



Christine Minke (Autor)

Techno-ökonomische Modellierung und Bewertung von stationären Vanadium-Redox-Flow-Batterien im industriellen Maßstab

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen

efzn

Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen



TU Clausthal

Techno-ökonomische Modellierung und Bewertung von stationären Vanadium- Redox-Flow-Batterien im industriellen Maßstab

Christine Minke

Promotion an der Technischen Universität Clausthal

Band 40



Cuvillier Verlag Göttingen

<https://cuvillier.de/de/shop/publications/7304>

Copyright:

Cuvillier Verlag, Inhaberin Annette Jentzsch-Cuvillier, Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen, Germany
Telefon: +49 (0)551 54724-0, E-Mail: info@cuvillier.de, Website: <https://cuvillier.de>

1 Einleitung

Regenerative Energiequellen gewinnen in Deutschland aktuell stark an Bedeutung. Im Zuge der Energiewende wird eine vollständige Umstellung der Energieversorgung aus fossilen Quellen auf erneuerbare Energien angestrebt. Es wird daher erwartet, dass der steigende Energiebedarf künftig primär aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen gedeckt werden wird. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage nach einer effizienten Speicherung dieser nur fluktuierend oder intermittierend anfallenden elektrischen Energie.

Der entstehende Speicherbedarf lässt sich aus einer Kombination verschiedener Speicheroptionen decken. Welche Technologie geeignet ist, hängt von der jeweiligen Speicheraufgabe ab, die durch Leistung in Kilowatt und Energie in Kilowattstunden definiert ist. Gekoppelt sind beide Größen über die Entladedauer. Die Bandbreite reicht von physikalischen bzw. elektrischen Speichern, wie Spulen und Kondensatoren, die kurze Energieimpulse im Sekundenbereich zur Verfügung stellen, bis hin zu Jahreszeitspeichern, wie mechanischen Pumpspeicherwerken oder chemischen Wasserstoffspeichern (Abb. 1.1).

Als Stunden- oder Tagesspeicher im moderaten Kilowattstunden- bis Megawattstundenbereich eignen sich elektrochemische Energiespeicher [1]. Besondere Vorteile haben darunter die Redox-Flow-Batterien, die sich technologisch zwischen klassischen Akkumulatoren und Brennstoffzellen einordnen lassen. Beim Aufladevorgang wird durch eine Redoxreaktion in einer Batteriezelle elektrische in chemische Energie gewandelt, die dann dauerhaft in einem flüssigen Elektrolyten gespeichert wird, bis sie in der Rückreaktion wieder umgewandelt wird. Durch die örtliche Trennung von Energiewandlung in den Batteriezellen und Energiespeicherung in den Elektrolyttanks sind die bestimmenden Größen Leistung und Energie entkoppelt. Bei Redox-Flow-Systemen können sie deshalb unabhängig voneinander festgelegt werden. Die Leistung skaliert dabei mit der Elektrodenoberfläche und die Energie mit dem Elektrolytvolumen.

Das Prinzip der Redox-Flow-Batterie erlaubt also die Wandlung von elektrischer in chemische Energie und deren Speicherung in einem flüssigen, wiederaufladbaren Medium. Von den verschiedenen als Speicherstoff einsetzbaren Reaktanden ist besonders das auf Vanadiumsalzen basierende System interessant. Bei der Vanadium-Redox-Flow-Batterie (VRFB) handelt es sich, trotz der relativ geringen Energiedichte (50 Wh/L) aufgrund der begrenzten Löslichkeit der

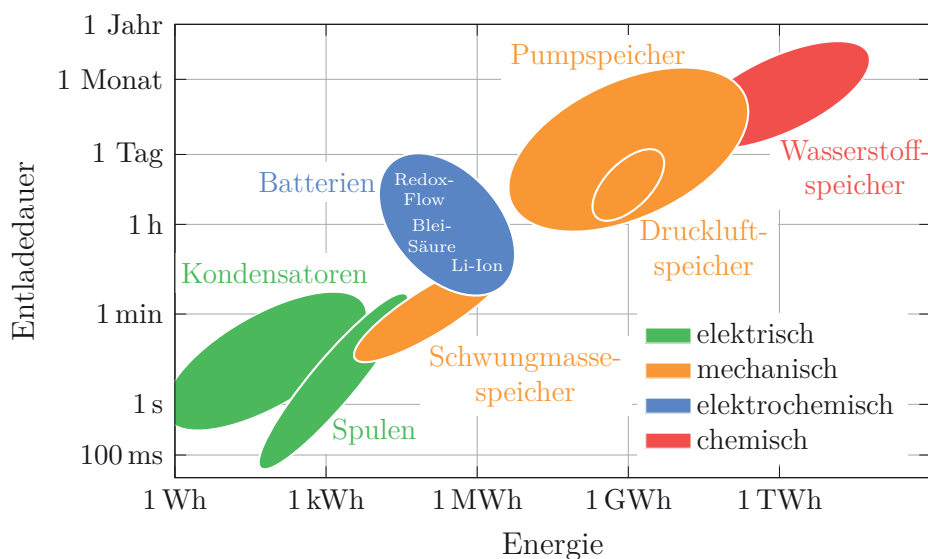
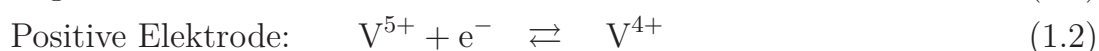
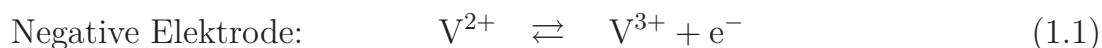


Abbildung 1.1: Spezifikation und Eignung von Speichertechnologien [2]

Vanadiumsalze in der als Elektrolyt eingesetzten Schwefelsäure, um ein sehr attraktives Speichersystem. Auf beiden Seiten der Membran, die den Reaktionsraum in Anode und Kathode teilt, sind die Reaktanden Vanadiumionen (Abb. 1.2). Die an den Elektroden ablaufenden Reaktionen werden im Folgenden beschrieben.



Laden ← → Entladen

Ein Übertritt der aktiven Spezies in den jeweils anderen Elektrodenraum ist zwar mit einer Verringerung der Energiedichte, nicht aber mit einer das System irreversibel schädigenden Kontamination verbunden. Dies wirkt sich günstig auf das Langzeitverhalten aus.

Wiederaufladbare VRFB-Systeme sind bereits technisch verfügbar, gleichzeitig besteht großes Optimierungspotenzial. Material- und verfahrenstechnische Optimierung des Systems und seiner Komponenten, Scale-up auf industrielle Anwendungen im Megawattbereich und Kostenreduktion sind Gegenstand der Forschung. In der vorliegenden Arbeit wird die Entwicklung industrieller Großbatterien unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten untersucht. Dabei wird erstmals ein echtes Scale-up durch eine deutliche Vergrößerung der Membran- und Elektrodenfläche, im Unterschied zum üblichen Numbering-up kleinflächiger

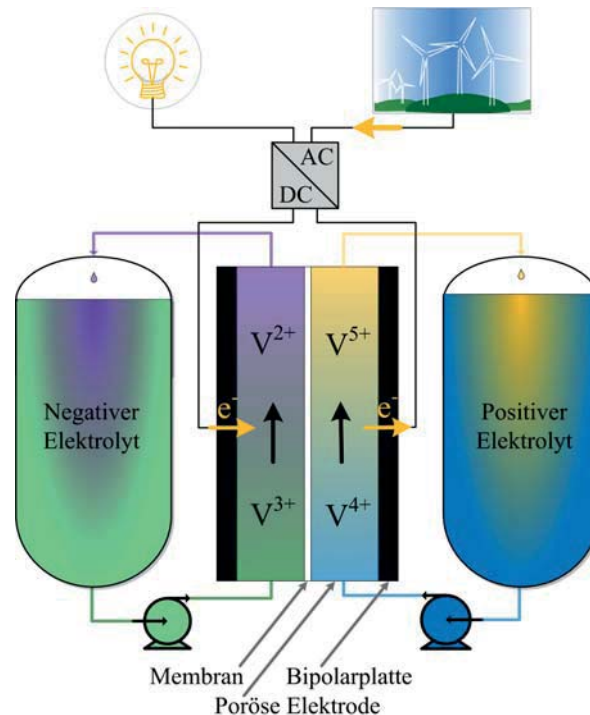


Abbildung 1.2: Schematischer Aufbau einer Vanadium-Redox-Flow-Batterie; Ladevorgang mit charakteristischer Elektrolytfärbung

Module, betrachtet. Ziel der Arbeit ist es, belastbare Aussagen über technische Limitierungen und einen realistischen Kostenbereich für VRFB-Systeme mit großen Zellflächen und deren Komponenten zu erhalten. Dazu wird ein synthetisches Kostenmodell erstellt, welches auf einer detaillierten Technologieanalyse basiert (Abb. 1.3).

Das entwickelte Modell verfügt über drei Ebenen. Die Basis bildet die elektrochemische Modellierung des Speichersystems. In einem reduzierten und einfachen Modell werden die Zusammenhänge zwischen der vorliegenden Redoxchemie und der Leistungsfähigkeit des Systems beschrieben (Kapitel 4). Für großtechnische Systeme wird unter Berücksichtigung von verfahrenstechnisch limitierenden Faktoren ein geeigneter Betriebspunkt ermittelt. Dieser dient als Ausgangspunkt für die technische Auslegung und Bewertung des Gesamtsystems auf der Systemebene. Zunächst werden auf der zentralen Komponentenebene die technischen und wirtschaftlichen Kernkomponenten der Zellen analysiert (Kapitel 5). Neben elektrochemischen und fertigungstechnischen Aspekten werden die Herstellkosten ausführlich untersucht. Zielsetzung ist, ein differenziertes Bild der Entwicklungspotenziale für großflächige Zellkomponenten zu erhalten. Dazu gehört es, die limitierenden Faktoren der Fertigung und der Wirtschaftlichkeit aufzuzeigen und

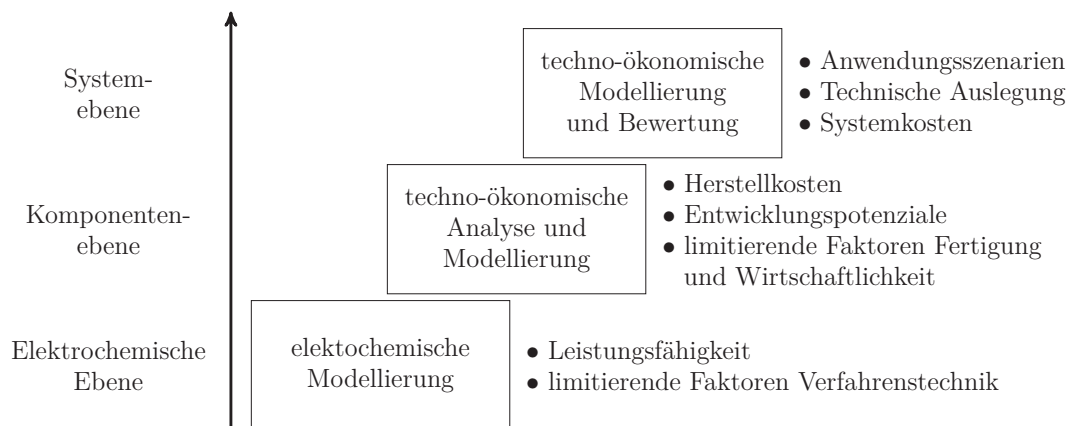


Abbildung 1.3: Modellkonzept und Struktur der Arbeit

realistische Ober- und Untergrenzen für die Kosten zu ermitteln. Abschließend wird ein techno-ökonomisches Modell großer stationärer VRFB-Systeme erstellt (Kapitel 6). Bezugnehmend auf angestrebte Anwendungsszenarien werden geeignete Batterie-Set-ups untersucht und bewertet. Unter Berücksichtigung der Daten aus der Komponentenanalyse wird insbesondere die Sensitivität der Kennzahlen des Systems gegenüber Veränderungen bei den Kernkomponenten betrachtet. Die Arbeit schließt mit einer transparenten Darstellung der identifizierten Kostensenkungspotenziale.

2 Grundlagen

Grundlage der vorliegenden Forschungsarbeit ist die Analyse der Ausgangssituation. Dazu gehören ein Abriss der historischen Entwicklung der Vanadium-Redox-Flow-Batterie und die Beschreibung der damit verbundenen Forschungsschwerpunkte in diesem komplexen System. Anhand der einschlägigen Literatur werden die technischen Kernkomponenten identifiziert und der Stand der Technik dargestellt. Da das System trotz des bestehenden Forschungsbedarfs bereits kommerziell verfügbar ist, werden darüber hinaus Installationszahlen und die gegenwärtige Einschätzung der Kostensituation und -entwicklung analysiert.

2.1 Stand der Technik

Die Vanadium-Redox-Flow-Batterie (VRFB) gehört zu den jüngeren Energiespeichertechnologien. Sie wurde erstmals 1986 von SKYLLAS-KAZACOS et al. an der *University of New South Wales*, Australien beschrieben und patentiert [3, 4]. Das zugrunde liegende Konzept der modernen Redox-Flow-Batterie (RFB) wurde 1971 in Japan entwickelt [5]. Bereits 1973 wurde in Cleveland, Ohio ein RFB-Forschungszentrum der NASA eingerichtet, wo Systeme mit unterschiedlichen Redoxpaaren systematisch untersucht wurden [6]. Anhand der Publikationszahlen in Abb. 2.1 lässt sich das zunehmende Forschungsinteresse und die globale Know-how-Entwicklung zu VRFB-Systemen nachvollziehen. Insbesondere in der letzten Dekade haben die Forschungsaktivitäten weltweit stark zugenommen, wobei ein Großteil der Veröffentlichungen aus China stammt [7].

Technologisch ist die RFB mit Batterien und Brennstoffzellen verwandt. Die Hauptbestandteile des Systems sind einerseits die elektrochemischen Zellen, die als Reaktionsort der Energieumwandlung dienen und andererseits die Elektrolyttanks als Speicherort für die chemische Energie (siehe Abb. 1.2). Im Betrieb werden die Elektrolytlösungen durch die Zellstacks gepumpt, wo in einer Redoxreaktion elektrische in chemische Energie umgewandelt wird und umgekehrt, abhängig vom Auf- oder Entladevorgang. Die Besonderheit des Systems liegt in der räumlichen Trennung von leistungs- und energiebezogenen Komponenten. Dies erlaubt zum einen die langfristige Speicherung chemischer Energie in großen

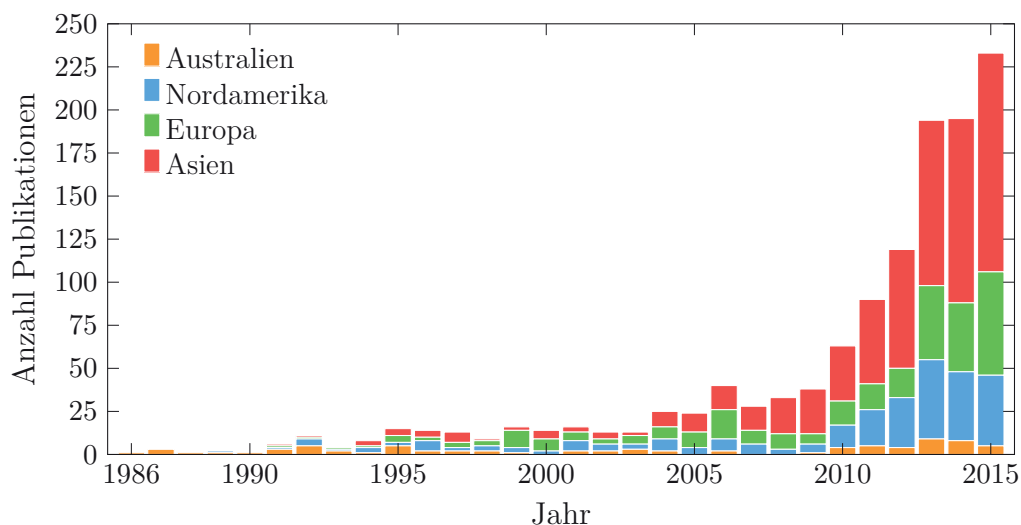


Abbildung 2.1: Anzahl jährlicher wissenschaftlicher Veröffentlichungen zu VRFB und deren Herkunft (Web of Science™, Suchbegriffe im Feld Topic: vanadium AND (redox* OR flow*) AND (cell* OR batter*)) [7, 8]

Tanks nahezu ohne Selbstentladung, zum anderen sind Leistung und Energie somit unabhängig voneinander skalierbar.

Es bietet sich also an, beide Teile des Systems getrennt voneinander zu betrachten. Auf der Energieseite stellt der Elektrolyt eine Kernkomponente des Systems dar. Im Rahmen dieser Arbeit erfolgt eine frühe Festlegung auf eine Lösung aus Vanadiumionen (V) und Schwefelsäure (H_2SO_4) mit bestimmten Konzentrationen. Der Elektrolyt wird daher primär unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten untersucht (Abschnitt 2.2). Leistungsseitig sind die verschiedenen Bauteile der Zelle zu betrachten, die in redundanter Anordnung zu einem Zellstack zusammengesetzt werden (Abb. 2.2).

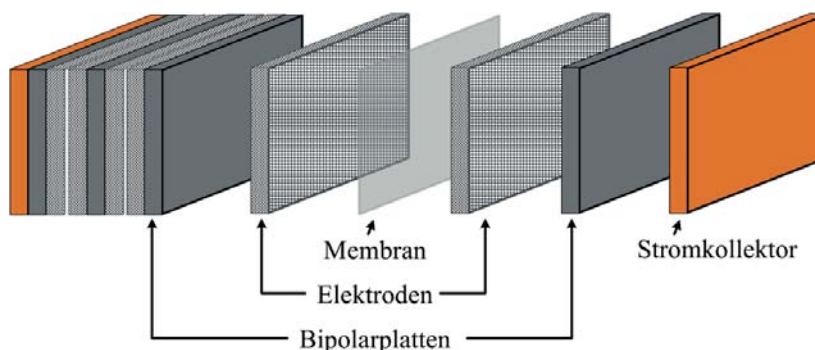


Abbildung 2.2: Schematischer Aufbau eines Stacks aus drei Zellen

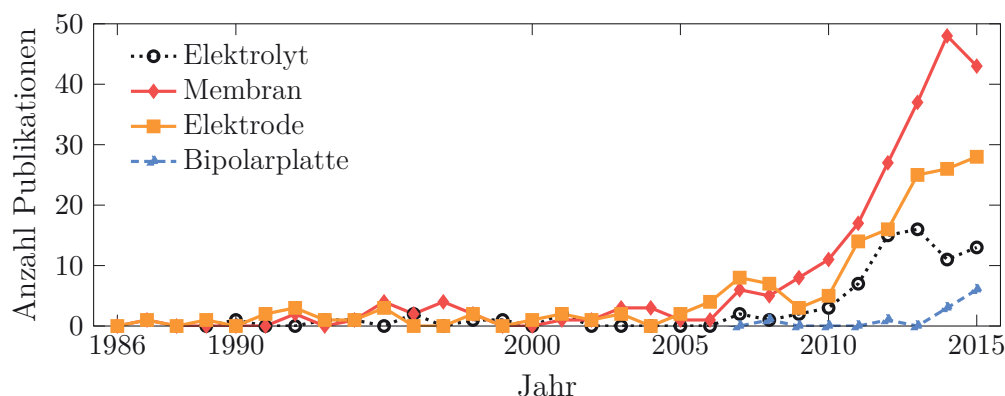


Abbildung 2.3: Zentrale Themen in wissenschaftlichen Veröffentlichungen zu VRFB [7, 8]

Die zentrale Komponente einer Zelle ist die Membran, die beide Elektrolyträume voneinander trennt und dabei nur für spezifische Ionen durchlässig ist. Der positive und negative Elektrolyt wird jeweils durch eine poröse Kohlenstoffelektrode auf einer Seite der Membran gepumpt. Die poröse Struktur sorgt für eine Verteilung der Elektrolytlösungen an der Membran, die den Reaktionsort darstellt. Gleichzeitig leitet der Kohlenstoff die Elektronen. Diese werden weiterhin durch massive Bipolarplatten geleitet, die ebenfalls primär aus Kohlenstoff bestehen und jeweils zwei Zellen voneinander abgrenzen. Jeder Stack wird mit Stromkollektoren aus Kupfer abgeschlossen. In der schematischen Abbildung der Hauptkomponenten sind notwendige Dichtungen und Kunststoffrahmen, die die Zellen umgeben und jeweils Öffnungen für den Zu- und Ablauf des Elektrolyten an jeder Elektrode besitzen, nicht dargestellt. Vielmehr dient die Abbildung der Illustration der Kernkomponenten Membran, Elektrode und Bipolarplatte auf der Leistungsseite des VRFB-Systems. Bereits in dieser Übersicht wird deutlich, dass es sich um flächige Bauteile handelt, die komplexe Funktionen im Zellstack erfüllen müssen. Damit verbunden sind hohe Anforderungen an Materialien, Design und fertigungstechnische Vorgänge.

In der Literaturanalyse zeigt sich vor allem ab 2007 eine zunehmende Spezialisierung der Forschung auf einzelne Zellkomponenten. Zentrale Themen sind die Elektrolytpräparation, die Membran und die Elektrode (Abb. 2.3) [7].

Dies bestätigt das Forschungsinteresse an den oben identifizierten Kernkomponenten. Zu Membranen und Elektroden für VRFB-Systeme sind aktuelle Übersichtsartikel veröffentlicht worden, die die Entwicklungen zusammenfassen [9–13]. Die Bipolarplatte rückt erst in letzter Zeit in den Fokus der Forschung, da ihre Weiterentwicklung an den Bedarf an großflächigen Zellkomponenten geknüpft ist. Tatsächlich wurde eine Skalierung der Leistung bislang durch ein

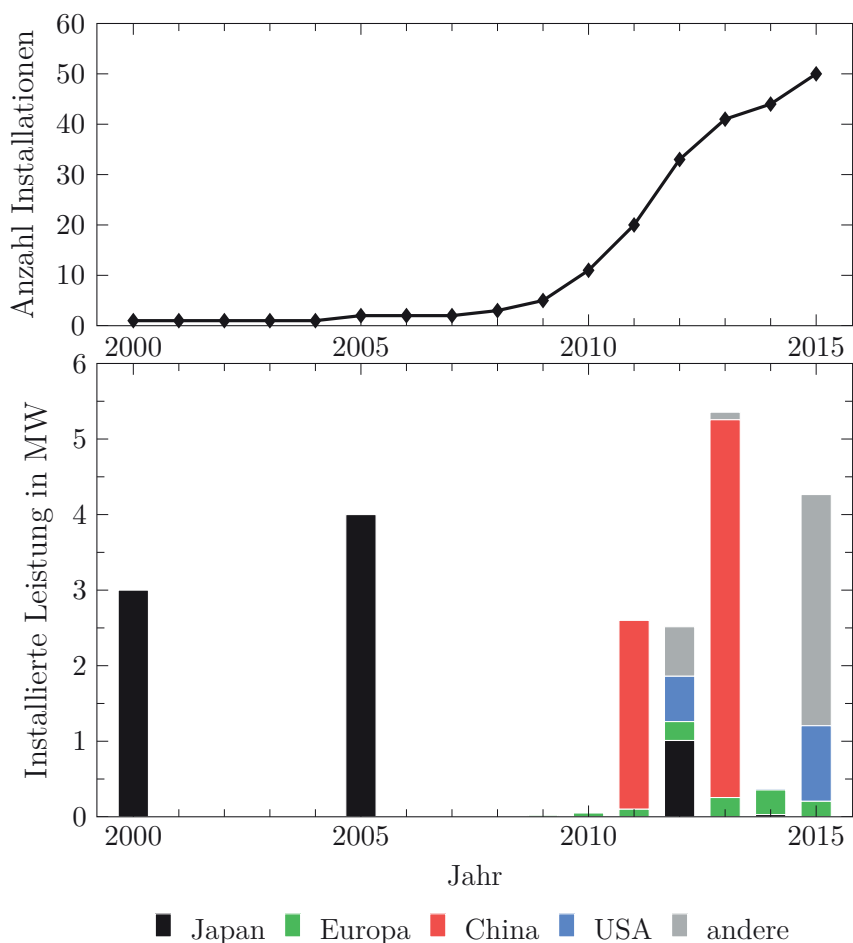


Abbildung 2.4: a) Anzahl weltweit installierter VRFB-Systeme (kumulativ) und b) pro Jahr installierte Leistung [7, 17, 18]

Numbering-up kleinerer Stackmodule erreicht. Eine Leistungssteigerung durch ein echtes Scale-up von Membran- und Elektrodenflächen wird erst in jüngster Zeit angestrebt. Im Jahr 2014 erfolgte die erste Ankündigung eines neuen Konzepts für VRFB mit großflächigen Zellen durch die Firma ThyssenKrupp Industrial Solutions AG. Als Zielsetzung wird eine Zellfläche von $2,7 \text{ m}^2$ angegeben [14]. Während andere Zellkomponenten auch im großen Maßstab verfügbar sind, ist die Baugröße bislang fertigungstechnisch durch die Größe der Bipolarplatten limitiert [15, 16].

Die angestrebte Kommerzialisierung dieses Systems in 2017/2018 eröffnet Möglichkeiten zur flächendeckenden Installation industrieller Großspeicher im zweistelligen Megawattbereich. Bis dato sind weltweit 50 VRFB-Anlagen mit insgesamt rund 23 MW Leistung installiert (Abb. 2.4). Dabei handelt es sich etwa

zur Hälfte um Demonstrationsprojekte, die in der öffentlichen Energiespeicher-Datenbank des *US Department of Energy* verzeichnet sind (Tabelle A.2) [17]. Hierunter sind einzelne Großspeicher von 3 bis 5 MW in Japan und China hervorzuheben. Der exponentielle Anstieg der Gesamtanzahl ab 2008 hingegen ist auf kleine Speicher von 10 kW zurückzuführen, die das deutsch-österreichische Unternehmen *Gildemeister energy solutions GmbH* (ehemals *a+f GmbH* bzw. *Cellstrom GmbH*) in Containerbauweise unter dem Namen *Cellcube* primär in Europa vertreibt (Tabelle A.1) [18].

2.2 Analyse der Kostensituation

Nachdem der Stand der Technik für die VRFB beschrieben ist, werden in diesem Abschnitt Wissen und Prognosen zu den Herstellkosten des Systems dargelegt. Obwohl dieser Aspekt von großem Interesse ist, gibt es dazu nur wenige wissenschaftliche Veröffentlichungen. Vielmehr handelt es sich bei den wenigen Studien in der Regel um Kostenschätzungen mit unklarem Genauigkeitsgrad. Im Folgenden werden die bekannten Studien zu VRFB-Kosten kurz vorgestellt, um eine Einschätzung der Kostensituation zu erhalten. Anschließend werden die Daten zum Gesamtsystem und den Kernkomponenten Membran, Elektrode, Bipolarplatte und Elektrolyt aus diesen Quellen vergleichend betrachtet. Dies bietet einen Ansatz zur Validierung der detaillierten Komponentenanalyse und -kostenprognose, wie sie in der vorliegenden Arbeit durchgeführt wird.

Studien aus den USA

Eine sehr ausführliche und daher häufig zitierte Studie aus dem Jahr 2007 wurde am *Electric Power Research Institute* (EPRI) in Palo Alto, Kalifornien angefertigt [19]. Obwohl es Updates zu technischen und ökonomischen Daten gibt, die ebenfalls in diesem Abschnitt besprochen werden, wird die Studie aufgrund ihrer Ausführlichkeit sehr häufig herangezogen. Im Rahmen der vorgelegten Analyse werden die Kosten für große stationäre VRFB-Systeme unter aktuellen Bedingungen, also für das Jahr 2007, und als Prognose für das Jahr 2013 abgeschätzt. Der verwendete Ansatz verfolgt das Ziel, die Kosten frei mit der Anlagengröße skalieren zu können. Daher wird eine Kostenstruktur zugrunde gelegt, die drei Kostenarten umfasst:

- Kosten, die proportional zur Nennleistung des Systems sind
- Kosten, die proportional zur Speicherkapazität des Systems sind
- Fixkosten, die nicht mit der Systemgröße variieren

Die Kostenstruktur wird auf ein Speichersystem angewendet, indem die Nennleistung in kW mit den leistungsspezifischen Kosten in $\$/\text{kW}$ und die Kapazität in kWh mit den energiespezifischen Kosten in $\$/\text{kWh}$ multipliziert wird. Die Systemkosten setzen sich als Summe aus Fixkosten und diesen beiden Produkten zusammen.

Aufgrund des sehr frühen Entwicklungsstadiums der Speichertechnologie wird in der Studie ausführlich auf die großen Unsicherheiten bei der Kostenkalkulation eingegangen. Auf die Darstellung einer allgemeinen Kostenfunktion wird schließlich zugunsten von spezifischen Betrachtungen eines 1 MW–8 MWh-Systems