ÖAW ITA INSTITUT FÜR TECHNIKFOLGEN ABSCHÄTZUNG

AIT AUSTRIAN INSTITUTE OF TECHNOLOGY

Zwischenspeicher der Zukunft für elektrische Energie

Endbericht Juni 2019

Projektbericht Nr. ITA-AIT-9 | ISSN: 1819-1320 | ISSN-Online: 1818-6556

Zwischenspeicher der Zukunft für elektrische Energie

Endbericht

Institut für Technikfolgen-Abschätzung
der Österreichischen Akademie der Wissenschaften

Austrian Institute of Technology
Center for Innovation Systems & Policy

Projektleitung: Michael Nentwich (ITA)
Petra Schaper-Rinkel (AIT)

AutorInnen: Michael Ornetzeder (ITA) (Kapitel 1, 2, 4, 5, 6, 7)
Steffen Bettin (ITA) (Kapitel 1, 2, 4, 5, 6, 7)
Dana Wasserbacher (AIT) (Kapitel 3)

Studie im Auftrag des Österreichischen Parlaments

Wien, Juni 2019

IMPRESSUM

Medieninhaber:
Österreichische Akademie der Wissenschaften
Juristische Person öffentlichen Rechts (BGBl 569/1921 idF BGBl I 31/2018)
Dr. Ignaz Seipel-Platz 2, A-1010 Wien

Herausgeber:
Institut für Technikfolgen-Abschätzung (ITA)
Apostelgasse 23, A-1030 Wien
www.oeaw.ac.at/ita

Austrian Institute of Technology (AIT)
Giefinggasse 4,, A-1210 Wien
www.ait.ac.at

Die ITA-Projektberichte erscheinen unregelmäßig und dienen der Veröffentlichung der Forschungsergebnisse des Instituts für Technikfolgen-Abschätzung.
Die Berichte erscheinen in geringer Auflage im Druck und werden über das Internetportal „epub.oeaw" der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt:
epub.oeaw.ac.at/ita/ita-projektberichte

Projektbericht Nr.: ITA-AIT-9
ISSN: 1819-1320
ISSN-online: 1818-6556
epub.oeaw.ac.at/ita/ita-projektberichte/ITA-AIT-9.pdf

Dieser Bericht unterliegt der Creative Commons Attribution 4.0 International License:
creativecommons.org/licenses/by/4.0/

Inhalt

Zusammenfassung 5

Summary 11

1 Einleitung 15

2 Technologieübersicht 19
2.1 Stromspeicher im Überblick 20
2.1.1 Mechanische Speicher 20
2.1.2 Elektrochemische Speicher 22
2.1.3 Chemische Speicher (Power-to-X als Stromspeicher) 24
2.2 Anwendungsformen von Stromspeichertechnologien in Österreich 26
2.2.1 Pumpspeicherkraftwerk 26
2.2.2 Stationäre Batterie im Haus mit PV-Anlage 28
2.2.3 Virtueller Großspeicher 30
2.2.4 Batteriekraftwerk 31
2.2.5 Industrielle Batteriespeichersysteme 32
2.2.6 Mobile Anwendungen 33
2.3 Andere Flexibilitätsoptionen 34
2.4 Speicherbedarf 35

3 Foresight-Perspektiven 37
3.1 Szenarien für Österreich 38
3.2 Internationale Diskussionen zu Energiezukünften 41
3.2.1 Speichertechnologien im Kontext der Entwicklung von Energiesystemen 41
3.2.2 Energiespeicher und Dezentralisierung im Kontext von globalen Trends und zukünftigen Risiken 44
3.3 Ko-Kreation von Energiezukünften 46
3.4 Diskussion 48

4 Österreichische und internationale FTI-Initiativen 49
4.1 Historie 49
4.2 Speicherinitiative und Technologie-Roadmap Energiespeichersysteme in und aus Österreich 50
4.3 Europäische und internationale Initiativen 51

5 Entwicklungen von Speichern und ihre Anwendungen in Österreich 53
5.1 Pumpspeicherkraftwerke 53
5.2 Power-to-X 54
5.3 Batteriespeichersysteme 55
5.4 Recycling und Re-Use von Batteriesystemen 56
5.5 Förderungen von Speicherlösungen 57

6 TA-Perspektiven 59
6.1 Technologiebezogene Folgenabschätzung 59
6.1.1 Pumpspeicher 59
6.1.2 Batteriespeichersysteme 61
6.1.3 Chemische Speicher (Power-to-Gas als Stromspeicher) 66

6.2 Anwendungsbezogene Folgenabschätzung 70
6.2.1 Pumpspeicherkraftwerk 70
6.2.2 Stationäre Batterie im Haus mit PV-Anlage 72
6.2.3 Virtuelle Großspeicher 74
6.2.4 Batteriekraftwerk 76
6.2.5 Industrielle Batteriespeichersysteme 78
6.2.6 Batterien in mobilen Anwendungen 79

7 Handlungsoptionen und Empfehlungen 83
7.1 Bedeutung von Speichern für die Dekarbonisierung des Stromsektors 83
7.2 Pumpspeicherkraftwerke 85
7.3 Batteriespeichersysteme 86
7.4 Chemische Speicher 87
7.5 Fazit 88

8 Literatur 89

Anhang: Involvierte ExpertInnen, Stakeholder und PolitikerInnen 99

Zusammenfassung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist ein erklärtes Ziel der Österreichischen Bundesregierung. In der Klima- und Energiestrategie aus dem Jahr 2018 heißt es dazu:

> *„Die Bundesregierung hat sich daher zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2030 Strom in dem Ausmaß zu erzeugen, dass der nationale Gesamtstromverbrauch zu 100 % (national bilanziell) aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt ist. Dazu wird es einen Ausbau aller erneuerbaren Energieträger, der Infrastruktur, Speicher und Investitionen in Energieeffizienz brauchen“* (BMNT/BMVIT 2018, S. 8).

Zwischenspeicher haben unerwünschte Folgen und Risiken

Zwischenspeicher für elektrische Energie gelten als eine der Schlüsseltechnologien der Energiewende. Sie ermöglichen eine zeitliche Entkopplung von Angebot und Bedarf und tragen damit zur weiteren Integration von Wind- und Solarstrom bei. Die Einführung von neuen Technologien oder die Errichtung großtechnischer Anlagen birgt allerdings nicht nur neue technische Optionen und gesellschaftliche Chancen, sondern ist immer auch mit Unsicherheiten und möglicherweise unerwünschten Folgen und Risiken verknüpft. Dies ist auch bei Zwischenspeichern für elektrische Energie der Fall. Die vorliegende Studie gibt dazu einen ersten Überblick.

vier Technologien …

Zur Speicherung von elektrischer Energie, mit der Option, nach der Speicherung wieder elektrische Energie zu gewinnen, stehen prinzipiell vier Technologien zur Verfügung: Mechanische Speicher (z. B. Pumpspeicherkraftwerke), elektrochemische Speicher (z. B. Batterien), elektrische Speicher (z. B. Kondensatoren) und chemische Speicher (z. B. Wasserstoff/ Brennstoffzelle). Dafür gibt es eine Reihe von unterschiedlichen Anwendungsformen, bei denen die genannten Technologien zum Einsatz kommen. Im Rahmen dieser Studie wurden sechs für Österreich gegenwärtig als besonders relevant eingeschätzte Anwendungsformen näher untersucht: Pumpspeicher, stationäre Batterie im Haus mit Photovoltaik-(PV)-Anlage, virtueller Großspeicher bzw. Pooling, Batteriekraftwerk, industrielles Batteriespeichersystem sowie die mobile Anwendung im Bereich Elektrofahrzeuge.

… und sechs Anwendungsformen

wirtschaftlicher Betrieb von neuen Speichern zurzeit nur bedingt möglich

Aus Sicht der Versorgungssicherheit sind Speicher allerdings nur eine Option unter vielen anderen Flexibilitätsoptionen (z. B. Lastverschiebung auf der Verbraucherseite). Zudem stellen Speicher, die immer mit Umwandlungsverlusten verbunden sind, in der Regel die wirtschaftlich teuerste Variante zur Integration fluktuierend einspeisender Erzeugungsanlagen dar. Ein wirtschaftlicher Betrieb von neuen Speichern ist daher zurzeit nur bedingt möglich. Dies gelingt meist nur dann, wenn Speicher in der Lage sind, auch andere wichtige Systemdienstleistungen (z. B. Frequenzhaltung durch Regel- und Reserveleistung) anzubieten.

Der tatsächliche Bedarf an Zwischenspeichern im österreichischen Stromsystem ist unklar und steht mit vielen anderen Faktoren in Wechselwirkung. Langfristig gesehen müssen jedoch alle Optionen ausgeschöpft werden,

wenn das Ziel die weitgehende Dekarbonisierung des gesamten Stromsektors ist. Der in Zukunft größte Bedarf wird sicher im Bereich der Langzeitspeicherung (saison- und jahresübergreifend) liegen. Aus heutiger Sicht kommen dazu nur chemische Speicher (Wasserstoff, synthetisches Methan) in Frage.

Österreich hat hier viel Know-how

Das Thema ist nicht nur für die Energie- und Klimapolitik sondern auch für die Industriepolitik von großer Bedeutung. Stromspeicher stehen im Fokus nationaler und internationaler Forschungsprogramme. In Österreich gibt es eine lange Tradition und umfassendes Know-how im Zusammenhang mit Pumpspeichern. Batteriesysteme und chemische Speicher haben erst in den letzten Jahren bzw. Jahrzehnten an Bedeutung gewonnen. Allerdings haben österreichische Forschungseinrichtungen und Unternehmen auch in diesen Feldern bereits bedeutendes Know-how aufgebaut.

Folgen, Risiken und Konfliktpotenziale abhängig von jeweiliger Technologie bzw. Anwendungsform

Die vorliegende Studie zeigt, dass sich die potenziellen Folgen, Risiken und Konfliktpotenziale, die mit dem weiteren Ausbau bereits bekannter aber auch neuer Speichertechnologien einhergehen, sehr divers darstellen und stark von den Technologien und den damit verbundenen Anwendungsformen abhängen.

Pumpspeicher: neuartige Folgen kaum zu erwarten, Konflikte dennoch nicht auszuschließen

Pumpspeicher sind eine etablierte, weit verbreitete Technologie. Die möglichen Folgen für Umwelt, Wirtschaft und Gesellschaft sind beträchtlich, gelten aber als weitgehend bekannt. Neuartige Folgen sind aus heutiger Sicht kaum zu erwarten. Bestehende Risiken sind ebenfalls bekannt und entsprechende Maßnahmen, um diese Gefahren zu minimieren, sind gesetzlich vorgeschrieben. Folgen und Risiken werden projektbezogen abgeschätzt und bewertet (i.d.R. im Rahmen eines UVP-Verfahrens). Aktuell befinden sich drei Pumpspeicherkraftwerke in Bau, weitere zehn Projekte (neue Kraftwerke oder Erweiterungen) sind in Planung. Trotz entsprechender Beteiligungsmöglichkeiten im Rahmen von Genehmigungsverfahren sind gesellschaftliche Konflikte in Zukunft nicht auszuschließen. Zu neuen technischen Varianten (Pumpspeicher kleiner Leistung), die in Zukunft an Bedeutung gewinnen könnten, liegen bislang noch keine folgenrelevanten Erfahrungen und Einschätzungen vor.

Batteriespeichersysteme: starkes Wachstum erwartet

Batteriespeichersysteme werden international seit langem für die Stabilisierung der Stromnetze eingesetzt. In Österreich hat sich das Thema Batteriespeicher in Forschung und Entwicklung erst relativ spät etabliert. International von großer Bedeutung waren hier vor allem die enormen technischen Fortschritte im Bereich der Lithium-Ionen-Technologie. Verbesserte technische Eigenschaften bei gleichzeitig stark sinkenden Herstellungskosten haben dazu geführt, dass Lithium-Ionen-Zellen heute für sehr viele Anwendungen in Frage kommen. Marktanalysen prognostizieren global gesehen ein sehr starkes Wachstum für die kommenden Jahre. Folgen und Risiken dieser Technologie ergeben sich zum einen in den verschiedenen Lebenszyklusphasen (Rohstoffbereitstellung, Produktion, Anwendung, Wiederverwertung und Entsorgung), zum anderen hängen sie stark mit den verschiedenen Anwendungsformen und deren Verbreitungsdynamik zusammen.

Folgen und Risiken abhängig von Lebenszyklusphasen und Verbreitungsdynamik der Anwendungsformen

für Österreich relevant: PV-Batteriesysteme, virtuelle Großspeicher und mobile Anwendung

Von den möglichen Anwendungen von Batteriespeichersystemen sind im nationalen Kontext aus heutiger Sicht vor allem drei von besonderer Relevanz: die stationäre Batterie im Haus mit Photovoltaik-Anlage (PV-Batteriesysteme), virtuelle Großspeicher und die mobile Anwendung von Batterien in Elektrofahrzeugen.

PV-Batteriesysteme scheinen keine optimale Lösung zu sein

Auf Basis der Erfahrungen in Deutschland mit dieser Anwendungsform kann angenommen werden, dass sich PV-Batteriesysteme bislang kaum positiv auf die Umwelt auswirken, die angestrebte Netzentlastung keineswegs automatisch eintritt, die tendenziell geringere Beteiligung an den Netzinfrastrukturkosten zu einem regressiven Verteilungseffekt führt und die potenziell massenhafte Verbreitung solcher Systeme auf dem Konsumgütermarkt eine Reihe von Risiken (z. B. finanzielle Risiken für die Betreiber oder das Recycling) birgt.

virtuelle Großspeicher haben Potenzial, sind aber finanziell riskant

Virtuelle Großspeicher können den weiten Ausbau der dezentralen erneuerbaren Erzeugungsanlagen vor allem auf der Verteilnetzebene unterstützen. Doch auch hier zeigen die bisherigen Erfahrungen aus Deutschland, dass der Zusammenschluss vieler kleiner Speichereinheiten mit erheblichen finanziellen Risiken für die Endkunden verbunden ist.

Fahrzeugbatterien mit Potenzial bei Sektorkopplung, aber Gefahr von Rebound-Effekten

Bei Fahrzeugbatterien steht die Sektorkopplung im Vordergrund. Elektrofahrzeuge erhöhen den Strombedarf, die in den Fahrzeugen vorhandenen Batteriesysteme könnten in Zukunft aber auch Aufgaben für die Stabilisierung der Stromnetze übernehmen (Lastmanagement, Zwischenspeicher). Aufgrund der deutlich geringeren Betriebskosten von Elektrofahrzeugen sind Rebound-Effekte, die zu höheren Fahrleistungen und damit zu höheren Verbräuchen führen, nicht auszuschließen. Weitere wichtige folgenrelevante Themen sind die Nachnutzung gebrauchter Traktionsbatterien und das Recycling.

Abschätzung der Folgen und Risiken von Power-to-Gas noch unsicher: hohes Potenzial, aber geringer Gesamtwirkungsgrad

Die Technologie Power-to-Gas als Stromspeicher befindet sich erst an der Schwelle zu einer industriellen Nutzung. Eine Abschätzung der Folgen und Risiken ist daher noch mit vielen Unsicherheiten behaftet – gleichzeitig bestehen aber auch noch relativ viele Gestaltungsmöglichkeiten. Der entscheidende Vorteil von chemischen Speichern ist das enorme Potenzial, das damit erschlossen und langfristig gespeichert werden kann. Der entscheidende Nachteil dieser Technologie sind hingegen die hohen Kosten, die vor allem aus dem geringen Gesamtwirkungsgrad resultierenden. Ökologisch vorteilhaft ist Power-to-Gas nur dann, wenn für die Herstellung des chemischen Energieträgers Strom aus erneuerbaren Quellen (Wind, PV, Wasserkraft) verwendet wird.

chemische Speichersysteme könnten den weiteren Ausbaubedarf für Stromtrassen reduzieren

Eine mögliche Folge von chemischen Speichersystemen besteht in der Verlagerung des Energietransports vom elektrischen Stromnetz auf das Erdgasnetz. Damit könnte der weitere Ausbau von Stromtrassen reduziert oder sogar verhindert werden. Da ein wirtschaftlicher Betrieb erst bei einer sehr hohen Anlagenauslastung realisiert werden kann, erscheint eine Verwendung von preisgünstigem Strom aus Windkraft- oder PV-Anlagen eher nicht in Frage zu kommen, vielmehr müssten dafür zukünftig eigene Erzeugungsanlagen errichtet werden.

Die lokalen Umweltfolgen von Power-to-Gas-Anlagen werden als überschaubar eingestuft. Auch die Risiken im Zusammenhang mit der Lagerung von Wasserstoff als Beimengung in bestehenden Erdgasspeicherlagerstätten gelten als untersucht und technisch beherrschbar. Die verbleibenden Risiken bei der Speicherung von Wasserstoff im Erdgasnetz sind eher finanzieller Natur.

Umgang mit Wasserstoff riskant, Konflikte möglich

Beim Umgang mit Wasserstoff bestehen hingegen mehrere Risiken. Wasserstoff zeichnet sich durch seine hohe Brennbarkeit und Explosionsfähigkeit (Knallgas) und seine extrem hohe Diffusionsfähigkeit aus. Vor allem die breite Öffentlichkeit ist bislang nicht mit dem Umgang mit Wasserstoff vertraut. Im Zusammenhang mit Methan besteht vor allem das Risiko, dass das hochwirksame Treibhausgas durch unbemerkte Lecks in die Atmosphäre emittiert – dieses Problem besteht allerdings auch unter den gegenwärtigen Umständen. Konflikte um die Errichtung von Power-to-Gas-Anlagen sind schwer zu prognostizieren; da es sich jedoch meist um zentrale großtechnische Anlagen handeln wird, sind Auseinandersetzungen zwischen unterschiedlichen Anspruchsgruppen wie bei vergleichbaren Großprojekten nicht auszuschließen.

Im abschließenden Kapitel werden Handlungsoptionen und Empfehlungen zur Diskussion gestellt. Diese Optionen nehmen zum einen Bezug auf die im Bericht erarbeiteten Erkenntnisse, zum anderen orientieren sie sich an den Zielen der österreichischen Klima- und Energiestrategie und den Nachhaltigkeitszielen der Vereinten Nationen, die von Österreich aktiv unterstützt werden. Die Empfehlungen sollen dazu beitragen, die energie- und klimapolitischen Ziele zu erreichen und gleichzeitig mögliche negative Folgewirkungen, Risiken und Konfliktpotenziale frühzeitig zu erkennen und so weit wie möglich zu minimieren. Auf folgende Themen wird dabei konkret eingegangen:

Themenfelder für Handlungsoptionen und Empfehlungen

- Elektrische Speicher und andere Flexibilitätsoptionen zur Dekarbonisierung des Stromsektors;
- Langzeitspeicher und alternative Strategien;
- Energiewende als europäische Aufgabe;
- Instrumente und Verfahren zur Planung und Genehmigung von neuen Pumpspeicherkraftwerken;
- Forschung- und Entwicklung für neue Pumpspeichertypen;
- Batterien als Thema einer nachhaltigen Kreislaufwirtschaft;
- Handlungsbedarf bei Solarbatterien;
- Nachnutzung gebrauchter Fahrzeugbatterien;
- Risiken bei virtuellen Großspeichern;
- Chemische Speicher als Zukunftsthema von Forschung- und Entwicklung.

Die vorliegende Studie zeichnet ein differenziertes Bild der Zukunft elektrischer Speichersysteme. Dies hängt insbesondere mit der großen Diversität der unter diesem Begriff zusammengefassten Technologien und Anwendungsformen zusammen, deren Folgen und Einsatzmöglichkeiten sehr unterschiedlich einzuschätzen sind. Darüber hinaus hat sich gezeigt, dass elektrische Speichersysteme nur eine von mehreren Optionen darstellen, um die Herausforderungen des sich langsam entwickelnden dekarbonisierten Energiesystems zu meistern. Aus diesen beiden Erkenntnissen folgt, dass elektrische Speichersysteme nur ein Element der zukünftigen technologischen und organisatorischen Entwicklung sein werden. Allerdings zeigt dieser erste, gleichwohl umfassende Überblick in dieser Studie, dass es großen und vielfältigen Forschungsbedarf auf nationaler aber auch internationaler Ebene gibt, um alle Elemente optimal aufeinander abzustimmen. Dabei geht es nicht nur um technische Entwicklung, sondern auch um sozialwissenschaftliche, juristische, ökonomische und ökologische Abschätzungen, kurz um eine inter- und transdisziplinäre Aufgabe.

Studie zeichnet differenziertes Bild und zeigt großen und vielfältigen, inter- und transdisziplinären Handlungsbedarf auf

Summary

The further development of renewable energies is a declared goal of the Austrian Federal Government. The climate and energy strategy of 2018 states this goal:

> *„The Federal Government has therefore set itself the target of generating electricity by 2030 to the extent that 100% of total national electricity consumption (on the national balance sheet) is covered by renewable energy sources. This will require the expansion of all renewable energy sources, infrastructure, storage and investments in energy efficiency"* (BMNT/BMVIT 2018, p. 8).

storage facilities have unwanted consequences and risks

Storage facilities for electrical energy are considered to be one of the key technologies of the energy system transformation. They enable a temporal decoupling of supply and demand and thus contribute to the further integration of wind and solar power. However, the introduction of new technologies or the construction of large-scale plants not only harbour new technical options and social opportunities, but are also always associated with uncertainties and possibly undesirable consequences and risks. This is also the case with storage facilities for electrical energy. The present study provides a first overview.

four technologies ...

In principle, four technologies are available for storing electrical energy, with the option of generating electrical energy again after storage: mechanical storage facilities (e.g. pumped storage power plants), electrochemical storage facilities (e.g. batteries), electrical storage facilities (e.g. condensers) and chemical storage facilities (e.g. hydrogen/fuel cells). There are a number of different forms of application in which these technologies are used. Within the framework of this study, six application forms that are currently considered particularly relevant for Austria were examined in more detail: pumped storage; stationary batteries in the home with photovoltaic (PV) systems; virtual large-scale storage or pooling; battery power plants; industrial battery storage systems; and mobile applications in the field of electric vehicles.

... and six forms of application

cost-effective operation of new storage facilities only possible to a limited extent today

From a security of supply point of view, however, storage facilities are only one option among many other flexibility options (e.g. load shifting on the consumer side). In addition, storage facilities, which are always associated with conversion losses, are usually the economically most expensive option for integrating fluctuating generation plants. The economic operation of new storage facilities is therefore currently only possible to a limited extent. This is usually only possible if storage facilities are in a position to offer other important system services (e.g. frequency maintenance through control and reserve power).

The actual demand for storage facilities in the Austrian electricity system is unclear and interacts with many other factors. In the long term, however, all options must be exploited if the aim is to decarbonise the entire electricity sector. The greatest demand in the future will certainly be in the area

of long-term storage (seasonal and annual). From the current perspective, only chemical storage (hydrogen, synthetic methane) can be used for this purpose.

Austria has comprehensive know-how

The topic is of great importance not only for energy and climate policy, but also for industrial policy. Electricity storage facilities are in the focus of national and international research programmes. Austria has a long tradition and comprehensive know-how in the field of pumped storage. Battery systems and chemical storage have only gained in importance in recent years or decades. However, Austrian research institutions and companies have already built up significant know-how in these fields.

impact, risks and conflicts depend on the technology or form of application

The present study shows that potential consequences, risks and conflicts, which accompany the further development of already known as well as of new storage technologies, are highly diverse and strongly depend on the technologies and the associated forms of application.

pumped storage: novel consequences hardly to be expected, conflicts nevertheless not to be excluded

Pumped storage is an established, widely used technology. The potential environmental, economic and social impacts are considerable, but widely known. Novel consequences are hardly to be expected from today's point of view. Risks are also known and appropriate measures to minimise them are prescribed by law. Consequences and risks are assessed and evaluated on a project-by-project basis (usually as part of an EIA process). Three pumped storage power plants are currently under construction, and a further ten projects (new power plants or extensions) are in the planning stage. Despite the opportunities for participation within the framework of approval procedures, social conflicts cannot be ruled out in the future. So far, there are no experiences and assessments of consequences relevant to new technical variants (small capacity pumped storage) that could gain in importance in the future.

battery storage systems: strong growth expected

Battery storage systems have long been used internationally to stabilize electricity grids. In Austria, the topic of battery storage has only become established relatively late in research and development. The enormous technical progress in the field of lithium-ion technology was of great international significance. Improved technical properties combined with a sharp drop in manufacturing costs have led to lithium-ion cells being considered for many applications today. Market analyses forecast very strong global growth for the coming years. On the one hand, the consequences and risks of this technology arise in the various life cycle phases (provision of raw materials, production, application, recycling and disposal); on the other hand, they are strongly related to the various forms of application and their dynamics of diffusion.

consequences and risks depending on life cycle phases and dissemination dynamics of application forms

relevant for Austria: PV battery systems, large virtual storage facilities and mobile applications

From today's perspective, three of the possible applications of battery storage systems are of particular relevance in the national context: the stationary battery in the home with a photovoltaic system (PV battery systems); virtual large-scale storage facilities: and the mobile use of batteries in electric vehicles.

PV battery systems do not seem to be an optimal solution

Based on the experience in Germany, it can be assumed that PV battery systems have so far hardly had a positive impact on the environment; that the targeted grid relief is by no means achieved automatically; that the tendency towards lower participation in the grid infrastructure costs leads to a regressive distribution effect; and that the potential mass distribution of such systems on the consumer goods market harbours a number of risks (e.g. financial risks for operators or recycling).

large virtual storage facilities have potential, but are financially risky

Large virtual storage facilities can support the widespread expansion of decentralised renewable generation plants, especially at the distribution grid level. Here too, however, experience to date in Germany has shown that the pooling of many small storage units entails considerable financial risks for end customers.

vehicle batteries with sector coupling potential, but risk of rebound effects

In the case of vehicle batteries, sector coupling is the main focus. Electric vehicles increase the demand for electricity, but the battery systems in the vehicles could also be used in the future to stabilise the power grids (load management, buffer). Due to the significantly lower operating costs of electric vehicles, rebound effects leading to higher driving performance and thus higher energy consumption cannot be excluded. Other important issues relevant to the consequences are the re-use of used traction batteries and recycling.

assessment of consequences and risks of power-to-gas still uncertain: high potential, but low overall efficiency

Power-to-gas technology as an electricity storage device is only on the threshold of industrial use. An assessment of the consequences and risks is therefore still fraught with many uncertainties – but at the same time there are still numerous design options. The decisive advantage of chemical storage, on the one hand, is its enormous potential, which can be tapped and stored in the long term. The decisive disadvantage of this technology, on the other hand, is the high costs, which result primarily from the low overall efficiency. Power-to-gas is only ecologically advantageous if electricity from renewable sources (wind, PV, hydropower) is used to produce the chemical energy source.

chemical storage systems could reduce the need for further expansion of power lines

A possible consequence of chemical storage systems is the shift of energy transport from the electricity grid to the natural gas grid. This could reduce or even prevent the further expansion of power lines. Since an economic operation can only be realized with a very high level of plant utilization, the use of low-cost electricity from wind power or PV plants appears to be inappropriate; rather, dedicated generation plants would have to be built in the future.

The local environmental impacts of power-to-gas plants are classified as manageable. The risks associated with the storage of hydrogen as an admixture in existing natural gas storage facilities are also considered to be investigated and technically manageable. The remaining risks associated with the storage of hydrogen in the natural gas network are of a financial nature.

handling hydrogen risky, conflicts possible

However, there are several risks associated with the use of hydrogen. Hydrogen is characterised by its high combustibility and explosion capability (oxyhydrogen gas) and its extremely high diffusibility. So far, the general

public in particular is not familiar with the use of hydrogen. In connection with methane, there is above all the risk that the highly effective greenhouse gas will emit into the atmosphere through unnoticed leaks – however, this problem also exists under the present circumstances. Conflicts over the construction of power-to-gas plants are difficult to predict; however, since these will mostly be central large-scale plants, disputes between different stakeholder groups cannot be precluded, as is the case with comparable large-scale projects.

The concluding chapter presents options for action and recommendations to be discussed. On the one hand, these options refer to the findings of the report, on the other hand, they are oriented towards the objectives of the Austrian climate and energy strategy and the United Nations Sustainability Goals, which are actively supported by Austria. The recommendations are intended to contribute to achieving the energy and climate policy goals and, at the same time, to identify possible negative impacts, risks and conflicts at an early stage and to minimise them as far as possible. The following topics are discussed in detail:

topics for options for action and recommendations

- Electrical storage and other flexibility options for the decarbonisation of the electricity sector;
- Long-term storage and alternative strategies;
- Energy system transformation as a European task;
- Instruments and procedures for planning and approval of new pumped storage power plants;
- Research and development for new pumped storage types;
- Batteries as a topic of a sustainable circular economy;
- Need for action with solar batteries;
- Reuse of used vehicle batteries;
- Risks associated with large virtual storage facilities;
- Chemical storage as a future topic of research and development.

study provides a differentiated view and shows a large and manifold need for inter- and transdisciplinary action

This study provides a differentiated picture of the future of electrical storage systems. This is due in particular to the great diversity of the technologies and forms of application summarised by this term, the consequences and possible applications of which can be assessed very differently. In addition, it has been shown that electrical storage systems are only one of several options for dealing with the challenges of the gradually developing decarbonized energy system. From these two insights it follows that electrical storage systems will only be one element of the future technological and organisational development. However, this first, but nevertheless comprehensive overview shows that there is a large and manifold need for research at national as well as international level in order to optimally coordinate all elements. This is not only a matter of technical development, but also of social, legal, economic and ecological assessments, in short an inter- and transdisciplinary task.

1 Einleitung

Energie-Zwischenspeicher als wichtiges Element der Energiewende

Die Dekarbonisierung des Energiesystems und die dazu notwendige Energiewende bedürfen einer systemischen Transformation in der Energiebereitstellung und Energienachfrage. Regenerative Stromerzeugung über Windkraft oder Photovoltaik ist jedoch abhängig vom momentanen natürlichen Angebot (Cebulla et al. 2017). Zudem entsprechen die Verbrauchsprofile – also der Bedarf an Energie im täglichen bzw. saisonalen Verlauf – oft nicht den Erzeugungsprofilen. Auch die durch den weiteren Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten (z. B. Windkraftanlagen, Photovoltaik) bedingte räumliche Distanz zwischen Erzeugung und Verbrauch der elektrischen Energie, ist eine infrastrukturelle Herausforderung für die Dekarbonisierung. Eine mögliche Lösung für diese Herausforderung sind Speichertechnologien, die Energieüberschüsse zwischenspeichern. Energie-Zwischenspeicher wären somit eine „Senke" für temporäre oder regionale Energieüberschüsse und würden damit einen wesentlichen Beitrag zur Flexibilisierung der Netze und der Versorgungssicherheit leisten (EASAC 2017).

Einsatzbereiche für Zwischenspeicher

In Österreich übernehmen zurzeit vor allem Pumpspeicherkraftwerke diese wichtige Funktion, jedoch ist die Situation der Pumpspeicher aufgrund der vorherrschenden Rahmenbedingungen (niedrige Strompreise, geringe Preisunterschiede zwischen Grundlast und Spitzenlast) als prekär zu bezeichnen (Kloess 2012). In Zukunft könnte ihnen eine noch größere Rolle im Hinblick auf den Ausgleich bei Stromerzeugungsüberschüssen durch erneuerbare Energien zukommen. Weitere vielversprechende Technologien zur Speicherung von elektrischer Energie sind elektrochemische Systeme (Zhang et al. 2018). Hier gibt es eine große technologische Bandbreite (z. B. Blei-Batterien, Vanadium-basierte Flow-Batterien, Natrium-Schwefel-Batterien, Lithium-Ionen-Batterien oder Natrium-Ionen-Batterien), in den letzten Jahren haben sich jedoch vor allem Batteriesysteme mit Lithium-Ionen-Zellen durchgesetzt. Um neue Märkte zu erschließen wird der Entwicklung von zukünftigen elektrochemischen Speichertechnologien ein hohes strategisches Potential zugeschrieben (Thielmann et al. 2016). Daher wird in diesem Bereich international sehr viel in Grundlagenforschung investiert (Zhang et al. 2018). Ein weiterer potenzieller Einsatzbereich von elektrochemischen Zwischenspeichern ist die Elektromobilität. Einerseits können E-Fahrzeuge als mobile Formen der Speicherung gesehen werden, die zum Beispiel dann geladen werden, wenn die Preise niedrig sind. Andererseits tragen E-Fahrzeuge zu einer Elektrifizierung des Verkehrssystems und damit zu einer steigenden Stromnachfrage bei. Vorstellbar ist daher auch, dass E-Fahrzeuge in Zukunft zum Teil als stationäre Zwischenspeicher Verwendung finden. Auch können technologische Kompetenzen im Bereich der Elektrizitätsspeicherung auch in anderen Branchen wie der Automobilindustrie durch *knowledge spillover* von großer Bedeutung sein.

Chancen und Risiken

Die verschiedenen Stromspeichertechnologien bieten nicht nur vielfältige Chancen auf dem Weg zu einer dezentralen, dekarbonisierten Elektrizitätsinfrastruktur, sie haben auch problematische Seiten in Hinblick auf den Ressourcenverbrauch bei der Produktion oder in Hinblick auf die Entsorgung und/oder Weiterverwertung von elektrochemischen Speichersystemen. Bei Pumpspeicherkraftwerken gibt es wiederum Konfliktpotenziale in Bezug auf Landschaftsnutzung, Naturschutz und wirtschaftliche Bedeutung.

Energiespeicher in der Politik

Energiespeicher sind seit einigen Jahren sowohl in Forschung und Entwicklung als auch in der Politik zu einem wichtigen Thema geworden. Durch die Einführung der europäischen Energieunion und der Liberalisierung von Energie- und Elektrizitätsmärkten stellt sich die Frage, welche Akteure in Zukunft Speicherleistung für Märkte bereitstellen dürfen. Soll Speicherung nur für Energieversorgungsunternehmen (EVUs) relevant sein oder wird sich in Zukunft eine Art Speichermarkt herausbilden, bei dem verschiedene Drittanbieter Speicherleistung bereitstellen?

Der Klima- und Energiefonds (KLIEN) hat mit der „Speicherinitiative“[1] ab Herbst 2015 eine Aufbereitung des Themas mit umfassender Stakeholder-Beteiligung geleistet, wobei der Fokus nicht nur auf der Speicherung elektrischer Energie, sondern auch auf Wärme- bzw. Kältespeicherung sowie auf dem Mobilitätssektor lag (KLIEN 2016). Diese Ergebnisse sind mittlerweile in zahlreiche technische F&E-Projekte, gefördert durch den KLIEN, gemündet. Im März 2017 veröffentlichte die Bundesregierung nach einem einjährigen Dialogprozess die Energieforschungsstrategie (BMVIT/KLIEN 2017), die als Themenfeld 5 „Umwandlungs- und Speichertechnologien“ adressiert. Basierend auf den Ergebnissen der Speicherinitiative wurde 2018 die Technologie-Roadmap „Energiespeichersysteme in und aus Österreich“ erarbeitet (Friedl et al. 2018; siehe auch Friedl/Kathan 2018).

Österreichische Roadmap 2018 empfiehlt Begleitforschung zu den gesellschaftlichen Herausforderungen und Technikfolgenabschätzung

Die bisherigen Studien, insbesondere die Arbeit der Speicherinitiative und KLIEN-geförderter Projekte fokussieren auf technische und betriebswirtschaftliche Aspekte, haben zahlreiche F&E-Empfehlungen hervorgebracht und nicht zuletzt den Boden für die Roadmap und weitere technologiespezifische Strategien bereitet. Bislang wenig Beachtung fanden nichttechnische bzw. nicht-betriebswirtschaftliche Fragestellungen, da diese außerhalb des Auftrags der bisherigen Projekte lagen. In der Roadmap wird jedoch empfohlen, auch Forschung zu den sozialen Dimensionen der Energiewende und zu den gesellschaftlichen Herausforderungen in diesem Zusammenhang sowie zur Akzeptabilität von großen Speicherlösungen und allgemein explizit zu Technikfolgen zu beauftragen.

Studienfokus auf parlamentarische und übergreifende Fragen

Hier setzt die vorliegende Studie an. Sie konzentriert sich auf die spezifisch parlamentarische Perspektive ressort- und damit ausschussübergreifender Fragestellungen. Mit der thematischen Einschränkung auf Speicher für elektrische Energie werden die wesentlichen Aspekte aus Perspektive von Umwelt, Gesellschaft und Volkswirtschaft in den Fokus genommen.

[1] speicherinitiative.at. Anmerkung: Wenn nicht extra anders vermerkt, wurden alle URLs in den Fußnoten zuletzt am 3.4.2019 überprüft.

Aufbau des Berichts

Im folgenden Kapitel 2 werden zusammenfassend die unterschiedlichen Technologien (Pumpspeicher, Batterien, Schwungräder etc.) mit ihren potenziellen Einsatzbereichen, Vor- und Nachteilen präsentiert. Im 3. Kapitel werden internationale Foresight-Studien, Szenarien und Langfriststrategien zur Zukunft des Energiesystems in Hinblick auf den Einsatz von Energiespeichern ausgewertet. In Kapitel 4 wird zusammengestellt, welche Programme bzw. FTI-Initiativen es mit welchen Ergebnissen bislang gab, welche aktuell laufenden Initiativen es gibt und welche Schwerpunkte und Zielsetzungen diese aufweisen. Daran anschließend fokussiert Kapitel 5 gänzlich auf Österreich und bereitet auf, welche Firmen und Forschungseinrichtungen dazu aktiv sind, wie sich der Markt entwickelt, was im österreichischen Stromnetz aktuell im Einsatz und bereits geplant ist und welche Speicheranforderungen in Zukunft zu erwarten sind.

Vor dem Hintergrund der Analyse zum Status Quo und zu möglichen langfristigen Entwicklungen werden in Kapitel 6 schließlich die zentralen Aspekte der Studie bearbeitet, das sind die wichtigsten Fragen aus Sicht der Technikfolgenabschätzung. Insbesondere werden dabei volkswirtschaftliche Aspekte, Ressourcenverbrauch und Umweltaspekte, gesellschaftliche Folgen und Konfliktpotenziale sowie sonstige Governance-Aspekte untersucht. Dieser Abschnitt stellt die potenziellen Technikfolgen einerseits auf Ebene der drei Hauptspeichertechnologien (Pumpspeicher, Batterien, chemische Speicher), andererseits anhand von sechs, in Österreich relevanten Anwendungsmöglichkeiten dar (Pumpspeicher, stationäre Batterien im Haushalt, virtuelle Großspeicher, Batteriekraftwerke, industrielle Batteriespeichersysteme und Batterien in mobilen Anwendungen). Im abschließenden Kapitel 7 werden Optionen und Empfehlungen an das Österreichische Parlament mit einem Schwerpunkt in den betroffenen Politikbereichen (Forschung, Energie, Industrie, Umwelt, Soziales etc.) präsentiert.

Methode und Vorgangsweise

Die Studie basiert einerseits auf einer Literatur- und Internetrecherche nach dem Schneeballsystem, andererseits auf Experteninterviews mit Stakeholdern und ExpertInnen sowie auf zwei Workshops: einem ExpertInnen-Workshop zu Beginn und einem Workshop mit PolitikerInnen und wissenschaftlichen ExpertInnen nach Vorliegen der vorläufigen Endergebnisse zur Diskussion der Handlungsoptionen und Empfehlungsvorschläge.

2 Technologieübersicht

Um die gesellschaftlichen, sozialen, ökologischen und ökonomischen Folgen von elektrischen Speichertechnologien abschätzen zu können, ist es notwendig, diese differenziert darzustellen (TAB 2008). In diesem Kapitel werden zunächst die verschiedenen Speichertechnologien im Überblick dargestellt. Danach werden typische Anwendungsformen von elektrischen Zwischenspeichern beschrieben, die für Österreich von besonderer Relevanz sind. Beide Formen der Einteilung werden im Kapitel 6 wieder aufgegriffen.

Zwischenspeicher für den Erzeugungsausgleich

Der Fokus dieser Studie liegt auf elektrischen Energiezwischenspeichern (oder auch Stromzwischenspeichern)[2] und ihrer Anwendung. „Ein Energiespeicher ist eine energietechnische Anlage zur Speicherung von Energie in Form von innerer, potenzieller oder kinetischer Energie. Ein Energiespeicher umfasst die drei Prozesse Einspeichern (Laden), Speichern (Halten) und Ausspeichern (Entladen) in einem Zyklus“ (Stadler et al. 2017, S. 26). Wie auch in der Technologie-Roadmap (Friedl et al. 2018) unterscheiden wir zwischen mechanischen, elektrochemischen, chemischen und elektrischen Stromspeichern (Gallo et al. 2016). Der Wortteil „zwischen“ in Stromzwischenspeicher soll verdeutlichen, dass die Speicherung vorrübergehend bis zur nächsten Entladung vorgenommen wird und sich der Speicher für einen Ausgleich zwischen Bedarf und Angebot eignet. Dieser Erzeugungsausgleich wird besonders relevant durch den zunehmenden Anteil an erneuerbaren Energieträgern (Wind- und Solarenergie). Stromzwischenspeicher sind somit Anlagen, die elektrische Energie einspeichern und auch wieder elektrische Energie abgeben, um Erzeugung und Verbrauch in einem zukünftigen, in hohem Ausmaß auf regenerative Energieformen basierenden Elektrizitätssystem auszugleichen.

Systemdienstleistungen

Neben dem zeitlichen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage können Stromspeicher noch eine Reihe von anderen Funktionen im Stromsektor erfüllen. Man spricht in diesem Fall von Systemdienstleistungen, die für eine sichere und stabile Stromversorgung notwendig sind. Die drei wichtigsten Systemdienstleistungen, die auch mittels Stromspeicher abgedeckt werden können, sind Frequenzhaltung, Spannungshaltung und der Versorgungswiederaufbau (Schwarzstartfähigkeit). Wichtig ist dabei, dass sich die verschiedenen Speichertechnologien jeweils nur für bestimmte Aufgaben eignen. Beispielsweise sind Pumpspeicherkraftwerke und Batteriekraftwerke sehr gut für die Bereitstellung von Regelenergie (Frequenzhaltung) geeignet, elektrische Energiespeicher (z. B. Kondensatoren) eignen sich für diese Anwendung hingegen nicht (Sterner et al. 2017c).

[2] Genaugenommen kann elektrischer Strom nicht gespeichert werden. Gespeichert wird die elektrische Energie, wobei diese meist in eine andere Energieform umgewandelt und bei Bedarf – mit unterschiedlich hohen Verlusten – rückverstromt wird.

In dieser Studie wird von einer näheren Betrachtung von Speicherformen abgesehen, bei denen eine Rückverstromung erschwert bzw. ausgeschlossen ist. Ein Beispiel dafür wären thermische oder chemische Speicher (wir folgen in dieser Einteilung Cebulla et al. 2017). Alternative Flexibilitätsoptionen werden jedoch als Referenztechnologien im Überblick dargestellt (Abschnitt 2.3).

2.1 Stromspeicher im Überblick

Stromspeicher lassen sich in vier verschiedene Kategorien einordnen. So funktioniert die Speicherung entweder mechanisch, elektrochemisch, chemisch oder elektrisch (Abbildung 1). Zur Zwischenspeicherung von elektrischer Energie sind jedoch laut Sterner et al. (2017) hauptsächlich mechanische, elektrochemische und chemische Speichertechnologien geeignet. Die rein elektrische Speicherung in Spulen oder Kondensatoren ist aufgrund ihrer sehr kurzen Speicherdauer hauptsächlich zur Stützung von Versorgungssystemen im Zusammenhang mit Ausfallsicherheit und zur Überbrückung kurzzeitiger Lastschwankungen geeignet. Daher geht der vorliegende Bericht nicht näher auf elektrische Speichertechnologien ein.

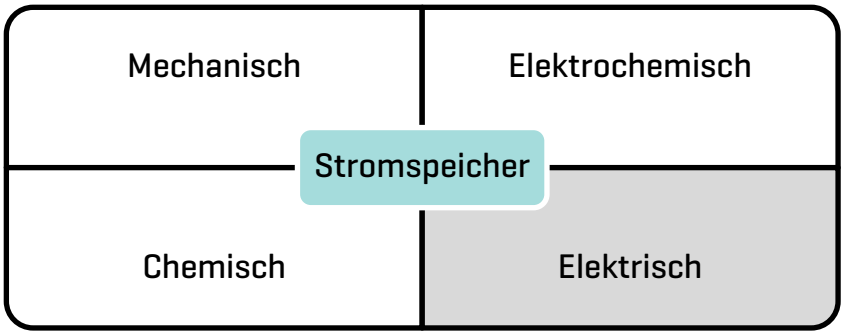

Abbildung 1: Typen von Stromspeichern

2.1.1 Mechanische Speicher

Bei mechanischen Speichern wird Energie in kinetischer und potenzieller Form sowie als Druckluftdifferenz gespeichert.

Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke sind weltweit die am häufigsten genutzte Technologie zur Speicherung von elektrischer Energie. Durch sie wird 98 % der weltweiten Speicherkapazität bereitgestellt (EASAC 2017). Pumpspeicherkraftwerke bestehen aus einem Unter- und einem Oberbecken. Wird Elektrizität benötigt, wird Wasser vom Oberbecken nach unten geleitet und eine Turbine angetrieben. Durch einen an diese Turbine angeschlossenen Generator wird nun Elektrizität erzeugt, welche durch ei-

nen Transformator in das Übertragungsnetz eingespeist wird.[3] In Schwachlastzeiten wird überschüssige Elektrizität dazu benützt, Wasser aus dem Unterbecken in das Oberbecken zu pumpen (Stadler et al. 2017). Während große Anlagen seit Jahrzehnten in Betrieb sind, wird für kleine Pumpspeicherkraftwerke (1-15 MW) mit hoher Fallhöhe ein hohes technisches Entwicklungspotenzial prognostiziert (Friedl et al. 2018).

Tabelle 1: Übersicht der häufigsten Zwischenspeichertechnologien

Speichertechnologie*	Heimische Technologie-Kompetenz	Heimische Produktion	Technologischer Reifegrad**	Wirkungsgrad [%]***
Mechanisch				
Pumpspeicher	Ja	Ja	4-9	70-82
Schwungräder	Ja	Nein	4-9	83-93
Elektrochemisch				
Bleibatterien	Ja	Ja	9	74-89
Lithium-Ionen-Batterien	Ja	Ja	8-9	90-97
Nickelbatterien	Nein	Nein	9	71
Redox-Flow-Batterien	Ja	Ja	7-9	70-79
Natrium-Batterien – Aqueous Hybrid Ion	Ja	Ja	7-9	k.A.
Natrium-Batterien – Hochtemperaturbatterien	Nein	Nein	8-9	72-81
Chemisch				
Brennstoffzellen	Ja	Ja	3-8	43-53
Power-to-Gas-Elektrolyse	Ja	Ja	3-8	95-99

Legende:

** Angeführt werden nur Technologien, die als geeignet für den Erzeugungsausgleich nach Sterner et al. (2017) identifiziert wurden.*

*** Laut Technological Readiness Level (TRL) des Horizon-2020-Programms, Daten aus Technologie-Roadmap (2018);*

**** Wirkungsgrade laut Sterner und Thema (2017)*

Speicherkraftwerke haben im Gegensatz zu reinen Pumpspeicherkraftwerken immer einen natürlich Zufluss in das Oberbecken. Das Unterbecken kann in diesem Fall auch aus einem Fließgewässer bestehen, da nicht hinaufgepumpt wird. Die Elektrizitätsproduktion erfolgt hingegen wie bei einem Pumpspeicherkraftwerk durch Wasserablass von oben (Stadler et al. 2017, S. 521).

Kugelpumpspeicher

Eine weitere mechanische Technologie zur Speicherung von elektrischer Energie ist der sogenannte Kugelpumpspeicher. Hierbei wird eine Hohlkugel aus Beton in großer Tiefe in Gewässern (Ozean, See) abgesenkt. Bei Stromüberschuss wird das Wasser aus der Hohlkugel gepumpt, bei Strombedarf strömt Wasser zurück in die Hohlkugel und treibt dabei eine Turbine mit Generator an. Im Jahr 2016 wurde eine Versuchsanlage des

[3] I.d.R. in das Hochspannungsnetz.

deutschen Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik im Bodensee gestartet.[4] Das größte Anwendungspotenzial für diese Technologie wird in der Offshore-Nutzung gesehen, wo die Speicher mit bestehenden Windkraftanlagen kombiniert werden können (Stadler et al. 2017, S. 531).

Druckluftspeicher

Eine andere Form der mechanischen Speicherung ist die Druckspeicherung in gasförmigen Speichermedien. Bei dieser Technologie wird Luft oder auch ein anderes gasförmiges Medium unter hohem Druck in einem Behältnis, Tank oder in natürlichen Kavernen gespeichert. Die tatsächliche Speicherung von Energie ergibt sich durch die Druckdifferenz zur Umgebungsluft (Stadler et al. 2017, S. 497ff.). Ein erstes Beispiel für die Anwendung dieser Technologie findet sich in Deutschland, wo seit 1978 die Versuchsanlage Huntdorf besteht (Stadler et al. 2017, S. 497). Ein großes Hemmnis für die breite Anwendung dieser Technologie liegt darin, dass die dafür geeigneten Gesteinsformationen sehr selten vorkommen, da die geophysikalischen Anforderungen an die Kavernenspeicher sehr hoch sind. In Europa ist zurzeit nur eine weitere Anlage in Larne (Großbritannien) geplant.

Schwungmassespeicher

Eine weitere mechanische Form der Speicherung ist der sogenannte Schwungrad- oder auch der Schwungmassespeicher. Schwungräder sind meist zylindrische Gegenstände, welche in einem Vakuum rotieren. Heutzutage bestehen Schwungräder häufig aus vielen ineinandergesteckten dünnen Ringen aus Kunststoffen. Die Schwungräder werden bei Überschussleistung durch einen Elektromotor in Bewegung gesetzt und auf eine hohe Drehzahl beschleunigt. Die elektrische Energie wird als Rotationsenergie gespeichert. Wenn Leistungsspitzen abgefragt werden, wird der Rotor mit einem Generator gekoppelt, der Strom erzeugt (Stadler et al. 2017, S. 553). Schwungmassespeicher weisen hohe Wirkungsgrade und eine hohe Zyklenfestigkeit (d. h. sie können sehr oft be- und entladen werden) auf. Für die kurzfristige Speicherung bis zu einer Stunde gilt diese Technologie sehr ausgereift (TRL 9). Schwungmassespeicher für längere Speicherdauer bis zu 12 Stunden sind in Entwicklung (Friedl et al. 2018, S. 36).

2.1.2 Elektrochemische Speicher

Bei elektrochemischen Technologien befindet sich die gespeicherte Energie in chemischen Verbindungen der Elektroden bzw. Elektrolyten, die gleichzeitig als Energiespeicher und Energiewandler fungieren (Sterner et al. 2017b, S. 37). Man unterscheidet verschiedene Typen der Speicherung. Weit verbreitet sind Primärbatterien (einmalige Entladung) und Sekundärbatterien (wiederholte Be- und Entladung), die auch als Akkumulatoren bezeichnet werden. Letztere sind für die Zwischenspeicherung relevant, da sie Ausgleichsenergie, also elektrische Energie, die vom prognostizier-

[4] iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/laufende/stensea-storing-energy-at-sea.html.

ten Verbrauch abweicht, bereitstellen können; deshalb bezieht sich diese Studie ausschließlich auf diese Form. Laut Sterner/Bauer. (2017b, S. 37) lassen sich Sekundärbatterien in (1) Niedrigtemperaturbatterien, (2) Hochtemperaturbatterien und (3) Redox-Flow Batterien unterteilen. Aufgrund der englischen Bezeichnung *battery* für sowohl Primärbatterien und auch Sekundärbatterien (Akkumulatoren) wird heutzutage vermehrt der Begriff Batteriespeicher verwendet (siehe oben), obwohl es sich eigentlich um Akkumulatoren handelt.

Blei-, Nickel-, Lithium-Ionen-Batterien

Während Bleibatterien noch weit verbreitet sind (z. B. in Fahrzeugen als Starterbatterien) gelten sie trotz niedriger Marktpreise aus Sicht von ökonomischen und ökologischen Bewertungen als nicht mehr zukunftsfähig (Davies et al. 2019). Nickelbatterien finden sich zwar noch in vielen Hybridfahrzeugen (beispielsweise in den Fahrzeugen von Toyota), werden aber auch hier zunehmend von Lithium-Ionen-Batterien abgelöst (Friedl et al. 2018, S. 38). Entwicklungen in der IKT-Branche – vor allem im Bereich von mobilen Computern und Smartphones – haben erheblich zur Verbreitung und Nutzung von Lithium-Ionen-Zellen beigetragen. Seit einigen Jahren wird die Entwicklung von Lithium-Ionen-Batterien auch stark durch Veränderungen in der Fahrzeugindustrie getrieben. Der Schwerpunkt der gegenwärtigen Technologieentwicklung liegt im Bereich der 4V-Lithium-Ionen-Systeme. Die nächste Generation von Lithium-Ionen-Systemen befindet sich noch im Bereich der Grundlagenforschung. Mit ersten Anwendungen wird nicht vor 2030 gerechnet (Friedl et al. 2018). Zurzeit nur in der Forschung ein Thema sind die sogenannten Post-Lithium-Ionen-Batterien[5], wie z. B. Metall-Luft-Batterien, Magnesium-Ionen-Batterien oder Solid-State-Technologien, welche hohe Energiedichten, erhöhte Sicherheit und längere Lebensdauer versprechen, gegenwärtig aber noch einen sehr geringen Technologiereifegrad aufweisen (TRL 1-4) (Friedl et al. 2018).

Post-Lithium-Ionen-Batterien

Natrium-Ionen-Batterien

Natrium-Ionen-Batterien (oder Aqueous-Hybrid-Ionen-Batterien) sind ähnlich wie Lithium-Ionen-Systeme aufgebaut, verwenden jedoch Natrium als Ionenquelle. Von Herstellern wird diese Technologie daher auch zum Teil als Salzwasserbatterie bezeichnet. Aufgrund des relativ hohen Gewichts und der geringen Energiedichte eigenen sich solche Batterien eher für stationäre Anwendungen mit Entladezyklen über vier Stunden. Für Salzwasserbatterien liegen noch keine Langzeiterfahrung vor (Friedl et al. 2018, S. 39).

Hochtemperatur-batterien

Hochtemperaturbatterien sind elektrochemische Speicher die im Lagerzustand feste Elektrolyte enthalten und inaktiv sind. Erst bei Temperaturen zwischen 200 und 800 °C schmelzen die Elektrolyte, wodurch die Batterie aktiviert wird. Beispiele dafür sind Natrium-Schwefel-Akkumulatoren, die in

[5] Vor kurzem hat am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) und der Universität Ulm ein auf sieben Jahre angelegter interdisziplinärer Forschungscluster zum Thema Post-Lithium-Storage seine Arbeit aufgenommen. Dabei werden insgesamt 25 Forschungsgruppen an leistungsfähigen Batterietechnologien forschen, die komplett ohne Lithium oder Kobalt auskommen sollen. Ein wichtiger Fokus liegt auf dem Themenfeld Nachhaltigkeit. Ökologische, ökonomische und soziale Aspekte von elektrochemischen Speichersystemen sollen daher von Beginn an berücksichtigt werden (Quelle: itas.kit.edu/2019_010.php).

großen Batteriespeicherkraftwerken zum Einsatz kommen, oder Natrium-Nickelchlorid-Akkumulatoren (ZEBRA-Batterien), die zum Teil in der Fahrzeugindustrie verwendet, mittlerweile jedoch von Lithium-Ionen-Batterien weitgehend verdrängt wurden (Friedl et al. 2018; mit Verweis auf Kurzweil/ Dietlmeier 2015).

Redox-Flow-Batterien

Bei den sogenannten Redox-Flow-Batterien sind der Speicherbehälter und die Reaktionszelle räumlich voneinander getrennt. Elektrische Energie wird hier in Form chemischer Verbindungen gespeichert, wobei die Reaktionspartner in einem Lösungsmittel in gelöster Form vorliegen. Die energiespeichernden Elektrolyte (z. B. Vanadium-Oxid oder Natriumbromid) zirkulieren dabei von Pumpen angetrieben in zwei getrennten Kreisläufen, zwischen denen in einer galvanischen Zelle über eine Membran der Ionenaustausch stattfindet. In der Zelle werden dabei die gelösten Stoffe chemisch reduziert bzw. oxidiert. Dabei wird elektrische Energie frei. Redox-Flow-Batterien haben im Vergleich zu anderen elektrochemischen Speichern eine Reihe von Vorteilen: sie eignen sich für große Speicherkapazitäten, haben eine hohe Lebensdauer, eine kurze Reaktionszeit, geringen Wartungsaufwand und eine gute Umweltverträglichkeit. Zu den Nachteilen zählen, dass sie eine relativ geringe Energie- und Leistungsdichte aufweisen, Probleme beim Abdichten der Zellen und Zellstapel und in Bezug auf die Aufrechterhaltung der Reinheit und Konzentration der Redox-Paare bestehen (Stadler et al. 2017). In Österreich gibt es Forschungswissen und eine Produktion für Redox-Flow-Batterien (Friedl et al. 2018). Langjährige Erfahrungen mit netzgekoppelten Anlagen gibt es in Japan und den USA (Stadler et al. 2017).

2.1.3 Chemische Speicher (Power-to-X als Stromspeicher)

Bei chemischen Speichern, die als Stromzwischenspeicher verwendet werden, wird elektrische Energie in stoffliche Energieträger umgewandelt, gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt wieder verstromt. Als Energieträger kommen dabei vor allem gasförmige Kohlenwasserstoffe in Frage (z. B. Wasserstoff, Methan), möglich ist aber auch die Erzeugung von flüssigen Energieträgern (Methanol, Kerosin etc.). Im Fall von Wasserstoff kommen bei der Erzeugung (Einspeicherung) verschiedene Elektrolyseverfahren zur Anwendung. Dabei wird Wasser unter Beimengung einer stromleitenden Flüssigkeit mit Hilfe von elektrischem Strom in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Als Speicher eignen sich das vorhandene Gasnetz (Beimischung von bis zu 10-vol % Wasserstoff ist möglich), Kavernenspeicher, ausgeförderte Gaslagerstätten oder Speicherbehälter; auch für die Verstromung stehen mehrere Technologien zur Verfügung (Brennstoffzelle, Gasturbine, Blockheizkraftwerk). Wird die elektrische Energie in Form von Methan gespeichert, kommt zur Elektrolyse ein weiterer Prozessschritt (Methanisierung) hinzu. Dabei werden auf chemischem oder biologischem Weg aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid die Produkte Methan und Wasser erzeugt. Für die Lagerung und Verstromung von Methan kommen dieselben Technologien wie bei Wasserstoff in Frage (Sterner et al. 2017a).

Wichtig bei der Methanisierung von Wasserstoff ist die Bereitstellung von Kohlenstoffdioxid, das in nahezu jedem Verbrennungsprozess als Abgas sowie als Nebenprodukt von Produktionsprozessen anfällt. Auch dazu gibt es verschiedene Verfahren, aufgrund des hohen Technologiereifegrades und vergleichsweise niedriger Kosten wird heute meist ein chemisches Absorptionsverfahren eingesetzt (Steinmüller et al. 2014, S. 8). Im Vergleich zu Wasserstoff weist Methan als Energiespeichermedium einige Vorteile auf: Methan verfügt über eine höhere Energiedichte und lässt sich leichter lagern und transportieren und der Umgang mit Methan (Erdgas) ist weitgehend bekannt (Sterner et al. 2017a). Wasserstoff hat wiederum den Vorteil, dass ein höherer Wirkungsgrad erreicht werden kann und die Herstellungskosten (ohne Methanisierung) geringer sind, da kein CO_2 bereitgestellt und hinzugefügt werden muss (Maier 2018). Außerdem emittiert bei der energetischen Nutzung kein CO_2 in die Atmosphäre.

synthetisches Methan als Langzeitspeicher für elektrische Energie

Der Vorteil von chemischen Speichern ist das enorme Potenzial, das damit erschlossen werden kann. Synthetisches Methan in Kombination mit dem vorhandenen Gasnetz gilt derzeit als der einzige tatsächliche Langzeitspeicher für große Mengen an elektrischer Energie (Fürstenwerth et al. 2014). Durch die Anbindung an das Gasnetz entsteht ein weiterer Vorteil, über den sonst keine Speichertechnologie verfügt. Diese Kopplung an die bestehende Infrastruktur ermöglicht nämlich nicht nur einen zeitlichen sondern auch einen räumlichen Ausgleich (Sterner et al. 2017a). Ein Nachteil von Power-to-X-to-Power ist allerdings der geringe Gesamtwirkungsgrad dieser Konfiguration. Werden Wasserstoff bzw. Methan als Stromspeicher eingesetzt, dann beträgt der Wirkungsgrad von Strom zu Strom zwischen 30 und 44 %. Werden Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zur Rückverstromung eingesetzt, sind immerhin Wirkungsgrade von 43 % bis 62 % erreichbar (Sterner et al. 2011).

Aufgrund dieser wirtschaftlichen Situation geht man allgemein davon aus, dass mit industriellen Power-to-X-Anlagen zunächst andere Märkte (Chemische Industrie, Stahlindustrie, Verkehrssektor) erschlossen werden (Fürstenwerth et al. 2014). Bei diesen Anwendungsformen könnten Power-to-X-Anlagen unter bestimmten Voraussetzungen zwar nicht als Stromspeicher, aber zumindest netzunterstützend betrieben werden, um auf diese Weise einen Beitrag für die weitere Integration erneuerbarer, volatiler Erzeugungsanlagen in das Stromnetz zu leisten (Steinmüller et al. 2014). Eine derartige Anlage soll beispielsweise im laufenden österreichischen Forschungsprojekt H2FUTURE in der Praxis erprobt werden.[6] In der FTI-Roadmap Power-to-Gas für Österreich (Tichler et al. 2014) wird aber auch der chemischen Speicherung von elektrischer Energie (Zwischenspeicher) mittelfristig ein großer Stellenwert zugeschrieben; als Langzeitspeicher, der neben Minuten-, Stunden- und Tagesspeicherung auch saisonale Speicherung ermöglicht, sollen chemische Speicher zur Stabilität der Stromnetze und zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit beitragen. Neben großtechnischen Anlagen zur Verstromung (z. B. Gas-und-Dampf-Kombikraft-

6 h2future-project.eu/technology.

werk) kommen auch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) kleiner Leistung auf Basis der Brennstoffzellen-Technologie in Frage. Solche Geräte, die auch für den Einsatz in privaten Haushalten geeignet sind, werden zurzeit in einem großangelegten europäischen Feldtest erprobt.[7]

2.2 Anwendungsformen von Stromspeichertechnologien in Österreich

Um die möglichen Folgen von Stromspeichertechnologien besser abschätzen zu können, wird im Rahmen dieser Kurzstudie auch der Versuch unternommen, für Österreich typische Anwendungsformen der Zwischenspeicherung zu identifizieren. Diese Vorgangsweise geht von der Annahme aus, dass bestimmte Folgen von Technik in einer engen Verbindung mit ihrer Anwendung und die Einbettung in soziale Praktiken stehen (Ornetzeder 2018). Folgende Kriterien waren bei dieser Betrachtungsweise ausschlaggebend: (1) Relevanz für den weiteren Ausbau von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten in Österreich, (2) bereits in Anwendung und/ oder in absehbarer Zukunft einsatzbereit sowie (3) funktionale und wirtschaftliche Umsetzbarkeit. Auf Basis einer Literaturrecherche wurden vom Projektteam sechs Hauptformen identifiziert und beim ersten Workshop, am 16. Jänner 2019, zur Diskussion gestellt:

1. Pumpspeicherkraftwerk
2. Stationäre Batterie im Haus mit PV-Anlage
3. Virtueller Großspeicher
4. Batteriekraftwerk
5. Industrielle Batteriespeichersysteme
6. Mobile Anwendungen

Im Folgenden werden diese typischen Anwendungsformen kurz vorgestellt. Die über ihre unmittelbare Funktion und Wirkung hinausgehenden gesellschaftlichen und ökologischen Folgen sowie möglichen Risiken, die aus diesen Anwendungsformen resultieren, werden in Kapitel 6 diskutiert.

2.2.1 Pumpspeicherkraftwerk

In Österreich sind (Pump-)Speicherkraftwerke die mit Abstand wichtigste Form zur Speicherung von Strom. Die vor allem in den alpinen Regionen errichteten Speicherkraftwerke gelten als technisch ausgereift und sind teilweise bereits seit Jahrzehnten am Netz. Man unterscheidet reine Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke. Beide Typen ermöglichen die Speicherung von Energie, allerdings sind nur Pumpspeicherkraftwerke dazu im Stande, Energie in Form von Elektrizität aufzunehmen (Pumpbetrieb)

[7] enefield.eu.

und später wieder abzugeben (Turbinenbetrieb). Mit Stand August 2018 waren 112 Speicherkraftwerke mit einer installierten Gesamtleistung von 8,4 GW in Betrieb.[8] Die maximale Speicherkapazität aller österreichischen Speicherkraftwerke beträgt zurzeit zwischen 3 und 4 TWh[9]. Die meisten davon können als Pumpspeicherkraftwerke betrieben werden.

Die heimischen Pumpspeicherkraftwerke gelten als ein wichtiger Bestandteil für eine sichere Elektrizitätsversorgung in Österreich. Sie stellen Regelenergie, Spitzenlast und weitere Netzdienstleistungen bereit, können als Tages-, Wochen-, Saison- und – in beschränktem Ausmaß – sogar als Jahresspeicher betrieben werden. In der Regel sind Speicherkraftwerke mit dem Übertragungsnetz verbunden.

Viele Jahrzehnte wurden die Speicherkraftwerke in Österreich vor allem zur Erzeugung von kurzfristiger Spitzenlast und damit zur besseren Auslastung unflexibler Wärmekraftwerke eingesetzt. Diese Nutzungsform war aufgrund einer zum Teil beträchtlichen Preisdifferenz zwischen günstigem Nachtstrom und teurem Spitzenstrom betriebswirtschaftlich äußerst profitabel. Durch den starken Ausbau von Solar- und Windkraftanlagen (vor allem in Deutschland) wurde der Spitzenverbrauch um die Mittagszeit jedoch zunehmend durch erneuerbare Energien gedeckt. Damit hat sich die Auslastung der Speicherkraftwerke reduziert und deren wirtschaftliche Situation deutlich verschlechtert (Moser et al. 2014). Ungeachtet dieser wirtschaftlich schwierigen Situation spielten die österreichischen Pumpspeicherkraftwerke in den letzten Jahren eine wichtige Rolle beim Ausgleich von Erzeugungsschwankungen im deutschen Stromnetz. 2017 betrug der Stromimport aus Deutschland nach Österreich 42,4 TWh, der Export (gesamt, Pumpspeicher und andere Erzeugungsanlagen) aus Österreich nach Deutschland hingegen nur 10,6 TWh (Graichen et al. 2019, S. 32).

Die meisten Speicherkraftwerke werden von heimischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen betrieben. Allein der größte Stromversorger Österreichs, die Verbund AG, betreibt 22 Speicherkraftwerke. Darunter befinden sich auch einige der größten Anlagen Österreichs, wie das Maltakraftwerk in Kärnten oder das Kraftwerk Kaprun in Salzburg. Der Speicherkraftwerkspark wurde in den letzten Jahrzehnten modernisiert und ausgebaut. Zum einen handelte es sich dabei um unterirdische Kraftwerkserweiterungen (z. B. Verbindung des Maltakraftwerks mit der Kraftwerksgruppe Reißeck-Kreuzeck, abgeschlossen 2016), zum anderen um Modernisierungen von Turbinen-, Pumpen- und Generatorteilen zur Effizienzsteigerung (z. B. bei den Kraftwerken Mayrhofen und Roßhag in Tirol). Zurzeit laufen zudem Versuche mit regelbaren Pumpen, wodurch auch im Pumpbetrieb mehr Flexibilität angeboten werden kann. In Vorarlberg ist diese Technologie (hydraulischen Kurzschluss) bereits im Einsatz. Der zunehmende Anteil

[8] e-control.at/statistik/strom/bestandsstatistik. Zum Vergleich: In Europa (EU plus Norwegen und Schweiz) waren im Jahr 2017 Pumpspeicherkraftwerke mit einer Gesamtleistung von rund 48 GW in Betrieb (EASAC 2017).

[9] Siehe internes Protokoll des 1. Workshops am 16.1.2019.

erneuerbarer Energien in der Stromversorgung hat bereits in den letzten Jahren zu geänderten Betriebsbedingungen (häufigere Lastwechsel) geführt, die sich negativ auf die Lebensdauer der bestehenden Anlagen auswirken.[10]

Aktuell befinden sich drei Speicherkraftwerke in Bau. Das mit Abstand größte davon, das Obervermuntwerk II in Vorarlberg (Bauzeit 2014 bis 2018), wird gerade in Betrieb genommen (Vorarlberger Illwerke AG 2018). Zudem befinden sich zehn neue Speicherkraftwerke (bzw. Erweiterungsprojekte) in Planung (Oesterreichs Energie 2018). Darunter befindet sich auch das Kraftwerk Koralm an der Grenze zwischen den Bundesländern Kärnten und Steiermark, das mit einer Leistung von rund 1 GW nach seiner Fertigstellung die bisher größte Kraftwerksanlage im österreichischen elektrischen Energiesystem darstellen würde (Gawlik et al. 2018). In Summe würden diese Projekte zu einer zusätzlich installierten Leistung von rund 3,6 GW führen. Unter den derzeitigen Marktbedingungen gilt jedoch, dass jedes zusätzlich errichtete Speicherkraftwerk die Auslastung und damit die Rentabilität der bestehenden Anlagen verringert, d. h. mit anderen Worten, dass das Angebot an Speichern am europäischen Strommarkt zurzeit schneller wächst als die Nachfrage.[11]

Die Errichtung und der Betrieb von Speicherkraftwerken sind in einer Reihe von Gesetzen geregelt. Beim Bau einer neuen Anlage muss in der Regel ein UVP-Genehmigungsverfahren durchgeführt werden. Die im öffentlichen Interesse liegenden Sicherheitsaspekte von Stauanlagen sowie deren Überwachung sind durch das Wasserrechtsgesetz (WRG) 1959 und die Staubeckenkommissionsverordnung 1985 geregelt. Der Betrieb von Speicherkraftwerken wiederum unterliegt dem Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (ElWOG).

2.2.2 Stationäre Batterie im Haus mit PV-Anlage

Bei dieser Anwendungsform werden Hausbatteriespeicher gemeinsam mit einer dezentralen Photovoltaik-(PV)-Anlage betrieben. In erster Linie wird der Batteriespeicher dazu verwendet, den Anteil des Eigenverbrauchs des vor Ort erzeugten Solarstroms zu erhöhen. Daher werden solche Batterien auch manchmal als Solarspeicher oder PV-Speichersysteme bezeichnet. Der vor allem an sonnenreichen Tagen um die Mittagszeit erzeugte Solarstrom lädt die im Gebäude installierte Batterie. Die gespeicherte Energie kann zu einem späteren Zeitpunkt (z. B. abends) in diesem Gebäude verbraucht werden. Je nach Auslegung und Betriebsweise der Anlage lässt sich damit die Eigenverbrauchsquote von 29 % auf bis zu 69 % erhöhen (Baumann/Baumgartner 2017). Aktuelle Daten aus Deutschland zeigen,

[10] Siehe internes Protokoll des 1. Workshops am 16.1.2019.

[11] ExpertInneninterview Nr. 3.

dass die Eigenverbrauchsquote[12] über das Jahr betrachtet im Durchschnitt bei rund 50 % liegt (Figgener et al. 2018). Neben der Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage, die potenziell aus der Differenz zwischen Einspeisetarif und Strompreis resultiert, könnten Hausbatteriespeicher auch weitere Funktionen erfüllen, beispielsweise können sie zur Notstromversorgung eingesetzt werden (in der Praxis jedoch nur selten der Fall). Technisch gesehen haben Hausbatteriespeicher auch Potenziale zur Stabilisierung des Stromnetzes (Sterner et al. 2017c). Dies ist beispielsweise dann der Fall, wenn die Anlagen zur Reduktion von Leistungsspitzen der PV-Einspeisung eingesetzt werden (peak shaving) oder die Batterien prognosebasiert, also in Abstimmung mit den zu erwartenden Wetterbedingungen, geladen werden. Solche netzdienlichen Betriebsformen stellen sich aber nicht automatisch ein. Mögliche Konzepte und Ansätze für den netzfreundlichen Einsatz von PV-Speichersystemen werden derzeit in einem Forschungsprojekt untersucht (Projekt Leafs[13]).

Vor allem in Deutschland sind solche Anlagen mittlerweile weit verbreitet. Das liegt unter anderem an der großen Anzahl an privaten PV-Anlagen, den in den letzten Jahren stark gesunkenen Preisen für Lithium-Ionen-Akkumulatoren sowie an der Tatsache, dass Hausbatteriespeicher zwischen 2013 und 2017 landesweit gefördert wurden (Förderprogramm 275 „Erneuerbare Energien – Speicher"). Mit Stand August 2018 waren in Deutschland bereits rund 100.000 derartige dezentrale Anlagen in Betrieb (Enkardt 2018). Mit einer installierten Gesamtleistung von rund 280 MW verfügen diese PV-Heimspeicher über mehr Leistung und Kapazität als sämtliche Batteriegroßspeicher zur Frequenzregelung (Figgener et al. 2018) – erfüllen aus Systemsicht jedoch eine ganz andere Funktion (Erhöhung des Eigenverbrauchs).

In Österreich gibt es laut Auskunft von ExpertInnen zurzeit zwischen 5.000 und 6.000 derartiger Anlagen.[14] Angesichts der deutlich höheren Anzahl an privaten PV-Anlagen (Schätzungen zufolge sind etwa 125.000 netzgekoppelte Systeme in Betrieb) und hohen Wachstumsraten in diesem Segment (Biermayr 2017) kann man auch von einer zunehmenden Verbreitung von Hausbatteriespeichern ausgehen. Der Oberösterreichische Energiesparverband stellt jedoch fest, dass sich unter heutigen Rahmenbedingungen Hausbatteriespeicher selbst unter Berücksichtigung der Förderungen nicht wirtschaftlich betreiben lassen (Oberösterreichischer Energiesparverband o.J.).

[12] Die Eigenverbrauchsquote entspricht dem Anteil der lokal erzeugten PV-Leistung, der zur Versorgung des Haushaltes verwendet wird. Der Autarkiegrad beschreibt hingegen den Anteil der elektrischen Haushaltsenergie, der durch lokal erzeugten PV-Strom gedeckt wird (Figgener et al. 2018, S. 63).

[13] energieforschung.at/projekte/284/integration-of-loads-and-electric-storage-systems-into-advanced-flexibility-schemes-for-lv-networks.

[14] ExpertInneninterview Nr. 2.

Seit 2018 gibt es eine bundesweite Investitionsförderung für Stromspeicher, die in Verbindung mit einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage stehen (Investitionszuschuss nach § 27a ÖkostromG). Zusätzlich fördern einige Bundesländer die Anschaffung eines PV-Speichersystems (Oberösterreich, Salzburg, Kärnten). Eine wissenschaftliche Begleitforschung wie in Deutschland gibt es in Österreich bislang nicht.

2.2.3 Virtueller Großspeicher

Bei dieser Anwendungsform werden viele dezentrale Speichersysteme zu einem virtuellen Großspeicher zusammengeschlossen. Ein solcher Zusammenschluss wird auch als Schwarm oder als Pooling bezeichnet, wobei verschiedene Speichertechnologien (z. B. Batterien und Schwungräder) miteinander kombiniert werden können. Ein wichtiges Merkmal derartiger virtueller Speicher ist, dass die dezentralen Speichereinheiten über eine einheitliche IKT-Lösung miteinander verbunden sind. Dies ermöglicht das koordinierte Be- und Entladen der räumlich verteilten Speichereinheiten. Im Unterschied zu einzelnen Hausbatteriespeichern zeichnen sich Schwarmlösungen durch einen marktbezogenen und meist auch netzunterstützenden Betrieb aus (Grunwald 2017). Die Betreiber von Schwarmlösungen fungieren als sogenannte Aggregatoren. Erfüllen sie bestimmte Voraussetzungen, können sie auch Systemdienstleitungen (z. B. am Regelenergiemarkt) anbieten (Sterner et al. 2017c).[15] Als Teilnehmer am Pooling kommen Hausbatteriespeicher, größere Speichersysteme, aber auch Speicher in mobilen Anwendungen in Betracht (z. B. Batterien in Elektrofahrzeugen). Die Aggregatoren erzielen Erlöse auf dem Regelenergiemarkt, die sie zum Teil an die einzelnen TeilnehmerInnen weitergeben. In einem anderen Modell profitieren die TeilnehmerInnen dadurch, dass der Ladestrom kostenfrei ist.

In Deutschland sind solche Angebote zurzeit im Aufbau. Die Lösungen werden von Ökostromerzeugern (z. B. Lichtblick/Hamburg) oder Anbietern von PV-Speichersystemen (z. B. Caterva/München, Deutsche Energieversorgung/Leipzig) entwickelt. Auch hier dominieren Speicher mit Lithium-Ionen-Technik den Markt. In Österreich wird das Thema virtuelle Großspeicher im Rahmen von Forschungsprojekten untersucht (Urbaner Speichercluster Südburgenland, Projekt Leafs). Angebote am Markt gibt es derzeit nicht. Da Aggregatorenmodelle auf europäischer Ebene an Bedeutung gewonnen haben, wird sich auch Österreich in Zukunft stärker mit diesem Thema auseinandersetzen müssen.[16]

[15] Siehe auch ExpertInneninterview Nr. 2.

[16] Siehe internes Protokoll des 1. Workshops am 16.1.2019.

2.2.4 Batteriekraftwerk

Als Batteriekraftwerke bezeichnet man in der Regel große Anlagen, die elektrische Energie mittels Akkumulatoren speichern und mit dem Stromnetz verbunden sind. Solche Batteriekraftwerke oder Batterieparks gibt es international gesehen bereits seit vielen Jahren. Sie werden zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität, aber auch zum Ausgleich von Differenzen zwischen Verbrauch und Erzeugung (Zwischenspeicherung) eingesetzt. Batteriekraftwerke können damit die Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien unterstützen (Sterner et al. 2017c).

Zum Einsatz kommen verschiedene elektrochemische Speicher. Historisch gesehen waren es bis in die 1990er-Jahre vor allem Bleiakkumulatoren, später wurden auch Anlagen mit anderen Speichertechnologien realisiert (Doughty et al. 2010). Mittlerweile wird auch dieser Anwendungsbereich von Lithium-Ionen-Akkumulatoren dominiert. Rund zwei Drittel der weltweit installierten Batteriekraftwerke setzen auf diese Technologie (DOE Database).[17] Neue Anlagen werden zurzeit mit einer Laufzeit von 20 Jahren geplant (Stadler et al. 2017).

Ein Beispiel für diese Anwendungsform ist das Batteriekraftwerk der WEMAG/Younicous AG in Mecklenburg-Vorpommern. Diese Anlage ist seit dem Jahr 2014 in Betrieb. Mit einer Kapazität von 10 MWh und einer Leistung von 15 MW zählt diese Anlage zu den größten dieser Art in Europa. Der Speicher dient in erster Linie dazu, das Stromnetz bei schwankender Einspeisung aus Solar- und Windkraftanlagen bzw. bei schwankender Nachfrage zu stabilisieren. Das Batteriekraftwerk ist sowohl mit dem regionalen Verteilnetz als auch mit dem nahegelegenen Hochspannungsnetz verbunden. Betrieben wird diese Anlage von einem deutschen Ökostromanbieter (WEMAG).[18]

In Österreich befinden sich solche Systeme zurzeit in Entwicklung. Im Jahr 2017 hat der niederösterreichische Verteilnetzbetreiber (Netz NÖ GmbH) 20 km nordöstlich von Wien einen Batteriespeicher mit einer Leistung von 2,5 MW und einer Kapazität von 2,2 MWh errichtet. Das Pilotprojekt ist zurzeit Gegenstand eines vom Klima- und Energiefonds geförderten Forschungsprojekts. Auch in diesem Fall kommen Lithium-Ionen-Akkumulatoren zum Einsatz. Im begleitenden Forschungsprojekt untersuchen das Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe der TU Wien gemeinsam mit dem Austrian Institute of Technology (AIT) die verschiedenen Möglichkeiten, die eine Batterie zur Netzstabilisierung bietet.[19]

---

[17] Vgl. die “US Department of Energy Global Energy Storage Database” des US-amerikanischen Energieministeriums, energystorageexchange.org.

[18] Batteriespeicher Schwerin: wemag.com/sites/default/files/20170714%20Faktenblatt%20WEMAG%20Batteriespeicher.pdf.

[19] energieforschung.at/assets/project/downloads/10-11-17-Smart-Grid-Batteriespeicher-Eroeffnung-final.pdf.

Global gesehen gibt es rund 700 netzgekoppelte Batteriekraftwerke mit einer kumulierten Leistung von 1,5 GW (Stand 2017). Der international mit Abstand größte Markt mit rund 300 installierten Anlagen sind die USA. Aber auch in Europa wurden in den letzten Jahren bereits einige große Batteriekraftwerke realisiert. Marktanalysen rechnen für die kommenden Jahre mit hohen Wachstumsraten in diesem Segment).[20] Neben neuen Lithium-Ionen-Zellen kommen dabei verstärkt auch gebrauchte Batterien aus Elektrofahrzeugen zum Einsatz (Second-Life). Beispielsweise betreibt der deutsche Autohersteller Daimler seit 2016 ein netzgekoppeltes Batteriekraftwerk mit einer Leistung von 13 MW, in dem rund 1.000 gebrauchte Fahrzeugbatterien zu einem stationären Batteriespeicher gebündelt sind.[21] Auch andere deutsche Autohersteller haben bereits mit dem Aufbau solcher Anlagen begonnen.

2.2.5 Industrielle Batteriespeichersysteme

Als industrielle Batteriespeichersysteme bezeichnen wir im Rahmen dieser Studie Anwendungen, bei denen elektrochemische Speicher in erster Linie als zeitliche Puffer für kommerzielle Zwecke eingesetzt werden. Damit können beispielsweise kurzfristig hohe Leistungen bei gleichbleibender Netzbelastung abgegeben werden. Ein Beispiel dafür sind etwa Schnellladestationen für Elektrofahrzeuge, die hohe Ladeleistungen ermöglichen, ohne dass der vorhandene Netzanschluss verstärkt werden muss. Solche Systeme sind seit kurzem am Markt erhältlich, auch von österreichischen Herstellern (Kreisel Electric). Um die wirtschaftliche Attraktivität solcher Produkte zu erhöhen, werden sie mit mehreren Funktionen ausgestattet. Damit können industrielle Batteriespeichersysteme auch als Element einer Schwarmlösung Netzdienstleistungen anbieten oder in Kombination mit lokaler PV-Produktion die Integration erneuerbarer Energien unterstützen.

Ein weiteres Beispiel ist die Vermeidung von Lastspitzen in der Fertigung, wo derzeitige Speicher laut einer Studie aus Deutschland bei einer Leistung von 100 kW und einer Speicherdauer von bis zu einer Stunde liegen (Köhler et al. 2018). In diesen Anwendungsformen haben Lithium-Ionen Speicher das größte Potenzial, aber auch Schwungradspeicher könnten zukünftig für den Einsatz im Minutenbereich Verwendung finden. Auch die zeitliche Verschiebung der Last durch Demand-Response kann durch solche industrielle Batteriesysteme ermöglicht werden. Dies eignet sich besonders für energieintensive Verbraucher aus z. B. der Zement-, Stahl-, Elektrostahl- und Metallindustrie, welche ihren Strom direkt an der Börse beschaffen oder Verträge mit Zeittarifen haben (Köhler et al. 2018, S. 38).

[20] iwr.de/news.php?id=31960.

[21] media.daimler.com/marsMediaSite/de/instance/ko.xhtml?oid=13634457.

2.2.6 Mobile Anwendungen

Eine weitere und in Zukunft vermutlich an Bedeutung gewinnende Anwendungsform von elektrischen Zwischenspeichern ist die E-Mobilität. Sowohl bei sogenannten Hybridfahrzeugen als auch bei rein batterieelektrischen Fahrzeugen kommen elektrochemische Speicher zum Einsatz. In den letzten Jahren haben sich auch hier Lithium-Ionen-Akkumulatoren als dominierende Technologie etabliert. Im Bereich der Forschung und Entwicklung wird jedoch bereits an alternativen Technologien (z. B. Lithium-Ionen-5V-Technologie, Magnesium-Ionen-Technologie, Solid-State-Technologie) gearbeitet (Friedl et al. 2018).

Für die Einbindung von Elektrofahrzeugen in das Energieversorgungssystem sind zwei mögliche Ladestrategien von Bedeutung: das unidirektionale und das bidirektionale Laden (Sterner et al. 2019). Als *unidirektionales* Laden (grid-to-vehicle) bezeichnet man die Entnahme von elektrischer Energie aus dem Stromnetz zur Speicherung in der Fahrzeugbatterie. Diese Ladung kann gesteuert (per Signal) oder ungesteuert (manuell) erfolgen; d. h. auch beim unidirektionalen Laden gibt es Möglichkeiten, verstärkt in Zeiten von erhöhter Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien zu laden. Technische, organisatorische und wirtschaftliche Grundlagen dafür wurden bereits im Rahmen von nationalen Forschungsprojekten, gefördert vom Klima- und Energiefonds, erarbeitet (z. B. EMPORA 2). Beim *bidirektionalen* Laden ist im Vergleich zum einfachen Laden zusätzlich eine Rückeinspeisung von elektrischer Energie in das öffentliche Stromnetz vorgesehen (vehicle-to-grid). Dabei können Fahrzeuge als Teil von virtuellen Großspeichern in Zukunft Netzdienstleistungen anbieten, was wiederum den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien unterstützen könnte. Auch dazu gibt es laufende Forschungsaktivitäten, zum Beispiel an der Hochschule Osnabrück (Projekt „lokSMART Jetzt!2“). In diesem Projekt wird unter anderem die Eignung von Elektroautos als temporäre Batteriespeicher zur Netzstabilisierung untersucht.

Elektrofahrzeuge haben in den letzten Jahren stark an Bedeutung gewonnen. Allein im Jahr 2017 wurden global gesehen über eine Million Elektroautos verkauft. Die Gesamtzahl der Elektroautos auf der Straße übersteigt weltweit bereits die Drei-Millionenmarke. Dies entspricht einer Steigerung von über 50 % seit 2016 (IEA 2018a). Auch wenn sich die Zulassungszahlen für batteriebetriebene Fahrzeuge in Österreich noch auf einem niedrigen Niveau befinden – bei rund 2 % der Neuanmeldungen handelte es sich im Jahr 2017 um Hybrid- oder E-Fahrzeuge (AustriaTech 2018) – kann aufgrund internationaler Entwicklungen und der breiten politischen Unterstützung der E-Mobilität in Österreich (BMVIT/BMNT 2019) mit einer zunehmenden Verbreitung von batteriebetriebenen Fahrzeugen gerechnet werden, was das Potenzial für diese Variante der Zwischenspeicherung erhöhen wird.

2.3 Andere Flexibilitätsoptionen

Für die weitere Integration von erneuerbaren Energien ist die Flexibilisierung des Stromsystems von großer Bedeutung. Stromspeicher sind dabei ein wichtiges technisches Element. Darüber hinaus gibt es jedoch eine Reihe von anderen Flexibilitätsoptionen, die vergleichbare Aufgaben für die Stabilisierung der Stromnetze übernehmen können. Je höher der Anteil an fluktuierender Erzeugung ist, desto größer wird der Bedarf an Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen sein (Sterner et al. 2017b).

Alternative Flexibilitätsoptionen bestehen in den Bereichen Erzeugung, Transport und Verbrauch von elektrischer Energie. Die anschließende Übersicht folgt weitgehend der Darstellung in der Studie „Stromspeicher in der Energiewende“ (Fürstenwerth et al. 2014):

Maßnahmen im Bereich Erzeugung

- Nutzung von Flexibilitäten im europäischen Erzeugungssystem (Import)
- Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch EE-Anlagen oder alternativer Technologien zur Reduktion der Must-run-Kapazitäten
- Abregelung von erneuerbaren Energieanlagen (Curtailment)
- Ausgleich durch thermische Kraftwerke beziehungsweise Gasturbinen (flexible Erzeugung)

Maßnahmen im Bereich Transport

- Netzausbau im Übertragungs- und Verteilnetz zur Beseitigung von Netzengpässen
- Netzumbau (z. B. Einbau regelbarer Ortsnetztransformatoren)
- Optimierung des Netzbetriebs (z. B. durch Leiterseilmonitoring) (Grünwald et al. 2012)
- Europäischer Ausgleich durch das Übertragungsnetz in Europa (z. B. verstärker Stromhandel)

Maßnahmen im Bereich Verbrauch

- Flexibilisierung der Lasten durch Lastmanagement (DSM), insbesondere in der Industrie und neue sektorenübergreifend genutzte Energiespeicher auf Basis von Strom (Wärmepumpen, Power-to-Liquid, Power-to-Production, Power-to-Chemicals etc.)
- Nutzung von Flexibilitäten im europäischen Erzeugungssystem (Export)

Speichertechnologien im Vergleich mit anderen Flexibilitätsoptionen zumeist teurer

Eine Studie aus Deutschland, bei der Speicher und andere Flexibilitätsoptionen unter ökonomischen Gesichtspunkten miteinander vergleichen wurden, kommt zum Schluss, dass Speichertechnologien im Vergleich mit anderen Flexibilitätsoptionen zumeist die teurere Option darstellen (Grünwald et al. 2012). Zu einem ähnlichen Ergebnis kommen die AutorInnen der Studie „Roadmap Speicher“ im Auftrag des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Auf Basis einer umfassenden Analyse des zukünftigen, langfristigen Speicherbedarfs für Deutschland schließen sie: „Da jede Speicherung mit Kosten und zum Teil sehr hohen Wirkungsgradverlusten verbunden ist, ist eine direkte Nutzung des Stroms einer Zwischenspeicherung sowohl ökonomisch als auch klimapolitisch vorzu-

ziehen. Speicherung im Vergleich zu alternativen Lösungen ist dann sinnvoll, wenn nur mit einer Speicherung die Ziele erreicht werden können oder die mit der Speicherung verbundenen Vorteile die zusätzlichen Kosten zumindest aufwiegen“ (Pape et al. 2014, S. 14).

Auch hinsichtlich der jeweiligen Folgen und Risiken gibt es zwischen den oben erwähnten Flexibilitätsoptionen beträchtliche Unterschiede. Beispielsweise ist der weitere Ausbau der Stromnetze oft mit Konflikten verbunden und führt zum Teil zu gravierenden Veränderungen im Landschaftsbild während andere technische Maßnahmen, wie etwa der Einbau von regelbaren Transformatoren, kaum wahrnehmbar sind. Auch der Vergleich von Speichertechnologien und anderen Flexibilitätsoptionen würde sehr wahrscheinlich zu einem ähnlichen Ergebnis kommen, d. h. andere Flexibilitätsoptionen wären im Vergleich zu Speicherlösungen nicht nur aufgrund ökonomischer Argumente zu bevorzugen, sondern auch in Hinblick auf ihre potenziellen Folgen für Umwelt und Gesellschaft. Im Rahmen dieser Kurzstudie kann auf diese Aspekte allerdings nicht eingegangen werden.

2.4 Speicherbedarf

Eine entscheidende Frage – auch in Hinblick auf die möglichen Folgen und Risiken verschiedener Technologien und Anwendungsformen – bezieht sich auf den zukünftigen Speicherbedarf. Allgemein kann festgehalten werden, dass der zukünftige Bedarf im Wesentlichen von folgenden Faktoren abhängt: dem Ausbaugrad der erneuerbaren Energien (EE), der verfügbaren Prognosegüte (zur Abschätzung der Einspeisung durch Windenergie- und Photovoltaikanlagen), dem Netzausbau in Österreich, von Import- und Export, der Verfügbarkeit flexibler Produktion, dem Ausbau von Lastmanagementoptionen und, in geringerem Ausmaß, von der Verfügbarkeit weiterer Flexibilitätsoptionen (Sterner et al. 2017b).

Studien für das Stromsystem in Deutschland[22] haben ergeben, dass es aktuell keinen akuten Bedarf an zusätzlichen Stromspeichern gibt. Bis zu einem Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch von 40 bis 60 Prozent (zum Vergleich: im Jahr 2018 deckten in Deutschland die EE im Jahr 38,2 % des Stromverbrauchs ab) kann Ausgleich zwischen Produktion und Verbrauch durch andere Flexibilitätsoptionen kostengünstiger gedeckt werden als durch neue Stromspeicher. Erst bei sehr hohen Anteilen an fluktuierenden Erzeugern, auf jeden Fall bei 90 Prozent, wird eine vollständige Integration von erneuerbaren Energien in das Stromsystem ohne neue Stromspeicher jedoch zunehmend schwierig (Fürstenwerth et al. 2014).

[22] Siehe zum Speicherbedarf auch Abschnitte 3.2.

Für das österreichische Stromsystem[23] liegen bislang nur wenige Untersuchungen zur Abschätzung des zukünftigen Speicherbedarfs vor. Eine bereits im Jahr 2011 abgeschlossene Studie an der TU Wien hat ergeben, dass eine regenerative Vollversorgung Österreichs im Bereich der Elektrizität sowohl technisch als auch wirtschaftlich machbar erscheint. Der dafür notwendige weitere Ausbau der vorhandenen regenerativen Potenziale zur Stromproduktion (Wind und PV) erfordert jedoch einen zusätzlichen Speicheraufwand, der die vorhandenen (Pump-)Speicherkraftwerke und die zukünftigen Potenziale deutlich übersteigt. Die AutorInnen empfehlen einen weiteren Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke (insbesondere eine deutliche Erhöhung der Pumpleistung), wodurch kurz- und mittelfristige Schwankungen der Erzeugung ausgeglichen werden könnten. Zudem seien jedoch Maßnahmen notwendig, um dem Problem der saisonalen und mehrjährigen Erzeugungsschwankungen entgegenzuwirken. Als mögliche Strategien werden der Ausbau flexibel einsetzbarer regenerativer Erzeugungsformen (z. B. Biomassekraftwerke) aber auch die Entwicklung alternativer großtechnischer Speicherformen (Wasserstoff, Methanisierung) erwähnt. Andere Flexibilitätsoptionen, wie zum Beispiel der Stromhandel mit dem Ausland, wurden in dieser Studie nicht berücksichtigt (Boxleitner et al. 2011). Ähnliche Modellrechnungen zur Abschätzung des zukünftigen Speicherbedarfs sind zurzeit am Austrian Institute of Technology im Auftrag der Interessensvertretung Österreichs Energie in Ausarbeitung.

[23] Siehe zum Speicherbedarf auch Abschnitte 3.1.

3 Foresight-Perspektiven

Die Dekarbonisierung und damit zusammenhängend die Transformation des Energiesystems ist in unterschiedlicher Weise ein Thema in Foresight-Studien. In österreichischen und internationalen Studien, die sich mit Langfristperspektiven von Energiesystemen beschäftigen, werden Energiezwischenspeicher[24] in der jeweiligen Zukunft in unterschiedlichem Ausmaß vorausgesetzt, ohne dass darauf fokussiert wird, wer in welcher Form für die Bereitstellung dieser temporären Speicher zukünftig zuständig ist. Allerdings lässt sich feststellen, dass die unterschiedlichen Foresight-Perspektiven Energiezwischenspeicher als ein Element in zukünftigen Energiesystemen betrachten, deren Ausgestaltung von Gesamtstrategien abhängt, aber auch davon, wie die anderen Elemente des Energiesystems zusammenspielen. Im Folgenden wird analysiert, welche Bedeutung und Rolle Energiezwischenspeicher in zukünftigen Energiesystemen haben können.[25] Besonderes Augenmerk liegt dabei auf den Annahmen und Eingrenzungen, die mit den hypothetischen Aussagen zur zukünftigen Relevanz von Energiezwischenspeichern in den Energie-Szenarien einhergehen. Welche Potenziale werden Energiezwischenspeichern zugeschrieben und welche Notwendigkeiten sowie Entwicklungsoptionen für Energiespeicher zeigen sich aus der Perspektive zukünftiger Energiesysteme? Als Ergebnis werden die langfristigen politisch-gesellschaftlichen Anforderungen für die Transition des Energiesystems und besonders die Rolle von Energiezwischenspeichern in diesem Prozess zusammengefasst (z. B. soziale Innovation und staatliche Interventionslogiken).

[24] Um der Bandbreite an Foresight-Perspektiven auf zukünftige Energiesysteme und auf die Rolle von Speichertechnologien in diesen Energiesystemen gerecht zu werden, wird der Begriff Energiezwischenspeicher für diese Analyse bewusst weit gefasst.

[25] Als Datengrundlage für dieses Kapitel wurden österreichische und internationale Foresight-Studien, Szenarien und Langfriststrategien ausgewertet sowie aktuelle wissenschaftliche Literatur zum Thema gescreent.

3.1 Szenarien für Österreich

Für Österreich liegen drei aktuelle Szenario-Berichte vor, die an der Erreichung des 2°C-Klimaziels und einer Transformation des Energiesystems in Richtung Einsatz von erneuerbarer Energie orientiert sind.

Im Szenario „Erneuerbare Energie 2030 und 2050“[26] des Umweltbundesamtes werden Stromspeicher allgemein adressiert, ohne dass auf spezifische Speichertypen oder -kapazitäten näher eingegangen wird. Eine Grundannahme des Szenarios ist, dass zukünftig neben Pumpspeicher- und Wasserstofftechnologien neue Speichertechnologien eine wichtige Rolle bei der Energieaufbringung spielen werden. Nicht nur der Einsatz neuer Speichertechnologien wird für das Szenario als wesentlich erachtet, sondern auch die Integration in einen europäischen Strommarkt sowie die Flexibilisierung des Regulierungsrahmens und verbesserte Netze zur Integration der volatilen Stromerzeugung, der Ausbau von erneuerbarer Wärme und Strom sowie ein Rückgang der Nachfrageschwankungen durch bedarfsseitiges Management (DSM) (Krutzler et al. 2016, S. 8). Konkrete neue Speichertechnologien werden im Szenario nicht explizit erwähnt. Es wird aber angenommen, dass neue Speichertechnologien bis 2050 zum Einsatz kommen werden, Umfang und konkrete Ausgestaltung bleiben aber offen (Krutzler et al. 2016, S. 8 u. 16).

Eine weitere Studie analysiert die Stromzukunft Österreichs mit dem Zeithorizont 2030 (Haas et al. 2017). Dabei werden die Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien untersucht. Die Studie wurde von der IG Windkraft, vom Kompost & Biogas Verband Österreich und der IG Holzkraft beauftragt, von der Energy Economics Group (EEG) des Instituts für Energiesysteme und Elektrische Antriebe der TU Wien durchgeführt und 2017 veröffentlicht. Sie behandelt die Frage, wie eine Transformation hin zu einem Elektrizitätssystem in Österreich, das fast vollständig auf erneuerbarer Erzeugung basiert, aus technischer und ökonomischer Sicht bewerkstelligt werden kann und welche Voraussetzungen dafür nötig sind.[27] Ebenso wie im Szenario „Erneuerbare Energie 2030 und 2050“ wird für 2030 ein 95 %-Anteil erneuerbarer Energie angenommen, der sich primär aus Windenergie, Photovoltaik, Wasserkraft sowie Strom aus fester Biomasse und Biogas zusammen-

[26] Aufbauend auf vorherigen Szenarien des Umweltbundesamts entwickelt die Studie ein Szenario mit den Zeithorizonten 2030 und 2050 und dem Ziel einer weitgehenden Dekarbonisierung des Energiesystems bis zum Jahr 2050 (Krutzler et al. 2016, S. 8). Die Annahmen zu allgemeinen Rahmenbedingungen und Eingangsparametern kommen aus dem Szenario WAM plus des Umweltbundesamtes von 2015; Berechnungen wurden auf der Basis von Experteneinschätzungen vorgenommen; die angenommenen Potenziale erneuerbarer Energieträger kommen aus den Studien des Österreichischen Biomasse Verbands (2015), EEÖ (2015), sowie von Streicher et al. (2010) und Christian et al. (2010) (siehe Krutzler, et al. (2016)).

[27] Die Studie baut auf dem im vorherigen Absatz beschriebenen 2016 erschienenen Szenario „Erneuerbare Energie 2030 und 2050“ des Umweltbundesamts (Krutzler et al. 2016) auf, indem der dort prognostizierte Erzeugungsmix und die Stromnachfrage für 2030 übernommen wurden.

setzt.[28] Kern der Studie ist die quantitative Analyse der zukünftigen Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Österreich bis 2030 anhand von drei umfassenden Energiesystemmodellen der TU Wien (HiREPS, EDisOn und Green-X).[29] Folgende Aussagen werden zur Zukunft von Pumpspeichern getroffen: Einerseits wird auf einen zusätzlich notwendigen Pumpspeicherausbau verwiesen, der in allen Szenarien im sehr niedrigen Bereich von 140-200 MW liegt;[30] andererseits sind Pumpspeicher für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit in Österreich relevant, daher wird die Anbindung der (Pump-)Speicherregionen und Pumpspeicher-Standorte (in West- und Süd-Österreich) empfohlen (Netzausbau) (Haas et al. 2017, S. 7). Pumpspeicher könnten neben Power-to-Heat und gesteuertem Laden von Elektro-PKWs damit einen Beitrag zu einem kostengünstigen Gleichgewicht von Erzeugung und Nachfrage leisten, da sie als künftig regelbarer Stromnachfragesektor gelten (Haas et al. 2017, S. 39). Pumpspeicher (und simulierte Fernwärmespeicher) wären demgegenüber lediglich eine Lösung für den kurzfristigen Ausgleich von Überschüssen und Engpässen (Haas et al. 2017, S. 39). Zwischenspeicherung in Pumpspeichern im Westen und folgende Rückflüsse in die Senke Wien wären ein Mitgrund für eine erhöhte innerösterreichische Auslastung der 220kV-Leitungen (Haas et al. 2017, S. 50). Pumpspeicher sind – neben dem Export von Energie in Nachbarländer – eine wesentliche Möglichkeit, temporär überschüssige Energie aus Wind, PV und Laufwasserkraft zu speichern (Haas et al. 2017, S. 61). Pumpspeicher würden in Zeiten hoher EE-Einspeisung in Österreich kostengünstig gefüllt; die Stromerzeugung durch Pumpspeicher korreliert in den Modellen stark positiv mit den Exporten (Haas et al. 2017, S. 66). Zukunftsperspektiven auf weitere Speichertechnologien umfassen die Zwischenspeicherung von Produktgas[31] im Erdgasnetz bei der Erzeugung von Energie aus Biomethan und den Einsatz

[28] Im Rahmen eines Konsultationsprozesses wurde das angenommene Mengengerüst erneuerbarer Energie mit Experten reflektiert und als Zielvorgabe für die Stromsystemanalyse und die Identifikation erforderlicher Marktanreize angepasst. So wurde z. B. die Stromerzeugung aus Wasserkraft nach oben revidiert, der Zielwert für Photovoltaik-Strom nach unten revidiert Haas, et al. (2017).

[29] Neben Schlüsselparametern und unterschiedlichen EU-Energieprognosen werden den Modellierungen zwei unterschiedliche Entwicklungspfade zugrunde gelegt: ein Business-As-Usual (BAU) Szenario bzw. Referenz-/"No Policy"-Szenario, das ein konservatives Bild der Stromzukunft Österreichs zeichnet und ein EE-Zielszenario/Renewables (RES)-Szenario, das die Erreichung des vorgegebenen EE Mengengerüsts für das Jahr 2030 unterstellt (Haas et al. 2017, S. 24). Dargestellt werden die Energienachfrage und -bereitstellung, der Kraftwerkseinsatz, der Speicherbedarf, die Systemflexibilität, v. a. in Hinblick auf die Auswirkungen einer verstärkten Sektorkopplung, die Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus erneuerbarer Energieträger auf Netz und Versorgungssicherheit sowie aus dem Ausbau resultierende Preisentwicklungen auf den Strommärkten im Jahr 2030 und energiepolitische Erfordernisse in Hinblick auf anwendbare Förderinstrumente (Haas et al. 2017, S. 10).

[30] Der niedrige zukünftige Speicherbedarf resultiert aus dem verstärkten Einsatz anderer Flexibilitätsoptionen (siehe Auflistung der wesentlichen Anforderungen an ein zukünftiges Energiesystem, neben dem Einsatz von Speichertechnologien auf der vorherigen Seite).

[31] Produktgas bezeichnet Biogas nach der Aufbereitung, das gleich weiterverkauft werden kann.

von stationären Batteriespeichern im Netzbereich (Haas et al. 2017, S. 37). Speichertechnologien wird allgemein zugeschrieben, dass sie neben anderen Flexibilitätsoptionen, wie der Kopplung von Strom- und Wärmeerzeugung und E-Mobilität, zukünftig überschüssige EE-Einspeisung auffangen werden (Haas et al. 2017, S. 67).

Eine weitere umfassende Studie zur Energie- und Klimazukunft Österreichs für die Jahre 2030 und 2050 wurde von GLOBAL 2000, Greenpeace und WWF beauftragt und ist 2017 erschienen. Zentrales Ziel der Studie war die Entwicklung eines als realisierbar angesehenen normativen Szenarios für eine nachhaltige Energieversorgung.[32] Auf der Grundlage verschiedener Studien wird davon ausgegangen, dass 2050 die gesamte zur Deckung der Endenergienachfrage benötigte Primärenergie in Summe in Österreich aufgebracht werden kann. Allerdings müsse der Endenergiebedarf in diesem Szenario auf rund die Hälfte des gegenwärtigen Wertes reduziert werden (Veigl 2017, S. 8). Zu den Annahmen des normativen Szenarios gehört die Veränderung der Bereitstellung von Energie: In dem Szenario beruht der Ausbau erneuerbarer Energien primär auf Photovoltaik, Windenergie, Umgebungswärme, Solarthermie und Geothermie, die 2050 gemeinsam 40 % des Primärenergieverbrauchs ausmachen sollen. Die Nutzung von Wasserkraft und Biomasse soll in diesem Szenario unter dem für den Naturschutz notwendigen Vorsichtsprinzips „mit Bedacht ausgebaut“ werden (Veigl 2017, S. 40). In diesem normativen Szenario werden Speichertechnologien für das Jahr 2050 vorausgesetzt. Die Potenziale erneuerbarer Energieträger könnten nur dann optimal genutzt werden „wenn auf der Nachfrageseite keine Restriktionen hinsichtlich ihrer Nutzung bestehen (etwa technische Restriktionen durch mangelnde Speicher- oder unzureichende Leitungskapazitäten)“ (Veigl 2017, S. 21). Ihr Vorhandensein sei eine Voraussetzung für die Umsetzung einer nachhaltigen Energiezukunft, ebenso wie das Vorhandensein von ausreichenden Speicherkapazitäten für Wärme (Saisonspeicher) und elektrische Energie (Pumpspeicher, Power-to-Gas-Technologien) (Veigl 2017, S. 26). Spezifischere Speichertechnologien (erzeugungsnahe, dezentrale Batterien, Akkus in Fahrzeugen, Druckluftspeicher, Schwungmassenspeicher) werden als wichtige Elemente eines künftigen Speichersystems angesehen (Veigl 2017, S. 26).

So lässt sich zusammenfassend zu den vorliegenden Szenarien feststellen, dass sie von einem zukünftigen Bedarf an Stromspeichern ausgehen, diese jedoch nicht als ein Systemelement antizipiert werden, das gesondert und umfassend in seiner Bedeutung und im Zusammenhang mit anderen Elementen (Netzausbau, Im- und Export, Regulierung oder Bedarfsmanagement/Sektorkopplung) zu thematisieren wäre. Da die Szenarien ein hohes Abstraktionsniveau besitzen, sind keine konkreten Anwendungsfälle und Settings beschrieben, in denen die Spezifik von Speichern jeweils zum Tragen kommen würde.

[32] Zugleich handelt es sich dabei um eine Aktualisierung und Erweiterung der Studie „Energiezukunft Österreich“ aus dem Jahr 2015; siehe Veigl (2015).

3.2 Internationale Diskussionen zu Energiezukünften

In der internationalen Diskussion zu Energiezukünften werden Speichertechnologien unterschiedliche Wichtigkeit zugewiesen. Die wesentlichen Faktoren, von denen zukünftig die Bedeutung von Speichertechnologien insgesamt, aber auch die Präferenz für spezifische Energiezwischenspeicher abhängt, werden im Folgenden dargestellt. Sie beziehen sich insbesondere auf Aspekte der räumlichen Bereitstellung und -speicherung von Energie (großräumig versus dezentral) und auf die Frage von Netzausbau und Präferenzen hinsichtlich der Energieautarkie und -autonomie.

3.2.1 Speichertechnologien im Kontext der Entwicklung von Energiesystemen

In Deutschland wurde explizit untersucht, welche Rolle Speicher im zukünftigen Energiesystem einnehmen können (Elsner et al. 2015).[33] Ausgehend von einer Auswertung 62 aktueller Energieszenarien wurden acht illustrative Szenarien ausgewählt, um unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten der Stromnachfrage und des Ausbaus an Photovoltaik sowie der On- und Offshore-Windkraft darzustellen. Anschließend wurden für jedes Szenario stündliche Werte der Residuallast berechnet, ein möglichst kostengünstiges Portfolio an Flexibilitätstechnologien zur Deckung der Residuallast zusammengestellt und daraus die Rolle von Speichern im zukünftigen Energiesystem abgeleitet (Elsner et al. 2015, S. 9). Pumpspeicher und Wasserstoffspeicher sind in Hinblick auf ihre gesellschaftliche Akzeptanz laut Studie nicht unumstritten (Elsner et al. 2015, S. 54).[34] Heute bereits im Betrieb befindliche Pumpspeicherkraftwerke wurden im Modell nicht abgebildet, da vereinfacht von einem „Grüne-Wiese“-Ansatz[35] ausgegangen wird (Elsner et al. 2015, S. 54). Forschungsbedarf wird bei den verschiedenen Technologien zur Kurz- und Langzeitspeicherung in Hinblick auf Prozesse, Materialien, Elektrolyten und Systemkomponenten ausgemacht (Elsner et al. 2015, S. 54). Potenziale liegen bei der Entwicklung von kostengünstigen Materialien mit geringeren Qualitätsanforderungen bei gleichzeitig hoher Performance und bei der Optimierung der Zyklierbarkeit, der Lebensdauer und der Fertigungsverfahren (Elsner et al. 2015, S. 54). Die Modellierungsergebnisse zeigen, dass bei geringen Anteilen

[33] Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050 wurden von einem Konsortium (acatech Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften) untersucht Elsner, et al. (2015).

[34] Konfliktpotenzial sei beispielsweise vorhanden, wenn ein grundsätzliches Misstrauen in Bezug auf die Motive des Infrastrukturausbaus besteht, z. B. wenn befürchtet wird, dass Speicher oder Stromleitungen nicht für die Speicherung und den Transport von Strom aus Erneuerbaren, sondern für Strom aus Kern- oder Kohlekraftwerken gebaut werden (Elsner et al. 2015, S. 83).

[35] Dabei geht es darum, dass vorbelastende Voraussetzungen und Rahmenbedingungen in der Vorausschau weggelassen werden können, d. h. eine unbebaute Fläche („grüne Wiese“) der Ausgangspunkt eines Szenarios ist.

fluktuierender erneuerbarer Energiequellen Langzeitspeicher nur dann zum Einsatz kämen, wenn fossile Energieträger nicht oder nur in geringem Umfang eingesetzt würden, d. h. eine Kombination aus Abregelung von Erneuerbaren und dem Einsatz von Gaskraftwerken wäre hier oftmals günstiger als der Einsatz von Langzeitspeichern (Elsner et al. 2015, S. 70). Bei der Vollversorgung aus erneuerbaren Energien würden 50 GW Wasserstoffspeichersysteme eingesetzt (Elsner et al. 2015, S. 71). Wenn in Zukunft ein Szenario mit schwachem Netzausbau dominiert, stünden dezentrale Technologien im Fokus. Hier kämen statt Wasserstoffspeichersystemen Methanspeicher mit Gasturbinen zum Einsatz, da diese gerade auch in kleineren, dezentralen Einheiten als realisierbar gelten (Elsner et al. 2015, S. 71). Die Modellrechnungen schließen Wasserstoffspeicher als zentrale Großtechnologie aufgrund ihrer Unwirtschaftlichkeit durch die Lagerung in zentral errichteten Kavernenspeichern aus; vorteilhafter erscheint die Speicherung von Erdgas aufgrund seines geringeren Speichervolumens und seiner kostengünstigen Speichermöglichkeiten in bestehenden Gasspeichersystemen oder direkt im Erdgasnetz (Elsner et al. 2015, S. 71). Pumpspeichersysteme, Druckluftspeicher sowie Batteriespeicher kommen in den Modellierungen annahmebedingt nur in geringem Umfang bzw. gar nicht vor; als Einsatzbereich für Batteriespeicherkapazitäten werden Elektrofahrzeuge oder PV-Heimspeicher in Kombination mit dem Demand-Side-Management (DSM) im Haushaltssektor gesehen (wenn die angenommenen DSM-Potenziale realisiert werden können); Netzengpässe könnten zusätzlichen, bislang unberücksichtigten Speicherbedarf mit sich bringen (Elsner et al. 2015, S. 72). Zusammenfassend stellt der Bericht fest, dass Kurzzeitspeicher (Speicherdauer im Bereich einiger Stunden) in allen für 2050 betrachteten Fällen in einem Umfang bis knapp 10 GW zum Einsatz kämen (Elsner et al. 2015, S. 87). Beim zusätzlichen Einsatz von Batteriespeichern in Elektrofahrzeugen, PV-Anlagen und DSM-Maßnahmen in den verschiedenen Sektoren, sei es nicht notwendig, zusätzliche Speicher (zusätzliche Batterien, PSK oder Druckluftspeicherkraftwerke) zu errichten; das gilt nur unter der Annahme, dass DSM-Potenziale (lokale Speicher, Vehicle-to-grid-Konzepte, häuslicher Wärmesektor, Steuerung von Haushaltsgeräten und DSM-Maßnahmen in der Industrie) in großem Umfang zur Verfügung stünden (Elsner et al. 2015, S. 87f). Ein Faktor beeinflusst den zukünftigen Speicherbedarf in den Modellierungen wesentlich: die Abhängigkeit von den Kosten der Stromgestehung. Mit der Zielvorgabe, die ökonomische Optimierung für das Gesamtsystem der Stromversorgung Deutschlands vorzunehmen, d. h. die durchschnittlichen Stromgestehungskosten zu minimieren, wäre der Bedarf an Speicherung gering. Unter der Annahme einer starken Dezentralisierung der Energieversorgung mit lokaler Energieautonomie würde es dagegen zu einem erheblich anwachsenden Speicherbedarf und einer teureren Energieversorgung in Deutschland kommen (Elsner et al. 2015, S. 88). Netzengpässe (v. a. im Verteilnetz) und Flexibilitätsbedarfe unterhalb einer Stunde könnten ebenfalls zu einer Erhöhung des Speicherbedarfs führen (Elsner et al. 2015, S. 88). Für Langzeitspeicher wird die Annahme getroffen, dass sie heute absehbar nur durch Gasspeichersysteme realisiert werden können, d. h. Wasserstoffspeicherung in unterirdischen Kavernen oder Methanspeicherung in Kavernen oder im

Gasnetz. Für den Fall einer vollständigen Dekarbonisierung des Stromsystems wird Langzeitspeichern ein signifikanter Anteil (bis zu 20 %) an den Gesamtsystemkosten zugerechnet (Elsner et al. 2015, S. 88). Ein weiterer Faktor für den Bedarf an Speichern ergibt sich aus den Präferenzen hinsichtlich der zukünftigen Importe. Vorteile von Langzeitspeichern werden in der Reduktion der Importabhängigkeit gesehen; demnach würden bei der Vorgabe, nur heimische Energieträger zu nutzen, in allen Szenarien 10-40 GW Wasserstoffspeicher eingesetzt (Elsner et al. 2015). Im Zusammenhang mit PV-Speichersystemen wird ein hohes Potenzial für DSM zur Netzstabilisierung vermutet (Elsner et al. 2015, S. 90).

In Deutschland gibt es eine Kontroverse dazu, wie zentral Stromspeicher für den Ausbau von Wind- und Solarenergie zukünftig sein werden, bzw. ob der Stromspeicherbedarf ein Hindernisfaktor für die Energiewende sein könnte (Sinn 2017; Schill et al. 2018). Zumindest können flexible Stromnachfrager den Speicherbedarf weiter verringern und eine Kombination aus Speicherung und Abregelung wird ökonomisch für plausibler gehalten (Schill et al. 2018, S. 3). Zudem lassen sich neben Stromspeichern weitere Optionen für die Bereitstellung von Flexibilität im Stromsektor feststellen; dazu zählen insbesondere der großräumige Stromtransport zum Ausgleich verschiedener regionaler Last- und Erzeugungsprofile oder auch die Sektorkopplung (Nutzung von Strom für Wärmeanwendungen, im Verkehrsbereich oder für die Produktion von Wasserstoff) (Schill et al. 2018, S. 5). Bei einer Quantifizierung von unterschiedlich starker Abregelung erneuerbarer Energien zeigt sich, dass der Speicherbedarf schon bei geringen Abregelungsniveaus stark sinken würde (Schill et al. 2018, S. 5). Power-to-X-Technologien könnten eine weitere mögliche Senkung des Stromspeicherbedarfs ermöglichen (Schill et al. 2018, S. 10). Geschlussfolgert wird, dass fehlende Stromspeicher keinen Engpass für die Energiewende darstellen würden und sich der Speicherbedarf insbesondere durch eine moderate, temporäre Abregelung der Erzeugungsspitzen von Windkraft- und Solaranlagen reduzieren ließe (Schill et al. 2018, S. 8). Eine künftig verstärkte Sektorkopplung könnte durch neue flexible Verbraucher in Kombination mit nachgelagerten anderen Energiespeicherformen den Stromspeicherbedarf weiter senken (Schill et al. 2018, S. 8f).

Im Kontext der Entwicklung von Energiesystemen lässt sich festhalten, dass Speichertechnologien in den vorliegenden Szenarien nicht als unabdingbare Komponente für eine Transition hin zu einer klimaneutralen Zukunft gesehen werden. Vielmehr werden sie im Zusammenhang mit einer Gesamtkostenoptimierung bei der Energiebereitstellung diskutiert, bei der Speicher im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen als weniger relevant erachtet werden. In den untersuchten Langfristszenarien wird die aktuelle Marktdynamik von spezifischen Speichertechnologien (z. B. Batteriespeicher) – die v. a. durch die stetig anwachsende Nachfrage von privaten Haushalten geprägt ist – nicht berücksichtigt.[36]

[36] Siehe zur aktuellen Marktdynamik von Photovoltaik-Heimspeichern in Deutschland: https://www.pv-magazine.de/2019/05/14/eupd-research-sonnen-vor-lg-chem-und-byd-weiter-marktfuehrer-bei-photovoltaik-heimspeichern-in-deutschland/

3.2.2 Energiespeicher und Dezentralisierung im Kontext von globalen Trends und zukünftigen Risiken

Bei der Analyse globaler Risiken stehen in Bezug auf Energie zwei Risiken im Vordergrund: Zum einen der Ausfall von kritischer Infrastruktur, der im Bereich Energie (wie auch in den Bereichen Verkehr und Kommunikation) systemweite Auswirkungen haben könnte, und zum anderen das Risiko von Energiepreisschocks, das hohen wirtschaftlichen Druck auf stark energieabhängige Branchen und Verbraucher erzeugen könnte (World Economic Forum 2018, S. 60). Der Zukunftsbericht des US-amerikanischen National Intelligence Councils (NIC) erwähnt Energiespeicher im Kontext dieser Risiken. Nach den Einschätzungen des NIC wird es disruptive Veränderungen in der Energienutzung in Richtung verstärkte Nutzung von Wind, Sonne, Wellen, Abfallströmen oder Kernfusion zur Stromerzeugung und den Einsatz verbesserter, mobiler und stationärer Speichertechnologien geben (National Intelligence Council 2017, S. 178). Visioniert werden kleine, verteilte Energiesysteme, die keinen Anschluss an ein öffentliches Stromnetz erfordern, die erneuerbare Energiequellen nutzen und Strom für Haushalte und Transport integrieren (National Intelligence Council 2017, S. 178). Dies würde zugleich die Widerstandsfähigkeit von Energiesystemen und kritischen Energieinfrastruktursystemen bei Naturkatastrophen erhöhen, was für allem für Gebiete mit extremen Wetterereignissen relevant ist (National Intelligence Council 2017, S. 178).[37] Verbesserte, kostengünstige Batterien oder andere Formen der Energiespeicherung seien dabei ein wesentlicher Faktor für die Transformation zu neuen Energiequellen, die umfangreiche Infrastruktur benötigen (National Intelligence Council 2017, S. 178).[38] Als ein weiterer globaler Trend werden Fortschritte bei Solarmodulen gesehen, die die Kosten für Solarstrom drastisch senken und mit dem Endverbraucherpreis für Strom wettbewerbsfähig werden[39]. Generell könnten mit mehr neuen Energiequellen die globalen Gesamtenergiekosten niedrig bleiben und das globale Energiesystem könnte widerstandsfähiger gegen (Öl-)Schocks werden (National Intelligence Council

[37] Angeregt werden zudem neue Investitionen in die Bereiche Energie und Technologien, um das Risiko des Klimawandels zu verringern, dazu zählen u.a. saubere Energiequellen und Schlüsseltechnologien, wie z. B. Offshore-Windenergie, Solarzellen, dezentrale/verteilte Stromerzeugung und Energiespeicherung, Verbesserung von Verbrennungsprozessen, wie Biokraftstoffe und Abfall-zu-Energie, sowie Eindämmung des Klimawandels durch Kohlenstoffabscheidung und Sequestrierung. Meeresenergie, erneuerbare synthetische Kraftstoffe, Kernkraft der nächsten Generation, Methanhydrate, drahtlose Energieübertragung und Energiegewinnung werden als vielversprechend, aber noch nicht ausgereift, eingestuft (National Intelligence Council (2017)).

[38] Auch auf europäischer Ebene gelten sicherere und leistungsfähigere Batterien als Schlüsselanforderung für den Übergang zur vollständigen Elektromobilität und zu größeren Energiespeicherkapazitäten in Haushalten. Speicher für elektrische Energie spielen einem Expertenworkshop (im Rahmen des explorativen Forschungsprogramms des Joint Research Centre der Europäischen Kommission) zufolge eine wesentliche Rolle in der zukünftigen Bereitstellung von Mobilität und Energie; siehe Ruiz/Pfrang (2018).

[39] In einigen Ländern ist dies bereits der Fall, bspw. in Italien, siehe photovoltaik.org/wissen/netzparitaet.

2017, S. 16). Die Robustheit der kritischen Infrastruktur eines Staates, inklusive diversifizierter Energiequellen, gilt als wesentlicher Faktor für die Verringerung der Anfälligkeit sowohl gegenüber Naturkatastrophen, als auch gegenüber Angriffen (National Intelligence Council 2017, S. 67). Neue IK-Technologien sollen den Verkehr und Energieverbrauch grundlegend verändern, z. B. durch Anwendungen, die durch die Kombination von Datenanalyse, Algorithmen und geophysikalischer Echtzeitinformation Verkehrsmuster optimieren, den Energieverbrauch verbessern und den Stadt-Smog reduzieren können (National Intelligence Council 2017, S. 175).

Durchbrüche bei Energie- und Kohlenstoffspeicherungstechnologien werden im Shell World Energy Model[40] als größte disruptive Faktoren im globalen Energiesystem erachtet (Shell 2017, S. 11). In den modellierten Energiezukünften 2050 des World Energy Councils[41] stellt Energiespeicherung[42] eine zentrale Unsicherheit für das Energiesystem 2050 dar (Frei et al. 2013, S. 2). In Bezug auf Energiespeichertechnologien wird festgehalten, dass Pumpspeicher eine sehr gut entwickelte und weit verbreitete Technologie sind, deren Nutzung durch den Standort limitiert ist (Frei et al. 2013, S. 35). Power-to-gas (Wasserstoff oder Methan) wird mit der Nutzung bestehender Infrastruktur (Gasleitungen, Gasnetz) als weitere Lösungsmöglichkeit erwähnt; andere neue und emergierende Energiespeichertechnologien, wie z. B. Batterien und Wasserstoff, brauchen laut Szenario-Bericht weitere Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten, bevor sie kommerziell relevant werden; daraus leitet sich ein Investitionsbedarf in Forschung und Entwicklung ab, der vielversprechende Technologien weiter voranbringt, v. a. um das Problem der Fluktuation bei erneuerbaren Energien zu überwinden (Frei et al. 2013, S. 35).

Hier zeigt sich, dass Speichertechnologien ein Baustein in zukünftigen Energiesystemen sind, der die Resilienz von Energiesystemen und Energieinfrastruktur in Hinblick auf zukünftige Risiken erhöhen kann. Gleichzeitig wird deutlich, dass Energiesysteme in Zukunft von sehr heterogenen Elementen geprägt sein könnten, angefangen von unterschiedlichen neuen Energiequellen über unterschiedlich flexible Speichertechnologien, bis hin zu stationärer oder mobiler Infrastruktur. Trends, die auf die Dezentralisierung von Energiesystemen verweisen, machen deutlich, dass langfristig neue Akteure in den Bereich der Energietransition eintreten werden.

---

[40] Das Shell Team modelliert basierend auf einer Datenbank mit historischen Daten beginnend aus 1960 drei zentrale Faktoren im World Energy Model: Energienachfrage, Auswahlmöglichkeiten und Energieversorgung unter der Berücksichtigung von sechs Schlüsselfaktoren, die das Energiesystem rahmen: Bevölkerung, Wirtschaftswachstum, Umwelteinflüsse, Technologie, Ressourcenverfügbarkeit und KonsumentInnenpräferenzen.

[41] Die Szenarien sind das Ergebnis einer dreijährigen Studie, die vom Paul Scherrer Institut mit über 60 ExpertInnen aus über 30 Ländern durchgeführt wurde. Im Fokus stehen zwei kontrastierende Politikszenarien; ein verbraucherorientiertes (Jazz) und ein wählerorientiertes Szenario (Symphony), deren Hauptunterschied die Fähigkeit der Länder ist, die auf der UN-Klimakonferenz in Doha 2012 formulierten Ziele zu erfüllen.

[42] Neben Energiespeicherung werden Solarenergie und CO_2-Abscheidung und Verwendung als unsichere Faktoren betrachtet (Frei, et al. (2013)).

Eine dringliche Frage scheint daher in Anbetracht der zunehmenden Diversität der Akteurslandschaft, welche neuen staatlichen Rahmenbedingungen geschaffen werden können und welche Governance-Strukturen zur Verfügung stehen sollten, um zukünftig eine hohe Flexibilität auf regionaler Ebene und eine hohe Offenheit gegenüber zukünftigen Lösungsansätzen dezentraler Akteure zu ermöglichen.

3.3 Ko-Kreation von Energiezukünften

Neben der Relevanz von Speichersystemen auf globaler Ebene und deren Systemrelevanz im Kontext von Dekarbonisierung wird zunehmend auch die Wechselwirkung zwischen veränderter Bereitstellung (Dezentralisierung) und veränderten Governance-Strukturen im Energiebereich thematisiert. Ein wesentlicher Aspekt, der v. a. in der interdisziplinären Literatur zu Energiezukünften im Vordergrund steht, ist die ko-evolutionäre Entwicklung von Energiesystemen (Schot et al. 2016). Dieser Ansatz geht davon aus, dass die Verbreitung neuer Technologien nicht durch alleiniges Fokussieren auf neue Einsatzgebiete und Anwendungsmöglichkeiten vonstattengeht, sondern dass gerade die Betrachtung neuer Technologien als spezifische Anordnung der unterschiedlichen Komponenten in einem umfassenden sozio-technischen System vorteilhaft ist. Energiesysteme in ihrer Gesamtheit zu betrachten schließt AnwenderInnen ein und kann den unterschiedlichen Akteuren die Möglichkeit bieten, Technologien nach ihren Vorstellungen zu nutzen, v. a. neu und anders zu nutzen und kann damit auch das (ökonomische und gesellschaftliche) Potenzial der Technologie erhöhen. Energiespeicher sind eines dieser vielzähligen Elemente in zukünftigen Energiesystemen, die im Zusammenspiel den Transformationspfad hin zu einer klimaneutralen Energiezukunft mitbestimmen. Gerade deshalb stehen bestimmte politische Entscheidungen im Zusammenhang mit Energiespeichern: Energiespeicherung attraktiver zu gestalten, v. a. für große Investoren, könnte zentralisierte Produktion von erneuerbarer Energie für wenige große Speichereinrichtungen (z. B. Großbatteriespeicher) oder dezentralisierte Speicherung unter lokalen Gemeinschaften ermöglichen (Burke/Stephens 2018, S. 86). Einerseits könnten Speicher als zentrale Komponente in großen Energienetzwerken für Erneuerbare gesehen werden und andererseits könnten sie im Rahmen sogenannter Microgrids (Mikronetze), die aus vernetzten Verbrauchern und verteilten Erzeugungs- und Speicherressourcen bestehen, eine wesentliche Rolle spielen (Burke/Stephens 2018, S. 83). Analog könnte Ladeinfrastruktur für elektrische Fahrzeuge als dezentrales System über Haushalte und Arbeitsplätze hinweg oder als zentrale Ladestationen ähnlich herkömmlichen Tankstellen ausgestaltet werden (Burke/Stephens 2018, S. 86). Hierbei bestünden Herausforderungen bei der Umstellung auf erneuerbare Energiequellen, bspw. die Hochspannungsfernübertragung, Großspeicher sowie Kartierung und Erwerb von Gebieten für nachwachsende Rohstoffe, die

gegenwärtig von Forschung und Entwicklung bearbeitet werden (Burke/Stephens 2018, S. 88). Hier wird die ambivalente Rolle von Energiezwischenspeichern noch einmal besonders deutlich: sie könnten sowohl in zentralen als auch in dezentralen, klimaneutralen sowie klimaschädigenden, top-down gesteuerten oder bottom-up getriebenen Energiesystemen eingesetzt werden. Diese Frage thematisiert auch das Konzept der „Energiedemokratie". Eine starke Energiedemokratie sei durch gemeinschaftliche Kontrolle aller Elemente eines erneuerbaren Energiesystems gekennzeichnet, von der Gewinnung über den Betrieb bis hin zur Entsorgung und von der Ressourcenallokation und -erzeugung über die Übertragung und Verteilung bis hin zu Speicherung und Endnutzung (Burke/Stephens 2018, S. 89). In Hinblick auf eine zukünftige Energiedemokratie-Agenda könnte Speicherung in Relation zum Energienetz wahrscheinlich wichtiger werden (Burke/Stephens 2018, S. 86). Gerade mit dem fortschreitenden Klimawandel – argumentieren die Autoren – sind Lösungen mit Fokus auf Solar- und Windenergie in Gemeinschaftsbesitz, Microgrids und Kleinspeicher im Gegensatz zu „großen grünen Energieinfrastrukturen" zu bevorzugen, zumindest solange bis größere Systeme durch die Beteiligung betroffener Akteure in ko-kreativer Art und Weise ausgebaut werden können (Burke/Stephens 2018, S. 89). Gerade Microgrids wird zugeschrieben, dass sie die lokale erneuerbare Energieproduktion und -speicherung (sowie Energieaustausch) zulassen und damit eine Veränderung hin zu Microgrids in Gemeinschaftsbesitz ermöglichen (Burke/Stephens 2018, S. 86). Gerade hier gilt es zu bedenken, was eine Transformation hin zu kleinteiligen, lokalen Energiesystemen in Hinblick auf die Bereitstellung von staatlichen Rahmenbedingungen dafür und auf die Verteilung finanzieller Risiken langfristig bedeuten kann. Die Vision der Energiedemokratie könnte unterschiedliche Perspektiven in einer gemeinsamen Strategie für eine erneuerbare Energiezukunft vereinen; eine Strategie, die öffentliches und gemeinschaftsbasiertes Engagement, sowie das Eigentum von erneuerbaren Energiesystemen, einschließlich Flächen, Anlagen für die Erzeugung erneuerbarer Energie, Microgrids, kleine bis mittelgroße Speichertechnologien, sowie eine Vielzahl an unterstützenden Politiken und Prinzipien für den Aufbau von Kapazitäten auf Gemeinde- und regionaler Ebene, voraussetzt (Burke/Stephens 2018, S. 90).

3.4 Diskussion

Aus der Zusammenschau der unterschiedlichen Zukunftsvisionen für Speichertechnologien und Energiesysteme geht hervor, dass die zukünftige Relevanz von Speichern uneindeutig ist. Während die einen Zukunftsstudien Speicher als wesentliches Element in der Energietransition sehen, favorisieren die anderen Zukunftsszenarien alternative Lösungen für den Umgang mit saisonalen Schwankungen, Produktions- und Nachfragespitzen oder Bedrohungssituationen (Blackout) in der Energiebereitstellung und -versorgung (wie z. B. DSM, Abregelung). Je nach Vorannahmen, zukünftigem Referenzrahmen und zukünftigen Erwartungen in Hinblick auf Energiebedarf bzw. Energieproduktion verändert sich die zukünftige Relevanz von Energiespeichern.

In Bezug auf die langfristige und umfassende Transformation der Energiesysteme wird eine primär technologische Orientierung zunehmend in Frage gestellt, da dabei grundlegende Fragestellungen[43] nicht ausreichend berücksichtigt werden (Jasanoff 2018). Bei der Betrachtung von globalen Energiezukünften kommt es demnach auf die Reichweite der Problemdefinition und die Bearbeitung an. Die Transformation der Energiesysteme bietet aus dieser Perspektive eine Möglichkeit der Dezentralisierung und einer stärkeren Einbindung von neuen Akteuren im Bereich Energie (Burke/ Stephens 2018).[44] Dabei geht es um Fragen der Energiegewinnung, -verteilung, -finanzierung, -technologie und -wissen und wie unterschiedliche Akteure dazu beitragen können (Rolle von Staat, Gemeinden/Städte, Wirtschaft, Gewerkschaften, Kooperativen). In solchen Langfristperspektiven wird zunehmend thematisiert, wie KonsumentInnen und BürgerInnen stärker in den Prozess der Transition des Energiesystems eingebunden werden können. Die Transition zu einem dekarbonisierten und energieeffizienten System erfordert in diesem Kontext Ansätze, die über die individuelle Wahl der VerbraucherInnen hinausgeht und gemeinsame Routinen (gesellschaftliche Muster der Nutzung und Produktion von Energie; VerbraucherInnen als ProduzentInnen) sowie den notwendigen systemischen Wandel in den Mittelpunkt stellt. VerbraucherInnen und BürgerInnen sind wichtige Stakeholder im Innovationsprozess, die neue Muster und Routinen der Energienutzung und -produktion gestalten können und damit Systemänderungen unterstützen können (Geels et al. 2016).

---

[43] Fehlende Auseinandersetzung besteht vor allem in Hinblick auf soziale Ungleichheit und dementsprechend differenzierte Lösungen, sowie in Hinblick auf Einigkeit bezüglich der vielfältigen Problemstellungen, unterschiedlicher Politikverständnisse und ethischer Dilemmata (siehe Jasanoff (2018)).

[44] Auch Attac Österreich argumentiert, dass verschiedene Speichertechnologien (wie z. B. Batterien, Power-to-Gas oder Pumpspeicher) in Kombination mit erprobten Technologien (Photovoltaik, Solarthermie, Windkraft, Geothermie und unter geeigneten Bedingungen Wasserkraft und Biomassenutzung) den Aufbau eines zu 100 % aus erneuerbaren Energiequellen gespeisten Energiesystems und einer ganzjährig stabilen Energieversorgung ermöglichen könnten (siehe Attac Österreich (2018)). Darüber hinaus werden der partizipativ organisierte, zügige Ausbau von erneuerbaren Energien und die Sektorkopplung (Strom, Wärme, Mobilität und Speicher) als Bedingungen für eine sichere und ausreichende Energieversorgung erachtet (ibid.).

4 Österreichische und internationale FTI-Initiativen

Österreichische sowie internationale FTI-Initiativen zum Thema Stromspeichern haben sich historisch gesehen vor allem auf Pumpspeicherkraftwerke sowie auf Power-to-X-Anwendungen, also auf Technologien zur Umwandlung von Elektrizität in speicherbare Medien, konzentriert. In den letzten Jahren ist jedoch auch die elektrochemische Speicherung mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der geplanten Ausweitung von Produktionskapazitäten von Elektrofahrzeugen zentral für österreichische und internationale FTI-Initiativen geworden.

4.1 Historie

Pumpspeicherkraftwerke schon historisch bedeutsam

Forschung zu Energiespeichertechnologien hatte in Österreich lange einen Fokus im Bereich Pumpspeicherkraftwerke. Große Stauseen und Pumpanlagen wie in Kaprun gelten bis heute als ingenieurwissenschaftliche Meisterleistung und sinnstiftend für den Aufbau der Republik. Diese staatlichen und später teil-privatisierten Großprojekte in den Alpen sind bis heute zentral sowohl für die Energieerzeugung als auch für die Stabilisierung der österreichischen Stromnetze. Wie in Abschnitt 2.2.1 erläutert, sind Pumpspeicherkraftwerke für den Hauptteil der österreichischen (aber auch weltweiten) Speicherleistung verantwortlich.

Seit den 1990er-Jahren findet sich zusätzlich vermehrt Forschung zum Thema Power-to-X. Global gesehen konzentrieren sich die Forschungs- und Entwicklungsprojekte auf Nordamerika (USA und Kanada) und Europa (Deutschland und Frankreich). Aber auch in Österreich findet seit vielen Jahren Forschung zu diesem Thema in Industrie und Hochschulen statt. Im Jahre 2014 wurde die bisherige F&E-Leistung umfassend für die Erstellung einer Roadmap analysiert, um zukünftige Forschungsprogramme zu bündeln (Steinmüller et al. 2014, S. 38). In den Anfangszeiten von Power-to-X stand vermehrt die Nutzung im Mobilitätsbereich (z. B. Wasserstoff und Brennstoffzelle) im Vordergrund. Mit dem zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien wurden Power-to-X-Anwendungen auch für die Integration der volatileren Stromerzeugung im stationären und industriellen Bereich relevant. Zurzeit laufen einige vom KLIEN geförderte Anwendungs- und Grundlagenforschungsprojekte für die industrielle Nutzung von Power-to-X, die ab 2020 in erste Demonstrationsprojekte münden sollen (Moser et al. 2017).

Vorzeigeregion Energie Wasserstoff

Im Rahmen der Vorzeigeregion Energie, einer FTI-Initiative zur Stärkung von Energietechnologieentwicklung und -anwendung seit 2015, gibt es auch einen thematischen Schwerpunkt durch eine Vorzeigeregion zum Thema „Wasserstoffinitiative Vorzeigeregion Austria Power & Gas (WIVA P&G)“. Diese Region ist als Verein organisiert, der die Forschungsergeb-

nisse und Initiativen koordiniert. Innerhalb der WIVA P&G sind mehr als 30 Projekte in Ausarbeitung und ca. 25 weitere in Planung. Die bisher geplanten Forschungsprojekte haben ein Gesamtbudget von 125 Millionen Euro).[45]

4.2 Speicherinitiative und Technologie-Roadmap Energiespeichersysteme in und aus Österreich

technologieübergreifender Fokus auf Speicher

„Energiespeicher" im Kontext von erneuerbaren Energien sind seit einigen Jahren sowohl in Forschung und Entwicklung als auch zuletzt in der Politik zu einem wichtigen Thema geworden. Der Klima- und Energiefonds (KLIEN) hat mit der „Speicherinitiative" seit Herbst 2015 eine Aufbereitung des Themas technologieübergreifend mit umfassender Stakeholder-Beteiligung geleistet, wobei der Fokus nicht nur auf der Speicherung elektrischer Energie, sondern auch auf Wärme- bzw. Kältespeicherung sowie auf dem Mobilitätssektor lag. Diese Ergebnisse sind mittlerweile in zahlreiche technische F&E-Projekte, gefördert durch den KLIEN, gemündet. Dies wird mit konkreten Forschungsausschreibungen und weiteren Networking-Aktivitäten in Österreich forciert.[46] Eines der Ziele der Speicherinitiative ist die Stärkung der österreichischen Produktion von Speichertechnologien (KLIEN 2016).

Speicherinitiative

Technologie-Roadmap für Energiespeicher

Aufbauend auf den Ergebnissen der Speicherstudie wurde ebenfalls im Auftrag des KLIEN 2018 vom Austrian Institute of Technology (AIT) eine Technologie-Roadmap für Energiespeicher in und aus Österreich erstellt. Diese beruht auf den Vorarbeiten der Speicherinitiative, einer aktualisierten umfassenden Technologieanalyse sowie einer partizipativen Projektphase, in die relevanten Anspruchsgruppen eingebunden waren. Ein wichtiger Fokus lag dabei auf der heimischen Technologiekompetenz in Entwicklung und Produktion sowie bei der Identifizierung von Exportpotenzialen. Konkret wurden basierend auf den relativen Stärken der österreichischen Technologieentwicklung zukünftige Perspektiven für FTI-Initiativen entwickelt. Somit liegt der Schwerpunkt der Roadmap bei Fragen der Forschungs- und Industriepolitik und der allgemeinen Stärkung des Innovationsökosystems (Friedl et al. 2018, S. 14ff.).

politischer Fokus auf Energiespeicher

Im März 2017 veröffentlichte die Bundesregierung nach einem einjährigen Dialogprozess die Energieforschungsstrategie, die als ein Themenfeld „Umwandlungs- und Speichertechnologien" adressiert (BMVIT/KLIEN 2017). Im Rahmen der Parlamentarischen Enquete am 23. Mai 2018 war das Thema ebenfalls präsent, ebenso wie im informellen Energieministerrat in Linz im Herbst 2018, wo ein Fokus auf das Thema Energiespeicher gelegt wurde. Die politische Forcierung von Energiespeichern in Österreich wurde

[45] vorzeigeregion-energie.at/vorzeigeregion/wivapg/.

[46] speicherinitiative.at/intention-and-ablauf/.

zudem durch die Vorstellung von konkreten Handlungsempfehlungen aus der Roadmap durch den zuständigen Minister beim Europäischen Forum Alpbach im August 2018 unterstrichen (Friedl/Kathan 2018).

Durch diese Aktivitäten wurde nun zusätzlich zu den Pumpspeicher- und Power-to-X-Technologien auch die Entwicklung elektrochemischer Speicher in die strategische Planung eingebracht. Für Österreich attestiert die Roadmap in Bezug auf die Entwicklung elektrochemischer Speicher weitreichende Kompetenzen. Dennoch empfiehlt sie aufgrund internationaler Konkurrenz eine strategische Ausrichtung der nationalen FTI-Initiativen auf die Systemintegration elektrochemischer Systeme und die weitere Entwicklung von Power-to-X-Technologien und (neuen) Pumpspeicherkraftwerken (Friedl et al. 2018).

gesellschaftliche Folgen und Risiken von Speichern bisher wenig beachtet

Die bisherigen Studien haben zahlreiche F&E-Empfehlungen hervorgebracht und nicht zuletzt den Boden für die Roadmap und weitere technologiespezifische Strategien bereitet. Bislang wenig Beachtung fanden nichttechnische bzw. nicht-betriebswirtschaftliche Fragestellungen, da diese außerhalb des Auftrags der bisherigen Projekte lagen. In der Roadmap wird empfohlen, Forschung zu den sozialen Dimensionen der Energiewende und zu den gesellschaftlichen Herausforderungen in diesem Zusammenhang, sowie zur Akzeptabilität von großen Speicherlösungen und allgemein explizit zu Technikfolgen zu beauftragen (Friedl et al. 2018, S. 15).

4.3 Europäische und internationale Initiativen

SET-Plan Arbeitsgruppe „Speicher"

Auf europäischer Ebene wird die Entwicklung von erneuerbaren Energietechnologien im Rahmen des strategischen Energieplans (auch SET-Plan) vorangetrieben. Obwohl sich keine der in diesem Rahmen etablierten Plattformen dezidiert mit dem Thema Speicherung auseinandersetzt, gibt es im Zuge der „Smart Networks for Energy Transition Plattform" eine Arbeitsgruppe zu Speichertechnologien[47].

Europäische Batterie-Allianz

Zudem wurde in den letzten Jahren die Bedeutung von elektrochemischen Energiespeichern für die europäische Fahrzeugindustrie erkannt. Die Zellenproduktion, welche einen großen Teil der Wertschöpfung von E-Fahrzeugen ausmacht, ist das erklärte Ziel der europäischen Industriepolitik. Aus diesem Grund hat die EU-Kommission 2017 die Europäische Batterieallianz (European Battery Alliance – EBA) gegründet, um Industriekapazitäten innerhalb Europas zu sammeln und im Akkumulatoren-Bereich eine Art „Batterie-Airbus" zu formieren. Aufgrund dieser Initiative fand sich z. B. eine erste Industrieallianz rund um die schwedische Unternehmensneugründung Northvolt, der hohe Direktkredite der Europäischen Investi-

[47] ec.europa.eu/energy/en/topics/technology-and-innovation/strategic-energy-technology-plan.

tionsbank genehmigt wurden.[48] Northvolt errichtet zurzeit Europas größte Produktionsstätte für Lithium-Ionen-Zellen. Der Produktionsstart ist für das Jahr 2020 geplant.[49]

Mission Innovation Austria

Weitere energiepolitische FTI-Initiativen werden im Zuge der sogenannten Mission-Innovation koordiniert. In dieser internationalen Public-Private Partnership-Initiative von 23 Staaten und der EU sollen Lösungen mit Modellcharakter zur Etablierung sauberer Technologiemärkte entwickelt werden. Seit 2018 beteiligt sich auch Österreich an dieser Initiative. Insbesondere im Schwerpunktthema 5 („conversion and storage technologies") geht es um die Energiezwischenspeicherung. In Österreich wird dieser Prozess von einem Expertengremium der österreichischen Industrie beraten. Weitere Akteure des österreichischen Innovationssystems (z. B. Fördergeber, Technologievereinigungen, Wirtschaftskammer) unterstützen und verbreiten die Ergebnisse des Mission-Innovation-Prozesses. Eine Koordinationsstelle wurde am AIT eingerichtet.[50]

österreichische IEA-Forschungsbeteiligung zu Power-to-X

Die Schwerpunktsetzung auf Power-to-X-Projekte im Rahmen österreichischer FTI-Initiativen spiegelt sich auch in den Beteiligungen an Tasks der Internationalen Energieagentur (IEA) wider. So bestehen österreichische Forschungskooperationen im Rahmen des IEA-Tasks (Advanced Fuel Cells – AFC) mit besonderem Fokus auf die Entwicklung[51] und Marktimplementierung[52] von stationären und portablen[53] Brennstoffzellanwendungen.

48 ec.europa.eu/growth/industry/policy/european-battery-alliance_it.

49 northvolt.com/production/.

50 mission-innovation.net/participating-countries/austria/.

51 IEA AFC Annex 31, nachhaltigwirtschaften.at/de/iea/technologieprogramme/afc/.

52 IEA AFC Annex 33.

53 IEA AFC Annex 35.

5 Entwicklungen von Speichern und ihre Anwendungen in Österreich

Das Innovationssystem Österreichs im Bereich elektrischer Zwischenspeicher ist vielfältig und besteht aus lang etablierter Forschung und Entwicklung von Pumpspeicherkraftwerken, Grundlagenforschung zu elektrochemischen Speichern sowie angewandter Produktentwicklung Batteriesystemen. Die Forschung zu chemischer Speicherung wurde deutlich forciert (siehe FTI-Initiativen in Kapitel 4), führt aber derzeit erst punktuell zu konkreten Anwendungen (siehe Technologieübersicht im Kapitel 2).

Die Forschung und Entwicklung zu Speichertechnologien findet sowohl in staatlichen Universitäten und Fachhochschulen, in staatsnahen Einrichtungen wie dem Austrian Institute of Technology (AIT) sowie bei privatwirtschaftlichen Produzenten als auch bei einigen Anwendern von Großspeichern statt. Dies sind, abgesehen von einem Kraftwerksbetreiber mit einem Batteriekraftwerk, hauptsächlich die Betreiber von Pumpspeicherkraftwerken. Im Folgenden wird die Entwicklungslandschaft für Pumpspeicherkraftwerke sowie für die geplanten Projekte für chemische Speicherung kurz dargestellt. Ein dritter Schwerpunkt liegt auf dem sich rasch verändernden Bereich der Batteriesystementwicklung und -vermarktung. Zuletzt werden noch die Entwicklungsprojekte zu Batterierecycling und Re-use beleuchtet und aktuelle Fördermaßnahmen zur Verbreitung von Speicherprodukten dargestellt.

5.1 Pumpspeicherkraftwerke

Entwicklung und Markt Pumpspeicherkraftwerke

In Österreich finden sich stark ausgeprägte Kompetenzen zum Thema Pumpspeicherkraftwerke. So sind 2,2 % der weltweiten Patente zum Thema Pumpspeicher aus Österreich ein Anzeichen für die relative Spezialisierung der heimischen Forschung und Entwicklung (Friedl et al. 2018, S. 29). Diese Kompetenz in angewandter und Grundlagenforschung beruht auf der verbreiteten nationalen Anwendung (siehe Kapitel 2). So finden sich an vielen österreichischen Universitäten, Fachhochschulen und Forschungseinrichtungen spezialisierte Institute zum Thema Wasserkraft. Wasser- und Energietechnologien werden vom BMVIT als zwei von sieben Technologiefeldern gesehen, bei denen Österreich strategisch Technologietransfer betreibt und exportiert.[54] Dennoch zeigt eine WIFO-Studie von 2013, dass, obwohl die österreichische Wasserkraftbranche starkes Wachstum bei Umsatz und bei den Beschäftigten verzeichnet, der Export relativ gering ist (Köppl et al. 2013, S. 58). Der größte Absatzmarkt der österreichischen Wasserkrafttechnologieunternehmen liegt im Inland. Au-

[54] BMVIT 2019: bmvit.gv.at/innovation/technologietransfer/.

ßerdem ist die Wasserkraftbranche mit nur 8,1 % des Umsatzes aller Umwelttechnologiebranchen in Österreich eher als mittelgroß im Vergleich zu den großen Branchen (Kraft-Wärme-Kopplung und Anlagentechnik, Photovoltaik, energieeffiziente Technologien) einzuschätzen. Es ist hier allerdings anzumerken, dass in dieser Studie der Wasserkraft nah verbundene Technologiebranchen, wie die Anlagentechnik, getrennt angeführt werden.

5.2 Power-to-X

Wissensspezialisierung Power-to-X

Im Bereich der Power-to-X-Technologien findet sich die zweite Wissensspezialisierung der österreichischen F&E. Mit einem 2,4 % Anteil an weltweiten Patenten (Friedl et al. 2018, S. 29) zeigt sich auch hier eine hohe Spezialisierung im Vergleich zu anderen Ländern. Es ist somit nicht verwunderlich, dass auch innerhalb der österreichischen Energiespeicherforschungslandschaft auf Power-to-X-Technologien im Vergleich zu anderen Speichertechnologien ein Schwerpunkt liegt. Die österreichische Power-to-X-Forschung ist stark durch die nationale Autozuliefererindustrie geprägt, für die neben der Elektrolyse und Methanisierung die Brennstoffzelle für Fahrzeuge eine große Rolle spielt (Steinmüller et al. 2014). Dennoch spielen auch andere Anwendungen von Power-to-X im stationären Bereich eine immer größere Rolle.

F&E-Projekte zu Power-to-X

Dies zeigt sich auch in der Fokussierung der aktuellen österreichischen FTI-Initiativen (Kapitel 4). So existieren eine Reihe von Forschungs- und Demonstrationsprojekten (vgl. Friedl/Kathan 2018) wie den Elektrolyse- und Methanisierungsprojekten „HydroMetha“[55] und „Underground.SUN-Conversion“[56] sowie dem Elektrolyseprojekt „wind2hydrogen“[57]. Des Weiteren existieren eine Reihe von Forschungs- und Anwendungsprojekten, die im Rahmen des mehrjährigen Forschungsprogramms Vorzeigeregion Energie[58] gefördert werden (siehe auch Kapitel 4), während in Österreich bisher noch keine angewandten kommerziellen Angebote vorhanden sind. Dies hat mit den großen Wirkungsgradverlusten zu tun, die sowohl bei der Herstellung von Wasserstoff als auch bei der Methanisierung auftreten (Sterner/Thema 2017, S. 667). Eine Studie aus dem Jahre 2014 hat für Österreich noch sehr hohe Investitionskosten aufgrund des Technologiestadiums festgestellt. So müssten auch bei dieser Speichertechnologie, bessere Systemintegration etwa durch Nutzung von Wärmeenergie, ermöglicht werden (Steinmüller et al. 2014). Außerdem konkurriert die mögliche Verstromung von Wasserstoff oder Methan aus erneuerbaren Quellen mit anderen Nutzungsformen, etwa in der Schwer- oder Chemieindustrie.[59]

[55] Siehe auch energieinstitut-linz.at/v2/portfolio-item/hydrometha/.

[56] Siehe auch underground-sun-conversion.at.

[57] energy-innovation-austria.at/article/wind2hydrogen-w2h/.

[58] vorzeigeregion-energie.at/vorzeigeregion/wivapg/.

[59] Siehe internes Protokoll des 1. Workshops am 16.1.2019.

5.3 Batteriespeichersysteme

Grundlagenforschung zu Batterien

Auch Batterietechnologien sind in Österreich ein wichtiges Thema. Obwohl national ein starkes Wachstum an Patenten insbesondere im Bereich der Lithium-Ionen-Batterien verzeichnet werden kann, ist die österreichische Forschungstätigkeit im internationalen Vergleich bislang als gering einzustufen (Friedl et al. 2018). Dennoch ist eine Reihe von heimischen Forschungseinrichtungen, wie beispielsweise an der TU Graz und dem AIT, in der angewandten und theoretischen Forschung zur elektrochemischen Speicherung aktiv.[60]

angewandte Batterieentwicklung in Firmen

Diese heimischen Forschungseinrichtungen kooperieren eng mit privatwirtschaftlichen Unternehmen wie dem Automobilzulieferer AVL List (z. B. Projekt RE2BA). Neben diesen Kooperationsprojekten in der Forschung (ein anderes Beispiel ist der „Urbane SpeicherCluster Südburgenland“) betreiben viele Unternehmen auch eigene angewandte Forschung und Produktentwicklung. So baut der Batteriesystemhersteller für mobile und stationäre Anwendungen Kreisel Electric derzeit sein Forschungszentrum in Oberösterreich aus.[61] In Österreich gibt es zurzeit wie auch in ganz Europa keine umfassende Batteriezellenproduktion. Jedoch finden sich mehrere heimische Hersteller mit Kompetenzen in Bezug auf das Packaging (und somit die Erstellung von Batteriesystemen aus importierten Batteriezellen) sowie in Hinblick auf die Integration in andere Systeme (Friedl et al. 2018).

Batteriesysteme für Heimspeicher und Fahrzeuge

Einige regionale Unternehmen im Bereich von kleineren Batteriesystemen für Gebäude und Fahrzeuge drängen auf den Markt. Hervorzuheben ist die Neugründung der Firma Kreisel Electric aus Oberösterreich, die Heimspeicher und Fahrzeugbatterien entwickelt, die auf dem Packaging von Lithium-Ionen-Batterien basieren. Ein weiteres etabliertes Unternehmen ist das international tätige Unternehmen Fronius International (ebenfalls mit Sitz in OÖ), welches auch Heimspeicher und die dazugehörende Regelungstechnik anbietet.[62] Zudem finden sich Firmen zur Integration von Heimspeichern in Wohnungen (EET[63]) sowie von Speicherlösungen für Fahrzeuge und Gebäude (Banner Batterien[64], Akku Mäser[65], Akkutron[66] etc.). Ein Anbieter verzichtet dabei auf die Lithium-Ionen-Akkumulatoren und verwendet stattdessen eine Technologie auf Aqueous-Hybrid-Ion-Basis (BlueSky Energy[67]). Zu dieser Vielzahl an Anbietern kommen noch diverse kleinere Ingenieur-Büros im Bereich Systemintegration und Fahr-

60 Z. B. ait.ac.at/themen/battery-technologies/.

61 kreiselelectric.com.

62 fronius.com/de-at/austria.

63 eet.energy.

64 bannerbatterien.com/de-at/Home.

65 akku-maeser.at/home.

66 akkutron.at.

67 bluesky-energy.eu.

zeugtechnik. Andere Produkte ausländischer Hersteller werden zudem von heimischen EVUs vertrieben, wie beispielsweise die Heimspeicher der amerikanischen Firma Tesla durch den Energieversorger Verbund.[68]

Batteriesysteme für industrielle Anwendungen

Auch einige industrielle Anwendungen von Batteriesystemen werden bereits von österreichischen Herstellern am Markt angeboten, hauptsächlich von den gleichen Produzenten von Heimspeichern und Fahrzeugbatterien, die auch industrielle Lösungen anbieten (Banner Batterien, Akku Mäser, Akkutron etc.). Herauszustellen sind jedoch Anwendungen für die Kooperation des oberösterreichischen Herstellers Kreisel Electric mit Porsche Austria zur Integration von Pufferspeichern bei Schnellladestationen. Dabei werden Batteriesysteme dazu eingesetzt, um erhöhte Spitzenleistung für das Laden von E-Fahrzeugen ohne zusätzlichen Netzausbau zu ermöglichen.[69]

Entwicklung von Ladetechnologien

Batteriesysteme für Batteriefarmen

Die Nutzung von netzgekoppelten Großbatterien ist jedoch sehr begrenzt. Hervorzuheben ist die Versuchsanlage des Energieversorgungsunternehmens EVN in Prottes Niederösterreich, welches mit einer Leistung von 2,5 MW und einer Kapazität von 2,2 MWh einen auf Lithium-Ionen basierenden Speicher an das Umspannwerk direkt neben einem Windpark gebaut hat, um Ausgleichsenergie bereit zu stellen.[70] Weitere F&E Projekte sind das Projekt Leafs, bei dem ein zentraler Speicher mit 100 kW/100 kWh ins Verteilnetz integriert wird, sowie das Projekt „Urbaner Speichercluster Südburgenland“, bei dem Speicher auf Quartiersebene getestet werden (Friedl/Kathan 2018).

5.4 Recycling und Re-Use von Batteriesystemen

Second-Life von Batterien

Ein weiteres Augenmerk beim Thema Batteriesysteme liegt in Österreich auf der Verwertung und Nachnutzung. Ein Beispiel aus dem F&E-Bereich ist das Projekt „RE2BA“, welches mit Partnern wie dem Entsorgungsunternehmen Saubermacher Dienstleistung AG[71] umgesetzt wird, bei dem Batteriesysteme aus Fahrzeugen für den stationären Gebrauch umgerüstet werden und somit einen zweiten Einsatzbereich erhalten (sog. Second-Life).

[68] verbund.com/de-at/ueber-verbund/news-presse/presse/2016/03/07/erste-powerwall.

[69] kreiselelectric.com/blog/kreisel-schafft-die-infrastrukturkosten-fuer-schnelladen-ab/.

[70] evn.at/EVN-Group/Energie-Zukunft/EVN-Fuhrungsangebot/Smart-Grid.aspx; siehe auch ExpertInneninterview Nr. 2.

[71] saubermacher.at/de/home/.

Batterienverordnung

Zurzeit unterliegen Batteriesysteme aus Fahrzeugen sowie Industriebatterien der Batterienverordnung.[72] Fahrzeugbatterien müssen hiernach von deren Herstellern zurückgenommen werden (§14 BatterienVO). Dies trifft auf Industriebatterien ebenso zu. Hersteller von Industriebatterien können jedoch zusätzlich mit Nutzern Vereinbarungen über die Finanzierung der Sammlung und Behandlung treffen (§15 BatterienVO). In den Bereichen Re-Use und Verwertung von Batterien wird für Österreich ein großes wissenschaftlich-technisches Potential gesehen.[73]

5.5 Förderungen von Speicherlösungen

Förderungen von Heimspeichern

Neben der Photovoltaik wird auch der Kauf von Stromzwischenspeichern durch mehrere Landes- sowie Bundesförderungen finanziell unterstützt. So gibt es in Kärnten, Salzburg, Oberösterreich und Wien jeweils Förderungen, welche die Neuinstallation von Speichern zusätzlich zu einer Photovoltaikanlage direkt finanziell fördern. Ebenso gibt es dazu zusätzlich eine Bundesförderung (abgewickelt durch die OeMAG), bei der Stromspeicher zwischen 0,5 kWh und 10 kWh installierte PV-Engpassleistung mit je 500 €/kWh nutzbare Kapazität zwischen 45-65 % der Kosten gefördert werden (PV-Austria 2019). Bei Anlagen zur Eigenversorgung in Insellagen werden unter anderem auch elektrische Energiespeicher bei einer Investition über 10.000 € mit 35 % der Kosten gefördert.[74]

Förderungen für mobile Speicher

Wie in den meisten europäischen Ländern wird auch in Österreich die Elektromobilität staatlich gefördert. So gab es in den Jahren 2017-2018 eine Förderung für die Anschaffung von neuen Fahrzeugen mit Elektro-, Brennstoffzellen- bzw. Plug-In-Hybrid-Antrieb sowie Range Extender, wenn der Strom nachweislich aus erneuerbaren Energien stammt.[75] Eine weitere Bundesförderung für 2019/2020 fördert zudem den Kauf von Elektro-PKW mit 3.000 € sowie den Kauf von Plug-In Hybriden oder Range Extendern mit 1.500 €.[76] Außerdem wird Ladeinfrastruktur wie Wallboxen und Ladekabel in Mehrparteienhäusern gefördert. In Niederösterreich wird am 2019 die Anschaffung eine Elektro-PKWs mit 1.000 € bezuschusst.[77]

---

[72] Verordnung des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft über die Abfallvermeidung, Sammlung und Behandlung von Altbatterien und -akkumulatoren (Batterienverordnung), BGBl. II Nr. 159/2008 i.d.F. BGBl. II Nr. 109/2015.

[73] Siehe internes Protokoll des 1. Workshops am 16.1.2019.

[74] § 27a Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012), BGBl I 75/2011 BGBl. I Nr. 75/2011 i.d.F. BGBl I 108/2017.

[75] umweltfoerderung.at/betriebe/foerderungsaktion-elektro-pkw-fuer-betriebe.html.

[76] help.gv.at/Portal.Node/hlpd/public/content/6/Seite.060021.html.

[77] umweltfoerderung.at/privatpersonen/e-mob-landesfoerderung-niederoesterreich-2019-2020.html.

6 TA-Perspektiven

6.1 Technologiebezogene Folgenabschätzung

In diesem Abschnitt erfolgt zunächst eine technologiebezogene Folgenabschätzung. Behandelt werden die drei zentralen Speichertechnologien Pumpspeicher, Batterien und chemische Speicher (Power-to-X-to-Power).

6.1.1 Pumpspeicher

Pumpspeicherkraftwerke (PSKW) sind nicht nur in Österreich, sondern auch global gesehen die wichtigste Technologie zur Speicherung elektrischer Energie. Die vielfältigen Konsequenzen, die mit der Errichtung, dem Betrieb und dem Rückbau von Kraftwerksanlagen einhergehen sind weitgehend bekannt und dokumentiert. Da die Folgen und Risiken konkreter Vorhaben in der Regel projektspezifisch abgeschätzt und bewertet werden, ist die folgende Übersicht über mögliche Folgen, Risiken, Konflikte und weitere Aspekte daher allgemein gehalten und bleibt aufgrund der Breite dieses Themas unvollständig.

ökologische Folgen

Pumpspeicherkraftwerke haben eine Reihe von weitreichenden Auswirkungen auf die lokale/regionale Umwelt. Dazu zählen Veränderungen der Standortfaktoren und Störungswirkungen bei der Errichtung (beim Rückbau) der Anlagen (Schöne/Moorfeld 2019) sowie Veränderungen durch den Betrieb. Die lokale Flora und Fauna wird durch Flächeninanspruchnahme bei der Errichtung von Speicherbecken und den notwendigen technischen Bauwerken (Gebäude, Rohrleitungen, Infrastruktureinrichtungen, Netzanschluss etc.) stark verändert. Dies führt unweigerlich zu Biotopverlust und Verdrängungsprozessen. Auch das Landschaftsbild und die Morphologie des betroffenen Gebiets werden dauerhaft verändert (Schöne/Moorfeld 2019). Speicherseen haben darüber hinaus auch einen Einfluss auf das lokale Klima (Amt der Steiermärkischen Landesregierung 2018c). Der Betrieb der Anlagen hat Auswirkungen sowohl auf die Wasserqualität als auch auf die vorhandenen Wasserreserven (Zach/Auer o.J.). Es verändern sich auch die hydromorphologischen Gegebenheiten in den Zu- und Abflüssen (Amt der Steiermärkischen Landesregierung 2018b). Wahrscheinlich ist auch, dass das Abflussverhalten im Unterwasser geändert und damit die Standortbedingungen in den dortigen Uferzonen beeinflusst werden (Schöne/Moorfeld 2019; WWF Österreich o.J.). Zu rechnen ist zudem mit einem Schrumpfen des aquatischen Lebensraums und möglicherweise mit der Verdrängung sensibler Fischarten (WWF Österreich o.J.). Werden Pumpspeicherkraftwerke als Zwischenspeicher für Strom aus regenerativen Energiequellen eingesetzt (Windkraft, Photovoltaik, ev. auch anderen Formen der Wasserkraft) leisten sie einen Beitrag zur Reduktion von CO_2 und anderen Schadstoffen wenn in diesem Zusammenhang die Produktion aus fossilen Kraftwerken verringert wird (Gawlik et al. 2018).

wirtschaftlich-technische Folgen

Die Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken trägt zum wirtschaftlichen Wachstum bei. Es werden direkt und indirekt Arbeitsplätze geschaffen (Gawlik et al. 2018). Die erzeugte Elektrizität ist ein Exportgut. Aus volkswirtschaftlicher Perspektive können PSKW auch einen Beitrag zur Verringerung von Stromimporten aus fossilen Kraftwerken (Gawlik et al. 2018) leisten. Jedes zusätzliche PSKW reduziert jedoch unter sonst gleichbleibenden Bedingungen die Wirtschaftlichkeit des gesamten Kraftwerkpools.[78] Jedes zusätzliche Pumpspeicherkraftwerk kann netzbelastend wirken und einen weiteren Ausbau der Übertragungsinfrastruktur erforderlich machen (Moser et al. 2014). Allgemein betrachtet stellen zusätzliche PSKW jedoch auch einen Beitrag für die nationale (und europäische) Versorgungssicherheit im Bereich der Elektrizität dar (Gawlik et al. 2018).

gesellschaftliche Folgen

Bei der Errichtung der Anlagen kann es zu Beeinträchtigungen (z. B. durch Lärm, Emissionen, Erschütterungen) der lokalen Bevölkerung kommen (mehrere Jahre). Auch bestehende Nutzungs- und Eigentumsrechte können durch den Bau eines PSKW betroffen sein. Es verändert sich die Aufenthalts- und Erholungsqualität, gleichzeitig werden Bergregionen für touristische Zwecke erschlossen (Gawlik et al. 2018). Nicht unwahrscheinlich sind auch Auswirkungen auf vorhandene Sach- und Kulturgüter (z. B. Gebäude, Denkmäler, archäologische Fundstätten), die entweder verloren gehen oder disloziert werden (Amt der Steiermärkischen Landesregierung 2018a). Die Errichtung einer neuen Anlage trägt schließlich auch zur Erhaltung und zum Aufbau von ingenieurwissenschaftlichem Know-how bei.

Potenzielle Risiken:

- Auf Seiten der Projektbetreiber bestehen wirtschaftliche Risiken, die vor allem aus schwer abschätzbaren zukünftigen Bedingungen an den (europäischen) Strommärkten, langen Projektrealisierungszeiträumen und hohen Investitionskosten resultieren.[79]
- Im Zuge der Errichtung (bzw. des Rückbaus) von PSKW bestehen Verletzungsrisiken für das beteiligte Personal, die Bevölkerung und die Umwelt, z. B. aufgrund von notwendigen Sprengungsarbeiten (Amt der Steiermärkischen Landesregierung 2017).
- Durch das geänderte Abflussverhalten kann es zu unerwünschten Schadstoffauswaschungen im Unterwasser und damit zu einer Beeinträchtigung der Wasserqualität kommen (Schöne/Moorfeld 2019).
- Es besteht prinzipiell das Risiko eines Dammbruches (v. a. bei Unwetterereignissen und im Fall von Erdbeben) mit entsprechend weitreichenden Folgen für Bevölkerung und Umwelt.[80] Staudämme können auch Ziel für terroristische Anschläge sein (Gefahr für Bevölkerung und Umwelt, finanzieller Schaden); in Krisengebieten ist dieses Risiko beson-

[78] ExpertInneninterview Nr. 3.

[79] Siehe internes Protokoll des 1. Workshops am 16.1.2019.

[80] austria-forum.org/af/AustriaWiki/Pumpspeicherkraftwerk. In Longarone, Friaul, wurde 1963 ein Stausee durch einen Erdrutsch zum Überlaufen gebracht und tötete einige 1.000 Menschen. Ursache waren Änderungen der Hydrogeologie durch den Aufstau.

ders virulent.[81] Auch Dammbrüche im Zuge von Kriegshandlungen sind dokumentiert (z. B. Operation Chastise aus dem Jahr 1943).[82]

Konfliktpotenziale:

- Konflikte zwischen Projektbetreibern und Gruppen aus der Zivilgesellschaft (z. B. lokale Initiativen, Umweltverbände) sind nicht auszuschließen, in einigen Ländern sogar sehr wahrscheinlich. Aufgrund der Einführung öffentlich zugänglicher Bewilligungsverfahren (z. B. UVP) in den 1990er-Jahren hat die Wahrscheinlichkeit für derartige Auseinandersetzungen in Österreich deutlich abgenommen. Bei der Nutzung bereits vorhandener Speicher bzw. bei unterirdischen Erweiterungen ist die Wahrscheinlichkeit von öffentlichen Konflikten eher gering.
- Konflikte innerhalb von Betreiberkonsortien sind ebenfalls nicht auszuschließen, wie etwa ein aktueller Fall aus Oberösterreich zeigt.[83]

Weitere Aspekte:

- Der mittlerweile häufig praktizierte kurzfristige (wenige Minuten) Einsatz von PSKW aufgrund geänderter Markterfordernisse kann die Lebensdauer der technischen Anlagen deutlich reduzieren.[84]
- Pumpspeicheranlagen mit kleiner Leistung (1-15 MW) und großen Fallhöhen gibt es bislang nur wenige. Solchen Varianten wird allerdings ein hohes Entwicklungspotenzial zugeschrieben (Friedl et al. 2018). Wissen über mögliche Einsatzpotenziale in Österreich und die damit verbundenen Folgen und Risiken ist derzeit nicht verfügbar.[85]

6.1.2 Batteriespeichersysteme

Elektrochemische Energiespeicher (Batterien) finden sich in sehr diversen Anwendungen, beispielsweise in der Unterhaltungselektronik, als Zwischenspeicher zur Nutzung von PV-Strom, in Fahrzeugen aber auch in großtechnischen Anlagen als Zwischenspeicher oder zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen (siehe Kapitel 2). Insgesamt wird erwartet, dass Batteriespeichersysteme sich weltweit stark verbreiten. Laut dem Basisszenario der International Renewable Energy Agency (IRENA) wird im Zeitraum 2017 bis 2030 für stationäre Batterien ein Ausbau von 11 auf 100-167 GWh und für Fahrzeugbatterien von 22 auf 918-1.377 GWh zu erwarten sein. Wie im Rest von Europa ist auch für Österreich mit einem Ausbau von Zwischenspeichern als Traktionsbatterien in Elektrofahrzeugen zu rechnen (IEA 2018b). Von den unterschiedlichen Arten der elektrochemischen Speicher werden aufgrund ihrer hohen Energiedichte und der mög-

81 orf.at/v2/stories/2174657/.

82 historyextra.com/period/second-world-war/dambusters-raid-success-effective-second-world-war/.

83 ooe.orf.at/news/stories/2826437/.

84 Siehe internes Protokoll des 1. Workshops am 16.1.2019.

85 Siehe internes Protokoll des 1. Workshops am 16.1.2019.

lichen Anzahl an Ladezyklen zunehmend Lithium-Ionen-basierte Zellen verwendet (Hottenroth et al. 2018; Gallo et al. 2016). Die derzeitige und auch künftig anzunehmende starke Kostenreduktion[86] für diese Zellen wird aller Voraussicht nach ihre weitere Verbreitung fördern (IRENA 2017, S. 77; Schmidt et al. 2017). Aus diesem Grund werden im Weiteren insbesondere die Folgen, Risiken, Konflikte und weiteren Aspekte einer breiteren Nutzung von Lithium-Ionen-basierten Akkumulatoren betrachtet. Auch bei Lithium-Ionen-Systemen gibt es viele unterschiedliche Typen (IRENA 2017, S. 65). Aufgrund der bisherigen Erfahrung mit Lithium-Ionen-Batterien als Gerätebatterien lassen sich einige generische Folgen für deren Verwendung als Zwischenspeicher und zu den zentralen Lebenszyklusphasen (Rohstoffbereitstellung, Produktion, Anwendung, Recycling und Entsorgung) ableiten.

ökologische Folgen beim Rohstoffabbau

Lithium-Ionen-Batterien enthalten eine Reihe von Rohstoffen. In der am häufigsten vorkommenden Variante bestehen die Zellen neben Lithium auch aus Nickel, Kobalt und Mangan (NCA-Batterien). Aber auch Aluminium findet in Batteriezellen Verwendung (z. B. in Batteriesystemen der Firma Tesla). In anderen Varianten kommen Stoffe wie Graphit und Silizium zum Einsatz. Materialien wie Kupfer werden für die Verkabelung benötigt. Im Folgenden wird besonders der Abbau des zentralen Rohstoffs Lithium und des ebenfalls zentralen und besonders problematischen Stoffes Kobalt diskutiert (IRENA 2017, S. 66ff.).

Je nach Art des Abbaus lässt sich für die Gewinnung von Lithium folgendes sagen: Beim Abbau von Lithium aus Sole z. B. in dem sogenannten Lithium-Dreieck in Südamerika[87], wo derzeit die größten Vorkommen vermutet werden (USGS 2018; Radhuber 2018), wird aus Lithium-Salzlaken durch Zugabe von Karbonat das Lithiumkarbonat ausgefällt (DERA 2017). Hierbei führt das Zuführen und Verdampfen des Wassers in den Salzlacken, um die Salzkonzentration zu verringern, zu einem Absenken des Wasserspiegels (Lutter 2018). Der daraus resultierende Wassermangel führt in dieser sehr trockenen Region zu verstärkter Dürre und somit zu Stress für das Ökosystem (Sieland 2014; Agusdinata et al. 2018; Radhuber 2018).

Andere Folgen entstehen beim Abbau von Lithium als Festgestein in Bergwerken (Bookhagen 2018). Dieser wird vor allem großtechnisch und mechanisch durchgeführt und kann zu Landschaftsdegradierung, z. B. von grundwassertragenden Schichten, führen. Außerdem besteht die Gefahr der Einbringung von toxischen Materialien, welche bei dem Abbau verwendet werden (Atzorn et al. 2018; Agusdinata et al. 2018).

Auch der Abbau von Kobalt hat weitreichende ökologische Folgen: Kobalt befindet sich hauptsächlich in kobaltführenden Kupferlagerstätten in der Demokratischen Republik Kongo und in Sambia (DERA 2018, S. 14). Hier

[86] IRENA (2017, S. 77) schätzt diese Kostenreduktion bis 2030 auf zwischen 54 % und 61 %.

[87] In der Nähe der Atacama-Wüste in Chile, Bolivien und Argentinien.

macht der industrielle Bergbau 61 % der Produktion aus. Das Kobalt wird häufig im Tagebau, aber auch zunehmend durch untertägige Abbauverfahren gewonnen (DERA 2018, S. 66). Dieser mechanische Abbau führt zu Landschaftsdegradierungen (ABCG 2011).

ökologische Folgen bei der Herstellung

Bei Produktion von Batteriesystemen ist vor allem die Herstellung der Batteriezellen energieaufwändig. Aktuelle Studien deuten an, dass bei zurzeit produzierten Zellen ungefähr zwei Drittel des gesamten Energieaufwandes für die Produktion eines Batteriesystems benötigt wird (Yuan et al. 2017). Dies bedeutet, dass der Stromverbrauch am stärksten in jenen Ländern ansteigt, welche die Batteriezellen produzieren (zurzeit China, Südkorea und die USA). Dennoch ist eine genaue Bestimmung des Energieverbrauchs bei der Produktion von Lithium-Ionen-Batterien bisher nicht möglich, da sich noch keine einheitliche Messmethodologie etabliert hat (Peters et al. 2017). In einer Metastudie über bereits vorliegende Studien wird ein kumulierter Energieverbrauch von 328 Wh pro 1 Wh Speicherkapazität ermittelt (Peters et al. 2017, S. 489).

Treibhausgasemissionen aus der Batterieproduktion hängen wiederum stark vom Energiemix bei der Produktion ab (Peters et al. 2017). Je mehr fossile Energieträger für das Aufbringen der Elektrizität benötigt werden, desto größer sind die Emissionen. Eine Metaanalyse findet einen Ausstoß von 110 g CO_2-Äquivalenten für eine Speicherkapazität von 1 Wh (Peters et al. 2017, S. 499).

ökologische Folgen bei der Entsorgung

In Bezug auf die Folgen von Batteriesystemen am Ende der Nutzungsphase ist es von entscheidender Bedeutung, ob sie wiederverwertet oder anderweitig entsorgt werden. Eine nicht sachgerechte Entsorgung von Batteriesystemen birgt jedenfalls beträchtliche Umweltrisiken (z. B. Brandgefahr, Grundwasserverunreinigung durch auslaufende Elektrolyte). Um diese weitgehend abzuwenden, ist der Umgang mit gebrauchten Batterien in der österreichischen Batterienverordnung geregelt (siehe unten). Damit soll gewährleistet werden, dass die in Batteriesystemen verbauten Rohstoffe im industriellen Materialkreislauf verbleiben. Bisher ist Lithium-Recycling aufgrund mangelnder Rentabilität noch nicht weit verbreitet (DERA 2017, S. 51). Es wird aber politisch gefordert, dass Wiederverwertung mit zunehmender Nachfrage steigt (Europäische Kommission 2018). Momentan liegen die Erlöse aus der Rohstoffgewinnung durch Recycling unter den Kosten der Wiederverwertung (Arnberger et al. 2018). Das Recyceln der Batteriesysteme gestaltet sich technologisch schwierig, da die Trennung der einzelnen Komponenten ein aufwändiger Prozess ist (DERA 2017, S. 53; Peters et al. 2018, S. 3ff). Bisher wird das recycelte Lithium nicht wieder in Batterien, sondern meist als Zugabe zu Beton (zur Erhöhung der Dauerhaftigkeit) in der Bauindustrie verwendet (DERA 2017, S. 51).

Beim Recyceln werden auch die anderen Stoffe, wie Gehäusematerialien (Stahl, Aluminium, Plastik), Verkabelungen (Kupfer) und weitere Elektronikkomponenten (Gold, Silber, Platin) getrennt. Die Wirtschaftlichkeit des Recycelns hängt stark vom Kobaltgehalt und in geringerem Maße vom Nickel- und Kupfergehalt ab (Peters et al. 2018, S. 4). In einer deutschen Studie konnte gezeigt werden, dass die Wiederverwertung von Lithium-

Ionen-Batterien auf Basis von mechanischen und hydrometallurgischen Prozessen technisch mit hoher Ausbeute und Reinheit möglich und ökologisch wie auch ökonomisch sinnvoll ist (Buchert et al. 2011).

wirtschaftliche Folgen in Österreich

Es zeigt sich, dass diejenigen, welche die Batteriezellen produzieren, den größten Anteil an der Wertschöpfung von Batteriesystemen haben. Mit der zunehmenden Bedeutung elektrochemischer Speicherung wird somit die Fähigkeit zur Batteriezellenproduktion ein entscheidender Faktor für die Leistungsfähigkeit von Regionen sein, da Spill-over-Effekte zu anderen Industriezweigen zu erwarten sind. Während eine Batteriezellenproduktion in Österreich auch in Zukunft als unwahrscheinlich eingeschätzt wird (Friedl et al. 2018), können heimische Produzenten und Entwickler am Markt für Batteriesystemlösungen teilnehmen und somit an einem Teil der globalen Batteriewertschöpfung teilhaben. Somit werden beispielsweise Automobilzulieferer Kompetenzen im Bereich Batteriesysteme aufbauen und, selbst bei einem globalen Wechsel von Verbrennungs- zu Elektromotoren, weiterhin kompetitiv bleiben.

soziale und gesundheitliche Folgen

Soziale Folgen gibt es vor allem bei der Rohstoffgewinnung des Kobalts durch Kleinbergbau in Ostkongo. Hier arbeiten laut Schätzungen zwischen 90.000 und 150.000 Menschen im Kobaltabbau (DERA 2018, S. 16). Bei dieser Arbeit werden häufig Menschenrechtsverletzungen wie Kinderarbeit festgestellt.[88] Außerdem können die wenigsten ArbeiterInnen Schutzmaßnahmen (wie z. B. Nutzung von Schutzkleidung) ergreifen und erleiden häufig Lungenkrankheiten durch das Einatmen von Kobaltpartikeln (DERA 2018, S. 16). Im Kleinbergbau werden zudem vielfach Gruben ohne angemessene Schutzvorrichtungen gebaut, welche dann vielfach einstürzen und zu Todesfällen führen (DERA 2018, S. 16; ABCG 2011).

Umweltrisiken

Ein Risiko bei Batterien besteht immer dann, wenn Schadstoffe in Umweltkreislaufe eingebracht und nicht recycelt und wiederverwertet werden. So bestehen Gefahren von Leckagen bei unsachgemäßer Nutzung im Abfall, aber auch beim Recycling. Lithium gilt als leichtentzündlich und führt bei Berührung mit der Haut zu Verbrennungen durch die Reaktion mit der Hautfeuchte. Lithiumverbindungen gelten als gesundheitsschädlich (IFA 2019).

Außerdem besteht bei vielen Lithium-Ionen-Akkumulatoren die Gefahr der Überhitzung und einer thermischen Kettenreaktion (thermal runaway) (AUVA 2014; IRENA 2017, S. 64). Diese kann durch externe Hitzeeinwirkung, Überladen, Entladen oder Hochstromladen entstehen (IRENA 2017, S. 64). Aus diesem Grund sind ausreichende Kühlung sowie Isolierung der Batterieeinheiten von großer Bedeutung, um Kettenreaktionen zu vermeiden. Mit neueren Systemlösungen und Designs wird jedoch versucht, dieses Risiko zu minimieren (Köhler et al. 2018; Huang et al. 2019). Beispielsweise sind Lithium-Ionen-Akkumulatoren, welche sich aber nicht für Fahrzeuge eignen, mit Eisenphosphat thermisch stabiler und neigen somit nicht zu Kettenreaktionen (IRENA 2017, S. 67).

[88] Laut Amnesty International arbeiteten 2016 ca. 40.000 Kinder in kongolesischen Minen; in vielen davon wird auch Kobalt gewonnen, amnestyusa.org/files/this_what_we_die_for_-_report.pdf.

Während die meisten Rohstoffe für die Produktion von Batteriespeichersystemen geologisch nicht knapp sind, hängt ihre Verfügbarkeit vor allem von der Situation in den wenigen Herkunftsländern ab (DERA 2018). So gibt es laut DERA für Kobalt hohe Versorgungsrisiken aufgrund der politischen Unsicherheiten im Kongo und der hauptsächlichen Weiterverarbeitung in China. Für Nickel hingegen werden aufgrund der geringen, niedrigen Angebotskonzentration die Versorgungsrisiken als geringer, aber dennoch vorhanden angesehen (Radhuber 2018). Lithiumvorräte sind weitreichend vorhanden, allerdings liegt hier ein Problem in der hohen Angebotskonzentration[89] (DERA 2017; Peters et al. 2017).

Konflikte

In der Demokratischen Republik Kongo dienen die Erlöse aus Rohstoffproduktion auch der Aufrechterhaltung und Finanzierung des Bürgerkriegs. So gibt es bewaffnete Konflikte zwischen verschiedenen Rebellengruppen im Kongo um die Vorherrschaft über die Kobaltproduktion (DERA 2018; ABCG 2011).

Unbewaffnete Konflikte zwischen Großkonzernen und indigener Bevölkerung über Nutzungsrechte von Lithiumabbaugebieten finden sich etwa in Bolivien (DERA 2017) und Chile (Agusdinata et al. 2018). Diese Problematik ist klar als Umweltgerechtigkeitsthema (environmental justice) einzustufen, da Gewinne aus dem Lithiumabbau für nationale und ausländische Konzerne sowie für staatliche Träger anfallen, die lokale Bevölkerung jedoch wenig profitiert. Vielmehr wird diese als Folge der Umweltzerstörung vielfach zur Flucht gezwungen (Agusdinata et al. 2018).

weitere Aspekte

In Österreich ist der Umgang mit Lithium-Ionen-Batterien, wie auch mit allen anderen Formen von Batteriesystemen, in der österreichischen Batterienverordnung (BatterienVO[90]) geregelt. Damit existieren klare Vorgaben zur Registrierung, Sammlung und Aufbereitung von Batteriesystemen (Lebensministerium 2017). In der Batterienverordnung werden drei Kategorien von Batterien unterschieden (Gerätebatterien, Fahrzeugbatterien, Industriebatterien) für die jeweils spezifische Recycling- und Anwendungsbestimmungen gelten.

Gerätebatterien kommen auch außerhalb von Zwischenspeichern großflächig in sehr vielen Geräten (wie z. B. Notebooks, Smartphones, Armbanduhren etc.) zum Einsatz. Daher gibt es auch schon Erfahrungen mit dem Recyceln. In Österreich müssen solche Batterien vom Hersteller zurückgenommen werden, der wiederum dazu verpflichtet ist, an einem Sammelsystem teilzunehmen. Die tatsächliche Recyclingquote liegt nach Recyclingbranchenangaben mit Stand 2018 bei knapp über 50 % (VOEB 2018). Die zweite Kategorie ist die der Fahrzeugbatterien (i.d.R. handelt es sich dabei jedoch bisher um Blei-Säure-Batterien). Diese sind als Starterbatterien in jedem Fahrzeug mit Verbrennungsmotor zu finden. Weitere und größere Batteriesysteme auf Lithium-Ionen-Basis werden sich zunehmend mit der vermehrten Verbreitung von Elektrofahrzeugen verbreiten;

[89] So kontrollieren drei Unternehmen 80 % der Förderung, siehe Bookhagen (2018).

[90] BGBl. II Nr. 159/2008, i.d.F. BGBl. II Nr. 109/2015.

dies betrifft neben PKWs auch andere elektrifizierte Transportmittel wie Busse, LKW, E-Scooter, E-Bikes und Motorräder (Kapitel 2). Für das Recycling bedeutet dies, dass auch diese Fahrzeugbatterien von den Fahrzeugherstellern zurückgenommen werden müssen (§14 BatterienVO). Dies trifft prinzipiell auch auf Industriebatterien zu; Hersteller von Industriebatterien können jedoch zusätzlich mit Nutzern Vereinbarungen über die Finanzierung der Sammlung und Behandlung treffen (§15 BatterienVO). Eine Besonderheit ist, dass Industriebatterien, welche im Privatbereich verwendet werden, als Gerätebatterien gelten. Durch die Rücknahmepflicht der Produzenten von Gerätebatterien soll somit die Finanzierung der Entsorgung erleichtern (Perchards/SagisEPR 2017). In der Wiederverwendung etwa von ausrangierten Fahrzeugbatterien in stationären Anwendungen (Second-Life) wird für Österreich ein großes Potential gesehen (siehe Kapitel 4 und 5).[91]

6.1.3 Chemische Speicher (Power-to-Gas als Stromspeicher)

Die Technologie Power-to-Gas als Stromspeicher befindet sich in Entwicklung, die Abschätzung der Folgen ist daher mit vielen Unsicherheiten behaftet. Bei den bislang vorhandenen Anlagen handelt es sich ausschließlich um Demonstrations- und Pilotprojekte. Ein Beispiel dafür ist die zurzeit im Projekt H2FUTURE errichtete Elektrolyseanlage in Linz. Mit einer projektierten Leistung von 6 MW gilt sie momentan als eine der größten Anlagen in Europa.[92] Um in Zukunft jedoch einen wirtschaftlichen Betrieb der Power-to-Gas-Technologie zu gewährleisten, müssten die Anlagen deutlich größer dimensioniert sein (ab 100 MW).[93]

Power-to-Gas-Anlagen können zentral als großtechnische Anlage[94] oder dezentral, beispielsweise als kleinere Anlage in unmittelbarer Nähe von Windkraftanlagen,[95] ausgeführt werden. Lebenszyklusberechnungen zufolge sind groß dimensionierte, zentrale Anlagen aus wirtschaftlichen und aus Gründen der Ressourceneffizienz eher zu bevorzugen (Mostert et al. 2018). In bisherigen Anlagen wird das erzeugte Gas allerdings nicht direkt verstromt, sondern für andere Zwecke verwendet (z. B. in das vorhandene

---

91 Siehe internes Protokoll des 1. Workshops am 16.1.2019.

92 h2future-project.eu/images/news/H2FUTUREshort-description.pdf.

93 Siehe internes Protokoll des 1. Workshops am 16.1.2019.

94 Im Oktober 2018 wurde der Bau der bisher größten deutschen Power-to-Gas-Pilotanlage bekanntgegeben. Die Anlage soll in Niedersachsen errichtet werden und über eine Leistung von 100 MW verfügen. Die Pilotanlage soll schrittweise ab 2022 ans Netz gehen und Strom aus Windkraftanlagen in Wasserstoff umwandeln. Quelle: tennet.eu/de/news/news/gasunie-tennet-und-thyssengas-steigen-in-konkrete-planung-fuer-gruene-sektorkopplung-mit-power-to-gas-1/.

95 Die Stadtbetriebe Haßfurt in Deutschland betreiben gemeinsam mit dem Ökoenergieanbieter Greenpeace Energy seit 2016 eine kommerzielle Power-to-Gas-Anlage mit einem 1,25 MW starkem Elektrolyseur, der von lokalen Windkraftanlagen und einigen PV-Anlagen mit Strom versorgt wird. Quelle: greenpeace-energy.de/presse/artikel/greenpeace-energy-und-stadt-hassfurt-produzieren-erneuerbaren-wasserstoff-fuer-die-energiewende.html.

Gasnetz eingespeist oder als Treibstoff für Wasserstofffahrzeuge verwendet). Im Bereich der Forschung und Entwicklung beschäftigt man sich intensiv mit den Themen Elektrolyse, Methanisierung, CO_2-Abscheidung, Speicherung, Brennstoffzellen sowie mit der Wirtschaftlichkeit und sozialen Akzeptanz von Power-to-Gas.

Allerdings gibt es im System Power-to-Gas als Stromspeicher auch einige Elemente, die bereits seit langem technisch ausgereift und erprobt sind, wodurch auch deren Folgen und Risiken als weitgehend bekannt und beherrschbar gelten (Sterner et al. 2017a). Dazu zählen etwa der Transport und die Speicherung von Methan (Erdgas) und die meisten der zurzeit in Frage kommenden Entladetechnologien für chemische Energiespeicher zur Rückverstromung (Gaskraftwerk, Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk, KWK-Kraftwerk).

Eine allgemeine Übersicht über die möglichen Folgen und Risiken im Zusammenhang mit Power-to-Gas als Stromspeicher ergibt folgendes Bild:

ökologische Folgen

Power-to-Gas hat nur dann ein Potenzial zur Senkung von CO_2-Emissionen, wenn für die Herstellung des chemischen Energieträgers Strom aus erneuerbaren Quellen verwendet wird. Sterner et al. (2017a) schätzen, dass synthetisches Gas mit Biogas erst ab einem Anteil von 80 % Strombezug aus erneuerbaren Quellen gleichgestellt werden kann. Daraus folgt, dass ein wirtschaftlicher Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen nur bei einer sehr hohen Anlagenauslastung wirtschaftlich vertretbar erscheint (Sterner et al. 2017a). Eine entscheidende Konsequenz dieser betriebswirtschaftlich ungünstigen Situation ist, dass dafür eigene Anlagen gebaut werden müssen, die mindestens 4.000 Betriebsstunden pro Jahr erreichen und ausschließlich für die Produktion von Wasserstoff eingesetzt werden (Maier 2018).

Im Fall von synthetischem Methan verschlechtert sich die ökologische Bilanz von Power-to-Gas aufgrund des zusätzlichen Energieverbrauchs für die Bereitstellung von Kohlenstoffdioxid und in weiterer Folge dadurch, dass bei der Verbrennung von Methan wiederum Kohlenstoffdioxid in die Atmosphäre gelangt. Nur wenn das eingesetzte Kohlenstoffdioxid ein Abfallprodukt ist oder wenn es aus regenerativen Quellen stammt, trägt die Verbrennung von synthetischem Methan nicht zur Erhöhung des Treibhauseffekts bei (Steinmüller et al. 2014).

lokale Auswirkungen

Die lokalen Umweltfolgen werden in der Literatur als überschaubar eingestuft. Da Windkraft- und Elektrolyseanlagen nur sehr wenig Platz verbrauchen, sind die Emissionen durch Landnutzungsänderungen sehr gering. Die notwendigen Gasspeicherkapazitäten sind in Form der bestehenden Gasnetze (und Speicher) großteils bereits vorhanden, Nutzungskonkurrenzen für unterirdische Speicher entfallen und große Eingriffe in die Natur sind ebenfalls nicht notwendig (Sterner et al. 2011).

wirtschaftlich-technische Folgen

Eine volkswirtschaftliche Analyse von Power-to-Gas aus dem Jahr 2014 kommt zum Schluss, dass die Technologie in Zukunft eine hohe systemische Relevanz für den österreichischen bzw. mitteleuropäischen Energiemarkt haben könnte. Argumentiert wird dies mit einem übergeordneten

Nutzen für die österreichische Volkswirtschaft etwa durch ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit in einem dekarbonisierten Energiesystem sowie durch den potenziellen Beitrag von Power-to-Gas zur Emissionsreduktion. Weitere Argumente beziehen sich auf die mögliche Technologie- bzw. Ressourcensubstitution durch heimische Produkte im Inland (z. B. Substitution von Erdgas mit Wasserstoff) sowie auf den Technologieexport, der durch neue know-how-intensive Produkte forciert werden könnte (Steinmüller et al. 2014). Ein weiterer volkswirtschaftlich relevanter Aspekt, der mit dem Aufbau einer Power-to-Gas-Infrastruktur verbunden wäre, besteht darin, dass hohe staatliche und private Investitionen in (noch nicht marktreife) Technologien signifikante Wertschöpfungseffekte und Mehrrundeneffekte auslösen könnten.

Eine weitere mögliche Folge der Speicherung elektrischer Energie in chemischer Form besteht in der Verlagerung des Energietransports vom Stromnetz auf das Erdgasnetz. Dies gilt sowohl für die Erzeugung von Wasserstoff als Beimengung in das Erdgasnetz als auch für synthetisches Methan. Damit könnte der weitere Ausbau von Stromtrassen reduziert oder sogar verhindert werden (Steinmüller et al. 2014).

gesellschaftliche Folgen

Die Entwicklung der Technologie und der Aufbau einer Power-to-Gas-Infrastruktur bedingen zweifelsohne auch den Aufbau von ingenieurswissenschaftlichem Know-how, das über die spezifische Nutzung von Power-to-Gas als Stromspeicher hinausreicht. Weitere mögliche soziale Folgen der Technologie können allerdings aufgrund des derzeitigen Forschungs- und Entwicklungsstadiums noch nicht abgeschätzt werden (Steinmüller et al. 2014).

Eigenschaften Wasserstoff

Wasserstoff ist – unter Normal- oder Standardbedingungen – ein farb- und geruchsloses Gas. Es ist weder toxisch noch ätzend und gilt als umweltneutral. Das wichtigste sicherheitsrelevante Merkmal ist seine hohe Brennbarkeit und die sehr weite Zündgrenze in Wasserstoff-Luft-Gemischen, die von 4 bis 77 % reicht. In Verbindung mit Sauerstoff bildet Wasserstoff explosives Knallgas. Ein weiteres relevantes Merkmal von Wasserstoff ist seine extrem hohe Diffusionsfähigkeit. Dies erfordert die Verwendung spezieller Materialien für die Speicherbehältnisse, zum Beispiel austenitische Stähle oder die Beschichtung mit Diffusionssperrschichten. Anderenfalls kann es zu Diffusionsverlusten des gespeicherten Wasserstoffs kommen. Wasserstoff kann Luftsauerstoff verdrängen und insofern erstickend wirken (Adolf et al. 2017). Vor allem die breite Öffentlichkeit ist bislang nicht mit der Verwendung von Wasserstoff vertraut. Aus diesem Grund hat die Internationale Organisation für Normung (ISO) eine allgemeine Richtlinie für die sichere Handhabung und Speicherung von gasförmigem und flüssigem Wasserstoff erarbeitet. Diese Richtlinie (ISO Technical Report 15916)[96] aus dem Jahr 2015 enthält Empfehlungen für die Verwendung und Speicherung von Wasserstoff, identifiziert die grundlegenden Sicherheitsbedenken, Gefahren und Risiken und beschreibt die sicherheitsrelevanten Eigenschaften von Wasserstoff.

[96] iso.org/standard/56546.html.

Eigenschaften Methan

Methan ist ein farb- und geruchloses, brennbares Gas, das in der Natur vorkommt. Es ist mit 85 bis 98 % der Hauptbestandteil von Erdgas. Methan bildet bei einem Volumenanteil zwischen 4,4 und 16,5 % in Luft explosive Gemische. Durch unbemerktes Ausströmen von Erdgas kommt es immer wieder zu folgenschweren Gasexplosionen.[97] Methan ist ein hochwirksames Treibhausgas, sein Treibhausgaspotenzial ist auf einen Zeitraum von 100 Jahren bezogen, 28-mal höher als das der gleichen Gewichtsmenge Kohlenstoffdioxid (Myhre et al. 2013, S. 731). Durch nicht bemerkte Lecks sowie durch Verdunstung bei Förderung, Aufbereitung und Transport werden jährlich erhebliche Mengen Methan in die Atmosphäre emittiert. Die Internationale Energieagentur (IEA) schätzt, dass jährlich rund 75 Millionen Tonnen Methan bei der Produktion von Erdöl und Erdgas in die Atmosphäre entweicht.[98] Im Gegensatz zu Wasserstoff kann Methan (in Form von Erdgas) in der Bevölkerung als weitgehend bekannt vorausgesetzt werden.

Wasserstoff in Erdgasspeichern

Im österreichischen Projekt Underground Sun Storage (Bauer 2017) wurden die möglichen Risiken von Wasserstoffbeimengungen in bestehenden Erdgasspeicherlagerstätten samt zugehöriger Anlagen untersucht. Konkret wurden dabei zwei mögliche Fälle analysiert: ein obertägiger Gasaustritt (aufgrund von Fehlverhalten, Sabotage oder Korrosion) sowie ein untertägiger Gasaustritt (Wasserstoffverlust bzw. Schädigung des geologischen Systems ohne direkten Einfluss auf die Sicherheit der Anlage bzw. der Bevölkerung). Diese Risikoabschätzung zeigt, dass eine Power-to-Gas-Anlage die gängigen Grenzwerte unterschreitet und es zu keinen signifikanten Risiken für Mensch und Umwelt kommt. Das einzig verbleibende Risiko durch die Beimengung von 10-vol % Wasserstoff ist laut dieser Untersuchung die nachgewiesene Steigerung mikrobiologischer Aktivität im geologischen System. Diese stellt vor allem ein finanzielles Risiko für den Speicherbetreiber dar, da durch solche Prozesse der gespeicherte Energieinhalt reduziert werden kann (Bauer 2017).

Konflikte bei der Errichtung von Anlagen

Zukünftige Konflikte um den Ausbau von Power-to-Gas-Anlagen sind schwer zu prognostizieren. Handelt es sich um zentrale großtechnische Anlagen, sind jedoch Auseinandersetzungen, etwa zwischen den Betreibergesellschaften und lokalen AnrainerInnen, nicht unwahrscheinlich. Eine aktuelle Befragung der Bevölkerung in sieben europäischen Ländern (ohne Österreich) hat ergeben, dass die Bekanntheit der Technologie gering ist. Durchschnittlich nur knapp 40 % der Befragten haben davon schon einmal gehört; nur 6 % gaben an, dass sie mit dieser Technologie vertraut sind. 63 % der Befragten sind Unterstützer der Technologie, 8 % sind Gegner (Schneider et al. 2017).

---

97 Seite „Methan“ in: Wikipedia. Bearbeitungsstand: 15.3.2019, 10:22 UTC, de.wikipedia.org/w/index.php?title=Methan&oldid=186602195 (Abgerufen: 1.4.2019, 12:05 UTC).

98 globalmethane.org/GMF2018/presentations/0417IEAWorldEnergyOutlookOilandGasMethaneEmissionsandtheCostsandBenefitsofMitigation.pdf.

Nutzungskonkurrenz

Eine ganz andere Art von Konflikt bezieht sich auf die zukünftige Nutzung von Power-to-Gas-Produkten. Aufgrund der ungünstigen Kostenstruktur im Fall einer Verstromung von Wasserstoff oder synthetischem Methan gilt es als sehr wahrscheinlich, dass es zu einer Konkurrenz um Wasserstoff (und andere Power-to-X-Produkte) als vielfach einsetzbare Ressource kommen wird.[99]

6.2 Anwendungsbezogene Folgenabschätzung

In diesem Abschnitt werden die möglichen Folgen und Risiken ausgewählter, für Österreich zurzeit als besonders relevant eingestufter Anwendungsformen abgeschätzt. Es handelt sich dabei um Pumpspeicherkraftwerke, stationäre Batterien im Haus mit PV-Anlage, virtuelle Großspeicher, Batteriekraftwerke, industrielle Batteriespeichersysteme sowie mobile Anwendungen. Im Folgenden werden die über die unmittelbare Funktion und Wirkung hinausgehenden gesellschaftlichen und ökologischen Folgen sowie mögliche Risiken, die aus diesen Anwendungsformen resultieren, diskutiert.

6.2.1 Pumpspeicherkraftwerk

Pumpspeicherkraftwerke sind großtechnische Anlagen mit vielfältigen, zum Teil weitreichenden Konsequenzen. Im Rahmen der Technikfolgenabschätzung können solche Anlagen Gegenstand von sogenannten projektinduzierten TA-Studien sein. Das sind Untersuchungen, die sich auf mögliche Folgen eines konkreten Projektes beziehen, wie eben beispielsweise die Errichtung und der Betrieb eines Speicherkraftwerks. Bei großtechnischen Vorhaben müssen die jeweiligen Folgen und Risiken immer projektspezifisch abgeschätzt, integriert und bewertet werden.

umfassende Prüfung der Umweltverträglichkeit

In Österreich werden bei größeren Projekten umweltrelevante Folgen im Rahmen einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) abgeschätzt.[100] Bei Speicherkraftwerken handelt es sich dabei in der Regel um mehrjährige Verfahren, bei denen die potenziellen Auswirkungen eingehend untersucht und bewertet werden. Im Fall des vor kurzen abgeschlossenen UVP-Genehmigungsverfahrens für das Pumpspeicherkraftwerk Koralm in der Steiermark wurden insgesamt 28 Fachgutachten erstellt (Amt der Steiermärkischen Landesregierung 2019), unter anderem zu folgenden Themen: Baugeologie und Hydrogeologie, Dammbau, Felsmechanik Hohlraumbau,

[99] Siehe internes Protokoll des 1. Workshops am 16.1.2019.

[100] Bundesgesetz über die Prüfung der Umweltverträglichkeit (Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000 – UVP-G 2000) BGBl I 89/2000 i.d.F. BGBl 697/1993 BGBl. Nr. 697/1993 i.d.F. BGBl. I Nr. 89/2000. Siehe auch: umweltbundesamt.at/umweltsituation/uvpsup/uvpoesterreich1/.

Klima und Energie, Landschaft, Sach- und Kulturgüter, Limnologie, öffentliches Interesse, Raumplanung, Tier, Pflanzen und deren Lebensräume, Waldökologie und Forstwesen, Wasserversorgung, Wildökologie und Jagd. Im Rahmen von UVP-Verfahren werden also spezifische Themen (z. B. lokale Auswirkungen) ebenso wie allgemeine Aspekte (z. B. energiewirtschaftliche Bedeutung) behandelt. Nur die Abschätzung von gesellschaftlichen Folgen eines Vorhabens ist nicht Gegenstand einer UVP. Auf der Grundlage der Fachgutachten erfolgt unter Einbeziehung weiterer Stellungnahmen (z. B. aus der Bevölkerung) und sonstiger der Behörde vorliegender Gutachten eine integrative Gesamtbewertung. Falls notwendig, werden auch entsprechende Veränderungen oder Ausgleichsmaßnahmen vorgeschrieben, die vom Projektbetreiber berücksichtigt werden müssen.

Sicherheitsbeurteilung

Für die Beurteilung der Sicherheit sowohl von neu zu errichtenden Talsperren als auch für die weitere Genehmigung einer bestehenden Anlage ist in Österreich die Staubeckenkommission zuständig. Das ist ein am Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus angesiedeltes Expertengremium, das die Wasserrechtsbehörden bei der Begutachtung von Staubeckenanlagen und Talsperren fachlich unterstützt. Für konkrete Bauvorhaben erstellt die Kommission Empfehlungen mit Maßnahmen, die der Behörde als Grundlage für die wasserrechtliche Bewilligung dienen. Vorrangiges Ziel ist dabei, die Sicherung der Talsperren in Österreich zu gewährleisten.[101]

Wasserrecht

Neben den baurechtlichen und sonstigen Verfahren ist zudem für die Errichtung von Speicherkraftwerken eine wasserrechtliche Genehmigung erforderlich. Für Projekte, die eine Ausnahme vom Verschlechterungsverbot (in Hinblick auf die Wasserqualität von Flüssen und Seen) in Anspruch nehmen wollen – und dazu werden größere Speicherkraftwerke in der Regel zählen –, wurde ein umfassender Leitfaden (BMLFUW 2012) erstellt, der als Hilfestellung bei der Auswahl und Konkretisierung der Inhalte und Kriterien für die spätere Interessensabwägung dienen soll. Der Leitfaden wendet sich an die Wasserrechtsbehörden sowie an potenzielle Projektwerber und vermittelt eine detaillierte Darstellung der aus wasserrechtlicher Sicht relevanten Themen und Beurteilungskriterien. Konkret werden energiewirtschaftliche, wasserwirtschaftliche, ökologische und sonstige wasserwirtschaftliche Kriterien geprüft.

Die Genehmigungsverfahren einiger großer Speicherkraftwerke der letzten Jahre (Limberg III, Obervermuntwerk II und Kaunertal) wurden im Rahmen eines europäischen PCI-Sonderstatus („Projects of Common Interest“ gemäß der Verordnung Nr. 347/2013 der EU) abgewickelt. Solche Verfahren sehen eine beschleunigte Verfahrensdauer vor, gleichzeitig werden BürgerInnen aber bereits in einem frühen Stadium der Entwicklung verpflichtend eingebunden. Die Modalitäten bei einem Streitfall sind klar definiert und vereinfacht (Zach/Auer o.J., S. 8).

[101] bmnt.gv.at/wasser/nutzung-wasser/stauanlagen.html.

Folgen und Risiken weitgehend bekannt und beherrscht

Jedes neue Kraftwerksprojekt hat eine Reihe von direkten und indirekten Auswirkungen auf Gesellschaft und Umwelt. Auch Risiken – bei Errichtung und Betrieb – sind mit allen neuen Vorhaben verbunden. Aufgrund der langjährigen Erfahrung mit der Technologie sind die möglichen Folgen und Risiken jedoch weitgehend bekannt und werden auch bei jedem zukünftigen Projekt im Rahmen von gesetzlich klar geregelten Verfahren abgeschätzt und bewertet.

6.2.2 Stationäre Batterie im Haus mit PV-Anlage

Diese Anwendungsform ist in Österreich noch nicht sehr weit verbreitet. Schätzungen zufolge gibt es zwischen 5.000 und 6.000 derartiger Systeme, vorwiegend im privaten Bereich. Heimspeichersysteme werden jedoch finanziell gefördert und es gibt mehrere unterschiedliche Produkte am Markt. Für die Abschätzung möglicher Folgen und Risiken dieser Anwendungsform wird in erster Linie auf die Erfahrungen aus Deutschland, wo bereits mehr als 100.000 solcher Systeme im Einsatz sind, zurückgegriffen.

PV-Batteriesysteme sind langfristige Konsumgüter, die von Privathaushalten erworben und betrieben werden. Ebenso wie private PV-Anlagen sind private Batteriespeichersysteme aber auch Teil der Strominfrastruktur. Konsumgüter zeichnen sich im Vergleich zu industriellen Investitionsgütern oder technischen Infrastrukturen typischerweise durch andere Verbreitungsmuster aus. Oft sind die Verbreitungsraten in frühen Phasen der Entwicklung sehr gering, mit zunehmender Bekanntheit von Produkten kann es jedoch zu exponentiellen Wachstumsverläufen kommen (Rogers 1995). Diese Besonderheit von Innovationen auf Konsumgütermärkten muss auch im Fall von PV-Batteriesystemen bei der Abschätzung von Technikfolgen berücksichtigt werden.

Die bisherigen Erfahrungen und Forschungsergebnisse aus Deutschland zeigen, dass mit der starken Verbreitung von PV-Batteriesystemen eine Reihe von unbeabsichtigten Folgen und Risiken einhergehen.

ökologische Folgen

Über die ökologischen Folgen von PV-Batteriesystemen steht bislang nur wenig Wissen zur Verfügung (abgesehen von Wissen zu Batteriesystemen im Allgemeinen). Zwei Tendenzen zeichnen sich jedoch ab: Die Verbreitung von Heimbatteriesystemen wirkt sich eher negativ sowohl auf den weiteren Ausbau von PV-Anlagen – die Investitionen für das Batteriesystem „fehlen“ im Bereich der PV (Graulich et al. 2018) – als auch auf die Öko-Bilanz von PV-Strom aus (Moshövel et al. 2015).

wirtschaftlich-technische Folgen

Unter wirtschaftlich-technischen Gesichtspunkten zeigt sich, dass PV-Batteriesysteme, die vor allem zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt werden, nicht automatisch netzentlastend wirken. Es sind viele Varianten und Betriebsweisen möglich, die sogar zu einer verstärkten Belastung der Niederspannungsnetze führen können (Fürstenwerth et al. 2014; Graulich et al. 2018). Auch aus volkswirtschaftlicher Perspektive scheinen dezentrale PV-Speicher im Vergleich zu anderen Möglichkeiten (größere Spei-

chereinheiten, Lastmanagementpotenziale) weniger optimal zu sein (Schill et al. 2017). Zudem stellt sich die Frage, ob der durch den Eigenverbrauch dauerhaft reduzierte Bezug von Strom aus dem Netz mittelfristig zu einer Gefährdung der Finanzierung des Netzes führen könnte (Figgener et al. 2018; Moshövel et al. 2015).

gesellschaftliche Folgen

Die bereits angesprochene tendenziell geringere Beteiligung an den Netzinfrastrukturkosten von Haushalten mit PV-Speicher führt zu einem regressiven Verteilungseffekt (Schill et al. 2017). Das bedeutet, dass Haushalte ohne PV-Anlage und Energiespeicher in höherem Ausmaß zur Aufrechterhaltung der Infrastruktur beitragen als Haushalte mit PV-Speicher – obwohl Haushalte mit PV-Speicher auch in Zukunft auf das Stromnetz angewiesen sein werden (Figgener et al. 2018). Bislang haben Haushalte mit PV-Speichern im Vergleich mit dem Durchschnitt aller Haushalte einen signifikant höheren Stromverbrauch. Dieser liegt in Deutschland etwa doppelt so hoch wie der Durchschnitt und korreliert mit der Größe der Haushalte und mit dem deutlich höheren Haushaltseinkommen. Die Investition in ein Batteriesystem stellt keinen Anreiz zur Einsparung von Strom dar, wirkt bislang aber auch nicht als zusätzlicher Treiber für den Stromverbrauch (Figgener et al. 2018). Auf der einen Seite wird die Mobilisierung privater Investitionen als Beitrag zur Erhöhung der Akzeptanz der Energiewende gesehen, auf der anderen Seite reduzieren Investitionen in Batteriesysteme jedoch faktisch den weiten Ausbau der Photovoltaik (Graulich et al. 2018).

Mit der Verbreitung von PV-Batteriesystemen werden auch mehrere potenzielle Risiken diskutiert:

finanzielle Risiken

- Die investierenden privaten Haushalte gehen unter den derzeitigen Rahmenbedingungen (trotz Förderungen) beträchtliche finanzielle Risiken ein. Aus betriebswirtschaftlicher Perspektive verzinsen sich Investitionen in Stromeinsparmaßnahmen zurzeit deutlich höher als Investitionen in Speichersysteme (Graulich et al. 2018; Moshövel et al. 2015).

Risiken in der Nutzungsphase

- Bei der Nutzung der Batterien gibt es lokal begrenzte Risiken, falls bestehende Sicherheitsbestimmungen nicht beachtet werden (z. B. mechanische Beschädigungen, Überhitzung, Austritt von Elektrolyten) (Nenning et al. 2015).

Umweltrisiken

- Auch wenn die in den Batteriesystemen verwendeten Materialen als nicht toxisch oder mindertoxisch eingestuft werden (Nenning et al. 2015), bestehen bei unsachgerechter Entsorgung der Batterie am Ende der Lebensdauer Risiken für die Umwelt bzw. werden wertvolle Materialen dem Wertstoffkreislauf entzogen (siehe dazu auch Batterien allgemein, Abschnitt 6.1.2.).

Risiken für die Strominfrastruktur

- Eine unkoordinierte und ungeplante geographische Ausbreitung und Nutzung solcher Systeme kann zu ungünstigen Bedingungen für die Niederspannungsnetze führen (Schill et al. 2017).

politische Risiken

- Eine starke Verbreitung von Photovoltaik-Batterie-Systemen könnte dazu führen, dass die einzelwirtschaftlichen Interessen der entsprechenden Haushalte im politischen Prozess in Zukunft ein übergroßes Gewicht erhalten, wodurch spätere Anpassungen der Netzentgeltsystematik erschwert werden könnten (Schill et al. 2017).

Zukünftige Konflikte aufgrund regressiver Verteilungseffekte sind nicht auszuschließen. Ebenso scheinen Konflikte zwischen einzelwirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Interessen möglich.

6.2.3 Virtuelle Großspeicher

Ein virtueller Großspeicher entsteht durch den Zusammenschluss vieler kleinerer Anlagen. Ein solcher Speicher kann für den Erzeugungsausgleich auf Verteilnetzebene eingesetzt werden und – sofern der Aggregator dazu qualifiziert ist – auch Systemdienstleistungen anbieten (z. B. Regelenergie). Solche Systeme wurden in den letzten Jahren beispielsweise in Deutschland von Ökostromanbietern aufgebaut, in Österreich beschäftigt sich vor allem die Forschung mit diesem Thema. Diese Anwendungsform kann sich prinzipiell mit anderen Formen überschneiden bzw. können Speicher aus unterschiedlichen Bereichen miteinander kombiniert werden (ein stationärer PV-Speicher aber auch eine Fahrzeug- oder Pufferbatterie können Teil eines virtuellen Großspeichers sein). Für die Abschätzung der Folgen und Risiken dieser Anwendungsform stehen bislang nur wenig Erfahrungen und Wissen zur Verfügung.

ökologische Folgen

Aus Sicht nationaler ExpertInnen (Workshop) haben virtuelle Stromspeicher durchaus das Potenzial in Zukunft einen Beitrag für den weiten Ausbau der dezentralen erneuerbaren Erzeugungsanlagen zu leisten. Ähnlich wie Batteriekraftwerke können auch virtuelle Großspeicher für den Erzeugungsausgleich verwendet werden. Da derzeit meist Batterien zur Anwendung kommen, treffen auf virtuelle Großspeicher auch die bereits in Abschnitt 6.1.2 diskutierten technologieinduzierten Folgen zu. Wie bei allen Speicherlösungen geht es bei der Abschätzung von Umweltfolgen in der Regel auch um eine Gegenüberstellung von Aufwand (Herstellung, Betrieb und Entsorgung der Speicher, Aufwand für die IKT-Technologie) und Nutzen (Reduktion von Emissionen fossiler Kraftwerke). Unter diesem Gesichtspunkt könnte mit Poolingsystemen, bei denen bereits vorhandene Speicher zusammengeschlossen werden, der potenzielle Umweltnutzen erhöht werden. Konkrete Studien, die sich mit diesen Fragestellungen beschäftigen, sind zurzeit jedoch nicht verfügbar.

wirtschaftlich-technische Folgen

Ein wesentliches Argument für den Aufbau von virtuellen Großspeichern ist die Erhöhung der Rentabilität dezentraler Speicher. Ob dies bei den bisherigen Modellen (v. a. in Deutschland) tatsächlich umgesetzt werden konnte ist unklar. Usereinträge in einschlägigen Onlineforen[102] deuten da-

[102] Zum Beispiel auf photovoltaikforum.com.

rauf hin, dass dies eher nicht der Fall ist. Bislang scheint es aber auch für Aggregatoren nicht einfach zu sein, sich dauerhaft am Regelenergiemarkt zu etablieren. Mehrere deutsche Anbieter von Poolinglösungen haben diese mittlerweile wieder in andere Geschäftsmodelle umgewandelt. Meist handelt es sich dabei um sogenannte Cloudlösungen, bei denen der Austausch von PV-Strom zwischen Endkunden ermöglicht wird (SENEC Team 2018). Im Fall von Vehicle-to-Grid (V2G) Modellen stellt sich wiederum die Frage, wie sich die Doppelnutzung der Fahrzeugbatterie auf deren Lebensdauer und damit ihren ökonomischen Wert auswirkt. Allgemein wird davon ausgegangen, dass sich bidirektionales Laden negativ auf die Fahrzeugbatterie auswirkt. Aktuelle Forschungsergebnisse zeigen jedoch, dass die Batterielebensdauer bei Doppelnutzung unter Einhaltung bestimmter Betriebsbedingungen sogar erhöht werden kann (Uddin et al. 2017).

gesellschaftliche Folgen

In gesellschaftlicher Hinsicht gibt es bei Poolingsystemen aus heutiger Sicht vor allem drei relevante Aspekte. Erstens ist das die dafür notwendige IKT-Infrastruktur, die das Ein- und Ausspeisen der dezentralen Batterien ermöglicht. Daran knüpfen sich Fragen nach der Datensicherheit, dem Schutz der Privatsphäre (im Fall von EndverbraucherInnen) und den damit verbundenen Zugriffsrechten für Anbieter und KundInnen. Ein zweiter wichtiger Aspekt bezieht sich auf das Vertragsverhältnis zwischen dem Anbieter der Poolinglösung und den BetreiberInnen der lokalen Batterien. Und drittens geht es hier um die Frage, wie groß die Wahlmöglichkeit auf Seiten der KundInnen (Speicherbetreiber) ist. Die bislang praktizierten Geschäftsmodelle (Aggregatoren offerieren meist Gesamtpakete bestehend aus Stromtarif, Batteriespeicher und Vernetzung) deuten jedoch darauf hin, dass die Anbieter von Pooling- bzw. Cloudlösungen sehr enge technisch-funktionale Kundenbindungen anstreben, die einen Wechsel der KundInnen zu anderen Anbietern oder Produkten erschweren. Dies verhindert tendenziell Wettbewerb und schwächt die Position der KonsumentInnen.

finanzielle Risiken

Absehbar sind bislang vor allem die finanziellen Risiken, sowohl für Aggregatoren als auch für die KundInnen, die ihren Speicher in den Pool einbringen. Die KundInnen erwerben einen Speicher und übernehmen damit ein finanzielles Risiko. Der Aggregator konkurriert am Regelenergiemarkt mit anderen Anbietern. In jenen Fällen, bei denen der Aggregator auch als Anbieter des Batteriesystems auftritt (siehe oben) liegt das finanzielle Risiko tendenziell auf der Seite der KundInnen.

6.2.4 Batteriekraftwerk

Batteriekraftwerke sind international weit verbreitet, in Österreich gibt es bislang jedoch nur eine Versuchsanlage, die für Forschungszwecke errichtet wurde. Diese Anlage befindet sich nördlich von Wien und ist an einen Netzknotenpunkt angeschlossen.[103] Derzeit ist unklar, ob Batteriespeicher in Österreich tatsächlich benötigt werden und ob sich diese Speicherform in Österreich etablieren wird. Da lokale Gegebenheiten (wie Geographie, Netzinfrastruktur und Art der Verbraucher) jeweils ausschlaggebend für den genauen Bedarf in einer Region sind, können die vorliegenden Vergleichsstudien aus anderen Ländern nicht einfach auf die Bedarfssituation in Österreich mit seinen vielen Pumpspeicherkraftwerken übertragen werden. Studien vermuten jedoch für Österreich einen eher geringen Bedarf für Batteriekraftwerke (Boxleitner et al. 2011). Dennoch besteht die Möglichkeit, dass eine Anwendung im östlichen Flachland und/oder auf Verteilnetzebene in Zukunft an Bedeutung gewinnen wird.[104]

ökologische Folgen

Zu den ökologischen Folgen von Batteriekraftwerken besteht derzeit noch wenig Erfahrung, welche über die allgemeinen Folgen von elektrochemischen Speichersystemen hinausgeht. Jedoch ist anzumerken, dass die Umweltfolgen von Batteriekraftwerken aufgrund einer stärkeren Zentralisierung im Vergleich zu anderen Anwendungsformen (z. B. stationäre Batterie im Haushalt) vermutlich weniger wahrscheinlich sind, da Folgen aufgrund von unkontrollierter Verbreitung oder unsachgemäßer Handhabung weitgehend ausgeschlossen werden können. Weitere ökologische Folgen hängen von der Batterietechnologie ab. Es zeigt sich jedoch, dass für großtechnische stationäre Anwendungen einige Batterietypen aus Umweltsicht besser geeignet sind als andere. So haben die meisten Li-Ionen- und auch NaNiCl-Batterien für stationäre Netzanwendungen im Vergleich zu Bleisäurebatterien eine hohe Lebensdauer und somit weniger ökologische Kosten bei der Beschaffung und Entsorgung (Hottenroth et al. 2018). Eine andere Studie kommt zu ähnlichen Ergebnissen und stellt fest, dass unter neu produzierten Batteriesystemen, Lithium-Batteriesysteme für großtechnische Anwendungen im Gegensatz zu anderen Batteriezelltypen die geringsten ökologischen Folgen haben (Mostert et al. 2018). Dies gilt auch gegenüber anderen Batterietypen wie Redox-Flow-Batterien und Natrium-Hochtemperaturbatterien. Für sogenannte Salzwasserbatterien, welche bei Raumtemperatur funktionieren, liegen noch wenig gesicherte Ergebnisse vor.

wirtschaftliche Folgen

Eine Studie zu Batteriekraftwerken in den USA hat ergeben, dass viele unterschiedliche Einkommensmöglichkeiten durch das Bereitstellen von Systemleistungen, welche über die Zwischenspeicherung hinausgehen, geschaffen werden müssen, damit die Speicherkosten aus Batteriekraftwerken kompetitiv sind (Telaretti/Dusonchet 2017). Diese Bündel aus Einkommensmöglichkeiten werden im Wesentlichen durch die vorhandenen

[103] evn.at/EVN-Group/Energie-Zukunft/Zukunftsprojekte/Batteriespeicher.aspx.

[104] ExpertInneninterview Nr. 3.

Marktregulierungen ermöglicht oder verhindert (Gallo et al. 2016). Eine weitere Studie bestätigt diese Aussagen: So ist die Wirtschaftlichkeit und weitere Verbreitung von Batteriekraftwerken stark von der Regulierung abhängig (Sakti et al. 2018). Wie auch schon im dritten Energiepaket bestimmt (Europäische Union 2009), schreiben Verteilnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber Speicherkapazitäten zu Marktbedingungen aus. Dies soll zur Entflechtung von Netz und Energieserviceanbietern beitragen und den europäischen Elektrizitätsmarkt vertiefen und liberalisieren. Ob das Anbieten von Speicherkapazitäten durch Batteriekraftwerke wirtschaftlich rentabel ist, wird jedoch auch weiterhin von den Einkommensmöglichkeiten und den Speicherkosten abhängen.

Rentabilität von Batteriespeicherkraftwerken

Ökonomische Folgen bezüglich der Rentabilität von Batteriespeicherkraftwerken sind aber derzeit noch schwer abzuschätzen, da die chemische Zusammensetzung der eingesetzten Batteriezellen an den konkreten Anwendungsfall angepasst werden muss. So eignen sich einige Batterietypen nicht gleichermaßen für alle Anwendungsfälle, einige sind besser für Zwischenspeicherung geeignet, andere eher für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen. So muss jedes Batteriekraftwerk an die konkreten Netzbedingungen angepasst werden (Davies et al. 2019). Erst damit werden die Anschaffungs- und Betriebskosten der Speichersysteme identifizierbar.

mögliche Risiken

Die Errichtung und der Betrieb von Batteriespeicherkraftwerken ist vor allem mit finanziellen Risiken verbunden, die aus der gegenwärtigen Marktsituation und der bestehenden Regulierung resultieren (Davies et al. 2019). Darüber hinaus gelten dieselben Risiken wie für Batteriespeicher allgemein.

mögliche Konflikte

Wie bei allen großtechnischen Energieversorgungsprojekten (seien es neue Pumpspeicherkraftwerke oder aber auch ein weiterer Netzausbau) sind auch bei der Errichtung von Batteriekraftwerken Konflikte mit Anrainern bzw. der Bevölkerung vorstellbar (Devine-Wright et al. 2017).

weitere Aspekte

In Anbetracht der enormen Fortschritte, die in den letzten zehn Jahren im Bereich der Batterieentwicklung erzielt wurden, stellt sich die Frage, in welchem Ausmaß andere zukünftige elektrochemische Speicherarten für Batteriekraftwerke geeignet sind. Es ist daher zu re-evaluieren, ob Batteriekraftwerke mehr Anwendung in Österreich finden, wenn neue Technologien, wie beispielsweise Aluminium-Ionen-Batteriesysteme, eine größere Rolle spielen und die Kosten damit weiter gesenkt werden können (Zhang et al. 2018). Unklar ist auch, inwieweit nicht-technische Faktoren die Verbreitung von Batteriekraftwerken ermöglichen oder behindern. So könnten offene Fragen zur sozialen Akzeptanz von großen Stromspeichern (Devine-Wright et al. 2017) auch für großtechnische Batteriespeicherkraftwerke untersucht werden.

6.2.5 Industrielle Batteriespeichersysteme

Industrielle Batterielösungen finden sich vermehrt in verschiedenen Bereichen und Branchen, von Anwendungen in der Fertigung bis hin zur Integration in die Ladeinfrastruktur von Elektrofahrzeugen. In diesen Anwendungen übernehmen Batteriespeicher eine Vielzahl von Funktionen. Hauptzweck ist dennoch meist die Bereitstellung von Leistungsspitzen (Köhler et al. 2018; Kapusta et al. 2018). Diese können durch Batteriespeicher bereitgestellt werden, ohne gleichzeitig eine Belastung für das Verteilnetz darzustellen. Aufgrund von ersten praktischen Erfahrungen konnten Informationen über Folgen von Batteriespeichern gewonnen werden, welche im gewerblichen Rahmen eingesetzt werden, und über die generischen Folgen von Batterien hinausgehen (zu generischen Folgen für Batterien siehe Kapitel 6.1.2). So werden in diesem Abschnitt ökologische und ökonomische Folgen sowie Risiken für industrielle Batterielösungen diskutiert.

ökologische Folgen

Batterien in der Fertigung haben neben den negativen ökologischen Folgen durch ihre Produktion, Nutzung und Entsorgung auch positive Auswirkungen. So ermöglicht das Nutzen von Energiespeichern, dass Bremsenergie, welche aus rotierenden und anderweitig bewegten Massen erzeugt wird, in Batteriesystemen gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt verwendet werden kann. Dies ist notwendig, da die durch Bremsenergie erzeugte Elektrizität häufig in Intervallen auftritt, welche sich nur bedingt mit der Stabilität betrieblicher Niederspannungsnetze harmonisieren lassen (Köhler et al. 2018, S. 96).

Zudem kann die Anwendung von Pufferspeichern in der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, neben anderen weiteren Faktoren (Kapitel 6.2.6), dazu beitragen, dass vermehrt Strom aus Windkraft- und PV-Anlagen für das Laden von Fahrzeugen verwendet wird. Der Pufferspeicher schafft die dafür notwendige zeitliche Entkopplung zwischen Erzeugung und Verbrauch (Ashique et al. 2017). Damit tragen industrielle Batterielösungen auch zu einer Dekarbonisierung des Mobilitätsbereichs bei.

wirtschaftliche Folgen

Batterien in der Fertigung helfen Leistungsspitzen zu reduzieren und somit Stromkosten zu sparen. Da Leistungsspitzen für österreichische Unternehmen einen großen Teil der Stromkosten ausmachen, besteht auch ein großes Potenzial zur Einsparung von Kosten (Kapusta et al. 2018).

Im Gegensatz dazu führen Second-Life-Batterien aus mobilen Anwendungen, insbesondere in industriellen Anwendungen, durch die erhöhten Sicherheitsanforderungen in einigen Fertigungsbereichen zu höheren Kosten. So besteht durch die Unsicherheit bezüglich der Zellgesundheit bei einigen Batterietypen (z. B. Lithium-Eisenphosphat-Batterien) ein erhöhter Wartungsaufwand, da ehemalige Traktionsbatterien jeweils einzeln geöffnet werden müssen (Köhler et al. 2018).

Pufferspeicher in Ladestationen sorgen dafür, dass eine Eigenverbrauchserhöhung von PV-Strom für die Stationen-Betreiber möglich ist. Der finanzielle Anreiz für die Betreiber besteht auch hier darin, dass Energiekosten reduziert werden können. Wie auch in Kapitel 6.2.2 erläutert, ist jedoch

auch hier unklar, ob dies wirklich netzauslastend wirkt, insbesondere wenn kleinere Speichereinheiten angewandt werden. Eine erste Übersichtsstudie zeigt, dass größere Speicher, an denen mehrere Ladestationen angeschlossen sind, geringere Betriebskosten verursachen (Ashique et al. 2017).

Ein weiterer Nutzen von Pufferspeichern liegt in der Verwendung von hoher Ladeleistung, ohne dass zusätzliche Netzgebühren anfallen oder ein Netzausbau notwendig ist. Neben dem Ausbau von flexiblen Tarifen wird es somit durch Pufferspeicher in Ladestationen möglich, kostengünstigeren Strom zu laden. Zudem können Elektrofahrzeuge durch den Einsatz von Pufferspeichern schneller geladen werden (Rubino et al. 2017), was die Attraktivität von Elektrofahrzeugen erhöht (Gnann et al. 2018; Dütschke et al. 2012).

Für den Wirtschaftsstandort Österreich ist anzumerken, dass ein heimisches Unternehmen aktiv in der Entwicklung von Ladestationen mit Pufferspeichern ist, nämlich Kreisel Electric (siehe auch Kapitel 5). So kann ein weltweit zunehmender Ausbau von Infrastruktur für elektrische Fahrzeuge für dieses Unternehmen oder ähnliche Entwickler weitere Gewinn- und Wachstumsaussichten bedeuten.

mögliche Risiken

Second-Life-Batteriesysteme sorgen durch die Verlängerung der Lebensspanne für geringere Umweltauswirkungen von Batteriesystemen (Mostert et al. 2018). Aufgrund des teilweise unklaren Zustands einiger Batterietypen besteht jedoch ein erhöhtes Risiko bei einer Zweitnutzung (Köhler et al. 2018, S. 97). Insbesondere in Industrie- und Fertigungsprozessen mit kritischer Infrastruktur, bei denen erhöhte Sicherheitsvorkehrungen zu beachten sind, bedeutet die Anwendung von Second-Life-Batterien ein erhöhtes Risiko.

weitere Aspekte

Während es erste Anwendungsfälle gibt, in denen der Einsatz von Batteriesystemen in der Fertigung rentabel ist (Kapusta et al. 2018), zeigen jüngste Erhebungen aus Deutschland noch Skepsis von mittleren bis größeren Unternehmen in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit solcher Systeme (Schriever/Halstrup 2018). Im Gegensatz dazu sind kleinere Unternehmen eher offen gegenüber Batteriespeichersystemen.

6.2.6 Batterien in mobilen Anwendungen

Bei mobilen Anwendungen ist der Energiespeicher ein notwendiger Bestandteil des Fahrzeugs. Die Betrachtung der Folgen dieser Anwendungsform umfasst aus diesem Grund daher auch Aspekte, die sich aus dem Vergleich unterschiedlicher Mobilitätssysteme (fossile Brennstoffe versus Elektrizität) ergeben. Darüber hinaus gibt es eine Reihe von Folgen, die mit der Kopplung von Mobilitäts- und Elektrizitätssektor, mit dem steigenden Strombedarf sowie den zusätzlichen Aufgaben, die in Elektrofahrzeuge eingebaute Batteriesysteme für das Stromnetz in Zukunft übernehmen können, in Verbindung stehen. Beide Aspekte werden im Folgenden berücksichtigt, die Darstellung beschränkt sich jedoch auf elektrisch betriebene Kraftfahrzeuge.

ökologische Folgen

Eine aktuelle Studie aus Deutschland zeigt, dass Elektrofahrzeuge im Vergleich zu Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor unter sonst gleichen Voraussetzungen aus Sicht des Klimaschutzes bereits heute deutlich besser abschneiden. Wird zum Laden der deutsche Strommix aus dem Jahr 2015 herangezogen, amortisiert sich ein durchschnittliches Elektrofahrzeug ab einer gefahrenen Strecke von ca. 50.000 km (Regett et al. 2018). Für den österreichischen Strommix mit rund 70 % Elektrizität aus regenerativen Quellen würden sich folglich noch deutlich geringere Amortisationszeiten ergeben. Eine wichtige Eigenschaft von Elektrofahrzeugen ist, dass sie im lokalen Betrieb – abgesehen von Reifenabrieb – weitgehend emissionsfrei sind. Werden allerdings die Umweltwirkungen durch die Gewinnung von Rohstoffen in den jeweiligen Herkunftsländern einbezogen, kann Elektrofahrzeugen hinsichtlich globaler Luftschadstoffemissionen kein eindeutiger Vorteil zugeschrieben werden (Peters et al. 2012). Eine ebenfalls relevante Eigenschaft von Elektrofahrzeugen ist die Lärmreduktion im Straßenverkehr (vor allem bei geringen Geschwindigkeiten). Zurzeit werden die externen Kosten von Lärm aus Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor durch gesundheitliche Beeinträchtigungen und medizinische Folgekosten sowie durch reduzierte Immobilienwerte europaweit auf 8,2 Mrd. Euro geschätzt. Elektromobilität würde diese Kosten signifikant reduzieren (Peters et al. 2012). Die deutlich geringeren Lärmemissionen können jedoch zu einem erhöhten Unfallrisiko führen (siehe dazu auch unter Risiken).

wirtschaftlich-technische Folgen

Bei Nutzung heimischer erneuerbarer Energiequellen versprechen elektrische Antriebe nicht nur CO_2-Emissionsfreiheit, sondern auch die Unabhängigkeit von importierten fossilen Energieträgern (Schill 2010). Eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung der Elektromobilität für Österreich aus dem Jahr 2012 zeigt, dass die Elektromobilität im Vergleich zur Fortschreibung des Ist-Zustandes in allen untersuchten Szenarien (unterschiedliche sozio-technische Entwicklungspfade) zu Vorteilen führt. Der positive Nutzen ergibt sich dabei vor allem durch die Reduktion der Abgasemissionen und der Treibhausgase (Raich et al. 2012). Aufgrund der deutlich höheren Effizienz der Elektromobilität ist insgesamt mit einer Reduktion des (nationalen) Energieverbrauchs zu rechnen.

Zweifelsohne führen Elektrofahrzeuge jedoch zu einer zusätzlichen Stromnachfrage (Energieverbrauch und Leistung). Eine Studie für Österreich schätzt den zusätzlichen jährlichen Stromverbrauch für 2,1 Millionen Elektro- und Plug-In-Hybrid-Fahrzeuge im Jahr 2030 auf 3 % des Gesamtstromverbrauchs (2,471 TWh) (Stigler et al. 2010). In Deutschland haben sich in den letzten Jahren zahlreiche Studien ausführlich mit dem Strombedarf der Elektromobilität befasst. Im Durchschnitt schätzen diese Studien den zusätzlichen jährlichen Strombedarf bei einer vollständigen Umstellung auf Elektrofahrzeuge auf 90 TWh; das entspricht knapp 14 % der deutschen Bruttostromerzeugung aus dem Jahr 2015 (BMU 2019).

Unmittelbar damit verbunden ist der weitere Ausbau der Ladeinfrastruktur. Die in den Fahrzeugen verbauten Batterien bieten sich dabei zur passiven (Steuerung der Ladeströme) oder aktiven (bidirektionale Energieflüsse) Beeinflussung im Sinne der Anforderungen des Gesamtsystems an (Fürsten-

werth et al. 2014). Laststeuernde Maßnahmen könnten wesentlich dazu beitragen, dass größtenteils die bereits bestehende Netzinfrastruktur verwendet werden kann, nur die lokale Ladeinfrastruktur müsste neu errichtet werden (Nischler et al. 2011). Im Allgemeinen ergänzen sich der Ausbau der erneuerbaren Energien und der Umstieg auf die Elektromobilität (Resch et al. 2017). Da für das Recycling der Traktionsbatterien hohe Kosten anfallen, werden Möglichkeiten zur Nachnutzung gebrauchter Batterien diskutiert (Second-Life). Mehrere Fahrzeughersteller arbeiten bereits am Aufbau solcher Systeme (EASE 2019).

gesellschaftliche Folgen

Rebound-Effekte, die zu höheren Fahrleistungen und damit zu höheren Verbräuchen führen, sind aufgrund der geringeren Betriebskosten von Elektrofahrzeugen nicht auszuschließen (Peters et al. 2012). Belastbare wissenschaftliche Untersuchungen liegen zu dieser Frage bislang jedoch nicht vor. Die Beladung der Fahrzeugbatterien erfordert im Vergleich zu herkömmlichen Fahrzeugen jedoch andere Alltagsroutinen und Kompetenzen (Aufladen zuhause, kürzere Ladeintervalle etc.). Darüber hinausgehende gesellschaftliche Folgen bzw. Wechselwirkungen zwischen der Technik und dem Nutzerverhalten können zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht abgeschätzt werden.

Folgende Risiken werden diskutiert:

Risiken

- Bei Lithium-Ionen-Traktionsbatterien eines Elektroautos bestehen elektrische, thermische und chemische Sicherheitsrisiken (Rahimzei 2019).
- Durch den geringen Lärmpegel der Fahrzeuge besteht eine erhöhte Unfallgefahr für Fußgänger und Fahrradfahrer (Peters et al. 2012). Ab Juli 2019 müssen gemäß Verordnung (EU) Nr. 540/2014 neu genehmigte E-Fahrzeuge in Österreich allerdings mit einem akustischen Fahrzeugwarnsystem ausgerüstet sein.
- Gebrauchte Fahrzeugbatterien stellen prinzipiell ein Umweltrisiko dar. Für die Entsorgung von Altbatterien steht in Österreich jedoch ein etabliertes System zur Rückgabe und Behandlung von Fahrzeugbatterien zur Verfügung. Recyclingsysteme befinden sich im Aufbau. Fraglich ist, ob sich das Recycling von Lithium-Ionen-Batterien in Zukunft wirtschaftlich rentiert.

Folgendes Konfliktpotenzial besteht:

Konfliktpotenziale

- Indirekt könnte es durch den mit dem Ausbau der Elektromobilität steigenden Strombedarf zu Konflikten im Zusammenhang mit dem Ausbau der Netzinfrastruktur und/oder der Errichtung zusätzlicher Erzeugungsanlagen (PV, Windkraft, Wasserkraft) kommen.[105]
- Die Einführung der Elektromobilität bedeutet einen weitreichenden Strukturwandel, von dem viele gesellschaftliche Akteure und Wirtschaftssektoren betroffen sind. Solche tiefgreifenden Transformationen gehen in der Regel nicht ohne Kontroversen und Konflikte und auch kaum ohne technische und politische Ineffizienzen vonstatten (Kemfert/Canzler 2016).

[105] Siehe internes Protokoll des 1. Workshops am 16.1.2019.

7 Handlungsoptionen und Empfehlungen

Die folgenden Handlungsoptionen und Empfehlungen basieren auf dem in diesem Bericht erstellten Überblick zu Technologieoptionen, Anwendungsformen, Folgen und Risiken sowie Konfliktpotenzialen im Zusammenhang mit der zukünftigen Entwicklung und Verbreitung von elektrischen Speichern in Österreich. Die politisch relevante Leitlinie dafür sind die Ziele der österreichischen Klima- und Energiestrategie aus dem Jahr 2018. Darüber hinaus hat sich Österreich dazu verpflichtet, die globalen Nachhaltigkeitsziele der Vereinten Nationen (Sustainable Development Goals, SDG) aktiv zu unterstützen. Neue (bzw. der Ausbau von bereits bekannten) Technologien – und dazu zählen auch die hier behandelten Speichertechnologien – müssen aus diesem Grund nicht nur einen Beitrag zum Klimaschutz leisten, sie müssen gleichzeitig auch hinsichtlich anderer Aspekte, wie Gesundheit und Wohlergehen, Erhalt der Biodiversität, Schutz von Ökosystemen, nachhaltiger Bewirtschaftung von Wasser etc., untersucht und bewertet werden.

Basis für die folgenden Schlussfolgerungen:
- *Österreichische Klima- und Energiestrategie*
- *Nachhaltigkeitsziele der UNO*

Die im Anschluss vorgestellten Themen greifen Erkenntnisse aus der vorliegenden Studie auf und diskutieren mögliche Handlungsoptionen. Ziel ist es dabei, die genannten energie- und klimapolitischen Vorgaben zu erreichen und gleichzeitig mögliche negative Folgewirkungen, Risiken und Konflikte so weit wie möglich zu minimieren. Die Handlungsoptionen nehmen Bezug auf die drei prinzipiellen Speichertechnologien und gehen darüber hinaus auf die allgemeine Bedeutung von elektrischen Speichern in einem zukünftigen nachhaltigen Elektrizitätssystem ein.

zwei Ziele:
(1) energie- und klimapolitische Vorgaben erreichen
und gleichzeitig
(2) mögliche negative Folgewirkungen, Risiken und Konflikte minimieren

7.1 Bedeutung von Speichern für die Dekarbonisierung des Stromsektors

Eine wichtige Erkenntnis dieser Studie ist, dass mangelnde Speichermöglichkeiten derzeit kein Hindernis für den Ausbau der erneuerbaren Energieträger im Strombereich darstellen. Speicher für elektrische Energie waren bereits bisher und werden auch in Zukunft von zentraler Bedeutung für die Versorgungssicherheit sein, für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und den damit in steigendem Ausmaß notwendigen Erzeugungsausgleich stehen aber bereits heute eine Reihe von anderen Flexibilitätsoptionen zur Verfügung, insbesondere:

mangelnde Speichermöglichkeiten derzeit kein Hindernis für den Ausbau Erneuerbarer

andere Flexibilitätsoptionen

- Import und Export von Strom;
- Netzausbau;
- Netzmodernisierung;
- Abregelung von Wind- und PV-Anlagen;
- flexible Erzeugung;
- Optimierung des Netzbetriebs:

- Lastmanagement;
- Sektorkopplung;
- Substitution von Elektrizität.

viele alternative Optionen billiger zu realisieren als Speicher

Viele dieser alternativen Optionen sind zu geringeren Kosten zu realisieren und zeichnen sich im Vergleich zu den in dieser Studie behandelten Speichertechnologien vermutlich durch weitere Vorteile aus (geringere Risiken, geringere Umweltbelastung). Dies trifft beispielsweise auf die verschiedenen Formen von verbraucherseitigem Lastmanagement oder auf die Substitution von Elektrizität zu. Für das Erreichen der energie- und klimapolitischen Ziele ist es daher wichtig, dass alle relevanten Flexibilitätsoptionen weiterentwickelt, miteinander verglichen und jeweils dort eingesetzt werden, wo sie den größtmöglichen Nutzen (und die geringsten Nachteile) ermöglichen. Eine einseitige Ausrichtung auf Speichertechnologien ist in Hinblick auf den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energieträger daher sicher nicht zielführend[106].

einseitige Ausrichtung auf Speichertechnologien in Hinblick auf weiteren Ausbau der Erneuerbaren nicht zielführend

chemische Speicher als derzeit einzige Option für das Schließen der saisonalen Flexibilitätslücke haben gewichtige technische und wirtschaftliche Nachteile

Die derzeitigen Pläne für den forcierten Ausbau von Wind- und Solarstromanlagen werden voraussichtlich zu Erzeugungsüberschüssen im Sommer und zu „Erzeugungslücken" im Winter führen (das ist die sog. saisonale Flexibilitätslücke). Da chemische Speicher dafür die derzeit einzige technisch mögliche Form der Speicherung darstellen, diese jedoch gewichtige technische und wirtschaftliche Nachteile aufweisen, sollten insbesondere für die zu erwartende saisonale Flexibilitätslücke nichtelektrische Formen der Speicherung verstärkt in Betracht gezogen werden (z. B. solarthermische Speicher, Biomasse, thermische Gebäudeaktivierung). Eine Voraussetzung für diese Strategie wäre allerdings, dass im Winterhalbjahr elektrische Lasten für die Wärmebereitstellung (sog. niederexergetische Anforderungen) signifikant reduziert werden und Maßnahmen geprüft werden, die eine dauerhafte Verlagerung der Stromnachfrage in den Sommer ermöglichen (z. B. Power-to-Products).

Dekarbonisierung des österreichischen Stromsektors muss im europäischen Kontext gesehen werden

Die Auseinandersetzung mit der Rolle von elektrischen Speichern im Rahmen der Energiewende hat gezeigt, dass bei diesem Thema Strategien, Maßnahmen und technische Optionen zu diskutieren sind, die deutlich über Österreich als Systemgrenze hinausreichen. Die Dekarbonisierung des österreichischen Stromsektors muss vielmehr im europäischen Kontext gesehen werden. Das zeigt sich zum Beispiel beim Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke, die auf dem europäischen Markt agieren, oder auch bei der Frage nach geeigneten Standorten für Elektrolyseanlagen zur Erzeugung von Wasserstoff mit erneuerbarem Strom (z. B. in räumlicher Nähe zu Offshore-Windparks).

---

[106] Im zweiten Workshop am 11. Juni 2019 wurde von zwei Arbeitsgruppen die Entwicklung von konkreten langfristigen Transformationspfaden für das gesamte nationale Energiesystem (sektorenübergreifend) eingefordert. Solche langfristigen Vorstellungen wären notwendig, um kurzfristigere Maßnahmen besser planen und abstimmen zu können. In diesem Zusammenhang wurde auch festgehalten, dass die Gründung einer (Forschungs-)Einrichtung, die sich ausschließlich mit der Frage der umfassenden Dekarbonisierung des österreichischen Energiesystems beschäftigt (vergleichbar etwa mit der AGORA Energiewende in Deutschland), geprüft werden sollte.

7.2 Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicher zentral für österreichischen und europäischen Strommarkt

Pumpspeicherkraftwerke spielen eine zentrale Rolle sowohl im österreichischen wie im europäischen Strommarkt. In den letzten Jahren wurde der heimische Kraftwerkspark stark erweitert und modernisiert. Derzeit sind zehn weitere Kraftwerke in Planung. Jedes neue Kraftwerksprojekt ist mit weitreichenden Folgen und Risiken verbunden. Aus diesem Grund ist es sinnvoll, dass jedes Projekt erneut eingehend geprüft und begutachtet wird. Da für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energieträger Wind und Sonne (vorhandene) Speicher und andere Flexibilitätsoptionen derzeit in ausreichendem Ausmaß zur Verfügung stehen, besteht aktuell kein Anlass, Genehmigungsverfahren zu vereinfachen, zu beschleunigen oder Projekte ohne ein sorgfältiges, wissenschaftlich fundiertes und transparentes Verfahren zu genehmigen. Genehmigungsverfahren mit hoher Legitimation und Prozessqualität verringern auch die Wahrscheinlichkeit von in der Öffentlichkeit ausgetragenen Konflikten zwischen betroffenen Anspruchsgruppen, Projektwerbern und Behörden. Von großer Bedeutung sind in diesem Zusammenhang auch die vorausschauenden Planungen im Rahmen des Nationalen Gewässerbewirtschaftungsplans (NGP). Der NGP berücksichtigt sowohl ökologische als auch energiewirtschaftliche Kriterien, weist besonders wertvolle Gewässerstrecken aus und dient als Grundlage für die Erstellung von Regionalprogrammen der Länder, aber auch als Richtlinie für konkrete Planungsvorhaben.

Pumpspeicher derzeit ausreichend, Genehmigungsverfahren mit hoher Prozessqualität weiterhin wichtig

F&E-Bedarf bei neuen Typen kleiner Pumpspeicher

In der Forschung werden neue Typen von Pumpspeichern diskutiert. Diese zeichnen sich beispielsweise durch kleine Leistungen (1-15 MW) und hohe Fallhöhen aus. Zum Teil könnten diese auch in bereits bestehende Anlagen (z. B. Speicherseen in Skigebieten) integriert werden. Dieses Thema könnte im Bereich der Forschung und Entwicklung weiter vertieft werden. Nachdem für Anlagen kleiner Leistung geringere Anforderungen im Zuge von Genehmigungsverfahren gelten, sollten neben der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit auch die potenziellen Folgen und Risiken, die mit einer breiteren Anwendung solcher Kleinanlagen verbunden wären, bereits frühzeitig wissenschaftlich untersucht werden.

7.3 Batteriespeichersysteme

Batteriespeichersysteme nehmen als Zwischenspeicher im österreichischen Stromsektor bislang eine untergeordnete Rolle ein. Der weltweit stark vorangetriebene Ausbau von Produktionsanlagen (auch in Europa) wird jedoch die Verfügbarkeit der Technologie in den kommenden Jahren stark erhöhen und die Kosten der Batteriezellen vermutlich weiter verringern. Somit kommen Batteriesysteme auch verstärkt als kurzfristige Zwischenspeicher in Frage. In den verschiedenen Lebenszyklusphasen der Batterietechnologie (Rohstoffbereitstellung, Produktion, Anwendung, Recycling und Entsorgung) treten diverse Folgen, Risiken und soziale Konflikte auf. Der Strategische Aktionsplan für Batterien der Europäischen Kommission (2018) versucht auf diese vielschichtige Sachlage in umfassender Weise einzugehen. Der Aktionsplan schlägt eine grenzübergreifende und integrierte Herangehensweise vor, bezieht sich auf die gesamte Wertschöpfungskette und fordert den Aufbau einer nachhaltigen Batterieherstellung und -nutzung im Sinne einer funktionierenden Kreislaufwirtschaft. Angesichts der zunehmenden Bedeutung von Batteriesystemen sowie der Relevanz der damit verbundenen Probleme, ist die Unterstützung des Strategischen Aktionsplans für Batterien und die Förderung von entsprechenden Maßnahmen in Österreich sehr zu begrüßen.

diverse Folgen, Risiken und Konflikte je nach Lebenszyklusphase der Batterie-technologien

Die Anschaffung von PV-Batteriesystemen (Solarbatterien) wird in Österreich auf Bundesebene sowie in einigen Bundesländern finanziell gefördert. Laut Schätzungen gibt es derzeit rund 6.000 solcher Batterien, vorwiegend in österreichischen Privathaushalten. In Deutschland liegt die Zahl hingegen bei über 100.000. Das deutsche Förderprogramm wurde jahrelang wissenschaftlich begleitet; zudem wurde in den letzten Jahren eine Reihe von weiteren Untersuchungen zu diesem Thema durchgeführt. Die Erfahrungen aus Deutschland haben gezeigt: Die Umweltbilanz von PV-Batteriesystemen fällt nicht eindeutig positiv aus; die angestrebte Netzentlastung tritt keineswegs automatisch ein; die tendenziell geringere Beteiligung an den Netzinfrastrukturkosten (aufgrund geringerer Stromkosten/höherem Eigenverbrauch) führt zur Umverteilung zu einkommensstarken Haushalten (regressiven Verteilungseffekten); eine Wirtschaftlichkeit der Batterien ist kaum gegeben; und die potenziell massenhafte Verbreitung solcher Systeme auf dem Konsumgütermarkt birgt eine Reihe von Risiken (z. B. für das Recycling).

deutsche Erfahrungen: Umweltbilanz von PV-Batteriesystemen nicht eindeutig positiv, es gibt auch gesellschaftliche Folgen, Wirtschaftlichkeit kaum gegeben, weitere Risiken

Um eine ähnliche Situation in Österreich zu vermeiden und entsprechenden Maßnahmen zu entwickeln, sollten PV-Batteriesysteme unter den österreichischen Rahmenbedingungen eingehend untersucht werden. In einer solchen Untersuchung sollten auch alternative Optionen (Blindleistungsregelung, Gemeinschaftsbatterien, Demand Response etc.) betrachtet werden, die dazu potenziell geeignet sind, ähnliche Funktionen und Zielsetzungen zur ermöglichen wie Solarbatterien (weiterer Ausbau von PV, Vermeidung hoher Investitionen für den Ausbau der Verteilnetze, Verbrauchsreduktion).

Österreich: Rahmenbedingungen sollten eingehend untersucht werden

Mit der zunehmenden Verbreitung von Batteriesystemen, vor allem bei Fahrzeugen, werden sog. Second-Life-Anwendungen in Zukunft stark an Bedeutung gewinnen. Unter bestimmten Voraussetzungen verspricht die Nachnutzung gebrauchter Batterien sowohl ökonomische als auch ökologische Vorteile. Handlungsoptionen bestehen hinsichtlich Forschung und Entwicklung, Standardisierung von Batteriesystemen sowie hinsichtlich der Unterstützung des Aufbaus von Geschäftsmodellen für Second-Life-Anwendungen in Österreich.

Nachnutzung von gebrauchten Batterien verspricht ökonomische und ökologische Vorteile

Virtuelle Großspeicher (Pooling) können einen Beitrag zum weiteren Ausbau vor allem von dezentralen erneuerbaren Erzeugungsanlagen leisten. Im Vergleich zu Speichern, die vor allem zur Eigenverbrauchsoptimierung verwendet werden, könnte der Umweltnutzen mit Poolingsystemen deutlich erhöht werden. Handlungsbedarf besteht hier jedoch hinsichtlich der Themen VerbraucherInnen- und Datenschutz. Fragen, die in diesem Zusammenhang zu klären wären, beziehen sich auf den Schutz der Privatsphäre (Umgang mit Verbrauchsdaten), die Auswirkungen von Bündelangeboten oder die Verteilung von finanziellen Risiken.

virtuelle Großspeicher vielversprechend, aber offene Fragen des Daten- und VerbraucherInnen-Schutzes

7.4 Chemische Speicher

Chemische Speicher gelten heute als die einzige Technologie, die eine jahresübergreifende Langzeitspeicherung von großen Mengen an (elektrischer) Energie ermöglicht. In einem dekarbonisierten Stromsektor kommt chemischen Speichern daher eine hohe systemische Relevanz zu. Vor allem im Winterhalbjahr könnten chemische Speicher – in Kombination mit anderen Optionen, siehe oben – in Zukunft zur Stabilität der Stromnetze und zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit einen zentralen Beitrag leisten. Aufgrund der geringen Wirkungsgrade und den damit einhergehenden hohen Kosten gilt der wirtschaftliche Einsatz dieser Technologie in absehbarer Zeit allerdings als sehr unwahrscheinlich. Mit dem zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energieträger wird jedoch auch die Bedeutung von langfristigen Speichertechnologien zunehmen. Die laufenden Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten (national und international) sind von großer Relevanz, auch wenn Power-to-X in den kommenden Jahren nicht für die Speicherung von elektrischer Energie, sondern zunächst für andere Zwecke verwendet werden wird. Für den langfristigen Erfolg von Power-to-X müssen nicht nur technische und wirtschaftliche Fortschritte erzielt werden: Auch offene Fragen in Bezug auf die gesellschaftliche Einbettung von Power-to-X (z. B. Akzeptanz und alltäglicher Umgang mit Wasserstoff, lokale Risikowahrnehmung und Konfliktpotenziale) und die potenziellen unbeabsichtigten Folgen und Risiken der Technologie sollten daher begleitend zur technisch-wirtschaftlichen Entwicklung umfassend untersucht werden.

chemische Speicher haben hohe systemische Relevanz (Versorgungssicherheit) …

… werden jedoch in naher Zukunft eher für andere Zwecke als Stromspeicherung Verwendung finden …

… und es gibt noch einige offene Fragen

7.5 Fazit

verschiedene Formen elektrischer Speichersysteme sind unterschiedlich zu bewerten und müssen mit anderen Optionen zusammen gedacht werden ...

... und sind daher nur eines von mehreren Elementen der zukünftigen Entwicklung

noch viele inter- und transdisziplinär zu lösende Fragen offen

Die vorliegende Studie zeichnet somit ein sehr differenziertes Bild der Zukunft elektrischer Speichersysteme. Dies hängt insbesondere mit der großen Diversität der unter diesem Begriff zusammengefassten Technologien und Anwendungsformen zusammen, deren Folgen und Einsatzmöglichkeiten sehr unterschiedlich einzuschätzen sind. Darüber hinaus hat sich gezeigt, dass elektrische Speichersysteme nur eine von mehreren Optionen darstellen, die zusammen betrachtet werden müssen, um Herausforderungen des sich langsam entwickelnden dekarbonisierten Energiesystems zu meistern. Aus diesen beiden Erkenntnissen folgt, dass elektrische Speichersysteme nur ein Element der zukünftigen technologischen und organisatorischen Entwicklung sein werden. Allerdings zeigt dieser erste, gleichwohl umfassende Überblick in dieser Studie, dass es großen und vielfältigen Forschungsbedarf auf nationaler aber auch internationaler Ebene gibt, um alle Elemente optimal aufeinander abzustimmen. Dabei geht es nicht nur um technische Entwicklung, sondern auch um sozialwissenschaftliche, juristische, ökonomische und ökologische Abschätzungen, kurz um eine inter- und transdisziplinäre Aufgabe.

8 Literatur

ABCG (Africa Biodiversity Collaborative Group), 2011, *Impacts from Mining on Biodiversity Conservation in the Democratic Republic of Congo*, im Auftrag von: USAID, 05.12.2011: United States Agency for International Development. http://www.abcg.org/action/document/show?document_id=744.

Adolf, J., Balzer, C. H., Louis, J., Schabla, U., Fischedick, M., Arnol, K., Pastowski, A. und Schüwer, D. (Shell Deutschland und Wuppertal Institut), 2017, *Shell Wasserstoffstudie. Energie der Zukunft: Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H2*, Hamburg Shell Deutschland. https://www.shell.de/medien/shell-publikationen/shell-hydrogen-study/_jcr_content/par/toptasks_e705.stream/1497968981764/0c6e4c3c838e73351b155afa848c829977d9f0348d9bf21fdfe9643a0fde3151/shell-wasserstoff-studie-2017.pdf.

Agusdinata, D. B., Liu, W., Eakin, H. und Romero, H., 2018, Socio-environmental impacts of lithium mineral extraction: towards a research agenda, *Environmental Research Letters 13(12)*, 123001. http://dx.doi.org/10.1088/1748-9326/aae9b1.

Amt der Steiermärkischen Landesregierung, 2017, ABT13-11.10-441/2016 *Edikt Pumpspeicherkraftwerk Koralm* (11.5.) (Abteilung 13 Umwelt und Raumordnung). http://www.umwelt.steiermark.at/cms/dokumente/12585291_9176022/2af3bdd0/PSKW-Koralm-Edikt%20%28002%29.docx.

Amt der Steiermärkischen Landesregierung, 2018a, *Fachgutachten zur UVP „PSW Koralm" Fachbereich Landschaft Sach- und Kulturgüter.* http://www.umwelt.steiermark.at/cms/dokumente/12585291_9176022/65fb8c73/PSKW-Koralm-Landschaft%20Sach%20Kulturg%C3%BCter%20%28288%29%20September%202018.pdf.

Amt der Steiermärkischen Landesregierung, 2018b, *Fachgutachten zur UVP PSKW Koralm, Fachbereich Limnologie*. http://www.umwelt.steiermark.at/cms/dokumente/12585291_9176022/1ede78af/PSKW-Koralm-Limnologie%20%28263%29%20April%202018.pdf.

Amt der Steiermärkischen Landesregierung, 2018c, *Umweltverträglichkeitsprüfungsverfahren „Pumpspeicherkraftwerk Koralm", Gutachten für die Fachbereiche Luftreinhaltung und Lokalklima*. http://www.umwelt.steiermark.at/cms/dokumente/12585291_9176022/ac8cc3a2/PSKW-Koralm-Luftreinhaltung%20%28271%29%20Mai%202018.pdf.

Amt der Steiermärkischen Landesregierung, 2019, *Deutschlandsberg – Pumpspeicherkraftwerk Koralm. UVP – Genehmigungsverfahren*;. http://www.umwelt.steiermark.at/cms/beitrag/12585291/9176022/.

Arnberger, A., Coskun, E. und Rutrecht, B., 2018, Recycling von Lithium-Ionen-Batterien, in: Thiel, S., Thomé-Kozmiensky, E. und Goldmann, D. (Hg.): *Recycling und Rohstoffe*, Neuruppin: Thomé-Kozmiensky Verlag, 583-599.

Ashique, R. H., Salam, Z., Bin Abdul Aziz, M. J. und Bhatti, A. R., 2017, Integrated photovoltaic-grid dc fast charging system for electric vehicle: A review of the architecture and control, *Renewable and Sustainable Energy Reviews 69*, 1243-1257. http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211631019X.

Attac Österreich, 2018, Energiedemokratie, *Attac-Positionspapiere*, Wien. https://www.attac.at/fileadmin/dateien/Positionspapiere/Energiedemokratie.pdf.

Atzorn, M., Gey, C., Leplow, F. und Piayda, M., 2018, Wiederverwendung und Recycling von Lithium-Ionen-Akkus, *Kolloquien des Hessischen Landesamtes für Naturschutz, Umwelt und Geologie*, 19.06.2018. https://www.hlnug.de/fileadmin/dokumente/das_hlnug/kolloquium/2018/Kolloquium_20180609_Recycling_LIA.pdf.

AustriaTech, 2018, *Elektromobilität in Österreich 2017/18 Highlights* (30.5.2018). https://www.bmvit.gv.at/verkehr/elektromobilitaet/downloads/emobil_2017_highlights_ua.pdf.

AUVA (Allgemeine Unfallversicherungsanstalt), 2014, Merkblatt M 480 3/2014 *Sicherer Umgang mit Lithium-Batterien*. http://www.auva.at/cdscontent/load?contentid=10008.597758&version=1547719186.

Bauer, S., 2017, *Underground Sun Storage*; Publizierbarer Endbericht, im Auftrag von: e!MISSION.at – 1. Ausschreibung/Klima- und Energiefonds, 31.10., Wien: Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft, AXIOM angewandte Prozesstechnik GesmbH, Verbund AG, Montanuniversität Leoben, Universität für Bodenkultur Wien, Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz. https://www.underground-sun-storage.at/fileadmin/bilder/SUNSTORAGE/Publikationen/UndergroundSunStorage_Publizierbarer_Endbericht_3.1_web.pdf.

Baumann, T. und Baumgartner, F., 2017, *Home Batteriespeicher*; Studie, im Auftrag von: solarspar, Winterthur ZHAW/IEFE. https://www.solarspar.ch/fileadmin/user_upload/PDF/Forschung/20170106_Home_Batteriespeicher_solarspar.pdf.

BMLFUW, 2012, *Österreichischer Wasserkatalog: Wasser schützen – Wasser nutzen. Kriterien zur Beurteilung einer nachhaltigen Wasserkraftnutzung*, Nr. BMLFUW-UW.4.1.2/0004-I/4/2012.

BMNT und BMVIT, 2018, *#mission2030. Die österreichische Klima- und Energiestrategie*, Juni, Wien: Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Toursimus, Bmundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. http://www.mission2030.bmnt.gv.at.

BMU (Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und nukleare Sicherheit), 2019, *Kurzinformation Elektromobilität bzgl. Strom- und Ressourcenbedarf.* https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Verkehr/emob_strom_ressourcen_bf.pdf.

BMVIT und BMNT, 2019, *#mission2030 „E-Mobilitätsoffensive“*. https://www.umweltfoerderung.at/fileadmin/user_upload/media/umweltfoerderung/Uebergeordnete_Dokumente/Factsheet_E-Mobilitaetsoffensive_2019_2020.pdf.

BMVIT und KLIEN, 2017, *Energie. Forschungs- und Innovationsstrategie e2050*, im Auftrag von: BMVIT, März, Wien: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie/Klima- und Energiefonds. https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/6/20170323-E-ForschungInnovationStrategie.pdf.

Bookhagen, B., 2018, Lithium als Grundlage für Elektromobilität – Fakten und Trends, *Elektroautos: Fußabdruck der Reifenspur – Welche Rohstoff-Auswirkungen haben zukünftige Mobilitätskonzepte?*, 23.11.2018, Wien.

Boxleitner, M., Groiß, C., Chochole, M., Brauner, G., Hiebl, J., Springer, C., Blöschl, G., Maier, C. und Schmöller, H., 2011, *Super-4-Micro-Grid Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel*; Publizierbarer Endbericht, im Auftrag von: Klima- und Energiefonds – Programm Neue Energien 2020 – 1. Ausschreibung, 12.10. https://www.ea.tuwien.ac.at/fileadmin/t/ea/projekte/super-4-micro-grid/Super-4-Micro-Grid_-_FFG-Nr._818954_-_Approbierter_Endbericht.pdf.

Buchert, M., Jenseit, W., Merz, C. und Schüler, D., 2011, *Ökobilanz zum „Recycling von Lithium-Ionen-Batterien“ (LithoRec)*, im Auftrag von: Bundesministerium für Umwelt, N. u. R., 28.10.2011, Darmstadt: Öko-Institut e.V. https://www.oeko.de/oekodoc/1500/2011-068-de.pdf.

Burke, M. J. und Stephens, J. C., 2018, Political power and renewable energy futures: A critical review, *Energy Research & Social Science 35*, 78-93.

Cebulla, F., Naegler, T. und Pohl, M., 2017, Electrical energy storage in highly renewable European energy systems: Capacity requirements, spatial distribution, and storage dispatch, *Journal of Energy Storage 14*, 211-223.

Davies, D. M., Verde, M. G., Mnyshenko, O., Chen, Y. R., Rajeev, R., Meng, Y. S. und Elliott, G., 2019, Combined economic and technological evaluation of battery energy storage for grid applications, *Nature Energy 4(1)*, 42-50. https://doi.org/10.1038/s41560-018-0290-1.

DERA, 2017, *Rohstoffrisikobewertung – Lithium*, Nr. 31, Berlin: Deutsche Rohstoffagentur (DERA) in der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR).

DERA, 2018, *Rohstoffrisikobewertung – Kobalt*, Berlin: Deutsche Rohstoffagentur (DERA) in der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR).

Devine-Wright, P., Batel, S., Aas, O., Sovacool, B., Labelle, M. C. und Ruud, A., 2017, A conceptual framework for understanding the social acceptance of energy infrastructure: Insights from energy storage, *Energy Policy 107*, 27-31.

Doughty, D. H., Butler, P. C., Akhil, A. A., Clark, N. H. und Boyes, J. D., 2010, Batteries for Large-Scale Stationary Electrical Energy Storage *Electrochem. Soc. Interface 19(3)*, 49-53. https://doi:10.1149/2.F05103if.

Dütschke, E., Schneider, U., Sauer, A., Wietschel, M., Hoffmann, J. und Domke, S., 2012, *Roadmap zur Kundenakzeptanz: Zentrale Ergebnisse der sozialwissenschaftlichen Begleitforschung in den Modellregionen*: Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (ISI). https://EconPapers.repec.org/RePEc:zbw:fisitr:3.

EASAC (European Academies' Science Advisory Council), 2017, *Valuing dedicated storage in electricity grids*; EASAC policy report, Nr. 33, May, Halle: German National Academy of Sciences Leopoldina.

EASE (European Association for Storage of Energy), 2019 *Energy Storage: A Key Enabler for the Decarbonisation of the Transport Sector. Position Paper on Energy Storage and Mobility*, February, Brussels. http://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2019/02/2019.02.EASE-Energy-Storage-and-Mobility-Paper.pdf.

Elsner, P., Fischedick, M. und Sauer, U. D., 2015, *Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge*, München.

Enkardt, S., 2018, 100.000. Photovoltaik-Speicher in Deutschland in Betrieb genommen, *pv magazine*, 28.8. https://www.pv-magazine.de/2018/08/28/100-000-photovoltaik-speicher-in-deutschland-in-betrieb-genommen/.

Europäische Kommission, 2018, Mittteilung der Kommission an das europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen COM(2018) 293 final Annex 2 *Europa in Bewegung – Nachhaltige Mobilität für Europa: sicher, vernetzt und umweltfreundlich* (17.05.2018).

Europäische Union, 2009, Richtlinie 2009/72/EG *über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitäts-binnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG* (13.7.2009). ABIEU L 211 (14.08.2009). https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=uriserv:OJ.L_.2009.211.01.0055.01.DEU.

Figgener, J., Haberschusz, D., Kairies, K.-P., Wessels, O., Tepe, B. und Sauer, D. U., 2018, *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0, Jahresbericht 2018*, Aachen: Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen. http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2018_ISEA_RWTH_Aachen.pdf.

Frei, C., Whitney, R., Schiffer, H.-W., Rose, k., Rieser, D. A., Al-Qahtani, A. und Thomas, P., 2013, *World Energy Scenarios: Composing energy futures to 2050. Executive Summary.*, London: World Energy Council.

Friedl, W. und Kathan, J., 2018, *Innovative Energiespeichersysteme in und aus Österreich – Empfehlungen für Innovation//Umsetzungsschritte//Wertschöpfungskette*, im Auftrag von: BMVIT und KLIEN, Wien: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie/Klima- und Energiefonds. https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/6/Empfehlungen_Energiespeichersysteme_2018.pdf.

Friedl, W., Wild, V., Popp, H., Kubeczko, K., Kathan, J., Zahradnik, G., Windholz, B., Leitner, K.-H., Kaser, S. und Hengstberger, F. (Austrian Institute of Technology), 2018, *Technologie-Roadmap „Energiespeichersysteme in und aus Österreich“*, im Auftrag von: Klima- und Energiefonds, August, Vienna: KLIEN.

Fürstenwerth, D., Waldmann, L., Sterner, M., Thema, M., Eckert, F., Moser, A., Schäfer, A., Drees, T., Rehtanz, C., Häger, U., Kays, J., Seack, A., Sauer, D. U., Leuthold, M. und Stöcker, P., 2014, *Stromspeicher in der Energiewende: Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz*; Studie, Nr. 050/10-S-2014/DE, September, Berlin: Agora Energiewende. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2013/speicher-in-der-energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf.

Gallo, A. B., Simões-Moreira, J. R., Costa, H. K. M., Santos, M. M. und Moutinho dos Santos, E., 2016, Energy storage in the energy transition context: A technology review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews 65*, 800-822.

Gawlik, W., Gawlik, W., Haas, R., Dallinger, B. und Auer, H., 2018, *Gutachten zum Nutzen des Vorhabens und zum öffentlichen Interesse an dem Vorhaben PSW Koralm*, im Auftrag von: Steiermärkischen Landesregierung: TU Wien. Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe (EEA).

Geels, F. W., Kern, F., Fuchs, G., Hinderer, N., Kungl, G., Mylan, J., Neukirch, M. und Wassermann, S., 2016, The enactment of socio-technical transition pathways: A reformulated typology and a comparative multi-level analysis of the German and UK low-carbon electricity transitions (1990–2014), *Research Policy 45(4)*, 896-913. http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048733316300087.

Gnann, T., Funke, S., Jakobsson, N., Plötz, P., Sprei, F. und Bennehag, A., 2018, Fast charging infrastructure for electric vehicles: Today's situation and future needs, *Transportation Research Part D: Transport and Environment 62*, 314-329. http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1361920917305643.

Graichen, P., Peter, F., Sakhel, A., Podewils, C., Lenck, T. und Hein, F., 2019, *Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2018. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2019*; Analyse, Nr. 149/01-A-2019/DE, Januar, Berlin: Agora Energiewende. https://www.agora-energiewende.de.

Graulich, K., Bauknecht, D., Heinemann, C., Hilbert, I., Vogel, M., Seifried, D. und Albert-Seifried, S., 2018, *Einsatz und Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Batteriespeichern in Kombination mit Stromsparen, Ergebnisse aus dem BMBF-geförderten Verbundprojekt BuergEn 'Perspektiven der Bürgerbeteiligung an der Energiewende unter Berücksichtigung von Verteilungsfragen'*; Endbericht Teilprojekt 1, Modul 4.1, im Auftrag von: BMF: Öko-Institut e.V.

Grunwald, L., 2017, *PV-Batteriespeicher: Betriebsweisen – Akteure – Anwendungsbeispiele*; Forschungsbericht, Juni, Oberhausen: IKT Fraunhofer Umsicht. https://www.enahrgie.de/energiekonzept/Anhang3.3_PVundBatteriespeicherBetriebsweisen-Anwendungsbeispiele-Akteure-IKT.pdf.

Grünwald, R., Ragwitz, M., Sensfuß, F. und Winkler, J., 2012, *Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung, Endbericht zum Monitoring*; Arbeitsbericht, im Auftrag von: Deutscher Bundestag, Nr. 147, April, Berlin: Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB). https://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/berichte/TAB-Arbeitsbericht-ab147.pdf.

Haas, R., Resch, G., Burgholzer, B., Totschnig, G., Lettner, G., Auer, H. und Geipel, J., 2017, *Stromzukunft Österreich 2030 – Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien*, im Auftrag von: IG Windkraft, Kompost & Biogas Verband Österreich und IG-Holzkraft: Technische Universität Wien, Energy Economics Group.

Hottenroth, H., Peters, J., Baumann, M., Viere, T. und Tietze, I., 2018, Life-cycle Analysis for Assessing Environmental Impact, in: Hester, R. E. und Harrison, R. M. (Hg.): *Energy Storage Options and Their Environmental Impact*, Cambridge/London/et al.: Royal Society of Chemistry, 261-295

Huang, B., Pan, Z., Su, X. und An, L., 2019, Recycling of lithium-ion batteries: Recent advances and perspectives, *Journal of Power Sources 339*, 274-286. https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378775318308498.

IEA (International Energy Agency), 2018a, *Global Electric Vehicle (EV) Outlook 2018*. https://webstore.iea.org/global-ev-outlook-2018.

IEA (International Energy Agency), 2018b, *Global EV Outlook 2018*, Paris: International Energy Agency. https://www.iea.org/gevo2018/.

IFA (Institut für Arbeitsschutz der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung), 2019, *Lithium – GESTIS-Stoffdatenbank*; Datenbank; [Aufgerufen am: 23.03.2019 2019]. http://gestis.itrust.de/nxt/gateway.dll/gestis_de/000000.xml?f=templates$fn=default.htm$vid=gestisdeu:sdbdeu$3.0.

IRENA (International Renewable Energy Agency), 2017, *Electricity Storage and Renewables – Costs and Markets*, October, Abu Dhabi: IRENA. https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets.

Jasanoff, S., 2018, Just transitions: A humble approach to global energy futures, *Energy Research & Social Science 35*, 11-14.

Kapusta, F., Jandrokovic, M., Eigenbauer, A. und Urbantschitsch, W., 2018, *Strombericht 2018 – Unsere Energie gehört der Zukunft.*, im Auftrag von: E-Control, 30.06.2018, Wien: E-Control.

Kemfert, C. und Canzler, W., 2016, Die Energiewende in Deutschland: Kontroversen, Chancen und Herausforderungen: Vorwort, *Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung 85(4)*, 5-13. http://dx.doi.org/10.3790/vjh.85.4.5.

KLIEN (Redaktion: R. Hackstock/D. Kain), 2016, *Abschlussbericht der Speicherinitiative Startphase – Zusammengestellt auf Basis der Ergebnisse aus den sechs Arbeitsgruppen*, im Auftrag von: Klima- und Eneregiefonds (KLIEN), Juni, Wien. https://speicherinitiative.at/assets/Uploads/Abschlussbericht-Startphase/Speicherinitiative-Abschlussbericht-Startphase-lowres.pdf.

Kloess, M., 2012, Wirtschaftliche Bewertung von Stromspeichertechnologien, *12. Symposium Energieinnovation*, 15.-17.2., Graz.

Köhler, A. R., Baron, Y., Bulach, W., Heinemann, C., Vogel, M., Behrendt, S., Degel, M., Krauß, N. und Buchert, M., 2018, *Ökologische und ökonomische Bewertung des Ressourcenaufwands – Stationäre Energiespeichersysteme in der industriellen Produktion*; Studie, April, Berlin: VDI Zentrum Ressourceneffizienz (ZRE). https://www.ressource-deutschland.de/fileadmin/user_upload/downloads/studien/VDI-ZRE_Studie_Energiespeichertechnologien_bf.pdf.

Köppl, A., Kletzan-Slamanig, D. und Köberl, K., 2013, *Österreichische Umwelttechnik -industrie Export und Wettbewerbsfähigkeit*, im Auftrag von: Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft Umwelt und Wasserwirtschaft/Bundesministerium für Verkehr Innovation und Technologie/Bundesministerium für Wirtschaft Familie und Jugend/Wirtschaftskammer Österreich, Nr. 2013/053-1/S/WIFO-Projektnummer: 7511, März, Wien: Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung. https://www.wifo.ac.at/jart/prj3/ wifo/resources/person_dokument/person_dokument.jart?publikationsid=46461&mime_type=application/pdf.

Krutzler, T., Wiesenberger, H., Heller, C., Gössl, M., Stranner, G., Storch, A., Heinfellner, H., Winter, R., Kellner, M. und Schindler, I., 2016, *Szenario Erneuerbare Energie 2030 und 2050*, Wien: Umweltbundesamt.

Kurzweil, P. und Dietlmeier, O. K., 2015, *Elektrochemische Speicher: Superkondensatoren, Batterien,Elektrolyse-Wasserstoff, rechtliche Grundlagen*, Wiesbaden: Springer Vieweg.

Lutter, S., 2018, Lithium als Bestandteil globaler Rohstoffflüsse, *Elektroautos: Fußabdruck der Reifenspur Welche Rohstoff-Auswirkungen haben zukünftige Mobilitätskonzepte?*, 23.11.2018, Wien. https://www.oefse.at/fileadmin/content/Downloads/Veranstaltungen/Tagungsdokus/Globale__Rohstofffluesse_Stephan_Lutter.pdf.

Maier, M., 2018, *Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende*; Publikation im Rahmen des Forschungsradar Energiewende, im Auftrag von: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, März: Agentur für Erneuerbare Energien e.V. http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/metaanalyse_ee-gase_mrz18/Metanalyse_Erneuerbare_Gase_Langfassung_mrz18.pdf.

Moser, A., Bongers, T., Schuster, R., Lichtinghagen, J., Linnemann, C. und Breuer, C., 2014, *Bewertung des Beitrags von Speichern und Pumpspeichern in der Schweiz, Österreich und Deutschland zur elektrischen Energieversorgung*, im Auftrag von: Bundesministeriums für Wirtschaft Familie und Jugend, Juni, Aachen: Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen.

Moser, S., Leitner, K.-H., Steinmüller, H., Brunner, C., Fluch, J., Gahleitner, B., Haider, M., Hofmann, R., Hörlesberger, M., Kienberger, T., Königshofer, P., Kubeczko, K., Mayrhofer, J., Panuschka, S., Rhomberg, W., Schwarz, M., Sejkora, C. und Wepner, B., 2017, *Strategische Forschungsagenda*; Endberichtsteil, im Auftrag von: KLIEN, Nr. 1 von 3, September, Wien: Renewables4Industry Abstimmung des Energiebedarfs von industriellen Anlagen und der Energieversorgung aus fluktuierenden Erneuerbaren. http://www.energieinstitut-linz.at/v2/wp-content/uploads/2018/04/Renewables4Industry-Strategische-Forschungsagenda.pdf.

Moshövel, J., Magnor, D., Sauer, D. U., Gährs, S., Bost, M., Hirschl, B., Cramer, M., Özalay, B., Matrose, C., Müller, C. und Schnettler, A., 2015, *Analyse des wirtschaftlichen, technischen und ökologischen Nutzens von PV-Speichern, Gemeinsamer Ergebnisbericht für das Projekt PV-Nutzen*, im Auftrag von: BWE.

Mostert, C., Ostrander, B., Bringezu, S. und Kneiske, T., 2018, Comparing Electrical Energy Storage Technologies Regarding Their Material and Carbon Footprint, *Energies 11(12)*.

Myhre, G., Shindell, D., Bréon, F.-M., Collins, W., Fuglestvedt, J., Huang, J., Koch, D., Lamarque, J.-F., Lee, D., Mendoza, B., Nakajima, T., Robock, A., Stephens, G., Takemura, T., Zhang, H. und andere, 2013, Anthropogenic and Natural Radiative Forcing, in: Stocker, T. F., Qin, D., Plattner, G.-K., Tignor, M., Allen, S. K., Boschung, J., Nauels, A., Xia, Y., Bex, V. und Midgley, P. M. (Hg.): *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge/New York: Cambridge University Press, 659-740. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5_all_final.pdf.

National Intelligence Council, 2017, *Global Trends: Paradox of Progress*.

Nenning, T., Leonhartsberger, K., Schidler, S., Kathan, J., Esterl, T., Mayr, J., Leimgruber, F., Bletterie, B., Prüggler, W., Prüggler, N. und Reichhold, M., 2015, *S-chameleonStore e!Mission.at*; Projektnummer: 843817, im Auftrag von: Klima- und Energiefonds.

Nischler, G., Gutschi, C., Beermann, M. und Stigler, H., 2011, Auswirkungen von Elektromobilität auf das Energiesystem, *Elektrotechnik & Informationstechnik 128(1-2)*, 53–57.

Oberösterreichischer Energiesparverband, o.J., *Stromspeicher für Photovoltaik-Anlagen: So können Sie Ihren selbst erzeugten PV-Strom in einer Batterie speichern*; Broschüre, Linz. https://www.energiesparverband.at/fileadmin/redakteure/ESV/Info_und_Service/Publikationen/Stromspeicher.pdf.

Oesterreichs Energie, 2018, *Aktuelle Kraftwerksprojekte*; Letzte Aktualisierung: 03/2018. https://oesterreichsenergie.at/kraftwerksliste.html.

Ornetzeder, M., 2018, Energiesystemwandel und die Folgen von Technik: Neue Ziele und Aufgaben für die TA?, in: Decker, M., Lindner, R., Lingner, S., Scherz, C. und Sotoudeh, M. (Hg.): *Grand Challenges meistern – der Beitrag der Technikfolgenabschätzung*, Baden-Baden: Nomos/edition sigma, 321-334.

Pape, C., Gerhardt, N., Härtel, P., Scholz, A., Schwinn, R., Drees, T., Maaz, A., Sprey, J., Breuer, C., Moser, A., Sailer, F., Reuter, S. und Müller, T., 2014, *Roadmap Speicher: Speicherbedarf für Erneuerbare Energien – Speicheralternativen – Speicheranreiz – Überwindung rechtlicher Hemmnisse*; Endbericht, im Auftrag von: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Nr. 0325327A, 0325327B, 0325327C, November, Kassel: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES), Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen. http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_FVEE/14.IWES_Roadmap-Speicher/14_IWES-etal_Roadmap_Speicher_Langfassung.pdf.

Perchards und SagisEPR, 2017, *The collection of waste portable batteries in Europein view of the achievability of the collection targets set by Batteries Directive 2006/66/EC*, im Auftrag von: EPBA: European Portable Battery Association. https://www.epbaeurope.net/wp-content/uploads/2018/03/Report-on-the-portable-battery-collection-rates-Update-Dec-17.pdf.

Peters, A., Doll, C., Kley, F., Möckel, M., Plötz, P., Sauer, A., Schade, W., Thielmann, A., Wietsche, M. und Zanker, C., 2012, *Konzepte der Elektromobilität und deren Bedeutung für Wirtschaft, Gesellschaft und Umwelt*; TAB Arbeitsbericht, im Auftrag von: Deutscher Bundestag, Nr. 153: Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag. https://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/berichte/TAB-Arbeitsbericht-ab153.pdf.

Peters, J. F., Baumann, M. und Weil, M., 2018, *Recycling aktueller und zukünftiger Batteriespeicher: Technische, ökonomische und ökologische Implikationen Ergebnisse des Expertenforums am 6. Juni 2018 in Karlsruhe*. KIT SCIENTIFIC WORKING PAPERS Vol. 99: Karlsruhe Institut für Technologie (KIT).

Peters, J. F., Baumann, M., Zimmermann, B., Braun, J. und Weil, M., 2017, The environmental impact of Li-Ion batteries and the role of key parameters – A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews 67*, 491-506.

PV-Austria (Photovoltaic Austria Federal Association), 2019, *Photovoltaik und Speicherförderung in Österreich*; [Aufgerufen am: 26.02.2019 2019] PV Austria. https://www.pvaustria.at/forderungen/.

Radhuber, I. M., 2018, Nachhaltiger Lithiumabbau? Bottom-up Perspektiven aus dem lateinamerikanischen Lithiumdreieck, *Elektroautos: Fußabdruck der Reifenspur Welche Rohstoff-Auswirkungen haben zukünftige Mobilitätskonzepte?*, 23.11.2018, Wien. https://www.oefse.at/fileadmin/content/Downloads/Veranstaltungen/Tagungsdokus/Nachhaltiger_Lithiumabbau_Isabelle_Radhuber.pdf.

Rahimzei, E. (VDE), 2019, *Sicherheit von Elektrofahrzeugen*; Ergebnispapier der Begleit- und Wirkungsforschung Schaufenster Elektromobilität, im Auftrag von: Deutsche Bundesregierung/ Deutscher Bundestag, Nr. 37, März, Frankfurt am Main: Deutsches Dialog Institut GmbH. https://schaufenster-elektromobilitaet.org/media/media/documents/dokumente_der_begleit__und_wirkungsforschung/Ergebnispapier_37_Sicherheit_von_Elektrofahrzeugen.pdf.

Raich, U., Sammer, G. und Stark, J., 2012, Gesamtwirtschaftliche Bewertung von Elektromobilität, *Elektrotechnik & Informationstechnik 129(3)*, 162–166.

Regett, A., Mauch, W. und Wagner, U., 2018, *Klimabilanz von Elektrofahrzeugen – Ein Plädoyer für mehr Sachlichkeit*; Pressemeldung; Letzte Aktualisierung: 19.12. Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) e.V. https://www.ffe.de/publikationen/pressemeldungen/856-klimabilanz-von-elektrofahrzeugen-ein-plaedoyer-fuer-mehr-sachlichkeit.

Resch, G., Burgholzer, B., Totschnig, G., Lettner, G., Auer, H., Geipel, J. und Haas, R., 2017, *Stromzukunft Österreich 2030 – Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien*; Endbericht, im Auftrag von: IG Windkraft/Kompost & Biogas Verband Österreich/IG-Holzkraft, Mai, Wien: Technische Universität Wien, Energy Economics Group.

Rogers, E. M., 1995, *Diffusion of Innovations*, 4. Aufl., New York/London: The Free Press.

Rubino, L., Capasso, C. und Veneri, O., 2017, Review on plug-in electric vehicle charging architectures integrated with distributed energy sources for sustainable mobility, *Applied Energy 207*, 438-464. http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917308358.

Ruiz, V. und Pfrang, A., 2018, *JRC exploratory research: Safer Li-ion batteries by preventing thermal propagation – Workshop report: summary & outcomes (JRC Petten, Netherlands, 8-9, March 2018)*, Nr. EUR 29384 EN, Luxembourg: Publications Office of the European Union.

Sakti, A., Botterud, A. und O'Sullivan, F., 2018, Review of wholesale markets and regulations for advanced energy storage services in the United States: Current status and path forward, *Energy Policy 120*, 569-579. http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421518303896.

Schill, W.-P., 2010, Elektromobilität: kurzfristigen Aktionismus vermeiden, langfristige Chancen nutzen, *DIW Wochenbericht (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung) 77(27/28)*, 2-9.

Schill, W.-P., Zerrahn, A., Kemfert, C. und von Hirschhausen, C., 2018, *Die Energiewende wird nicht an Stromspeichern scheitern*, Berlin: DIW Berlin.

Schill, W.-P., Zerrahn, A., Kunz, F. und Kemfert, C., 2017, Dezentrale Eigenstromversorgung mit Solarenergie und Batteriespeichern: Systemorientierung erforderlich, *DIW Wochenbericht (12)*.

Schmidt, O., Hawkes, A., Gambhir, A. und Staffell, I., 2017, The future cost of electrical energy storage based on experience rates, *Nature Energy 2(8)*.

Schneider, U., Dütschke, E., Oltra, C., Sala, R. und Upham, P., 2017, Wasserstoff als neuer Energieträger – HYACINTH: Europaweite Akzeptanzbefragungen, *HZwei. Das Magazin für Wasserstoff und Brennstoffzellen*, 1, Januar, 31-33. https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2017/HZwei_Nr_01_2017-Hyacinth.pdf.

Schöne, F. und Moorfeld, M. (NABU), 2019, *Auswirkungen von Speichertechnologien auf Natur und Landschaft*: NABU Bundesverband. http://www.energiewende-naturvertraeglich.de/index.php%3Fid=1021.html.

Schot, J., Kanger, L. und Verbong, G., 2016, The roles of users in shaping transitions to new energy systems, *Nature Energy 1*, 16054. https://doi.org/10.1038/nenergy.2016.54.

Schriever, M. und Halstrup, D., 2018, Exploring the adoption in transitioning markets: Empirical findings and implications on energy storage solutions-acceptance in the German manufacturing industry, *Energy Policy 120*, 460-468. http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421518301629.

Shell, 2017, *Shell World Energy Model: A View to 2100*: Shell International BV.

Sieland, R., 2014, Hydraulic Investigations of the Salar de Uyuni, Bolivia, *Freiberg Online Geology (FOG) 37*. https://tu-freiberg.de/sites/default/files/media/institut-fuer-geologie-718/pdf/fog_volume_37.pdf.

Sinn, H.-W., 2017, Buffering volatility: A study on the limits of Germany's energy revolution, *European Economic Review 99*, 130-150. http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0014292117300995.

Stadler, I., Bauer, F., Budt, M., Heindl, E. und Wolf, D., 2017, Mechanische Energiespeicher, in: Sterner, M. und Stadler, I. (Hg.): *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*, 2. Aufl., Berlin: Springer Vieweg, 495-577.

Steinmüller, H., Reiter, G., Tichler, R., Friedl, C., Furtlehner, M., Lindorfer, J., Schwarz, M., Koppe, M., Biegger, P., Felder, A., Lehner, M., Harasek, M., Makaruk, A., Miltner, M., Fraubaum, M., Haider, M., Begluk, S., Gawlik, W., Maier, C., Haas, R. und Ajanovic, A. (Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz), 2014, *Power to Gas – eine Systemanalyse. Markt- und Technologiescouting und -analyse*, im Auftrag von: BMWFJ; Oesterreichs Energie; ÖVGW; FGW, Linz: Johannes Kepler Universität.

Sterner, M., Bauer, F., Crotogno, F., Eckert, F., von Olshausen, C., Teichmann, D. und Thema, M., 2017a, Chemische Energiespeicher, in: Sterner, M. und Stadler, I. (Hg.): *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*, 2. Aufl., Berlin: Springer Vieweg, 327-493.

Sterner, M., Breuer, C., Drees, T., Eckert, F., Maaz, A., Pape, C., Rotering, N. und Thema, M., 2017b, Speicherbedarf in der Stromversorgung, in: Sterner, M. und Stadler, I. (Hg.): *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*, 2. Aufl., Berlin: Springer Vieweg, 53-140.

Sterner, M., Jentsch, M. und Holzhammer, U., 2011, *Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes*; Gutachten, Februar, Kassel: Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). https://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/sonstiges/Greenpeace_Energy_Gutachten_Windgas_Fraunhofer_Sterner.pdf.

Sterner, M., Stadler, I., Eckert, F. und Thema, M., 2017c, Speicherintegration in einzelnen Energiesektoren, in: Sterner, M. und Stadler, I. (Hg.): *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*, 2. Aufl., Berlin: Springer Vieweg, 685-767.

Sterner, M. und Thema, M., 2017, Vergleich der Speichersysteme, in: Sterner, M. und Stadler, I. (Hg.): *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*, 2. Aufl., Berlin: Springer Vieweg, 645-682.

Stigler, H., Gutschi, C., Nischler, G., Süßenbacher, W. und Otzasek, S., 2010, *Auswirkungen zukünftiger Elektromobilität auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft*; Studie, im Auftrag von: Oesterreichs Energie, April, Graz: Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz.

TAB, 2008, *Energiespeicher – Stand und Perspektiven*, Nr. 123, February 2008: TAB – Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag.

Telaretti, E. und Dusonchet, L., 2017, Stationary battery technologies in the U.S.: Development Trends and prospects, *Renewable and Sustainable Energy Reviews 75*, 380-392.

Thielmann, A., Friedrichsen, N., Hettesheimer, T., Hummen, T., Sauer, A., Schneider, C. und Wietschel, M., 2016, *Energiespeicher-Monitoring 2016. Deutschland auf dem Weg zum Leitmarkt und Leitanbieter?*, im Auftrag von: BMBF, Dezember, Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. http://isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/2016/Energiespeicher-Monitoring-2016.pdf.

Tichler, R., Lindorfer, J., Friedl, C., Reiter, G. und Steinmüller, H., 2014, *FTI-Roadmap Power-to-Gas für Österreich*; Berichte aus Energie- und Umweltforschung, Nr. 50/2014, Wien: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.

USGS, 2018, *Mineral Commodity Summaries 2018*, im Auftrag von: US Dept. of the Interior: US Geological Survey. https://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/mcs/2018/mcs2018.pdf.

Veigl, A., 2017, *Energie- und Klimazukunft Österreich: Szenario für 2030 und 2050*, Wien: WWF Österreich.

Vorarlberger Illwerke AG, 2018, Obervermuntwerk II: Information zum Bau des Pumpspeicherkraftwerks Obervermuntwerk II, *Bauzeitschrift*, 9, Juli. http://obervermuntwerk2.at/downloads/at/BauzeitschriftOVWIIJuli2018.pdf.

World Economic Forum, 2018, *The Global Risks Report 2018*, Geneva, Switzerland: World Economic Forum.

WWF Österreich, o.J., *Mythos Wasserkraft. Glorifizierung und Wirklichkeit*; Broschüre, Wien. https://www.wwf.at/ de/view/files/download/forceDownload/?tool=12&feld= download&sprach_connect=2264.

Yuan, C., Deng, Y., Li, T. und Yang, F., 2017, Manufacturing energy analysis of lithium ion battery pack for electric vehicles, *CIRP Annals – Manufacturing Technology 66(1)*, 53-56. https://doi:10.1016/j.cirp.2017.04.109.

Zach, K. und Auer, H., o.J., *Hindernisse und Erfordernisse für Pumpspeicher in Österreich, Deliverable 5.3 of stoRE project*, im Auftrag von: European Commission: Energy Economics Group (EEG) der Technische Universität Wien. http://www.store-project.eu/documents/target-country-results/en_GB/energy-storage-action-list-in-austria-in-german.

Zhang, C., Wei, Y.-L., Cao, P.-F. und Lin, M.-C., 2018, Energy storage system: Current studies on batteries and power condition system, *Renewable and Sustainable Energy Reviews 82*, 3091-3106.

Anhang: Involvierte ExpertInnen, Stakeholder und PolitikerInnen

TeilnehmerInnen des 1. Workshops (16.01.2019) am ITA in Wien, in alphabetischer Reihenfolge

Nachname	Vorname	Organisation	Funktion
Doujak	Eduard	TU Wien	Professor
Fischer	Lukas	FHTW	Mitarbeiter
Kubezcko	Klaus	AIT	Senior Expert Advisor
Pauritsch	Günter	Energieagentur	Head of Center Energy Economics & Infrastructure
Pirker	Otto	Verbund	Senior Advisor
Schmidl	Johannes	Save Energy Austria	Geschäftsfeldentwicklung
Schrott	Martin	Verbund Hydro Power/ Österreichs Energie	Sachgebietsverantwortlicher Technische Planung Betriebssteuerung
Schwaiger-Faber	Alexandra	E-Control	Stv. Leiterin Recht
Zillner	Theo	BMVIT	Stv. Abteilungsleiter Energie- und Umwelttechnologien

TeilnehmerInnen des 2. Workshops (11.06.2019) im Parlament, in alphabetischer Reihenfolge

Nachname	Vorname	Organisation	Funktion
Asperl	Walter	FPÖ	Parl. Mitarbeiter
Auer	Monika	ÖGUT	Geschäftsführerin
Brunner	Magnus	ÖVP	Bundesrat
Doujak	Eduard	TU WIEN, IET	Professor
Fechner	Hubert	FHTW	Professor
Friedl	Werner	AIT	Thematic Coordinator
Hahn	Christoph	NEOS	Parl. Mitarbeiter
Himmelbauer	Eva-Maria	ÖVP	Abgeordnete zum Nationalrat
Hoyos	Douglas	NEOS	Abgeordneter zum Nationalrat
Kathan	Johannes	AIT	Research Engineer
Lettenbichler	Josef	ÖVP	Abgeordneter zum Nationalrat
Liebert	Wolfgang	BOKU	Professor
Pröll	Tobias	BOKU	Professor
Reschreiter	August	SPÖ	Parl. Mitarbeiter
Schmuckenschlager	Johannes	ÖVP	Abgeordneter zum Nationalrat
Simader	Günter	Energieagentur	Head of Center Buildings & Energy efficiency monitoring body
Tichler	Robert	Energieinstitut Linz	Geschäftsführer
Wietheger	Henric	Liste JETZT	Parl. Mitarbeiter

InterviewpartnerInnen, in alphabetischer Reihenfolge

Nachname	Vorname	Organisation	Funktion
Brichta-Hartmann	Christina	ÖGB	Referentin
Friedl	Werner	AIT	Thematic Coordinator
Haas	Reinhard	TU Wien	Professor
Kathan	Johannes	AIT	Research Engineer
Pawloff	Adam	Greenpeace Austria	Campaigner
Soder	Michael	AK Wien	Referent
Thoman	Josef	AK Wien	Referent

Anmerkungen zu den Interviews:

(1) Die InterviewpartnerInnen werden in diesem Bericht anonymisiert zitiert.
Die in den Fußnoten verwendeten Interviewnummern entsprechen *nicht* der Reihenfolge in obiger Tabelle.

(2) Die Interviews wurden zwischen Jänner und Februar 2019 geführt.

Gutachter, in alphabetischer Reihenfolge

Nachname	Vorname	Organisation	Funktion
Grünwald	Reinhard	Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB)	Wissenschaftlicher Mitarbeiter
Hackstock	Roger	Energieexperte	Koordinator der Speicherinitiative 2016
Schmidl	Johannes	Save Energy Austria	Geschäftsfeldentwicklung