dass vor allem der Kapazitätsanteil der Investitionskosten die Lage der bevorzugten Konfigurationen beeinflusst. Innerhalb dieser bevorzugten Konfigurationen liegen die drei Optionen auf einem ähnlichen wirtschaftlichen Niveau, obwohl sie sich hinsichtlich des Wirkungsgrades stark unterscheiden. Dies unterstreicht, dass im Hinblick auf den Großhandelsmarkt Wirkungsgrad und Speicherkapazität eine gleichwertige Rolle spielen und es für einen fairen Vergleich wichtig ist, die bevorzugten Konfigurationen zu berücksichtigen.

7 Quellen

- [1] Gesellschaft zur Förderung angewandter Informatik e. V. (GfAI), TOP-Energy Version 3.2.1, URL: <https://www.top-energy.de/>.
- [2] Gurobi Optimization, LLC, Gurobi Optimizer Reference Manual, URL: <https://www.gurobi.com>.
- [3] European Energy Exchange (EEX), Strompreise Deutschland 2023 Day-Ahead-Auktionshandel, URL: <https://www.eex.com/de/>.

Abstract

Classification of different energy storage options in the future wholesale market

– How efficiency, storage capacity and cost structure influence economic efficiency

In addition to the direct generation of electricity from renewable energies, flexible, emission-neutral capacities are increasingly needed for security of supply. An important pillar, for example, are hydrogen-capable gas-fired power plants planned by the Federal Republic of Germany. In addition, it is expected that large energy storage capacities will also be used for energy shifting. In principle, different energy storage options are conceivable for this, which differ in terms of their technical and operational characteristics. Conventional comparison methods, such as Levelized Cost of Storage (LCOS), often oversimplify the complexity of the market and thus provide a misleading picture of economic viability. This article therefore presents an extended evaluation approach that incorporates technical and operational parameters to model the operation of energy storage systems more accurately. The analysis shows that both efficiency and storage capacity have a significant influence on economic viability. By combining revenue and cost considerations, preferred storage configurations can be identified. The methodology presented enables a fair, technology-neutral comparison of different energy storage options in the wholesale market.

Instandhaltung in Kraftwerken 2025 Maintenance in Power Plants 2025

vgbe-Konferenz mit Fachausstellung

5. und 6. März 2025 in Magdeburg | Deutschland

Die vgbe-Konferenz Instandhaltung in Kraftwerken 2025 findet am 5. und 6. März 2025 im Maritim Hotel Magdeburg statt.

Die Instand zuhaltenden Erzeugungsanlagen befinden sich seit einiger Zeit im erheblichen Wandel. Die Unsicherheit über den genauen Zeitpunkt für dauerhafte Abschaltungen von Bestandsanlagen, der Zeitstrahl für nötige Änderungen und Neubauten im Erzeugungsportfolio sowie der offensichtlich sehr ambitionierte Zeitplan für die Energiewende bezüglich der benötigten Brückentechnologien, der langfristig tragenden Erzeugungseinheiten, der Infrastruktur für Verteilung und die nicht geklärten Technologien für Speicherung führen auch weiterhin zu erheblichem Druck auf die Instandhaltung.

Basis der Instandhaltung bleibt allerdings nach wie vor die Sicherstellung der Energie- und Wärmeversorgung zu nahezu allen Lastsituationen über den Tages- und Jahresgang mit entsprechenden wirtschaftlichen Erfolgsaussichten für getätigte oder zu tätige Investitionen immer unter dem Aspekt der sich ggf. ändernden Abschaltzeitpunkte und der dadurch bedingten benötigten Flexibilität.

Langfristige Überlegungen wie Fragen zur Eigenpersonalqualifizierung, des Zugriffs auf Fachpersonal für Instandhaltungstätigkeiten und der Sicherstellung der bisher bekannten Qualität von ausgeführten Arbeiten und Dokumentationen bei gleichzeitiger Neueinbindung von dezentralen Erzeugungssystemen sind nicht trivial zu beantworten.

Auf der Instandhaltungskonferenz sollen traditionelle Themen, ergänzt mit innovativen Technologien, nicht zu kurz kommen. Interessante Einzelmaßnahmen, Prozess-Optimierungen an verschiedenen Standorten sowie innovative Instandhaltungskonzepte werden für Jeden interessante Anregungen bieten. Weiterhin haben wir Vortragende zu den Themengebieten „Unterstützende IT in der Instandhaltung“ und „Arbeitssicherheit“ gewinnen können.

Unsere Aussteller präsentieren sich in der begleitenden Fachausstellung. Mit den Spezialisten der Aussteller bietet sich allen Teilnehmenden eine gute Gelegenheit, geschäftliche Kontakte herzustellen oder zu vertiefen, weitere Diskussionen mit Vortragenden anzugehen und über verschiedene Aspekte und aktuelle Fragen zum Thema Instandhaltung zu diskutieren.

Erstmalig stellen wir im Rahmen der Instandhaltungskonferenz unter dem Motto „Themen-Cafés“ eine Plattform zur Verfügung, in der ein intensiver Austausch von Teilnehmenden und Fachausstellern zu aktuellen Reizthemen der Instandhaltung ermöglicht wird und darüber hinaus Kontakte zu Folgegesprächen und Networking geknüpft werden können.

Der vgbe energy e.V. freut sich, Sie auf der Konferenz Instandhaltung in Kraftwerken 2025 in Magdeburg zu begrüßen.

The vgbe Conference Maintenance in Power Plants 2025 takes place on 5 and 6 March 2025 at the Maritim Hotel Magdeburg.

The energy generation plants to be maintained have been undergoing considerable change for some time. Uncertainty about the exact timing for the permanent shutdown of existing plants, the timeline for necessary changes and new builds in the generation portfolio and the obviously very ambitious timetable for the energy transition with regard to the required bridging technologies, the long-term generation units, the infrastructure for distribution and the unresolved technologies for storage continue to put considerable pressure on maintenance.

However, the basis of maintenance remains the securing of the energy and heat supply in almost all load situations over the course of the day and year, with corresponding prospects of economic success for investments made or to be made, always taking into account the changing shutdown times and the flexibility required as a result.

Long-term considerations such as questions of in-house staff qualification, access to specialist personnel for maintenance activities and ensuring the known quality of work carried out and documentation with the simultaneous integration of new decentralized generation systems are not trivial to answer.

Traditional topics, supplemented by innovative technologies, will not be neglected at the maintenance conference. Interesting individual measures, process optimization at various locations and innovative maintenance concepts will offer interesting suggestions for everyone. We have also been able to attract speakers on the topics of “Supporting IT in maintenance” and “Occupational safety”.

Our exhibitors will present themselves in the accompanying exhibition. The exhibitors' specialists will provide all participants with a good opportunity to establish or deepen business contacts, initiate further discussions with speakers and discuss various aspects and current issues relating to maintenance.

For the first time, we are providing a platform within the framework of the maintenance conference under the motto “Theme cafés”, in which an intensive exchange between participants and specialist exhibitors on current topics in maintenance is made possible and contacts can also be made for follow-up discussions and networking.

The vgbe energy e.V. looks forward to welcoming you to the Maintenance in Power Plants 2025 conference in Magdeburg.

Anmeldung

<https://register.vgbe.energy/22025/>

Teilnahme – Kontakt

Diana Ringhoff

t +49 201 8128-232

e vgbe-inst-kw@vgbe.energy



Tagungsprogramm Conference programme

mit Fachausstellung | with Technical Exhibition
Änderungen vorbehalten

Konferenzsprachen: Deutsch und Englisch
ohne Simultanübersetzung

Subject to change
Conference languages: English and German
Simultaneous translation will not be provided

MITTWOCH, 5. MÄRZ 2025
WEDNESDAY, 5 MARCH 2025

10:00	Begrüßung und Eröffnung Welcome and opening Burkhard Cramer, PreussenElektra GmbH, Hannover
	Moderation: Holger Büttner, BEW Berliner Energie und Wärme AG, Berlin
10:10 V1	Ist eine Nachnutzung gebrauchter Kraftwerkstechnik sinnvoll? Dipl.-Geophys. MBA Andreas Stephan, SPRINT! Energy Consulting GmbH, Essen, und Dipl.-Ing. Holger Hasselbach, Tractebel Engineering GmbH, Bad Vilbel
10:40 V2	Wissen erhalten und Instandhaltung optimieren: Mit KI in die Zukunft Stefan Kiene, PLANTLOGIQ GmbH, Reute
11:10 V3	The importance of HRSG lifetime assessments in collaboration Sebastian Ruijgrok, Frits Engelage, Meüs van der Poel and Jan van den Bos, NEM Energy B.V., BL Zoeterwoude/The Netherlands
11:40 V4	Einsatz eines autonomen Roboters in der Anlagenüberwachung Dennis Mehls, Digitalisierungs-Architekt, Stadtwerke Münster GmbH, Münster, und Peter Liebhart, Wien Energie GmbH – Team Smart Inspection, Wien/Österreich
12:15	<i>Mittagspause in der Ausstellung</i> <i>Lunch break in the exhibition</i>

Moderation:
Dipl.-Ing. Ralf Görs, Stadtwerke Rostock AG,
Rostock

13:45
V5
Dampfkessel – Errichtung und Inbetriebnahme unter Anwendung von ASME
Alexander Bibow,
TÜV Rheinland Industrie Service GmbH, Cottbus,
Dr.-Ing. Ansgar Kranz und Florian Birkeneder,
TÜV Rheinland Industrie Service GmbH, Köln

14:15
V6
Steigerung der Sicherheit durch Freischaltungsplanung im Digitalen Informationszwilling
Hans Preuss, GABO IDM mbH, Erlangen

14:45
V7
Rettung aus Behältern, Silos und engen Räumen – Eine Herausforderung in der Instandhaltung
Steffen Teuber, Dräger Safety AG & Co. KGaA, Lübeck

15:15
–
17:30
Zeit für die Themen-Cafés und die Fachausstellung!
In Anlehnung an das Konzept der World-Cafés wollen wir mit den Themen-Cafés die Teilnehmenden noch intensiver miteinander ins Gespräch bringen. Die Gruppendiskussionen zu den Fachfragen

Dampfturbine, Geothermie/Wärmepumpen, Standortweiterentwicklung und Digitalisierung sollen zu neuen Erkenntnissen, Kontakten und Folgegesprächen führen.

Informationen zu den Treffpunkten folgen vor Ort. Gerne können Sie die Zeit auch nutzen und bei einer Tasse Kaffee oder Tee Gespräche mit den Unternehmen in der Fachausstellung führen und mehr über deren Produkte und Dienstleistungen erfahren.

It is time for the Theme cafés and the Exhibition! Based on the concept of World Cafés, we want to use the themed cafés to get participants talking to each other more intensive. The group discussions on the specialized questions Steam Turbine, Geothermal energy/heat pumps, Site development and Digitization should lead to new insights, contacts and follow-up discussions.

Information on the meeting points will follow on site.

You are also welcome to use the time in the exhibition. Have a cup of coffee or tea, talk to the companies and find out more about their products and services.

Fachausstellung – Kontakt

Angela Langen
t +49 201 8128-310
e angela.langen@vgbe.energy

vgbe energy e.V.

Deilbachtal 173
45257 Essen, Germany



Instandhaltung in Kraftwerken 2025 Maintenance in Power Plants 2025

vgbe-Konferenz mit Fachausstellung

5. und 6. März 2025 in Magdeburg | Deutschland

18:00 *Abendveranstaltung im
– „Oberen Gewölbe“ der Festung Mark*
22:00 *Evening event in the
„Oberen Gewölbe“ of the Festung Mark*
18:00 *Gemeinsamer Fußweg zur/Joint walk to the
Festung Mark,
Hohepfortewall 1 | 39104 Magdeburg/Germany
(ab/from Maritim Hotel)*
18:30 *Beginn der Abendveranstaltung/
Begin of the evening event*

DONNERSTAG, 6. MÄRZ 2025 THURSDAY, 6 MARCH 2025

*Moderation:
Thomas Dimter,
SWM – Stadtwerke München GmbH, München*

09:00 **Vorteile von Ultraschallmesstechnik bei der
V8 Detektion von Leckagen in Verbrennungs-
kraftwerken**
*Christian Probst und Kevin Lang,
SONOTEC GmbH, Halle (Saale)*

09:30 **Neueste Technik für die vorausschauende
V9 Instandhaltung: Wanddickenmessungen
mit Innenraumdrohnen**
Susanne Kumm, InspecDrone GmbH, Stuttgart

10:00 **Effiziente Lecksuche an Kraftwerken
V10 und Industrieanlagen**
*Dr.-Ing. Steffen Griebe,
Dornier Power and Heat GmbH, Vetschau, und
Dipl.-Ing. (FH) Markus Laps,
Distran AG, Zürich/Schweiz*

10:30 *Kaffeepause in der Ausstellung
Coffee break in the exhibition*

*Moderation:
Dieter Rahn, BASF SE, Ludwigshafen*

11:00 **HD-Innenblock-Retrofit an zwei 800 MW
V11 Turbosätzen – Erfahrungen und Ergebnisse**
*Christian Sommer, Renato Rachel,
Lausitz Energie Kraftwerke AG, Schwarze Pumpe,
Dr. Michael Evers und Eduard Jenikejew,
Siemens Energy Global GmbH & Co. KG,
Mülheim an der Ruhr, und
Marco Redieß, TurboServ GmbH, Mülheim*

11:30 **Sanierung der Inneneinbauten eines
V12 Naturzugkühlturmes – Planung, Abriss, Montage**
*Torsten Mager, Paul Krummheuer und Sylvia Klingberg,
Kraftwerks- und Netzgesellschaft mbH,
Kraftwerk Rostock, Rostock, und
Helena Eisenkrein-Kreksch,
Kiwa GmbH, Mülheim an der Ruhr*

12:00 **Kleine Pumpe große Wirkung – wie
V13 Spezialkreislumpen die Investitions- und
Instandhaltungskosten erheblich reduzieren**
*Dipl.-Ing. (FH) Jens-Christian Poppe,
Paul Bungartz GmbH & Co. KG, Düsseldorf*

12:30 *Mittagspause in der Ausstellung
Lunch break in the exhibition*

*Moderation:
Burkhard Cramer,
PreussenElektra GmbH, Hannover*

14:00 **Ölverunreinigung von Maschinenkondensat in
V14 einem Kraftwerk – Ursache, Reinigungskonzept
und Langzeiterfahrungen**
*Sven Scholtka, Lausitz Energie Kraftwerke AG, Boxberg,
und Anna Krein, Optioil GmbH, Cloppenburg*

14:30 **Effizienter Einsatz von Schmierstoffanalysen zur
V15 frühzeitigen Varnish-Erkennung**
Stefan Mitterer, OELCHECK GmbH, Brannenburg

15:00 **Verlustleistungsoptimierte Gleitlager für
V16 schnelllaufende Getriebe zur Erhöhung der
Energieeffizienz**
*Artur Wichmann, Alex Manske, Dietmar Sterns und
Dr. Daniel Schrömbgens, RENK Group, Augsburg*

15:30 *Schlussworte | Closing words
Burkhard Cramer,
PreussenElektra GmbH, Hannover*

15:45 *Ende der Veranstaltung | End of the event*



Anmeldung

<https://register.vgbe.energy/22025/>

Teilnahme – Kontakt

Diana Ringhoff
t +49 201 8128-232
e vgbe-inst-kw@vgbe.energy



Organisatorische Hinweise

VERANSTALTUNGSORT

Maritim Hotel Magdeburg
Otto-von-Guericke-Straße 87
39104 Magdeburg
t + 49 391 59490
<https://www.maritim.de/de/hotels/deutschland/hotel-magdeburg/unser-hotel>

KONFERENZSPRACHEN

Die Konferenzsprachen sind Deutsch und Englisch.
Eine Simultanübersetzung wird nicht angeboten.

ANMELDUNG

Die Anmeldung erfolgt online unter:

<https://register.vgbe.energy/22025/>

und wird bis zum 5. Februar 2025 erbeten (gilt nur für den Redaktionsschluss der namentlichen Nennung im Teilnehmerverzeichnis). Eine spätere Anmeldung, auch im Tagungsbüro, ist möglich, jedoch ohne Aufnahme in das Teilnehmerverzeichnis.

Für Studenten steht ein begrenztes Kontingent an Freikarten zur Verfügung, die bei Vorlage eines gültigen Studentenausweises angefordert werden können.

TEILNAHMEBEDINGUNGEN

vgbe-Mitglieder	850,00 €
Nichtmitglieder	1.200,00 €
Hochschule, Behörde, Ruheständler	350,00 €

FACHAUSSTELLUNG

Die Veranstaltung wird von einer Fachausstellung begleitet.

Kontakt: vgbe energy service GmbH

Angela Langen

t +49 201 8128 310

e angela.langen@vgbe.energy

Weitere Informationen finden Sie hier:

<https://t1p.de/vgbe-i25-aus> (externer Kurzlink)

Practical Information

VENUE

Maritim Hotel Magdeburg
Otto-von-Guericke-Straße 87
39104 Magdeburg, Germany
t +49 391 59490
<https://www.maritim.com/en/hotels/germany/hotel-magdeburg/hotel-overview>

CONFERENCE LANGUAGES

The conference languages are German and English.
A simultaneous translation will not be provided.

REGISTRATION

Please make your registration online:

<https://register.vgbe.energy/22025/>

until 5 February 2025 (only applies for the editorial deadline for the naming in the list of participants). Later registration is also possible, also at the conference office, the participant's name cannot then be entered onto the list however.

A limited number of free tickets are available for students, which may be requested upon presentation of a valid student ID.

CONDITIONS OF PARTICIPATION

vgbe members	850.00 €
Non-members	1,200.00 €
Universities, authorities, retired	350.00 €

TECHNICAL EXHIBITION

The event is accompanied by a Technical Exhibition that gives exhibitors the opportunity to present their companies and their products.

Contact: vgbe energy service GmbH

Ms Angela Langen

t +49 201 8128 310

e angela.langen@vgbe.energy

Further information can be found here:

<https://t1p.de/vgbe-i25-aus> (external shortlink)

Fachausstellung – Kontakt

Angela Langen

t +49 201 8128-310

e angela.langen@vgbe.energy

vgbe energy e.V.

Deilbachtal 173

45257 Essen, Germany



vgbe Events 2024 | Please visit our website for updates!

Congress/Kongress

vgbe | Congress 2024
vgbe | Kongress 2024



Call for Papers!



11 & 12 September 2024
Potsdam, Germany

Contact

Ines Moors
t +49 201 8128-222
Angela Langen
t +49 201 8128-310
e vgbe-congress@vgbe.energy

vgbe/VEÖ Expert Event
River Management and Ecology



21 and 22 May 2024
Salzburg, Austria

Contact

Eva Silberer
t +49 201 8128-202
e eva.silberer@vgbe.energy

Konferenzen | Fachtagungen

DIHKW 2024
Energieversorgung Deutschlands –
Chancen und Risiken



Fachtagung mit Fachausstellung
16. und 17. April 2024
Garmisch-Partenkirchen, Deutschland

Contact

Jennifer Kulinna
t +49 201 8128-206
e vgbe-dihkw@vgbe.energy

vgbe KELI 2024
Elektro-, Leit- und Informations-
technik in der Energieversorgung



mit Fachausstellung

14 to 16 May 2024
Bonn, Germany

Contact

Ulrike Troglio
t +49 201 8128-282
e vgbe-keli@vgbe.energy

vgbe Dampfturbinen
und Dampfturbinenbetrieb 2024
vgbe Steam Turbines and
Operation of Steam Turbines 2024



mit Fachausstellung/
with Technical Exhibition

28 and 29 May 2024
Würzburg, Germany

Contact

Diana Ringhoff
t +49 201 8128-232
e vgbe-dampfturb@vgbe.energy

vgbe Chemiekonferenz 2024
vgbe Conference Chemistry 2024



mit Fachausstellung/
with Technical Exhibition

22 to 24 October 2024
Potsdam, Germany

Contact

Ines Moors
t +49 201 8128-222
e vgbe-chemie@vgbe.energy

Seminare | Workshops

Basics Wasserchemie
im Kraftwerk



vgbe | Online-Seminar
21. und 22. Februar 2024

Contact

Eugenia Hartmann
t +49 201 8128-266
e vgbe-wasserdampf@vgbe.energy

Wasseraufbereitung
vgbe | Seminar



20. und 21. März 2024
Velbert, Deutschland

Kontakt

Eugenia Hartmann
t +49 201 8128-266
e vgbe-wasseraufb@vgbe.energy

Flue Gas Cleaning 2024



Workshop

22 and 23 May 2024
Frankfurt a.M., Germany

Contact

Ines Moors
t +49 201 8128-222
e vgbe-flue-gas@vgbe.energy

Chemie im
Wasser-Dampf-Kreislauf



vgbe | Seminar
13. und 14. November 2024

Kontakt

Eugenia Hartmann
t +49 201 8128-266
e vgbe-wasserdampf@vgbe.energy

Offshore Windenergieanlagen –
Arbeitsmedizin 2024



Fortbildungsveranstaltung
6. und 7. September 2024
Emden, Deutschland

Kontakt

Dr. Gregor Lipinski
t: +49 201 8128 272
t +49 201 8128-272
e gregor.lipinski@vgbe.energy

Immissionsschutz- und
Störfallbeauftragte 2024



Fortbildungsveranstaltung
26. bis 28. November 2024
Höhr-Grenzhausen, Deutschland

Kontakt

Stephanie Wilmsen
t +49 201 8128-244
e vgbe-immission@vgbe.energy

Information on all
events with exhibition
Auskunft zu allen
Veranstaltungen
mit Fachausstellung

t +49 201 8128-310/-299
e events@vgbe.energy

Updates www.vgbe.energy

Exhibitions and Conferences

E-world energy & water

20. bis 24. Februar 2024
Essen, Deutschland

www.e-world-essen.com

Enlit Europe 2024

22 to 24 October 2024
Milan, Italy

www.enlit-europe.com/

56. Kraftwerkstechnisches Kolloquium

8. und 9. Oktober 2024
Dresden, Deutschland

<https://t1p.de/tud-kwt> (Kurzlink)