

**Betreibermodelle für Stromspeicher -
Ökonomisch-ökologische Analyse und Vergleich von
Speichern in autonomen, dezentralen Netzen und für
regionale und überregionale Versorgungsaufgaben**

Autoren:

Verena Jülch¹, Jessica Thomsen¹, Niklas Hartmann¹, Tobias Junne¹,
Lea Unterreiner¹, Markus Arnold¹, Sören Reith², Ludger Eltrop²,
Sandra Wassermann³, Marlen Niederberger³

¹Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

²Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER)

³TTI GmbH/TGU Compare Consulting

Förderkennzeichen: BWE 13015 - 13016

Die Arbeiten des Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung werden mit
Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert

August 2016

BETREIBERMODELLE FÜR STROMSPEICHER – Ökonomisch-ökologische Analyse und Vergleich von Speichern in autonomen, dezentralen Netzen und für regionale und überregio- nale Versorgungsaufgaben

Autoren:

**Verena Jülch, Jessica Thomsen, Niklas Hartmann,
Tobias Junne, Lea Unterreiner, Markus Arnold**
Energiesystemanalyse
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstr. 2
79102 Freiburg

Sören Reith, Ludger Eltrop
Systemanalyse und erneuerbare Energien
Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER)
Keplerstraße 7
70174 Stuttgart

Sandra Wassermann, Marlen Niederberger
TTI GmbH/TGU Compare Consulting
Silcherstraße 5
73095 Albershausen

BETREIBERMODELLE FÜR STROMSPEICHER – Ökonomisch-ökologische Analyse und Vergleich von Speichern in autonomen, dezentralen Netzen und für regionale und überregionale Versorgungsaufgaben

Der vorliegende Bericht wurde vom Projektkonsortium bestehend aus Fraunhofer ISE, IER der Universität Stuttgart sowie dem Unterauftragnehmer Compare Consulting verfasst. Der Gesamtbericht besteht aus den Beschreibungen der jeweiligen Partner zu ihrem Verantwortungsgebiet im Projekt:

Das Fraunhofer ISE ist als Projektkoordinator für die Kapitel 1 „Zusammenfassung“, 2 „Einleitung“, und 17 „Verwertbarkeit der Ergebnisse“ verantwortlich. Außerdem wurden vom Fraunhofer ISE die Technologieberichte (Kapitel 3) sowie die ökonomischen Ausführungen (Kapitel 4 und 5) erstellt. In den Beschreibungen der Betreibermodelle (Kapitel 7 bis 11) stammen jeweils die Unterkapitel X.2 „geeignete Technologien“ sowie X.3 „ökonomische Analyse“ vom Fraunhofer ISE sowie Abschnitt 12.1. Ausnahmen bilden Kapitel 9 „Quartierspeicher“, das komplett vom Fraunhofer ISE stammt, sowie Kapitel 10 „Speicher im Gewerbebetrieb“, welches komplett vom IER verfasst wurde.

Das IER führte im Projekt die ökologischen Analysen durch und verfasste Kapitel 6 zur Methodik der ökologischen Analyse sowie in den Beschreibungen der Betreibermodelle die jeweiligen Unterkapitel X.1 „Beschreibung der Versorgungsaufgabe und X.4 „ökologische Analyse“. Ausnahmen hiervon sind wiederum Kapitel 9 und 10 sowie entsprechend Abschnitt 12.2 und 13.1, wie im vorherigen Absatz beschrieben.

Die Firma Compare Consulting führte projektbegleitend drei Workshops durch und verfasste die Ausführungen zu den Ergebnissen in Kapitel 14. Kapitel 15 „Schlussfolgerungen“ und Kapitel 16 „Handlungsempfehlungen“ wurden von Fraunhofer ISE, IER und Compare Consulting gemeinsam verfasst.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	4
Abbildungsverzeichnis	8
Tabellenverzeichnis	11
1 Zusammenfassung	13
2 Einleitung	18
3 Stromspeichertechnologien	20
3.1 Pumpspeicher	20
3.2 Druckluftspeicher	22
3.2.1 Diabate Druckluftspeicher	23
3.2.2 Adiabate Druckluftspeicher.....	25
3.3 Power-to-Gas	27
3.4 Batteriespeicher	30
3.4.1 Blei-Batteriespeicher	31
3.4.2 Lithium-Ionen-Batteriespeicher.....	32
3.4.3 Redox-Flow-Batteriespeicher	34
3.4.4 Eingangsparameter für ökonomische und ökologische Analysen	36
4 LCOS von Speichertechnologien	37
4.1 Methodik	37
4.2 Kostendaten von Stromspeichern.....	37
4.3 Ergebnisse: LCOS von Stromspeichertechnologien	39
5 Methodik ökonomische Analyse – ENTIGRIS Unit	44
6 Methodik ökologische Analyse – Life Cycle Assessment	45
7 PV-Heimspeichersysteme (Versorgungsaufgabe „lokal klein“)	46
7.1 Beschreibung der Versorgungsaufgabe	46
7.2 Geeignete Technologien für die Versorgungsaufgabe	48
7.3 Ökonomische Analyse und Entwicklung des Betreibermodells	48
7.4 Ökologische Analyse.....	54
7.4.1 Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens	54
7.4.2 Erstellen einer Sachbilanz (Life cycle inventory – LCI)	54
7.4.3 Wirkungsabschätzung (Life cycle impact assesement, LCIA)	55

7.4.4	Interpretation – CO ₂ -Vermeidungskosten	57
8	Mehrfamilienhaus (Versorgungsaufgabe „lokal-groß“)	59
8.1	Beschreibung der Versorgungsaufgabe	59
8.2	Geeignete Technologien für die Versorgungsaufgabe	60
8.3	Ökonomische Analyse und Entwicklung des Betreibermodells	60
8.4	Ökologische Analyse	65
8.4.1	Wirkungsabschätzung (Life cycle impact assesement, LCIA)	65
8.4.2	Interpretation – CO ₂ -Vermeidungskosten	66
9	Quartierspeicher (Versorgungsaufgabe „lokal-groß“)	68
9.1	Beschreibung der Versorgungsaufgabe	68
9.2	Geeignete Technologien für die Versorgungsaufgabe	69
9.3	Ökonomische Analyse und Entwicklung des Betreibermodells	69
9.4	Ökologische Analyse	74
9.4.1	Wirkungsabschätzung (Life cycle impact assesement, LCIA)	75
9.4.2	Interpretation – CO ₂ -Vermeidungskosten	76
10	Speicher im Gewerbebetrieb (Versorgungsaufgabe „lokal-groß“)	78
10.1	Beschreibung der Versorgungsaufgabe	78
10.1.1	Stromnachfrage auf Basis von bdew-Lastprofilen	78
10.1.2	Stromnachfrage einer realen Firma mit zwei Standorten	82
10.2	Geeignete Technologien für die Versorgungsaufgabe	83
10.3	Ökonomische Analyse und Entwicklung des Betreibermodells	83
10.4	Ökologische Analyse	87
10.4.1	Wirkungsabschätzung (Life cycle impact assesement - LCIA)	87
10.4.2	Interpretation – CO ₂ -Vermeidungskosten	88
11	Großspeicher am Strommarkt (Versorgungsaufgabe „überregional“)	90
11.1	Beschreibung der Versorgungsaufgabe	90
11.2	Geeignete Technologien für die Versorgungsaufgabe	92
11.3	Ökonomische Analyse und Entwicklung des Betreibermodells	92
11.3.1	Pumpspeicher	93
11.3.2	Druckluftspeicher	94
11.3.3	Batteriespeicher	95
11.4	Ökologische Analyse	95
11.4.1	Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens	96

11.4.2	Erstellen einer Sachbilanz (life cycle inventory analysis – LCI).....	96
11.4.3	Wirkungsabschätzung (Life cycle impact assesement, LCIA)	98
11.4.4	Literaturergebnisse zu Speicherkraftwerken der Versorgungsaufgabe „überregional“	99
12	Exkurs: Elektromobilität	102
12.1	Ökonomische Analyse.....	102
12.2	Ökologische Analyse.....	105
13	Exkurs: Power-to-Gas-Technologien	110
13.1	Ökologische Analyse.....	111
14	Ergebnisse der projektbegleitenden Workshops.....	115
14.1	Erster Workshop am 8. Oktober 2014	115
14.2	Zweiter Workshop am 25. Juni 2015	116
14.3	Dritter Workshop am 10. März 2016.....	116
15	Schlussfolgerungen	118
16	Handlungsempfehlungen	121
16.1	Rechtliche / regulative Handlungsempfehlungen.....	121
16.1.1	Legaldefinition von Speichern	122
16.2	Setzen von Anreizen für systemdienliches Verhalten	122
16.2.1	Leistungsbasierte Netzentgelte	123
16.2.2	Intelligente / fernsteuerbare Stromspeicher	123
16.2.3	Variable Tarife.....	123
16.2.4	Ausgewählte Anschlusspunkte.....	123
16.3	Kommunikation / transparente Informationsbereitstellung	124
16.3.1	Lokale Ansprechpartner (Energieagenturen).....	124
16.3.2	Handlungsleitfaden für Speicherinstallation.....	124
16.3.3	Vorbildwirkung Land/Kommune.....	124
16.3.4	Leuchtturmprojekte	125
16.3.5	Kampagne für Speicher (Informationsbereitstellung).....	125
16.3.6	Normungsprozess Batteriesicherheit.....	125
16.4	Finanzierung	126
16.4.1	Landesförderprogramm PV-Heimspeicher	126
16.4.2	Förderprogramm Quartierspeicher	126
16.5	Forschungsschwerpunkte / F&E-Politik	126
16.5.1	Systemanalyse fördern.....	127

16.5.2	Netzdienlichkeit von EE-Standorten bewerten.....	127
17	Verwertbarkeit der Ergebnisse und Konzept zum Ergebnis- und Forschungstransfer	128
18	Literaturverzeichnis	130
19	Vorträge und Veröffentlichungen	147
Anhang	149

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1: Schematische Darstellung eines Pumpspeichers (Grafik: Fraunhofer ISE)	20
Abbildung 3-2: Übersicht von Druckluftspeicherkraftwerken nach (Wolf und Dötsch 2009) (Grafik: Fraunhofer ISE)	22
Abbildung 3-3: Funktionsprinzip eines diabaten Druckluftspeichers (Grafik: Fraunhofer ISE)	23
Abbildung 3-4: Funktionsprinzip eines adiabaten Druckluftspeichers (Grafik: Fraunhofer ISE)	25
Abbildung 3-5: Nutzungspfade der Power-to-Gas-Technologie basierend auf basierend auf (Albrecht et al. 2012) (Grafik: Fraunhofer ISE)	28
Abbildung 3-6: Aufbau eines Lithium-Ionen Akkumulators in Anlehnung an (Sauer et al. 2012)	33
Abbildung 3-7: Funktionsschema einer Redox-Flow-Batterie mit Vanadium als Elektrolyt in Anlehnung an (Doetsch und Burfeind 2014) (Grafik: Fraunhofer ISE)	34
Abbildung 4-1: Aktuelle LCOS für Langzeitspeicher, abhängig von der ausgespeicherten Energiemenge, ohne Strombezugskosten.	40
Abbildung 4-2: LCOS für zukünftige und (zum Vergleich) heutige Langzeitspeicher, abhängig von der ausgespeicherten Energiemenge, ohne Strombezugskosten.	40
Abbildung 4-3: Aktuelle LCOS für Kurzfristspeicher, abhängig von der ausgespeicherten Energiemenge, ohne Strombezugskosten.	41
Abbildung 4-4: LCOS für zukünftige Kurzfristspeicher, abhängig von der ausgespeicherten Energiemenge, ohne Strombezugskosten	42
Abbildung 4-5: Kostenzusammensetzung der LCOS für einen Kurzzeitspeicher mit 365 Zyklen pro Jahr und einem Strombezugspreis von 3 ct/kWh bei mittleren CAPEX	43
Abbildung 5-1: Schema des Optimierungsmodell "ENTIGRIS Unit"	44
Abbildung 6-1 Phasen einer Ökobilanz (DIN EN ISO 14040:2006)	45
Abbildung 7-1 Beispielhafte Wochenlastgänge Versorgungsaufgabe lokal-klein (synthetisches Profil)	48
Abbildung 7-2: Systemkosten und Eigenverbrauchsquote Einfamilienhaus, 3 kWp-PV-Anlage mit variierender Speichergröße bei Speicherinvestkosten von 1.680, 1.200 und 550 €/kWh Nennkapazität	50
Abbildung 7-3: Systemkosten und Eigenverbrauchsquote Einfamilienhaus, 5 kWp-PV-Anlage mit variierender Speichergröße bei Speicherinvestkosten von 1.680, 1.200 und 550 €/kWh Nennkapazität	51
Abbildung 7-4: Installierte Leistungen und Eigenverbrauchsquote Einfamilienhaus, größenoptimierte PV-Anlage mit variierender Speichergröße bei Speicherinvestkosten von 1.680, 1.200 und 550 €/kWh Nennkapazität	52
Abbildung 7-5: Systemkosten und Eigenverbrauchsquote autarkes Einfamilienhaus, größenoptimierte PV-Anlage (konstant bei 18 kWp) mit variierender Speichergröße und Speicherinvestitionen von 1.680, 1.200 und 550 €/kWh Nennkapazität	53
Abbildung 7-6: Nachfrage, Stromerzeugung und Speicherfüllstand in KW 48 und 49 der Simulation	53
Abbildung 7-7 LCA-Treibhauspotenzial von Batteriespeichern für die Versorgungsaufgabe "lokal-klein"	57

Abbildung 7-8 CO ₂ -Vermeidungskosten 5 kW _p -PV-Anlage mit LFP-Speicher	58
Abbildung 8-1 Beispielhafte Wochenlastgänge Versorgungsaufgabe lokal-groß (synthetisches Profil)	60
Abbildung 8-2: Umlagen und Steuern von Eigenstrom und Stromlieferung an Dritte im Vergleich	61
Abbildung 8-3: Schematische Darstellung der Konzepte PV-Speicher-Miete und PV-Speicher-Teilmiete, in Anlehnung an die DGS-Betreiberkonzepte "PV-Miete" und "PV-Teilmiete" (Neue Chancen für die Photovoltaik 2015, S. 23) (Grafik: Fraunhofer ISE)	62
Abbildung 8-4: Interner Zinsfuß für die Investition in ein PV-Speichersystem in einem Mehrfamilienhaus mit 15 kWp PV-Anlage	63
Abbildung 8-5: Interner Zinsfuß für die Investition in ein PV-Speichersystem in einem Mehrfamilienhaus mit 20 kWp PV-Anlage	64
Abbildung 8-6: Interner Zinsfuß für die Investition in ein PV-Speichersystem auf einem Mehrfamilienhaus mit größenoptimierter PV-Anlage	65
Abbildung 8-7 LCA-Treibhauspotenzial von Batteriespeichern für die Versorgungsaufgabe "lokal-groß"-Mehrfamilienhaus	66
Abbildung 8-8 CO ₂ -Vermeidungskosten in der Versorgungsaufgabe "lokal-groß"-Mehrfamilienhaus für eine 15 kWp-PV-Anlage mit LFP-Speicher	67
Abbildung 9-1 Exemplarischer Wochenlastgang Sommer der Versorgungsaufgabe "lokal-groß" – Quartier (Woche vom 04.08.-10.08.2014)	68
Abbildung 9-2 Exemplarischer Wochenlastgang Winter der Versorgungsaufgabe "lokal-groß" – Quartier (Woche vom 03.02.-09.02.2014)	69
Abbildung 9-3 Abgaben, Steuern und Stromgestehungskosten im Jahr 2015. (Grafik: Fraunhofer ISE)	70
Abbildung 9-4 Geschäftsidee eines Quartierspeichers (Grafik: Fraunhofer ISE)	71
Abbildung 9-5 Umfang der Analyse der Betreibermodelle, in orange sind die Bestandteile des Betreibermodells mit dem größten Potential. (Grafik: Fraunhofer ISE)	72
Abbildung 9-6 Rendite und Eigenstromverbrauch im Quartier im Betreibermodell „SmartQuartier“ bei unterschiedlichen Stromspeicherkosten und unterschiedlichen Auslegungen von Speicher und PV-Anlage	73
Abbildung 9-7 LCA-Treibhauspotenzial von Batteriespeichern für die Versorgungsaufgabe "lokal-groß"-Quartier	76
Abbildung 9-8 CO ₂ -Vermeidungskosten in der Versorgungsaufgabe "lokal-groß"-Quartier	77
Abbildung 10-1 Wochenlastgänge Versorgungsaufgabe "lokal-groß" – Gewerbe synthetisch	81
Abbildung 10-2 Wochenlastgänge Versorgungsaufgabe "lokal-groß" – Gewerbe real	82
Abbildung 10-3 Auswirkungen eines Speichereinsatzes auf die Zyklenzahl des Speicherbetriebes (blau) und den Eigenversorgungsanteil (rot) in den Versorgungsaufgaben LG 2 - 6 und bei verschiedener Dimensionierung des Speichers	85
Abbildung 10-4 Systemkosten und Eigenverbrauchsquote in der Versorgungsvariante LG 2 mit 88 kWp-PV-Anlage und variierender Speichergröße von 0 bis 700 kWh.	86
Abbildung 10-5 Das LCA-Treibhauspotential für PV-Batteriespeichersysteme in der Versorgungsaufgabe "lokal-groß"-Gewerbe in [gCO _{2eq} /kWh _{el}]	87
Abbildung 10-6 CO ₂ -Vermeidungskosten in der Versorgungsaufgabe "lokal-groß"-Gewerbe	88
Abbildung 11-1 Exemplarische Lastverläufe für Winter, Sommer und Übergangszeit für die Regelzonenlast im Netzgebiet der TransnetBW GmbH	91

Abbildung 11-2 Exemplarische Lastverläufe für Winter, Sommer und Übergangszeit für Elektrizitätsnachfrage der Bundesrepublik Deutschland	92
Abbildung 11-3 Kapitalwerte für Druckluft- und Pumpspeicherkraftwerke der Betreibermodelle „Day-Ahead“, „Kombi“ und „Reserve“	94
Abbildung 11-4 LCA Treibhauspotenzial von Pumpspeicherkraftwerken im Rahmen der Versorgungsaufgabe "überregional"	98
Abbildung 11-5 CO _{2,eq} -Emissionen aus den Material- und Herstellungsaufwendungen für verschiedene Stromspeichersysteme (Oliveira et al. 2015)	100
Abbildung 11-6 Treibhauspotenzial für verschiedene Speicheroptionen unterschieden nach Aufwendungen für Material und Herstellung der Stromerzeugungstechnologie (blau) und Speicherung (gelb) Die grüne Linie bezeichnet das Treibhauspotenzial für PSW und einen PV Erzeugungsmix nach Oliveira et al. 2015.	101
Abbildung 12-1 Mögliche Einbindung der Elektromobilität in das Stromnetz. (Grafik: Fraunhofer ISE)	102
Abbildung 12-2 Vergleich der Sachbilanz von konventionellen und elektrischen PKW (Daimler AG 2015a, 2015b)	106
Abbildung 12-3 Treibhauspotenzial für die Herstellung von (Elektro-)Fahrzeugen - Metaanalyse verschiedener Studien	109
Abbildung 13-1: Nutzungspfade der Power-to-Gas-Technologie basierend auf (Albrecht et al. 2012)	110
Abbildung 13-2 Treibhauspotenzial verschiedener Verfahren zur H ₂ -Herstellung; Literaturvergleich	113
Abbildung 13-3 Treibhauspotenzial des Strom-zu-Strom-Nutzungspfades für Power-to-Gas-Anlagen; Literaturvergleich	114
Abbildung 17-1: Schematische Darstellung des Verwertungskonzeptes von Store2Win	128

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Kenndaten von Pumpspeicherkraftwerken ^a (Leonhard et al. 2008), ^b (Sauer et al. 2012)	21
Tabelle 3-2: Kenndaten der diabaten Druckluftspeicher Huntorf und McIntosh ^a (Brown, Boveri & Cie 1986), ^b (Meyer 2007), ^c (Wolf und Dötsch 2009)	24
Tabelle 3-3: Erwartete Kenndaten von adiabaten Druckluftspeichern ^a (Leonhard et al. 2008), ^b (Calaminus 2009), ^c (Tuschy 2008), ^d (Gillhaus et al. 2006), ^e (Sauer et al. 2012)	27
Tabelle 3-4: Kenndaten von Power-to-Gas-Technologien ^a (Bertuccioli et al. 2014), ^b (Pioch et al. 2008), ^c (Karamanolis 2003), ^d (Noack et al. 2015, S. 30)	29
Tabelle 3-5: Kenndaten der Methanisierung ^a (Graf et al. 2014), ^b (Hirschl, S. 21; Hirschl), ^c (Albrecht et al. 2013)	30
Tabelle 3-6: Kenndaten von Blei-Batteriespeichern ^a (C.A.R.M.E.N. e.V. 2015), ^b (Sauer et al. 2012) ^c (Fuhs 2014), ^d (Sauer et al. 2013b), ^e (IBC Solar AG 2014b), ^f (Crastan 2012)	31
Tabelle 3-7: Kenndaten von Lithium-Ionen-Batteriespeichern ^a (C.A.R.M.E.N. e.V. 2015), ^b (Sauer et al. 2012) ^c (Sauer et al. 2013), ^d (IBC Solar AG 2014a)	33
Tabelle 3-8: Kenndaten von Redox-Flow-Batteriespeichern ^a (Rundel et al. 2013)	35
Tabelle 3-9: Technische Eingangsdaten für Batteriespeicher ^a (C.A.R.M.E.N. e.V.), ^b (ads-tec GmbH 2014), ^c (IBC Solar AG 2014a), ^d Annahme heutiger Daten, ^e (Sauer et al. 2013a), ^f (IBC Solar AG 2014c), ^g (Gildemeister energy solutions 2013), ^h (Gildemeister energy solutions 2011)	36
Tabelle 4-1: Spezifischer CAPEX, finanzielle Lebenszeit, typische Einspeicher-/Auspeicherleistung der verschiedenen Technologien (Jülch 2016) (Gatzen 2008, S. 125) (Hartmann et al. 2012b, S. 52) (Moser 2014, S. 3)	38
Tabelle 4-2: Betriebskosten (OPEX) der analysierten Technologien (Gatzen 2008, S. 125), (Loisel et al. 2010a, S. 7334), (Lund et al. 2009, S. 804), (Madlener und Latz 2013, S. 305), (Gatzen 2008, S. 125), (Gatzen 2008, S. 125), (Madlener und Latz 2013, S. 305), (Konstantin 2013, S. 311), (Bertuccioli et al. 2014, S. 64), (Albrecht et al. 2013, S. 27), (Bertuccioli et al. 2014, S. 64), (Sterner und Stadler 2014b, S. 43–44), (Konstantin 2013, S. 311), (Tiedemann et al. 2008b, S. 72), (BMW 2014)	39
Tabelle 7-1 Versorgungsaufgabe "lokal-klein"	47
Tabelle 7-2 Sachbilanz der untersuchten VRF-Batterien	55
Tabelle 8-1 Versorgungsaufgabe "lokal-groß"	59
Tabelle 10-1 Kennzahlen zum Metallgewerbe (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2015a); (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2015b)	79
Tabelle 10-2 Versorgungsaufgaben der Kategorie Gewerbebetriebe "lokal-groß"	79
Tabelle 10-3 Variationsmöglichkeiten der Standardlastprofile	80
Tabelle 10-4 Jährliche Stromnachfrage in exemplarischen Betrieben des Metallgewerbes	81
Tabelle 10-5 PV-Anlagengröße für die Versorgungsaufgaben LG 2 bis LG 6	83
Tabelle 10-6 Einkaufspreis Strom [€ ₂₀₁₄ /MWh] (Klotz et al. 2014)	84
Tabelle 10-7 Anlagengröße bei einem Eigenversorgungsanteil von 25 %	85
Tabelle 11-1 Versorgungsaufgaben der Kategorie "überregional"	90

Tabelle 11-2 Pumpspeicherkraftwerke - Lebensdauer je Kategorie (Flury und Frischknecht 2012)	96
Tabelle 11-3 Sachbilanz der untersuchten Pumpspeicherkraftwerke	97
Tabelle 11-4 Systemwirkungsgrad untersuchter Speicheroptionen (vgl. Kapitel 3).....	99

1 Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht beschreibt die Ergebnisse des Projektes „BETREIBERMODELLE FÜR STROMSPEICHER – Ökonomisch-ökologische Analyse und Vergleich von Speichern in autonomen, dezentralen Netzen und für regionale und überregionale Versorgungsaufgaben“. Ziel des Projektes war die Entwicklung von Betreibermodellen für den zukünftigen Einsatz von Stromspeichern. Unterschiedliche Technologien wurden hierzu in verschiedenen Versorgungsaufgaben (von der lokalen Anwendung in Ein- und Mehrfamilienhäusern bis zur Bundeslandebene Baden-Württemberg) ökonomisch und ökologisch analysiert.

Für den Einsatz als Stromspeicher eignen sich die folgenden Technologien: Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Power-to-Gas-Technologien sowie stationäre und mobile Batteriespeicher. Pumpspeicher sind technologisch stark ausgereift und agieren in Deutschland schon lange am Markt. Diabate Druckluftspeicher sind auch technologisch weit entwickelt, bisher sind weltweit jedoch nur zwei diabate Druckluftspeicher im Einsatz. Durch die große Platzersparnis gegenüber Pumpspeichern bei geringen Kosten wird dieser Technologie in Deutschland ein hohes Potenzial zugeschrieben. Zusätzlich sind diabate Druckluftspeicher derzeit in der Entwicklung. Power-to-Gas-Speicher eignen sich durch ihren geringen Strom-zu-Strom-Wirkungsgrad eher für die Sektorkopplung als für den klassischen Strommarkt. Sie können aber in der Zukunft als Langzeitspeicher interessant werden. Stationäre Batteriespeicher befinden sich derzeit in der Markteinführung, was sich durch hohe, wenn auch stark sinkende Preise, aber auch ein starkes Marktwachstum widerspiegelt. Elektrofahrzeuge gewinnen derzeit Marktanteile, sind für den Einsatz als Stromspeicher aber nur bedingt nutzbar.

Die Kosten der Stromspeicherung für die einzelnen Technologien wurden anhand der Stromspeicherkosten-Methodik (engl. Levelized Cost of Storage, LCOS) für unterschiedliche Anlagenauslegungen und verschiedene Zeitpunkte untersucht. Die LCOS-Methode erlaubt einen direkten Kostenvergleich durch die Berechnung der Kosten pro ausgespeicherte Kilowattstunde Strom. Es zeigt sich hierbei, dass Pumpspeicher derzeit die günstigste Technologie sowohl als Kurzzeitspeicher als auch als Langzeitspeicher darstellen. Für Batteriespeicher wird kurz- bis mittelfristig eine starke Kostenreduktion erwartet, so dass hier von einem größer werdenden Marktanteil ausgegangen werden kann. Bei der erwarteten Kostendegression von Power-to-Gas-Technologien können diese zukünftig kostengünstig als Langzeitspeicher eingesetzt werden. Die Kosten pro Kilowattstunde sind stark abhängig von den jährlichen Betriebsstunden sowie von den Kosten für den Strombezug. Die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit sollte daher auf das jeweilige Betreibermodell bezogen sein.

Mit dem Optimierungsmodell *ENTIGRIS Unit* wurde die Wirtschaftlichkeit von einzelnen Betreibermodellen untersucht. *ENTIGRIS Unit* ist ein lineares Optimierungsmodell in GAMS, mit dem eine Investition hinsichtlich Kapitalwert bzw. Systemkosten optimiert werden kann. Auf

Basis 15-minütiger Nachfrage- und Erzeugungszeitreihen können Speichergröße und Speichereinsatz optimiert werden. Auf diese Weise können Geschäftsmodelle unter Berücksichtigung der Handlungsmöglichkeiten des Betreibers auf ihre Wirtschaftlichkeit untersucht werden.

Die ökologische Analyse der Speichertechnologien wurde nach der in den Normen DIN EN ISO 14040 und DIN EN ISO 14044 definierten Methodik der Lebenszyklusanalyse (LCA) durchgeführt. Die Umsetzung einzelner Lebenszyklusanalysen erfolgte in der LCA-Software GaBi 4 auf Basis der ecoinvent Datenbank 2.2. Zur Bewertung der Umweltauswirkungen wurde die Wirkungskategorie „Treibhauspotenzial“ ausgewählt. Hiermit werden sowohl Schäden an der menschlichen Gesundheit als auch Schäden am Ökosystem durch die Emission von Klimagasen im Verlauf des Lebensweges quantifiziert.

Um ökonomische, ökologische und sozial akzeptierte Betreibermodelle zu finden, wurden unterschiedliche Versorgungsaufgaben mit dem ENTIGRIS Unit-Modell und LCA untersucht. Die Untersuchungen von Betreibermodellen für unterschiedliche Versorgungsaufgaben zeigen, dass einige Anwendungen schon jetzt oder in naher Zukunft wirtschaftlich tragbar sein können. Nachfolgend wird zu den untersuchten Betreibermodellen je eine Einschätzung zur Wirtschaftlichkeit beschrieben.

PV-Heimspeichersysteme zur Erhöhung des Eigenverbrauchs in Einfamilienhäusern:

Bei den angenommenen zukünftigen Speicherpreisen von 550 €/kWh Nennkapazität ist die Investition in ein 10 bis 11 kWh Stromspeichersystem (je nach PV-Anlagenleistung) wirtschaftlich mit dem Netzstrombezug vergleichbar. Da die Hauptgründe für die Installation von PV-Heimspeichersystemen die Absicherung gegen steigende Strompreise sowie der eigene Beitrag zur Energiewende sind, ist hier mit einem verstärkten Einsatz in naher Zukunft zu rechnen.

PV-Speichersysteme in Mehrfamilienhäusern: Je nach PV-Anlagengröße kann der Einsatz von Speichern in Mehrfamilienhäusern einen wirtschaftlichen Vorteil bringen. Voraussetzung ist hier allerdings die Nutzung des Stromes als Eigenstrom, was einen höheren regulatorisch-rechtlichen Aufwand mit sich bringt (Nutzung der Anlage durch den Verbraucher mittels Anlagen-(Teil)Miete). Wird die PV-Anlage allerdings gemeinsam mit dem Batteriespeicher größenoptimiert ausgelegt, ist die Installation einer kleineren PV-Anlage ohne Speicher der Installation einer größeren Anlage mit Speicher unter den angenommenen Preisen stets vorzuziehen. Für den Speicher ergibt sich auf diese Weise noch kein wirtschaftlicher Anwendungsfall. Im Bereich von Mehrfamilienhäusern ist daher ohne Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen oder einer Förderung solcher Systeme derzeit kein verstärkter Einsatz zu erwarten.

Quartierspeicher: Stromspeicher können innerhalb von Quartiersprojekten im Verbund mit PV-Anlage und BHKW den Eigenverbrauchsanteil erhöhen. Das im Projekt entwickelte Modell „SmartQuartier“ für Wohngenossenschaften zeigt, dass ein Betreibermodell besteht

wenn der erhöhte Eigenverbrauch im Quartier wichtiger gewertet wird als das Erreichen einer möglichst hohen Rendite. Da im genossenschaftlichen Bereich die Unterstützung der Energiewende ebenfalls einen hohen Stellenwert hat, kann hier in Zukunft mit interessierten Investoren gerechnet werden. Dies gilt insbesondere, wenn die Komplexität des Betreibermodells reduziert werden kann.

Speicher im Gewerbebetrieb: Die Wirtschaftlichkeit eines Stromspeichers im Gewerbe ist ganz wesentlich von dem Verhältnis zwischen Versorgungsaufgabe und Eigenerzeugung abhängig. Limitierender Faktor ist hierbei das technische Potenzial der verwendeten Erzeugungstechnologie vor Ort. Bei PV-Anlagen ist das technische Potenzial in der Regel durch die Größe der nutzbaren Dachfläche definiert. Ökonomisch operiert ein Speicher zwischen Eigenerzeugungs- und Fremdbezugskosten. Gewerbe- und Industriebetriebe erhalten aufgrund großer Abnahmemengen häufig vergünstigte Strompreise, was das ökonomische Potenzial für den Einsatz von Speichern reduziert. Die Untersuchungen zeigen, dass in kleinen Betrieben bei hohen Strompreisen und einem hohem Eigenerzeugungsanteil wirtschaftlich tragfähige Geschäftsmodelle für Speicher möglich sind.

Großspeicher am Strommarkt: Pumpspeicher können derzeit am Strommarkt nur geringe Erlöse erzielen. Der Einsatz ist nur bei gleichzeitigem Angebot an mehreren Märkten rentabel. Durch die langen Lebenszeiten und die Systemrelevanz der Technologie ist allerdings zukünftig ein weiterer Einsatz zu erwarten. Für Druckluftspeicher sind aufgrund der höheren Kosten derzeit keine Betreibermodelle auf den betrachteten Märkten ersichtlich. Batteriespeicher werden derzeit am Primärregelleistungsmarkt eingesetzt. Derzeitige Projekte werden zwar noch öffentlich gefördert, weitere private Projekte sind allerdings in Planung. Durch die begrenzte Größe des Primärregelleistungsmarktes ist allerdings unklar, wie viele Speicher hier zum Einsatz kommen werden.

Elektromobilität: Das theoretische Potenzial zur Speicherung von Strom in Elektrofahrzeugen ist vorhanden, jedoch sind die Voraussetzungen dafür, wie z.B. die Steuerbarkeit des Ladeprozesses und variable Stromtarife, derzeit noch nicht vorhanden. Der Einsatz von Elektromobilität als systemrelevanter Stromspeicher wird daher in naher Zukunft noch nicht erwartet.

Neben der ökonomischen und energiewirtschaftlichen Analyse wurden die untersuchten Speicher im Rahmen des Projektes auch einer ökologischen Analyse unterzogen und so eine ganzheitliche Bewertung angestrebt. Die Untersuchungen zeigen, dass nicht die Speichertechnologie, sondern der gespeicherte Strom (Menge und Erzeugungsart) den größten Anteil der Umweltauswirkungen eines Speichers ausmacht. Dabei nimmt der Anteil von Materialien und Herstellungsprozess der Speicher an den Umweltauswirkungen mit steigender Menge der über den Betrachtungszeitraum zwischengespeicherten Energie stetig ab: Die Umweltauswirkungen von Batteriespeichern in Haushaltsanwendungen werden stark von Materialien und Herstellungsprozess beeinflusst. Bei großtechnischen Speicherlösungen wie

Pumpspeicherkraftwerken und Power-to-Gas-Anlagen hingegen können diese Anteile nahezu vernachlässigt werden.

Stromspeicher erfüllen derzeit hauptsächlich eine energiewirtschaftliche Funktion. Werden Speicher mit Graustrom geladen und berücksichtigt man die Gesamteffizienz des Speichervorgangs sowie die Umweltauswirkungen für Materialien und Herstellung des Speichers, so ist Speicherung aus ökologischer Sicht nicht vorteilhaft sondern mit erhöhten Emissionen verbunden. Erst wenn regenerativ erzeugter Strom gespeichert wird, können Speicher im Vergleich zum derzeitigen Strommix einen positiven ökologischen Effekt haben. Die Untersuchungen im Rahmen des Projektes zeigen, dass die Steigerung des Eigenversorgungsanteils nur bei Speicherung von regenerativ erzeugtem Strom eine verbesserte Ökobilanz gegenüber einer direkten Nutzung von Graustrom mit dem deutschen Strommix hat.

Die durchgeführten Lebenszyklusanalysen haben außerdem gezeigt, dass die Identifikation einer ökologisch vorteilhaften Speicherlösung nur in Abhängigkeit einer konkreten Versorgungsaufgabe möglich ist. Technische Restriktionen wie beispielsweise die maximalen Ladezyklen pro Lebenszyklus von Batteriespeichern oder die Ausmaße einer Speicher- bzw. Staumauer an einer konkreten geographischen Lokation beeinflussen die Ergebnisse von Lebenszyklusanalyse in so hohem Maße, dass eine einfache, pauschale Aussage über die ökologische Vorteilhaftigkeit von Speichern so allein nicht möglich ist. Grundsätzlich lassen sich aus den Ergebnissen der untersuchten Lebenszyklusanalysen dennoch Tendenzen ableiten: Bei Batteriespeichern sind Li-Ionen-Speicher für die meisten untersuchten Versorgungsaufgaben die ökologisch sinnvollste Alternative, während Blei-Säure-Akkumulatoren durch ihre geringe Anzahl an Ladezyklen pro Lebenszyklus meist die größten Umweltauswirkungen verursachen. Bei großtechnischen Speichern weisen Pumpspeicherkraftwerke - je nach lokalen Gegebenheiten - die niedrigsten Treibhauseffekte auf. Durch die niedrige Effizienz und die Anzahl der Umwandlungsschritte im Power-to-Gas-Verfahren zeigt sich diese Speicherform bei Verwendung von Graustrom in allen untersuchten Nutzungspfaden derzeit als ökologisch schlechteste Variante. Erst durch die Nutzung regenerativen Stroms und eine mögliche Wärmenutzung können über die Kopplung verschiedener Sektoren die ökologischen Auswirkungen verringert werden.

Im Rahmen des Projektes wurden drei begleitende Workshops durchgeführt, um eine systematische Einbindung von Stakeholdern bei der Diskussion und Entwicklung zukünftiger Betreibermodelle für Stromspeicher sicher zu stellen. In den Workshops wurde herausgearbeitet, dass lokale Akteure in der Energiewende bisher eine zentrale Rolle als Unterstützer, Konsumenten, Investoren und Erzeuger gespielt haben und diese auch gerne weiter einnehmen wollen. Da die Geschäftsmodelle im Bereich Stromspeicher deutlich komplexer sind als bisherige Projekte, wird die Zusammenarbeit verschiedener lokaler Akteure als mögliches Potenzial gesehen. Im letzten Workshop wurden gemeinsam mit den Teilnehmern Handlungsempfehlungen für den verstärkten Einsatz von Stromspeichern diskutiert.

Um den Einsatz von Stromspeichern in Baden-Württemberg und bundesweit zu fördern, sollten zunächst rechtliche/regulative Maßnahmen wie die Legaldefinition von Stromspeichern durchgeführt werden. Für ein systemdienliches Verhalten von Speichern können mehrere Maßnahmen zum Einsatz kommen, wie beispielsweise leistungsbasierte Netzentgelte, Verpflichtung zur Fernsteuerbarkeit von Stromspeichern, variable Stromtarife und ausgewählte Netzanschlusspunkte für Stromspeicher. Im Bereich Kommunikation können lokale Ansprechpartner, Handlungsleitfäden, Vorbild- und Leuchtturmprojekte sowie Kampagnen und Informationsdienstleistungen von Vorteil sein. Als finanzielle Maßnahmen wird ein Landesförderprogramm für Haus- und Quartierspeicher vorgeschlagen. Als weitere Forschungsschwerpunkte wurden Energiesystemanalysen und Netzdienlichkeitsuntersuchungen identifiziert.

2 Einleitung

In diesem Bericht werden die Ergebnisse des Projektes „BETREIBERMODELLE FÜR STROMSPEICHER – Ökonomisch-ökologische Analyse und Vergleich von Speichern in autonomen, dezentralen Netzen und für regionale und überregionale Versorgungsaufgaben“ beschrieben. Das Projekt wurde von der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg im Rahmen des Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung (BWPLUS) gefördert und von einem Konsortium bestehend aus dem Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE und dem Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung IER der Universität Stuttgart gemeinsam mit dem Unterauftragnehmer TTI Compare Consulting bearbeitet.

Ziel des Projektes war die Entwicklung und Bewertung von Betreibermodellen für den zukünftigen Einsatz von Stromspeichern. Im Projekt wurden Speichertechnologien (Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Power-to-Gas sowie stationäre Batteriespeicher) in Versorgungsaufgaben (von der lokalen Anwendung in Ein- und Mehrfamilienhäusern bis zur Bundeslandebene Baden-Württemberg) untersucht. Für die jeweilige Versorgungsaufgabe wurden geeignete und ökonomisch-ökologisch optimierte Betreibermodelle für Stromspeicher entwickelt. Dabei lag ein Fokus der Analyse auf der Bedeutung und Rolle der Speicher für lokale und überregionale Versorgungsaufgaben. Die entwickelten Betreibermodelle sollten nicht nur geringe Kosten und geringe umweltrelevante Auswirkungen aufweisen, sondern auch breite Akzeptanz in den Interessengruppen finden. Dies wurde im Projekt durch Workshops mit verschiedenen Stakeholdern analysiert.

Ein Betreibermodell im Verständnis des Projektes Store2Win beinhaltet die Betriebsweise und Finanzierung (gewichtete Kapitalkosten in Abhängigkeit möglicher Betreiber) verschiedener Speicher in unterschiedlichen Anwendungen, mit dem Ziel, ein Geschäftsmodell daraus zu entwickeln. Die Rechtsform der Betreibermodelle ist nicht Bestandteil der Untersuchung.

Der vorliegende Endbericht ist wie folgt gegliedert: In Kapitel 3 werden zunächst die technischen und ökonomischen Grundlagen für die untersuchten Stromspeichertechnologien beschrieben. In Kapitel 4 wird dann ein Überblick über die Stromspeicherkosten der verschiedenen Technologien gegeben, um einen einsatzunabhängigen Vergleich zu ermöglichen. Kapitel 5 und 6 beschreiben die Methodik der ökonomischen und ökologischen Analyse der Speicher in den unterschiedlichen Versorgungsaufgaben. Anschließend werden in Kapitel 7 bis 10 die Stromspeicher in den einzelnen Versorgungseinheiten betrachtet. In jedem Abschnitt werden die Versorgungsaufgabe beschrieben, die ökonomische Betrachtung und die sich daraus ergebenden Betreibermodelle vorgestellt und für die genannten Betreibermodelle jeweils die ökologische Bewertung gezeigt. Ein Fazit in den jeweiligen Kapiteln gibt einen Überblick über die zu erwartenden Entwicklungen in der Versorgungsaufgabe.

Neben der Betrachtung von Strom-zu-Strom-Technologien, welche im Fokus des Projektes standen, wurden zusätzlich die Marktchancen von Technologien untersucht, welche eine Schnittstelle zum Verkehr- und Industriesektor bilden. Die Markteinschätzung zu Elektromobilität und zu Power-to-Gas werden entsprechend in Kapitel 12 und 13 dargestellt.

Die Ergebnisse der Betreibermodelle wurden in drei projektbegleitenden Workshops mit unterschiedlichen Akteuren diskutiert. Die Ergebnisse sind in Kapitel 14 beschrieben. In Kapitel 15 werden die Schlussfolgerungen zu den entwickelten Betreibermodellen beschrieben. Abschließend werden in Kapitel 16 Handlungsempfehlungen für Politik und Wissenschaft gegeben.

3 Stromspeichertechnologien

Arbeitspaket 1 des Projektes beschreibt den Stand der Technik der im Projekt untersuchten Speichertechnologien. In den folgenden Kapiteln wird zu jeder Technologie die Funktionsweise beschrieben, die wichtigsten technischen Charakteristiken genannt sowie ein Ausblick zur weiteren Entwicklung der Technologie gegeben.

3.1 Pumpspeicher

Pumpspeicher werden den mechanischen Stromspeichern zugeordnet: Elektrische Energie wird in Form von mechanischer Energie gespeichert. Diese Funktionsweise eines Pumpspeichers ist schematisch in Abbildung 3-1 dargestellt. Der Einspeichervorgang sieht dabei vor, dass Wasser mittels Pumpen aus einem Becken (Unterbecken) in ein höher gelegenes Becken (Oberbecken) befördert wird. Das Oberbecken bildet somit die Speichereinheit. Die potentielle Energie des Wassers, welches auf eine höhere Ebene gepumpt wurde, wird gespeichert. Dabei wird elektrische Energie genutzt um einen Motor zu betreiben, der wiederum den Betrieb der Pumpe ermöglicht. Während des Ausspeichervorgangs wird Wasser aus dem Oberbecken wieder zurück in das Unterbecken geleitet. Auf dem Weg in das Unterbecken durchströmt das Wasser eine Turbine, welche einen Generator antreibt und somit die gespeichert mechanische Energie in elektrische Energie umwandelt. Für die Ein- und Ausspeichereinheiten können kombinierte Pumpturbinen zum Einsatz kommen, aber auch separate Pump- und Turbineneinheiten (Neupert et al. 2009).

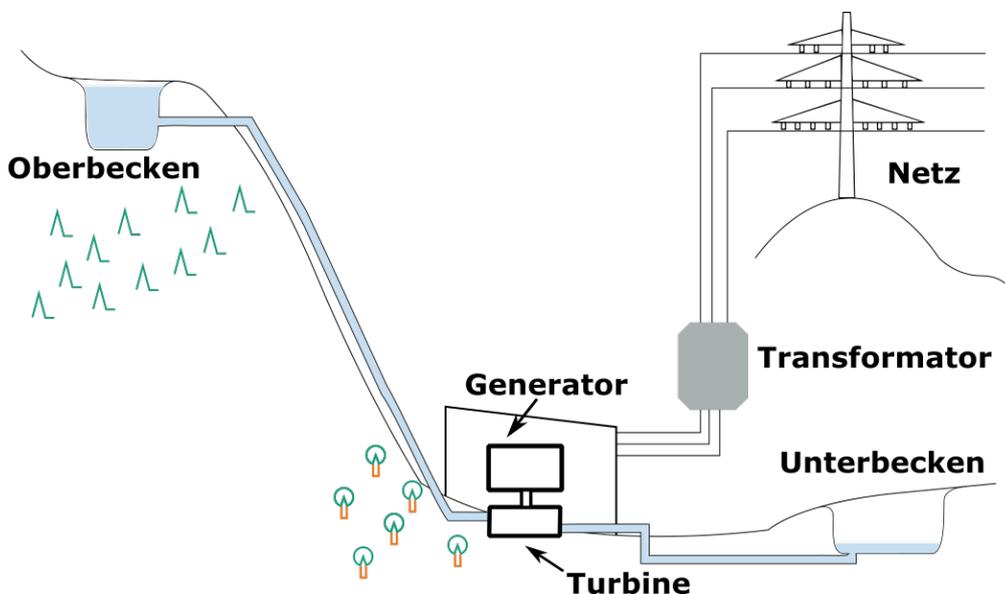


Abbildung 3-1: Schematische Darstellung eines Pumpspeichers (Grafik: Fraunhofer ISE)

Als Speicherbecken können sowohl natürliche als auch künstlich geschaffene Becken genutzt werden. Dient ein natürliches Gewässer als Oberbecken, muss berücksichtigt werden, dass natürlich zufließendes Wasser zusätzlich zu dem heraufgepumpten Wasser zur Stromerzeugung bereitsteht. In dem Fall handelt es sich nicht um einen reinen Energiespeicher.

Bei einem ausschließlichen Energiespeicher ist die Energiemenge, die im Oberbecken gespeichert werden kann, vom Volumen des Speicherbeckens und der Höhendifferenz zwischen dem Ober- und Unterbecken abhängig. In Deutschland liegen die Fallhöhen von Pumpspeichern zwischen 70 und 600 m (Wagner 2003). In Tabelle 3-1 wird eine Übersicht ausgewählter technischer Parameter gegeben.

Tabelle 3-1: Kenndaten von Pumpspeicherkraftwerken ^a (Leonhard et al. 2008), ^b (Sauer et al. 2012)

	Einheit	Parameter
Einspeicherwirkungsgrad	%	86 ^b
Ausspeicherwirkungsgrad	%	88 ^a
Entladetiefe	%	80-100 ^b
Selbstentladerate	%/Tag	0,005-0,02 ^b

Bei der Pumpspeichertechnologie handelt es sich um eine am Markt etablierte und ausgereifte Technologie. Weltweit liegt die installierte Ausspeicherleistung von Pumpspeichern bei etwa 120 GW (IEC 2011). Werden die Ein- und Ausspeicherwirkungsgrad von Pumpspeichern berücksichtigt, können Gesamtspeicherwirkungsgrade zwischen 70 % und 85 % erreicht werden (IEC 2011). Zusätzliche Verluste, welche sich aus Versickerung oder Verdunstung ergeben können, sind sehr gering (Neupert et al. 2009).

Pumpspeicher verfügen über die Eigenschaft, schnell einsatzbereit zu sein. Die gesamte Ausspeicherleistung des Pumpspeichers kann innerhalb einer Minute genutzt werden. Auch um den Pumpenbetrieb aufnehmen zu können, werden nur wenige Minuten benötigt (Wagner 2003). Dabei können die Leistungen der Pumpen und der Turbinen in einem weiten Bereich variiert werden (Neupert et al. 2009). Bedingt durch die technischen Eigenschaften von Pumpspeichern eignet sich diese Technologie zur Bereitstellung von Regelleistung. Einige Pumpspeicher können sowohl Minutenreserveleistung als auch Primär- und Sekundärreserveleistung bereitstellen (Neupert et al. 2009). Darüber hinaus eignen sich Pumpspeicher zur Blindleistungskompensation und eignen sich für den Aufbau eines Stromnetzes nach einem Stromausfall (Schwarzstartfähigkeit) (Sternner und Stadler 2014a, S. 636).

Laut Think (2012) liegen die spezifischen Investitionskosten bei 500 bis 1000 €/kW. Da es sich jedoch um eine seit Jahrzehnten etablierte und kommerziell verwendete Speichertechnologie handelt, werden für Pumpspeicher zukünftig kaum Verbesserungen hinsichtlich der technischen Eigenschaften und auch kaum Reduktionen der Investitionskosten erwartet (IEA 2014). So gehen Loisel et al. (2010b) von einer maximal 15 %-igen Senkung der Investitionskosten bis 2030 aus.

Forschungsaktivitäten im Bereich der Pumpspeicher konzentrieren sich auf die stark limitierenden Bedingungen an die geographische Lage des Speichersystems. Beispielsweise sind Projekte mit unterirdischem Wasserspeicher geplant (Fraunhofer UMSICHT und Fraunhofer IWES 2014). In Japan wurde ein Pumpspeicherkraftwerk errichtet, dessen Oberbecken sich

auf einer Steilküste befindet; als Unterbecken kann das Meer genutzt werden (Neupert et al. 2009). Eine weitere Möglichkeit um neue potentielle Standorte für Pumpspeicher zu identifizieren, stellt die Nutzung von künstlichen oder natürlich vorhandenen unterirdischen Hohlräumen dar. Das Oberbecken wird oberirdisch errichtet, während für das Unterbecken ein unterirdischer Hohlraum genutzt wird, aus dem Wasser über Tage gepumpt wird (Neupert et al. 2009).

3.2 Druckluftspeicher

Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storage - CAES) werden den mechanischen Stromspeichern zugeordnet. Abbildung 3-2 zeigt eine Übersicht bestehender CAES-Technologien. Als Speichermedium wird im Allgemeinen Luft verwendet. Isotherme Druckluftspeicherkraftwerke verwenden als Arbeitsmedium Flüssigkeit. Sie befinden sich derzeit jedoch noch in einem frühen Entwicklungsstadium, daher wird hier nur auf die adiabaten und diabaten Druckluftspeicherkraftwerke eingegangen. Beide verwenden als Arbeitsmedium Luft.

Elektrische Energie wird genutzt, um mittels Kompressoren Umgebungsluft zu verdichten und somit die elektrische Energie in Form von mechanischer Energie der Druckluft zu speichern. Das komprimierte Gas wird in druckluftdichten Hohlräumen gespeichert. Dabei bieten sich besonders unterirdische Salzkavernen an, aber auch poröse Gesteinsschichten wie Aquiferstrukturen und ausgeförderte Öl- oder Gaslagerstätten sowie aufgelassene Bergwerke und Felskavernen können zu diesem Zweck genutzt werden (Crotogino 2003). Um die mechanische Energie wieder in elektrische Energie zu wandeln, wird die Druckluft in Turbinen entspannt. Die Turbinen treiben wiederum einen Generator an.

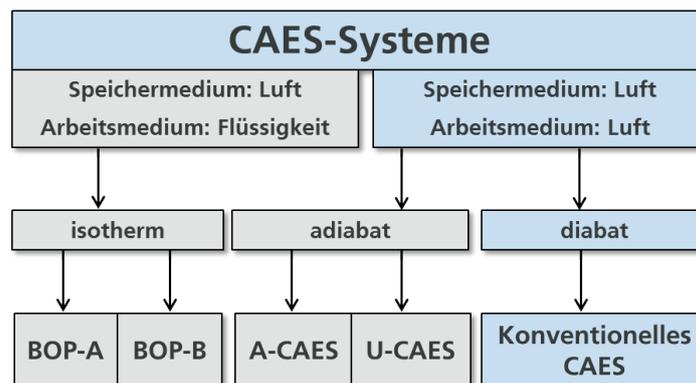


Abbildung 3-2: Übersicht von Druckluftspeicherkraftwerken nach (Wolf und Dötsch 2009)
(Grafik: Fraunhofer ISE)

Die aus heutiger Sicht relevanten Ansätze für einen Einsatz der Druckluftspeichertechnologie werden im Folgenden näher erläutert. Dabei handelt es sich zum einen um die diabaten Druckluftspeicher (dCAES) und zum anderen um die adiabaten Druckluftspeicher (aCAES).

3.2.1 Diabate Druckluftspeicher

Das Funktionsprinzip eines diabaten Druckluftspeichers ist in Abbildung 3-3 dargestellt. Kompressoren ① verdichten Umgebungsluft in mehreren Teilschritten. Der Antrieb der Kompressoren erfolgt durch einen Motor ②, welcher wiederum mit dem einzuspeichernden Strom betrieben wird. Während des Verdichtungs Vorganges wird die Luft zwischengekühlt, sodass die Druckluft der Speichereinheit mit einer Temperatur von ca. 50°C (Calaminus 2009) zugeführt werden kann. Das Druckniveau innerhalb des Druckluftspeichers, beispielsweise einer unterirdischen Speicherkaverne ④, kann in Abhängigkeit der Teufe bis über 200 bar betragen (Crotagino 2003).

Um gespeicherte mechanische Energie wieder in Form von elektrischer Energie nutzbar zu machen, muss die zuvor abgekühlte Druckluft wieder auf ca. 550°C erwärmt werden (Calaminus 2009), um Vereisung zu vermeiden. Aus diesem Grund wird der Druckluft Erdgas beigemischt und dieses Gemisch in einer Brennkammer verbrannt. Die nun erwärmte Druckluft wird im Anschluss in einer Gasturbine auf Umgebungsdruck entspannt. Diese Gasturbine treibt wiederum einen Generator an.

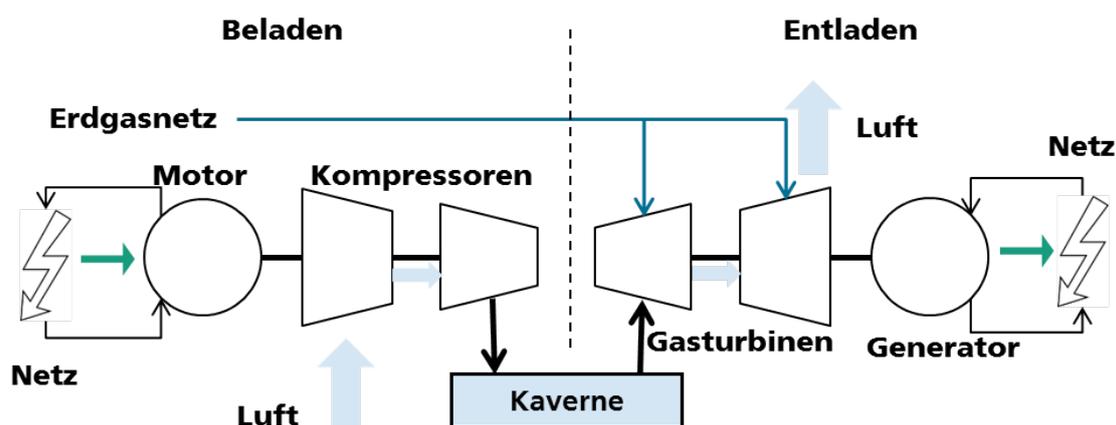


Abbildung 3-3: Funktionsprinzip eines diabaten Druckluftspeichers (Grafik: Fraunhofer ISE)

Derzeit werden weltweit zwei diabate Druckluftspeicher betrieben. 1978 wurde der weltweit erste Druckluftspeicher in Deutschland in Betrieb genommen. Dieser Druckluftspeicher in Huntorf verfügt über zwei unterirdische Kavernen mit einem Volumen von jeweils ca. 150.000 m³, welche in einem Salzstock in einer Teufe zwischen 650 m und 800 m errichtet wurden (Brown, Boveri & Cie 1986). Die Luft kann mit einem Druck zwischen 50 und 70 bar in diesen Kavernen gespeichert werden, woraus sich eine Speicherkapazität von ca. 580 MWh ergibt. Bei der Leistungsaufnahme des Kompressors von etwa 60 MW können die Speicherkavernen innerhalb von acht Stunden vollständig befüllt werden (Brown, Boveri & Cie 1986), während bei der installierten Turbinenleistung von 290 MW zwei Stunden für eine vollständige Entladung der Speicherkavernen auf den niedrigsten erlaubten Kavernendruck benötigt werden (Meyer 2007). Der Druckluftspeicher Huntorf erreicht einen Gesamtspeicherwirkungsgrad von ca. 42 %: um die Einspeisung von 1 kWh elektrischer Energie in das Stromnetz zu erreichen, müssen etwa 0,8 kWh elektrische Energie zuvor aus dem Stromnetz

bezogen werden und 1,6 kWh zusätzlich durch die Zufuhr von Erdgas bereitgestellt werden (Meyer 2007).

Der zweite Druckluftspeicher wurde 1991 in McIntosh in den USA in Betrieb genommen. Mit einer Kompressorleistung von 50 MW, einer Turbinenleistung von 110 MW und einer Speicherkapazität von etwa 2.800 MWh ergibt sich für McIntosh eine höhere Be- und Entladedauer unter Vollast als in Huntorf (Meyer 2007). Zur vollständigen Beladung der Speicherkaverne werden 38 Stunden und zur Entladung 24 Stunden benötigt (Wolf und Dötsch 2009). Das Druckluftspeichersystem in McIntosh wird im Gegensatz zu dem Speichersystem in Huntorf um einen Rekuperator ergänzt. Die gespeicherte Druckluft kann, noch vor der Zufuhr des Erdgases, mittels des Rekuperators vorgewärmt werden. Dabei macht der Rekuperator die Abwärme des Abgases nutzbar. Dies ist mit einer erhöhten Effizienz des Druckluftspeichersystems verbunden. So werden in McIntosh Gesamtspeicherwirkungsgrade bis zu 54 % erreicht: der spezifische Energiebedarf um 1 kWh elektrische Energie in das Stromnetz rückspeisen zu können liegt bei 0,69 kWh bezogener elektrischer Energie und 1,17 kWh Erdgaseinsatz (Meyer 2007).

Tabelle 3-2: Kenndaten der diabaten Druckluftspeicher Huntorf und McIntosh ^a(Brown, Boveri & Cie 1986), ^b(Meyer 2007), ^c(Wolf und Dötsch 2009)

	Einheit	Huntorf (D)	McIntosh (USA)
Inbetriebnahme		1978 ^a	1991 ^c
Turbinenleistung	MW	290 ^a	110 ^c
Kompressorleistung	MW	60 ^c	50 ^c
Speicherkapazität	MWh	580 ^c	2.800 ^c
Entladedauer	h	2 ^c	24 ^c
Speichervolumen	m ³	2 x 150.000 ^b	538.000 ^b
Kavernendruck	bar	50 - 70 ^c	45 - 76 ^c
Speicherwirkungsgrad	%	42 ^c	54 ^c
Anfahrzeit	min	8 - 14 ^c	7 - 12 ^c

Diabate Druckluftspeicher sind prinzipiell geeignet, um sowohl positive als auch negative Minutenreserve bereitzustellen. Zudem können Druckluftspeicher unabhängig vom Stromnetz ihren Betrieb aufnehmen (Schwarzstartfähigkeit) und somit nach einem Zusammenbruch des Stromnetzes zu einem erneuten Aufbau beitragen (Sternner und Stadler 2014a). Bei den diabaten Druckluftspeichern handelt es sich um eine marktfähige Technologie, die bereits seit mehreren Jahren im Einsatz ist. Allerdings hat sich diese Speichertechnologie mit bisher nur zwei Anwendungsbeispielen noch nicht am Markt durchgesetzt.

Kaldellis und Zarifrakis (2007) weisen spezifische Investitionskosten von 300 bis 600 €/kW in Abhängigkeit der angenommenen technischen Parameter aus. Loisel et al. (2010b) nehmen

für ein Druckluftspeicherwerk mit einer Turbinenleistung von 300 MW und 150 MW Kompressorleistung sowie einer Speicherkapazität von 2.400 MWh Kosten von 690 €/kW an. Bei diabaten Druckluftspeichern wird jedoch im Gegensatz zu den im folgenden Abschnitt aufgeführten adiabaten Druckluftspeichern nur von einem geringen Entwicklungspotenzial ausgegangen. Dies ist dadurch zu begründen, dass die Druckluftspeicherkosten im hohen Maß von den Kosten der Kaverne abhängen, die wiederum im Wesentlichen durch die Geologie determiniert sind. So wird von Loisel et al. (2010b) eine maximale Kostenreduktion von 15 % bis 2030 prognostiziert.

3.2.2 Adiabate Druckluftspeicher

Der adiabate Druckluftspeicher stellt eine Weiterentwicklung des diabaten Druckluftspeichers dar, die um einen Wärmespeicher ergänzt wird. Die während der Kompression anfallende Wärme wird einem Wärmespeicher zugeführt, welcher die Wärme aufnimmt und zu einem späteren Zeitpunkt vor dem Ausspeichervorgang in der Turbine zur Erwärmung der Druckluft bereitstellt. Somit kann auf die Zufuhr von fossilem Brennstoff zur Erwärmung der Druckluft verzichtet werden. Trotz der Bezeichnung der Speichertechnologie als adiabater Druckluftspeicher läuft in der Realität eine Zustandsänderung ab, so dass der Speichervorgang nur annähernd adiabat verläuft. Ein Wärmeaustausch mit der Umwelt wird möglichst klein gehalten, kann jedoch nicht vollständig während der Kompression, der Expansion und der Speicherdauer vermieden werden. In Abbildung 3-4 ist das Funktionsprinzip eines adiabaten Druckluftspeichers schematisch dargestellt.

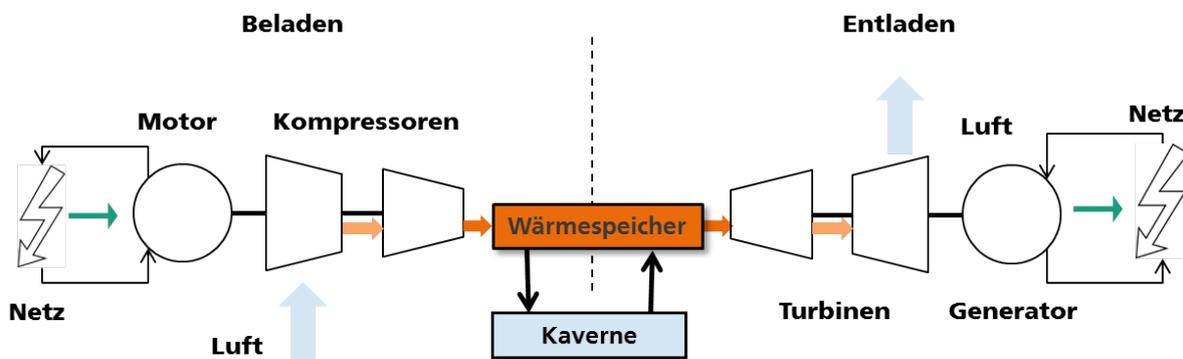


Abbildung 3-4: Funktionsprinzip eines adiabaten Druckluftspeichers (Grafik: Fraunhofer ISE)

Bislang wurde noch kein adiabates Druckluftspeicherkraftwerk gebaut; die Technologie befindet sich noch im Entwicklungsstadium. Verglichen mit den Komponenten eines diabaten Druckluftspeichers müssen Turbine und Kompressor für den Einsatz in einem adiabaten System weiterentwickelt werden; zudem ist die Entwicklung eines geeigneten Wärmespeichers notwendig.

Während die anfallende Kompressionswärme im diabaten Druckluftspeicherkonzept in mehreren Schritten abgeführt wird, ist dies bei den adiabaten Druckluftspeichern nicht vorgesehen. Die anfallende Wärme soll erst im Anschluss an die Kompression einem Wärmespei-

cher zugeführt werden. Aus diesem Grund ergeben sich deutlich höhere Temperaturen am Kompressorausstritt als bei einem konventionellen Verdichtungsprozess (Nowi et al. 2006).

Da die Zufuhr von Erdgas in einem adiabaten Druckluftspeicher durch den Einsatz des Wärmespeichers nicht benötigt wird, kommen Luftturbinen zum Einsatz, während bei diabaten Druckluftspeichern Gasturbinen verwendet werden. Die einzusetzenden Luftturbinen müssen dabei die folgenden Eigenschaften aufweisen: hohe Leistungsdichte, hohe Eintrittstemperaturen und einen großen Betriebsbereich (Nowi et al. 2006). Der Zielwert bezüglich der Anfahrtszeit von adiabaten Druckluftspeichern liegt gemäß Siemes (2008) bei 15 Minuten. Um diesen Wert zu erreichen muss ein System zur Vorwärmung der Druckluft zum Einsatz kommen (Zunft 2007).

Auch der thermische Speicher befindet sich noch in der Entwicklung. Der Wärmespeicher muss über die Fähigkeit verfügen, die Druckluft, welche den Kompressor mit einer Temperatur von etwa 600°C verlässt, mit möglichst geringen Druckverlusten auf 50°C abzukühlen. Zudem sollte die Speicherung der Wärme über einen längeren Zeitraum mit geringen Wärmeverlusten möglich sein (Zunft 2007). Um die Druckluft vor der Zufuhr in die Luftturbine ausreichend vorwärmen zu können, muss die verwendete Wärmespeichertechnologie außerdem eine ausreichend hohe Wärmeleistung aufweisen. Dabei könnten zum einen Flüssigspeicher, die Nitratsalze oder Mineralöle verwenden, zum anderen Feststoffspeicher, beispielsweise unter Verwendung von Naturstein, Feuerstein oder Beton, zum Einsatz kommen. Ein großes Potential liegt in der Verwendung eines Wärmespeichers mit Schüttgut, welches direkt von der heißen Luft durchströmt wird (Nowi et al. 2006).

Da das adiabate Druckluftspeicherkonzept auf den Einsatz von Brennstoffen verzichtet, liegt der Zielwert für den zu erreichenden Gesamtspeicherwirkungsgrad höher als der erreichbare Wirkungsgrad der diabaten Druckluftspeicher. Der Wirkungsgrad von adiabaten Druckluftspeicher kann bei bis zu 70 % liegen ((Meyer 2007), (Succar und Williams 2008) und (IEA 2014)). In Tabelle 3-3 sind die wesentlichen technischen Kenndaten zusammengefasst.

Tabelle 3-3: Erwartete Kenndaten von adiabaten Druckluftspeichern ^a(Leonhard et al. 2008), ^b(Calaminus 2009), ^c(Tuschy 2008), ^d(Gillhaus et al. 2006), ^e(Sauer et al. 2012)

	Einheit	Parameter
Kompressorwirkungsgrad (mech.)	%	45 ^a
Kompressorwirkungsgrad (therm.)	%	37 ^a
Turbinenspezifischer mechanischer Energieverbrauch	-	0,504 ^{b,c,d}
Turbinenspezifischer thermischer Energieverbrauch	-	0,642 ^{b,c,d}
Entladetiefe	%	40 ^e
Selbstentladerate	%/Tag	0,75 ^e

Die Anfahrzeit für adiabate Druckluftspeicher liegt bei etwa 15 Minuten (Dötsch et al. 2009). Dementsprechend eignet sich diese Druckluftspeichertechnologie ebenfalls für die Bereitstellung positiver und negativer Minutenreserve. Auch die Schwarzstartfähigkeit ist bei adiabaten Druckluftspeichern gegeben (Sterner und Stadler 2014a, S. 636).

Bei adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken liegen die spezifischen Investitionskosten laut Sauer et al. (2012) bei 1000 €/kW und laut (Mainzer et al. 2014) bei 910 €/kW. Prognosen zur zukünftigen Entwicklung weisen Kostensenkungspotenziale zwischen 20 % (Sauer et al. 2012) und 30 % (Mainzer et al. 2014) bis zum Jahr 2030 aus. Die höheren Kostenreduktionen im Vergleich zu den diabaten Systemen sind im Wesentlichen auf Annahmen zu der Entwicklung haltbarer und günstiger Speichermaterialien mit hoher Wärmespeicherkapazität und -leitfähigkeit zurückzuführen.

3.3 Power-to-Gas

Power-to-Gas-Speicher zählen zu den chemischen Stromspeichertechnologien bei denen elektrische Energie in chemische Energie gewandelt und dann gespeichert wird. Dabei ergeben sich für die Power-to-Gas-Speichertechnologie von der Aufnahme der elektrischen Energie bis zur der Rückverstromung verschiedene mögliche Nutzungspfade. Diese Pfade sind in Abbildung 3-5 dargestellt und werden nachfolgend näher erläutert.

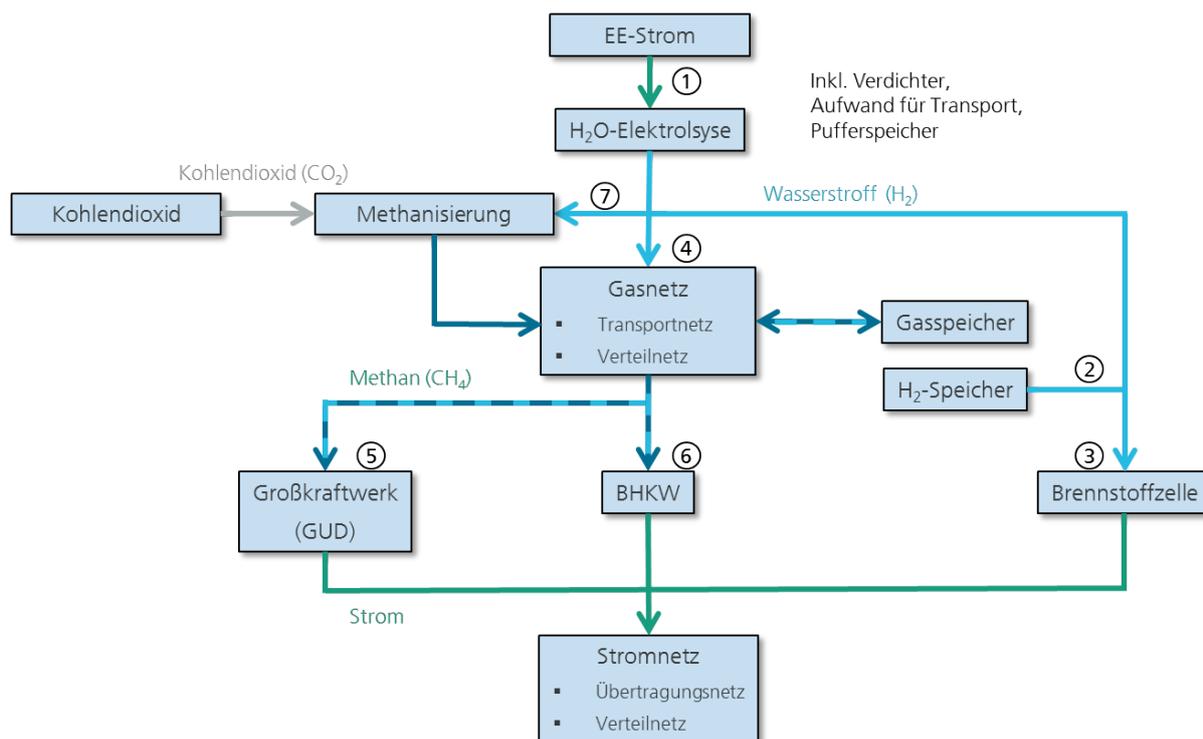


Abbildung 3-5: Nutzungspfade der Power-to-Gas-Technologie basierend auf basierend auf (Albrecht et al. 2012) (Grafik: Fraunhofer ISE)

Am Anfang des Power-to-Gas-Speicherkonzepts steht bei allen betrachteten Nutzungspfaden die Aufnahme der elektrischen Energie ①, welche einem Elektrolyseur zugeführt wird. In einem Elektrolyseur wird Wasser (H₂O) mittels der zugeführten elektrischen Energie in die Bestandteile Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) aufgespalten. Heute einsatzbereit ist zu diesem Zweck die alkalische Elektrolyse (AEL), welche mit flüssigen Elektrolyten arbeitet, während der Einsatz von Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM) und Hochtemperaturelektrolyse weiterhin erforscht wird (Hartmann et al. 2012a).

Bei der alkalischen Elektrolyse wird auf der Kathodenseite des Elektrolyseurs Wasser zugeführt und verursacht dort die Entstehung von Wasserstoff und OH-Ionen. Die OH-Ionen durchdringen eine mikroporöse Membran. Auf der Seite der Anode erfolgt die Bildung von Sauerstoff und Wasser. Die Betriebstemperatur liegt bei der alkalischen Elektrolyse zwischen 50 und 80°C. Bei der PEM-Elektrolyse wird ein Wassermolekül auf der Seite der Anode in ein halbes O₂ Molekül und zwei Protonen zerlegt. Die Protonen gelangen durch die Membran auf die Kathodenseite, wo sie zwei Elektronen aufnehmen. Sie werden zu einem Wasserstoffmolekül reduziert. Der Temperaturbereich liegt derzeit in der Anwendung bei bis zu 80°C. Die Hochtemperaturelektrolyse arbeitet hingegen mit Temperaturen zwischen 800 und 1000°C. Kathodenseitig erfolgt die Reduktion von Wasserdampf zu Wasserstoff und Sauerstoffionen. Die Sauerstoffionen durchdringen die Membran und an der Anode erfolgt die Oxidation zu Sauerstoff. (Smolinka et al.)

Der erzeugte Wasserstoff kann vielfältig genutzt werden. Im Rahmen dieser Studie werden allerdings nur die Nutzungsarten berücksichtigt, welche im Sinne der Stromspeicherung auch eine Rückverstromung der gespeicherten Energie zum Ziel haben. Dementsprechend werden eine stoffliche Nutzung des Wasserstoffs, beispielsweise für industrielle Zwecke und die Nutzung des Wasserstoffs im Verkehrssektor, nicht weiter berücksichtigt.

Tabelle 3-4: Kenndaten von Power-to-Gas-Technologien ^a(Bertuccioli et al. 2014), ^b(Pioch et al. 2008), ^c(Karamanolis 2003), ^d (Noack et al. 2015, S. 30)

	Einheit	Parameter
Wirkungsgrad Elektrolyseur heizwert-bezogen (AEL)	%	68 ^d
Lebensdauer Elektrolyseur (AEL)	a	26 ^a
Wirkungsgrad Elektrolyseur heizwert-bezogen (PEM)	%	59 ^a
Lebensdauer Elektrolyseur (PEM)	a	22 ^a
Wirkungsgrad Brennstoffzelle	%	40 ^b
Lebensdauer Brennstoffzelle	h	40.000 ^c

Ein Nutzungspfad von Wasserstoff mit dem Ziel der Rückverstromung stellt zum einen die Wasserstoffspeicherung ② in einem gasdichten Hohlraum, beispielsweise einem unterirdischen Kavernenspeicher, dar. Nachfolgend kann bei der Ausspeicherung die Zufuhr des Wasserstoffs in eine Brennstoffzelle ③ erfolgen, welche die zuvor in Form von chemischer Energie gespeicherte Energie wieder in Form von elektrischer Energie nutzbar macht. Dabei wird in der Brennstoffzelle der Prozess der Elektrolyse umgekehrt. Brennstoffzellen weisen dabei auf der einen Seite hohe Wirkungsgrade auf, sind allerdings andererseits mit hohen Investitionskosten verbunden (Hartmann et al. 2012a).

Eine weitere Nutzungsmöglichkeit besteht darin, Wasserstoff direkt in das Erdgasnetz ④ einzuspeisen. Dies ist jedoch nur begrenzt möglich: Im deutschen Erdgasnetz ist ein maximaler Volumenanteil von 5 % Wasserstoff erlaubt (Dena 2014). Wird Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz eingespeist, kann dieser Wasserstoff bilanziell in Gas- oder GuD-Kraftwerken ⑤ bzw. in Erdgas nutzenden Blockheizkraftwerken ⑥ verwendet werden.

Einen weiteren Nutzungspfad der Power-to-Gas-Technologie stellt die Methanisierung ⑦ des gewonnenen Wasserstoffs dar. Dabei wird Wasserstoff unter Zugabe von Kohlenstoffdioxid zu Methan aufbereitet. Innerhalb der Methanisierungsreaktion erfolgt die Verbindung des Wasserstoffs (H₂) mit dem Kohlenstoff (C), welcher aus dem Kohlenstoffdioxid (CO₂) stammt, sodass Methan (CH₄) entsteht. Zudem bildet sich Wasser (H₂O) aus der Verbindung des Sauerstoffs (O₂) und Wasserstoffs (H₂). Wesentliche technische Parameter dieses Vorgangs sind in Tabelle 3-5 aufgeführt. Das entstandene Methan, auch als synthetisches Erdgas (Synthetic Natural Gas - SNG) bezeichnet, weist identische Eigenschaften wie fossiles Erdgas auf und kann in das Erdgasnetz eingespeist werden (Hartmann et al. 2012a).

Tabelle 3-5: Kenndaten der Methanisierung ^a(Graf et al. 2014), ^b(Hirschl, S. 21; Hirschl), ^c(Albrecht et al. 2013)

	Einheit	Parameter
Wirkungsgrad Methanisierungsanlage	%	80 ^{a,b}
Stromverbrauch Gaseinspeisung Methan	kWh/Nm ³	0,1237 ^c
Leitungsverluste Methantransport	%	2

In diesem Fall kann das gesamte Methan in GuD-Kraftwerken, Gaskraftwerken oder Blockheizkraftwerken verwendet werden. Der Gesamtspeicherwirkungsgrad ist entscheidend von dem betrachteten Nutzungspfad abhängig: wird die Wasserstoffspeicherung betrachtet (ohne eine Methanisierung des Wasserstoffs) werden Zykluswirkungsgrade von 20 bis 40 % erreicht (Mahnke und Mühlenhoff 2012). Wird eine zusätzliche Methanisierung vorgenommen, ist dies mit einer zusätzlichen Wirkungsgradminderung verbunden, sodass ein Wirkungsgrad bis maximal 36 % angegeben wird (Hartmann et al. 2012a).

Power-to-Gas-Speicher in Verbindung mit einem GuD- oder Gaskraftwerk verfügen grundsätzlich über Schwarzstartfähigkeit sowie die Voraussetzungen für die Teilnahme am Sekundär- und Minutenreservemarkt, und sind auch zur Blindleistungskompensation geeignet (Hartmann et al. 2012a).

Kostensenkungspotenziale bestehen insbesondere in der Methanisierung und in der Wasserstoffspeicherung. Für den Prozess der Methanisierung wird in der Literatur das Lernkurvenkonzept angewendet, welches auf einer empirischen Beobachtung basiert. So wird angenommen, dass mit jeder Verdopplung der installierten Kapazität die Kosten dieser Technologie um einen festen Prozentsatz sinken. Für Elektrolyse und Methanisierung wurde eine Lernrate von jeweils ca. 15 % ermittelt (Schoots et al. 2008). Auch das Reiner Lemoine Institut (2012) begründet zukünftige Kostendegressionen durch Marktwachstum. Wietschel et al. (2010) sehen große Kostenreduktionspotenziale bei der Wasserstoffspeicherung in der Wirkungsgraderhöhung, der Verlängerung der Elektrolyseurlebensdauer sowie der Entwicklung von Elektrolyseuren mit einer Leistung von größer 1 MW.

3.4 Batteriespeicher

Elektrochemische Energiespeicher sind Speichertechnologien, bei denen die Umwandlung der elektrischen in chemische Energie über eine Redox-Reaktion erfolgt. Die Entladung findet durch eine Umkehr der Reaktion statt. Wenn sich Elektroden und Elektrolyt in einer festen Einkapselung befinden und die Batterie mehrmals be- und entladen werden kann, handelt es sich um eine sogenannte Sekundärbatterie (Dennenmoser 2013). Diese auch als Akkumulatoren bezeichneten Energiespeicher können zwischen Speichern mit internem und Speichern mit externem Tank unterschieden werden. Im Fall des externen Tanks wird der Elektrolyt mittels Pumpe an die Elektroden gefördert. Der Elektrolyt wird aus Behältern gefördert, die sich außerhalb des Speichergehäuses befinden. In der vorliegenden Studie wird

der Begriff der Batterie bzw. des Batteriespeichers gleichgesetzt mit der Bedeutung einer Sekundärbatterie.

Im Folgenden werden verschiedene Batterietechnologien hinsichtlich ihrer technologischen Kennzahlen betrachtet. Für Batteriespeichersysteme sind insbesondere die Kennwerte der maximalen Ladezyklenzahl, der spezifischen Energie- und Leistungsdichte sowie der maximalen Entladetiefe aussagekräftig.

3.4.1 Blei-Batteriespeicher

Die Blei (Pb)-Batterie gehört zu den ausgereiftesten und am weitesten verbreiteten Speichertechnologien und wird seit über 100 Jahren zur Speicherung von Strom genutzt. Unterschieden wird bei der Blei-Säure-Technologie zwischen einer gefluteten Variante und der sogenannten Valve Regulated Lead Acid (VRLA)-Batterie. (Divya und Østergaard 2009)

Jede Zelle einer Pb-Säure-Batterie setzt sich aus einer positiven Elektrode, bestehend aus Blei-Dioxid, und aus einer negativen Elektrode, bestehend aus porösem elementarem Blei, zusammen. Getrennt werden die beiden Elektroden durch ein mikroporöses Material. Der verwendete Elektrolyt besteht für die geflutete Pb-Säure-Batterie aus einer flüssigen Schwefelsäurelösung (Divya und Østergaard 2009). Bei der VRLA-Batterie handelt es sich prinzipiell um die gleiche Technologie wie bei einer herkömmlichen Pb-Säure-Batterie. Der Unterschied liegt in den ventilgesteuerten Batteriezellen, die sich in einem fest verschlossenen Gehäuse befinden. Eine VRLA-Batterie ist in der Lage, durch Überladung oder aufgrund eines Zellfehlers entstehendes Gas durch das Sicherheitsventil entweichen zu lassen. VRLA-Batterien untergliedern sich nochmals in zwei Arten. Bei der verschlossenen „Absorbent Glass Mat“ (AGM)-Batterie wird der Elektrolyt durch Kapillarwirkung in einem Vlies aus Glasfasern absorbiert. Für die verschlossenen Gel-Batterien wird der Elektrolyt in einem Gel aus Silikaten gebunden. Pb-Gel-Batterien stellen aktuell auf dem Markt für PV-Hausbatteriespeicher einen großen Anteil der verfügbaren Pb-Speichersysteme (pv magazine Deutschland 2014). Sie zeichnen sich im Vergleich zur Pb-Säure-Batterie durch eine erhöhte Lebensdauer und Zyklenfestigkeit aus. Technische Parameter sind der Tabelle 3-6 zu entnehmen.

Tabelle 3-6: Kenndaten von Blei-Batteriespeichern ^a(C.A.R.M.E.N. e.V. 2015), ^b(Sauer et al. 2012) ^c(Fuhs 2014), ^d(Sauer et al. 2013b), ^e(IBC Solar AG 2014b), ^f(Crastan 2012)

	Einheit	Parameter 2013	Parameter 2020+
Wirkungsgrad	%	90 ^b	90 ^b
Ladezyklen	-	2.700 ^c	4.000 ^d
Entladetiefe	%	50 ^a	80 ^d
Selbstentladerate	%/Monat	2,0 ^e	3,0 ^f

Eingesetzt werden Pb-Batterien vorwiegend im Automobilbereich als Starterbatterien. Sie kommen aber auch als Backup zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) in Telekommunikationsnetzen oder zur Systemstabilisierung in Inselnetzen zur Anwendung. Als eines der ersten Pilotprojekte für Großbatteriespeicher wurde seit 1986 ein auf der Pb-Technologie basierender Batteriespeicher (17 MW / 14 MWh) zur Netzstabilisierung in Berlin eingesetzt (Sauer et al. 2012, S. 53), (Rundel et al. 2013). Aufgrund der geringen Investitions- und Lebenszykluskosten sind Pb-Batteriespeicher kurz- und mittelfristig als wichtige Alternativtechnologie zu Li-Ion-Batterien einzustufen (Sauer et al. 2012, S. 53).

Durch die bereits hohe Marktdurchdringung von Pb-Batterien ist laut Schlick et al. (2012) einer geringen Kostenreduktionen als bei Li-Ionen-Batterien zu rechnen. Bis 2020 wird mit einer Reduktion der Investitionskosten von 20 % im Vergleich zu 2011 ausgegangen (Schlick et al. 2012). Sauer et al. (2013b, S. 54) rechnen bis 2030 mit einer Reduktion von ca. 50 % gegenüber 2013.

3.4.2 Lithium-Ionen-Batteriespeicher

Lithium-Ionen(Li-Ion)-Batterien haben sich seit ihrer Markteinführung 1991 zu einer der wichtigsten Speichertechnologien entwickelt. Neben der Unverzichtbarkeit am Markt portabler Speicheranwendungen (Laptops, Smartphones), etabliert sich die Li-Ion-Batterie mittlerweile auch auf dem Markt der Elektromobilität und im Bereich kleinerer und mittlerer stationärer Speichersysteme (Sauer et al. 2013b, S. 6).

Der Ladungsaustausch innerhalb einer Li-Zelle erfolgt durch den Transport und die Einlagerung von Li-Ionen in die Kristallgitter der Elektroden. Die beiden Elektroden einer Li-Ion-Batterie werden aus einem Li-dotierten Metalloxid (positive Elektrode) und aus geschichtetem Graphit (negative Elektrode) gebildet. Zwischen beiden Elektroden befindet sich der ionenleitfähige Elektrolyt, bestehend aus gelösten Lithiumsalzen. Eine poröse Polymer-Membran sorgt für eine physische und elektrische Isolierung der beiden Elektroden, ermöglicht jedoch den Übergang der Lithium-Ionen zwischen den Kammern. Der Vorgang der reversiblen Ein- bzw. Auslagerung der Li-Ionen wird auch als Inter- bzw. Deinterkalation bezeichnet. (Sauer et al. 2012, S. 51)

In Abbildung 3-6 ist der allgemeine Aufbau eines Lithium-Ionen Akkumulators sowie der Lade- und Entladevorgang illustriert.

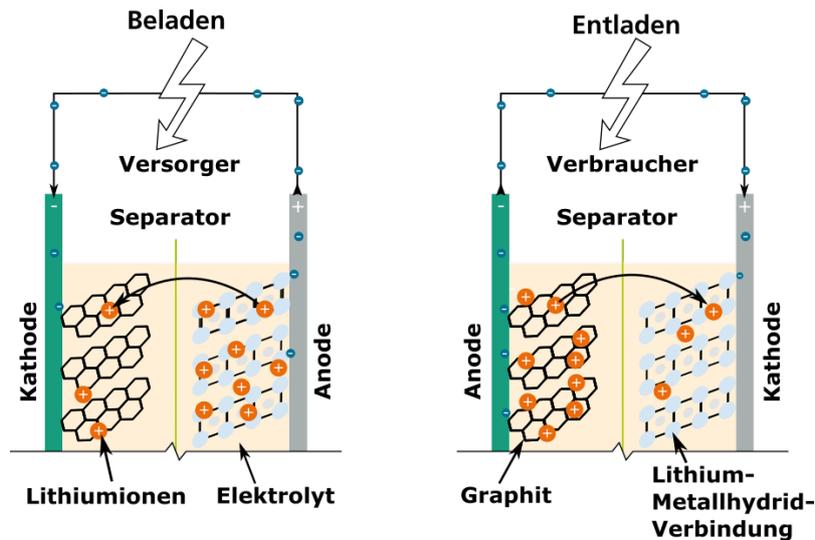


Abbildung 3-6: Aufbau eines Lithium-Ionen Akkumulators in Anlehnung an (Sauer et al. 2012) (Grafik: Fraunhofer ISE)

Neben Graphit kommt als weiteres Anodenmaterial Titanoxid in Betracht, woraus sich die Technologie der Lithium-Titanat(LiTi)-Batterie ableitet. Zum Einsatz kommende Kathodenmaterialien sind das Lithium-Eisen-Phosphat (LFP), das Lithium-Cobalt-Oxid (LCO) oder auch das Lithium-Mangan-Oxid (LMO). Aufgrund ihrer hochwertigen Eigenschaften ist die LFP-Technologie derzeit die meist eingesetzte Li-Ion-Batterie am Markt für PV-Batteriespeicher (pv magazine Deutschland 2014). Da sowohl für die Elektrolyte als auch für die Elektroden eine Vielzahl unterschiedlicher Materialkombinationen mit unterschiedlichen Auswirkungen auf die Leistungsfähigkeit der Batterie existieren, widmet sich die aktuelle Forschung an der Li-Ion-Batterie vermehrt der Materialauslegung (Sauer et al. 2012, S. 51).

Tabelle 3-7: Kenndaten von Lithium-Ionen-Batteriespeichern ^a(C.A.R.M.E.N. e.V. 2015), ^b(Sauer et al. 2012) ^c(Sauer et al. 2013), ^d(IBC Solar AG 2014a)

	Einheit	Parameter 2013	Parameter 2020+
Wirkungsgrad	%	90 ^b	95 ^c
Ladezyklen	-	5.000 ^a	10.000 ^c
Entladetiefe	%	85 ^a	100 ^c
Selbstentladerate	%/Monat	1,0 ^d	1,0 ^c

Li-Ion-Batterien zeichnen sich durch gute Energiedichten von 100 bis 160 Wh/kg und sehr hohen Leistungsdichten von bis zu 1.000 W/kg aus. Wirkungsgraden von bis zu 90 % steht eine relativ hohe Selbstentladung von circa 3 % pro Monat gegenüber (Sauer et al. 2013). Weitere Nachteile sind die hohe Empfindlichkeit gegenüber mechanischen Einwirkungen sowie ein bestehendes Brandrisiko, dass durch den Einsatz leicht brennbarer Materialien hervorgerufen wird. Werden Li-Ion-Batterien zu hohen Temperaturen ausgesetzt, wird Sauerstoff freigesetzt, der wiederum eine sich selbstverstärkende Brandreaktion hervorruft und zur kompletten Batteriezerstörung führt. (Rundel et al. 2013)

Die zukünftigen Entwicklungsziele hängen von dem Einsatzgebiet der Lithium-Ionen-Technologie ab. So steht im Bereich der Elektromobilität das Erreichen höherer Energie- und Leistungsdichten im Vordergrund, während bei stationären Anwendungen die Investitionskosten sowie die Zyklenfestigkeit zentrale Aspekte zukünftiger Forschung darstellen. Wie in Tabelle 3-7 dargestellt, wird mittelfristig von einer erheblichen Verbesserung der technischen Parameter ausgegangen, was insbesondere auf Fortschritte in der Elektrochemie als auch auf die Entwicklung von verbesserten Kathodenmaterialien zurückzuführen ist. (Fraunhofer ISI 2012)

Aufgrund dieser Entwicklungen wird laut Bundesverband Erneuerbare Energien (2013) von einem hohen Kostensenkungspotenzial von ca. 67 %, ohne Angabe eines Referenzjahres, ausgegangen. Fraunhofer UMSICHT et al. (2014) weisen bis 2050 eine Kostendegression von 87,6 % aus. Somit wird laut der Studien in der Zukunft ein vergleichbares Kostenniveau zu Pb-Batterien erreicht.

3.4.3 Redox-Flow-Batteriespeicher

Bei Redox-Flow-Batterien zirkulieren die beiden Elektrolyte durch den Antrieb von Pumpen zur Stromerzeugung durch die elektrochemischen Reaktorteile, bestehend aus einer Anode, einer Kathode und einem Separator. Das Prinzip der Energiegewinnung und die Möglichkeit, die Leistungseinheit in Stack-Bauweise umzusetzen, ähnelt dem Prinzip der Wasserstoff-Brennstoffzelle (Divya und Østergaard 2009), (Doetsch und Burfeind 2014). Ein schematischer Aufbau einer Redox-Flow-Batterie ist in Abbildung 1 zu sehen.

Mit Redox-Flow-Batterien ist daher die Entkopplung der gespeicherten Energie von der Nennleistung der Batterie möglich: Die Nennleistung der Redox-Flow-Batterie wird im Wesentlichen durch die Größe des Reaktors beeinflusst, während sich die Speicherkapazität über die Größe der externen Tanks definiert, in denen die Elektrolyte gespeichert sind (Vazquez et al. 2010).

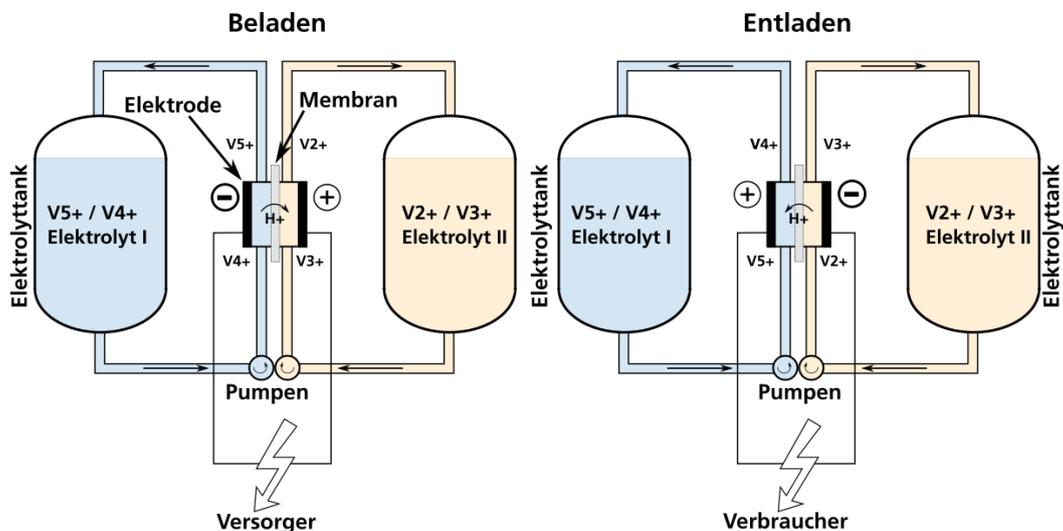


Abbildung 3-7: Funktionsschema einer Redox-Flow-Batterie mit Vanadium als Elektrolyt in Anlehnung an (Doetsch und Burfeind 2014) (Grafik: Fraunhofer ISE)

Eine Redox-Flow-Batterie kann in unterschiedlichen Ausführungen realisiert werden. Die für die Praxis relevanten und auf dem Markt verfügbaren Redox-Flow-Technologien sind die Zink-Bromid-, die Vanadium-Redox-Flow(VRF)- und die Polysulfid-Bromid(PSB)-Technologie. Es existieren weitere erforschte Arten von Redox-Flow-Batterien, wie die Zink-Luft- oder die Vanadium-Bromid-Technologie, welche aber bis dato nicht über den Stand des Entwicklungsstadiums hinauskommen. Die aktuell am weitesten verbreitete Redox-Flow-Technologie stellt die VRF-Batterie dar. (Ferreira et al. 2013), (Yekini et al. 2014)

Einer der großen Vorteile von Redox-Flow-Batterien ist die unabhängige Skalierbarkeit von Speicherleistung und Speicherkapazität. Ein Effekt, der mit zunehmender Systemgröße zu einer deutlichen Reduktion der spezifischen Investitionsausgaben auf unter 200 €/kWh führen kann. Allerdings sind durch den zusätzlichen Betrieb der Pumpen und der Steuerungstechnik für den Elektrolytfluss erhöhte Betriebskosten zu erwarten (Díaz-González et al. 2012). In Tabelle 3-8 sind grundlegende technische Kenndaten von Redox-Flow-Batteriespeichern dargestellt, auf welche im Folgenden im Detail eingegangen wird.

Tabelle 3-8: Kenndaten von Redox-Flow-Batteriespeichern ^a(Rundel et al. 2013)

	Einheit	Parameter
Wirkungsgrad	%	70-80 ^a
Ladezyklen	-	>10.000 ^a
Entladetiefe	%	100 ^a
Selbstentladerate	%/h	0 ^a

Die räumliche Trennung der Systemkomponenten begünstigt eine geringe Selbstentladung des Speichersystems und auch eine Tiefenentladung zu 100 % verursacht keine Schäden am Speichersystem. Redox-Flow-Batterien erreichen zudem sehr hohe Zyklenzahlen und können vor Ende der Zyklenlebensdauer weit über 10.000 Vollladezyklen fahren. Der Gesamtwirkungsgrad beläuft sich unter Berücksichtigung der externen Speicherkomponenten auf 70 bis 80 % und daher relativ gering im Vergleich zu anderen Technologien (Rundel et al. 2013). Die Entdeckung neuer sowie die technische Verbesserung bekannter Redox-Paare steht im Mittelpunkt der zukünftigen Forschung, um so die Effizienz von Redox-Flow-Batteriespeichern anheben zu können.

Redox-Flow-Batterien finden bevorzugt im stationären Sektor Anwendung, wobei sie jedoch ihre systemischen Vorteile gegenüber anderen Batterietechnologien eher in Anwendungen ab einem Leistungsbereich von 100 kW erreichen (Sauer 2013). Auf der Ebene der Stromerzeugung eignen sich Redox-Flow-Batterien insbesondere für den energetischen Ausgleich zwischen Hoch- und Schwachlastphasen im Netz (load levelling), zur Glättung und Aufnahme von Stromerzeugungsspitzen regenerativer Erzeuger (peak shaving) und zur Frequenzregelung im Netz. Für den Übertragungssektor werden Redox-Flow-Batterien vorwiegend zur Spannungsregulierung eingesetzt (Yekini et al. 2014).

Aktuelle Forschungsvorhaben konzentrieren sich im Wesentlichen auf Hochskalieren von Redox-Flow-Batterien auf den MW-Leistungsbereich, da in dieser Klasse noch keine marktreifen Systeme zur Verfügung stehen. Batteriekonzepte wie das der Vanadium-Luft-Batterie haben das Potenzial Leistungsdichten zu erreichen, welche die Technologie auch für den mobilen Einsatz interessant machen. Jedoch befinden sich diese Technologien und Konzepte noch in einem frühen Entwicklungsstadium. (Wietschel et al. 2010)

Wietschel et al. (2010) weisen hohe Kostensenkungspotenziale für Redox-Flow-Systeme aus. Diese sind insbesondere auf weitere Entwicklungen, neben den bereits relativ ausgereiften Vanadium-Systemen, zurückzuführen. Diese Entwicklungen umfassen u.a. die Stabilisierung des Elektrolyten, den Wasserausgleich zwischen der positiven und negativen Elektrolytlösung sowie Kostendegressionen der Membrane (Ersatz von Nafion). So geben Fraunhofer UMSICHT et al. (2014) ein Kostensenkungspotenzial von 72 % bis 2050 an.

3.4.4 Eingangparameter für ökonomische und ökologische Analysen

Aufgrund der relativ großen Bandbreiten der technologischen Eigenschaften bei Batteriespeichersystemen wurden für die wirtschaftlichen Berechnungen Herstellerangaben von spezifischen Systemen verwendet. Die verwendeten Daten sind in Tabelle 3-9 zusammenfassend für alle drei Batterietechnologien gezeigt.

Tabelle 3-9: Technische Eingangsdaten für Batteriespeicher ^a(C.A.R.M.E.N. e.V.), ^b(ads-tec GmbH 2014), ^c(IBC Solar AG 2014a), ^dAnnahme heutiger Daten, ^e(Sauer et al. 2013a), ^f(IBC Solar AG 2014c), ^g(Gildemeister energy solutions 2013), ^h(Gildemeister energy solutions 2011)

Zeitskala	Einheit	Li-Ionen		Blei		VRF	
		heute	2030	heute	2030	heute	2030
Gesamtwirkungsgrad	%	95 ^a	95 ^d	77 ^f	78 ^e	80 ^g	85 ^e
Entladetiefe	%	80 ^b	100 ^e	50 ^{a,f}	80 ^e	100 ^{g,h}	100 ^e
Ladezyklen	-	7.000 ^b	10.000 ^e	2.700 ^{a,f}	4.000 ^e	10.000 ^h	10.000 ^e
Kalendarische Lebensdauer	Jahre	20 ^b	20 ^d	10 ^f	10 ^d	20 ^h	20 ^d
Selbstentladerate	%/Monat	1 ^c	1 ^d	2 ^f	2 ^e	0,83 ^g	0,83 ^d

4 LCOS von Speichertechnologien

Im ersten Teil des Arbeitspaketes wurden Untersuchungen zu den Stromspeicherkosten der verschiedenen Technologien durchgeführt. Hierbei wurde zunächst eine Datenbasis mit den einzelnen Kostenpositionen aufgestellt und daraus die Stromspeicherkosten (engl. Levelized Cost of Storage, LCOS), in Bezug auf die Auslastung des Speichers errechnet. Die detaillierte Betrachtung macht eine genaue Untersuchung des Einflusses der Verhältnisse von Leistung zu Kapazität des Speichers, sowie des Verhältnisses von Einspeicher- zu Ausspeicherleistung möglich. Zusätzlich kann der Einfluss der Volllaststunden und der Strombezugskosten analysiert werden.

4.1 Methodik

Abgeleitet von der Kapitalwertmethodik und von der Methodik der Stromgestehungskosten (Kost et al. 2013; Konstantin 2013) werden die Stromspeicherkosten nach Gleichung (1) berechnet. Die Kapitalkosten (CAPEX) werden zu den jährlichen Kosten A_t zu jedem Jahr t über die Gesamtlebenszeit n des Speichers, diskontiert mit dem Investitionszinssatz i , addiert. Die Summe wird durch die Summe des jährlichen Energieertrags W_{out} , ebenfalls diskontiert (da relevant für die zu erhaltenden Erlöse), geteilt.

$$LCOS = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{W_{out}}{(1+i)^t}} \quad (1)$$

$$A_t = OPEX_t + CAPEX_{re,t} + c_{el} \cdot W_{in} - R_t \quad (2)$$

A_t setzt sich zusammen aus den Betriebskosten $OPEX_t$, den Reinvestitionskosten der Speicherkomponenten $CAPEX_{re,t}$ zum Zeitpunkt t sowie den Kosten des Strombezugs c_{el} , multipliziert mit dem jährlichen Strombezug W_{in} (2). Zum Ende der Lebenszeit wird ein Restwert von Komponenten mit längerer Lebenszeit R_n , beachtet. Eine genauere Beschreibung der Methodik ist in Jülch (2016) zu finden.

4.2 Kostendaten von Stromspeichern

Tabelle 4-1 zeigt die Kapitalkosten (CAPEX) der analysierten Speichertechnologien, die für die LCOS-Berechnungen verwendet wurden. Die CAPEX werden als Bereich angegeben, da hier teilweise große Unterschiede zwischen verschiedenen Projekten (beispielsweise bei Pumpspeichern, PSW) und zwischen unterschiedlichen Produkten (bei Batteriespeichersystemen) bestehen. Die finanzielle Laufzeit hängt von der Lebenszeit der Hauptkomponenten ab. Da das Verhältnis von Einspeicherleistung zu Ausspeicherleistung ebenfalls einen star-

ken Einfluss auf die Kosten der Technologie hat, ist dieser Wert in der Tabelle ebenfalls aufgeführt. Eine genauere Aufschlüsselung der Kosten ist in (Jülch 2016) zu finden.

Tabelle 4-1: Spezifischer CAPEX, finanzielle Lebenszeit, typische Einspeicher-/Ausspeicherleistung der verschiedenen Technologien (Jülch 2016) (Gatzen 2008, S. 125) (Hartmann et al. 2012b, S. 52) (Moser 2014, S. 3)

	PSW	dCAES	aCAES	Li-ion-Batterie		Pb-Batterie		VRF Batterie		H ₂	CH ₄
	heute	heute	2030	heute	2030	heute	2030	heute	2030	2030	2030
CAPEX Ein- speichereinheit [€/kW]	260... 560	220... 340	380... 620							410... 880	790... 1.360
CAPEX Spei- chereinheit [€/kWh]	10... 20	20... 30	20... 30	660... 1050	230... 610	240... 320	190... 270	930... 1.040	250... 350	0,3... 0,6	0,14
Andere Fixkos- ten [€] ^{a)}											264.300
CAPEX Aus- speichereinheit [€/kW]	220... 460	230... 380	230... 360	80	60...70	80	60...70			727	727
CAPEX Thermischer Speicher			25 % des CAPEX								
Finanzielle Lebenszeit [Jahre]	80	35 ^{b)}	35 ^{b)}	c)	c)	c)	c)	c)	c)	30 ^{d)}	30 ^{d)}
Typisches Ein- /Ausspeicherv erhältnis	0,95	0,92 ^{e)}	0,92	1	1	1	1	1	1	2	2

^{a)} Kosten für Einspeisepunkt und Wasserstoff-Zwischenspeicher ^{b)} wie Turbinenlaufzeit ^{c)} Lebenszeit abhängig von Batterieladezyklen (siehe Abschnitt 3.4) ^{d)} Wie Elektrolyseur ^{e)} Annahme: wie aCAES

Tabelle 4-2 zeigt die Betriebskosten der unterschiedlichen Technologien. Sie sind teilweise summiert: die CAPEX der Methanspeicher (CH₄) umfassen Kosten für Elektrolyseur, Methanisierungsanlage, Gasspeicher und CO₂-Aufbereitungsanlage. Die Betriebskosten sind analog aus den Betriebskosten der Einzelkomponenten zusammengesetzt. Die Fixkosten für den Methanspeicher bestehen aus den Kosten für die Anlage zur Einspeisung ins Erdgasnetz sowie den Kosten für einen Wasserstoff-Zwischenspeicher. Die Versicherungsrate ist 0,5 % des CAPEX pro Jahr, der Investitionszinssatz ist 8 % für alle Speichertechnologien.

Tabelle 4-2: Betriebskosten (OPEX) der analysierten Technologien (Gatzen 2008, S. 125), (Loisel et al. 2010a, S. 7334), (Lund et al. 2009, S. 804), (Madlener und Latz 2013, S. 305), (Gatzen 2008, S. 125), (Gatzen 2008, S. 125), (Madlener und Latz 2013, S. 305), (Konstantin 2013, S. 311), (Bertuccioli et al. 2014, S. 64), (Albrecht et al. 2013, S. 27), (Bertuccioli et al. 2014, S. 64), (Sterner und Stadler 2014b, S. 43–44), (Konstantin 2013, S. 311), (Tiedemann et al. 2008b, S. 72), (BMWi 2014)

Spezifische OPEX	PSW	dCAES	aCAES	Batterie Li-ion		Batterie Pb		Batterie VRF		H2	CH4
	heute	heute	2030	heute	2030	heute	2030	heute	2030	2030	2030
Energiebasiert [€/kWh]	0,05	0,33	0,26							0,3	0,3
Leistungsbasiert (Einspeicherleistung) [% d. CAPEX/Jahr]										1,6	1,7
Leistungsbasiert (Auspeicherleistung) [€/kW·Jahr]	11	9	11								
Leistungsbasiert (Auspeicherleistung) [% d. CAPEX/Jahr]				2	2 ^{a)}	2	2 ^{a)}	2	2 ^{a)}	0,06	0,06
Startkosten [€/kW _{start}]	0,02	0,016	0,016								
Strombezugskosten [€/kWh]											5 ^{b)}
Gaskosten [€/kWh]		3,5									
CO ₂ Zertifikats-Kosten [€/tCO ₂]		5									

^{a)} Annahme: heutige Werte

^{b)} Annahme: 5 ct/kWh Strombezugskosten für CO₂-Aufbereitungsanlage und Gaseinspeisestation

Die Strombezugskosten sind in den LCOS-Berechnungen nicht einbezogen, um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse durch die Berechnung der reinen Speicherkosten zu gewährleisten.

4.3 Ergebnisse: LCOS von Stromspeichertechnologien

Abbildung 4-1 und 4-3 zeigen die LCOS für die betrachteten Stromspeichertechnologien abhängig von der jährlich ausgespeicherten Energie / der jährlichen Zyklenzahl. Zu sehen sind die Kosten für einen Langzeitspeicher mit 100 MW Ausspeicherleistung und 70 GWh Kapazität, ohne Berücksichtigung der Strombezugskosten. Die Einspeicherleistung richtet sich nach der für die jeweilige Technologie typischen Anlagenauslegung. Die jeweils gleichfarbigen Kurven stellen die Ober- und Untergrenzen der Stromspeicherkosten dar, die sich durch die Spanne der Investitionskosten ergibt. Abbildung 4-1 bezieht sich auf heute verfügbare Technologien, während Abbildung 4-2 zukünftige Technologien zu deren Zielkosten darstellt.

4 LCOS von Speichertechnologien

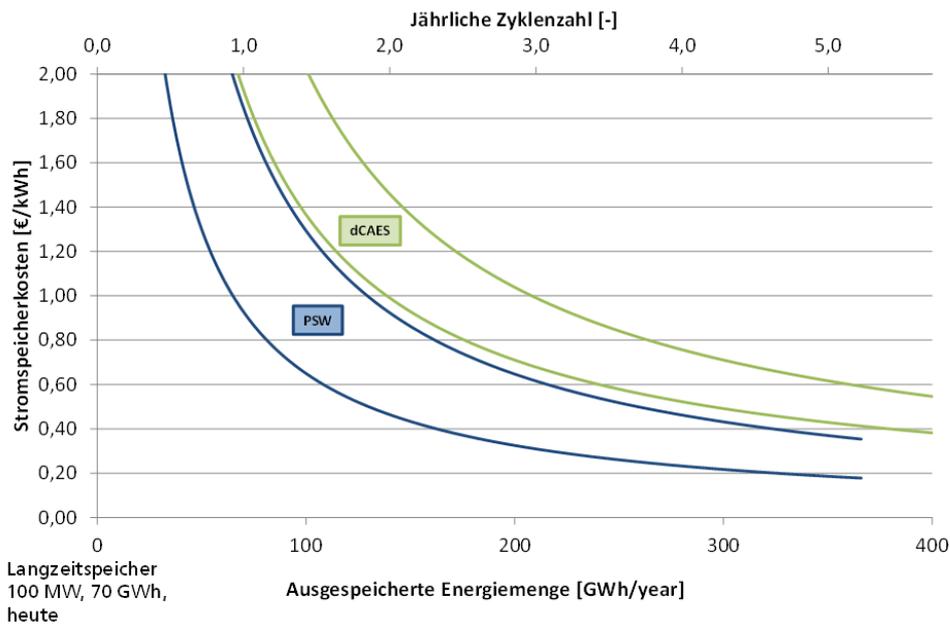


Abbildung 4-1: Aktuelle LCOS für Langzeitspeicher, abhängig von der ausgespeicherten Energiemenge, ohne Strombezugskosten.

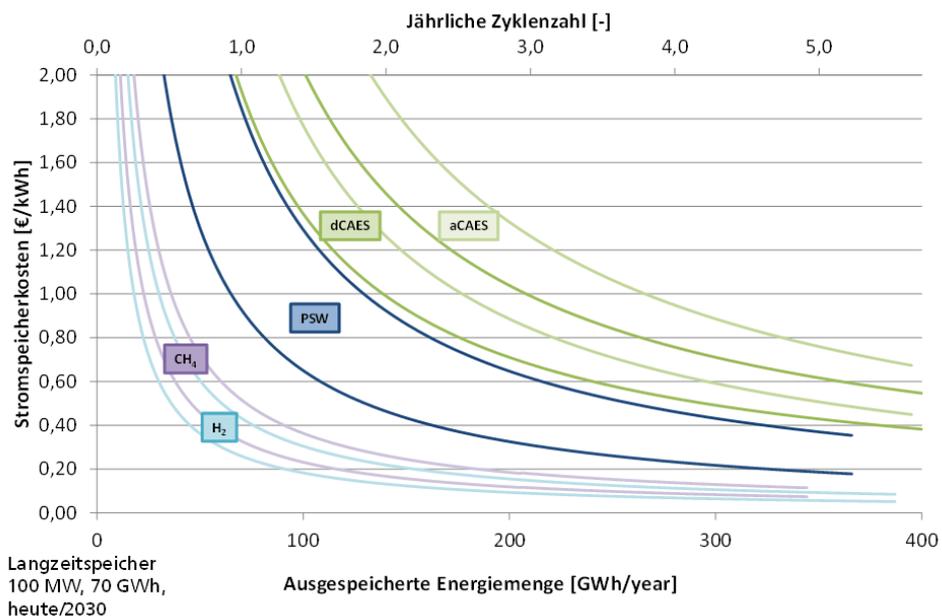


Abbildung 4-2: LCOS für zukünftige und (zum Vergleich) heutige Langzeitspeicher, abhängig von der ausgespeicherten Energiemenge, ohne Strombezugskosten.

Bei geringen Mengen ausgespeicherter Energie steigen die LCOS sehr stark an, da die Kosten auf eine kleine Energiemenge bezogen werden. Werte größer 2 €/kWh werden in der Grafik nicht gezeigt, da Erlöse bei seltener Nutzung des Speichers vermutlich nicht pro kWh sondern eher auf die Speicherleistung bezogen wird.

Unter den heutigen Langzeitspeichern sind Pumpspeicher die kosteneffizienteste Technologie. Exemplarisch wird ein saisonaler Speicher betrachtet, der einmal pro Jahr geladen und wieder entladen wird (ein Zyklus pro Jahr): Hierbei sind die LCOS von PSW zwischen 93 und

185 ct/kWh. Wenn zukünftige Technologien in die Betrachtung einbezogen werden, haben Wasserstoff- (Speicherung unter Tage) und Methangasspeicher (Speicherung im Gasnetz) geringere Kosten als PSW. Langzeitspeicher mit Batterietechnologie weisen sehr hohe LCOS auf und sind nicht abgebildet.

Abbildung 4-3 und Abbildung 4-4 zeigen analog die LCOS für Kurzzeitspeicher mit 100 MW Ausspeicherleistung und 400 MWh Kapazität, ohne Berücksichtigung der Strombezugskosten. Bei einer jährlichen Zyklenzahl von 365, also einem Volllastzyklus pro Tag, weisen Pumpspeicher und Druckluftspeicher mit 5 bis 9 bzw. 7 bis 12 ct/kWh die niedrigsten Stromspeichererhalten auf. Die LCOS von Batteriespeichersystemen liegen im Bereich von 23 bis 37 ct/kWh für Li-Ionen und 15 bis 19 ct/kWh für Bleibatterien. VRF-Batterien liegen mit einem LCOS von 32 bis 36 ct/kWh im oberen Bereich der Kosten von Li-Ionen-Batterien. Die LCOS von Power-to-Gas-Systemen werden bei 365 Zyklen pro Jahr für den Zeithorizont ab 2030 im Bereich von 11 bis 18 ct/kWh (für Wasserstoffspeicherung) und 17 bis 26 ct/kWh (für Methanspeicherung) erwartet.

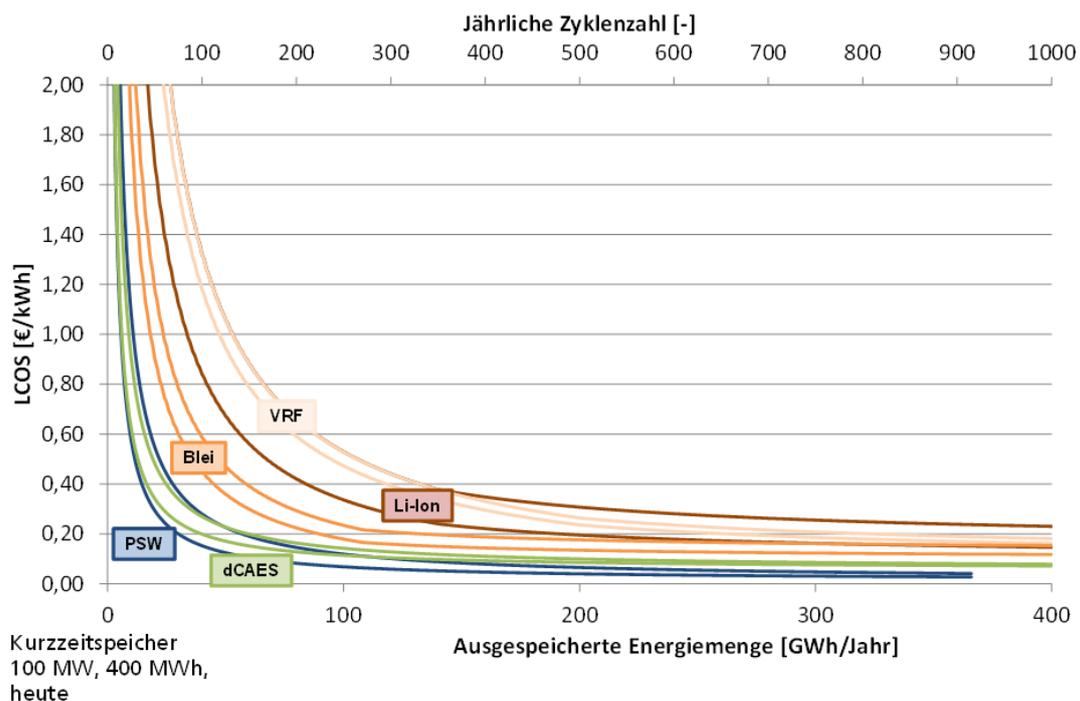


Abbildung 4-3: Aktuelle LCOS für Kurzfristspeicher, abhängig von der ausgespeicherten Energiemenge, ohne Strombezugskosten.

In Abbildung 4-4 sind die zukünftigen Kosten dargestellt. Für den Bereich von 200 bis 400 Zyklen pro Jahr werden die Kosten detaillierter betrachtet, in diesem Bereich werden heute die meisten eingesetzten Kurzzeitspeicher betrieben. Es zeigt sich, dass adiabate Druckluftspeicherwerke bei 365 Zyklen jährlich mit Kosten von 7 bis 10 ct/kWh leicht günstiger als diabate Druckluftspeicherwerke, jedoch noch nicht günstiger als heutige Pumpspeicherkraftwerke. Die Kosten für Batteriespeicher und Gasspeicher liegen in ähnlichen Bereichen zwischen 8 und 21 ct/kWh.

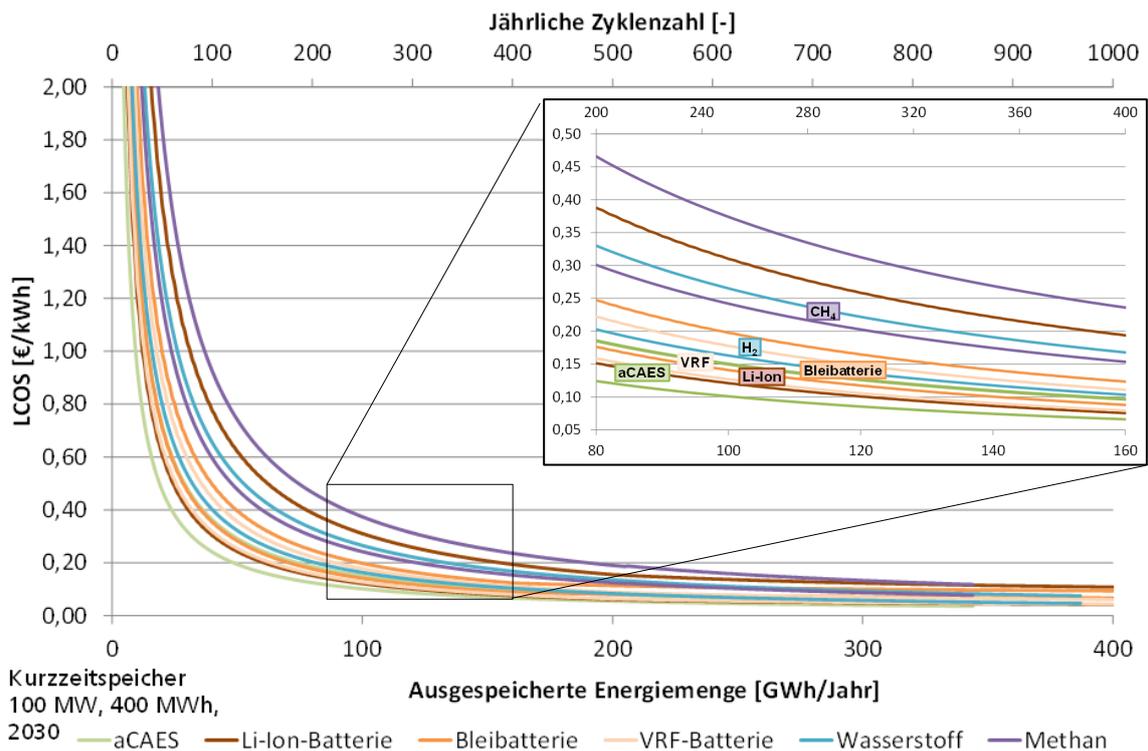


Abbildung 4-4: LCOS für zukünftige Kurzfristspeicher, abhängig von der ausgespeicherten Energiemenge, ohne Strombezugskosten

Abbildung 4-5 zeigt eine genauere Zusammensetzung der LCOS des Kurzzeitspeichers bei 365 Vollladezyklen pro Jahr und einem exemplarischen Strombezugspreis von 3 ct/kWh. Die betrachteten Technologien weisen dabei sehr unterschiedliche Kostenanteile auf: Während der Anteil der Investitionskosten von Pump- und Druckluftspeichern bei bis zu 50 % der LCOS liegen, ist der Anteil bei Power-to-Gas-Systemen höher. Bei Batteriespeichern sind die Investitionskosten der maßgebliche Kostenfaktor. Um den Einfluss der Strombezugskosten auf die LCOS für die verschiedenen Speicher zu zeigen, ist dieser Wert in der Grafik mit einem exemplarischen Preis von 3 ct/kWh dargestellt. Im Falle der Power-to-Gas-Systeme Wasserstoff und Methan liegt der Wirkungsgrad deutlich unter dem der anderen Technologien, daher ist der Anteil der Strombezugskosten an den LCOS für diese Technologien höher.

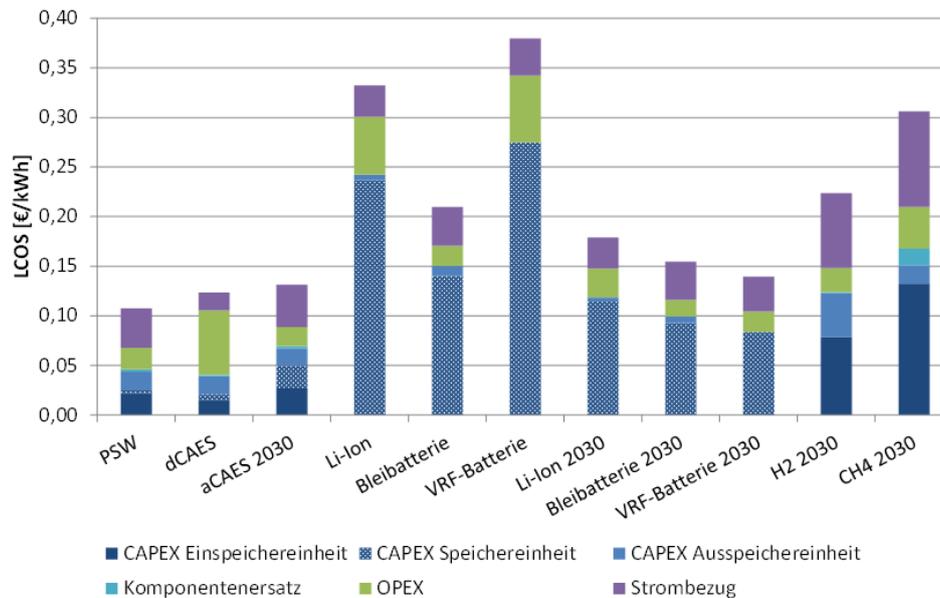


Abbildung 4-5: Kostenzusammensetzung der LCOS für einen Kurzzeitspeicher mit 365 Zyklen pro Jahr und einem Strombezugspreis von 3 ct/kWh bei mittleren CAPEX

Die LCOS-Betrachtung ermöglicht einen einfachen Vergleich der Technologien für verschiedene Betriebsweisen im Strom-zu-Strom-Bereich. Durch die Untersuchung des Einflusses der Strombezugskosten kann abgeleitet werden, zu welchem Preis Stromspeicher mindestens am Markt anbieten müssen, um kostendeckend zu arbeiten. Der Einfluss unterschiedlicher Kostenkomponenten auf die resultierenden Stromspeicherkosten kann mit der LCOS-Analyse untersucht werden. Den größten Einfluss auf die LCOS haben die Anzahl der Betriebsstunden sowie die Strombezugskosten. Da am Strommarkt beide Faktoren in Kombination auftreten, bedeutet dies ein großes Risiko für die Betreiber von Stromspeichern. Dies zeigt sich auch in den derzeit fehlenden Betreibermodellen für Stromspeicher, besonders im Bereich des klassischen Strommarkthandels.

5 Methodik ökonomische Analyse – ENTIGRIS Unit

Die ökonomischen Berechnungen wurden hauptsächlich mit dem Modell *ENTIGRIS Unit* am Fraunhofer ISE durchgeführt. *ENTIGRIS Unit* ist ein lineares Optimierungsmodell in GAMS, mit dem eine Investition hinsichtlich Kapitalwert bzw. Systemkosten optimiert werden kann (Kost et al. 2015). Eingangsparameter sind hier die Stromnachfrage (Lastkurve) sowie Erzeugungsprofile von Stromerzeugungseinheiten einer bestimmten Versorgungsaufgabe. Speichergröße und Speichereinsatz können dabei hinsichtlich eines maximalen Kapitalwertes/minimaler Systemkosten optimiert werden. Auf der Erlösseite können unterschiedliche Märkte bzw. Erlösmöglichkeiten betrachtet werden wie z.B. Spotmarkt, Regelenergiemarkt oder Ersparnisse durch Eigenstromverbrauch. Steuern und Abgaben können dabei betreiber- und geschäftsmodellspezifisch berücksichtigt werden. Technologische Daten und Kostendaten sind für unterschiedliche Speichertechnologien hinterlegt. Abbildung 5-1 zeigt eine Übersicht über das Modell.

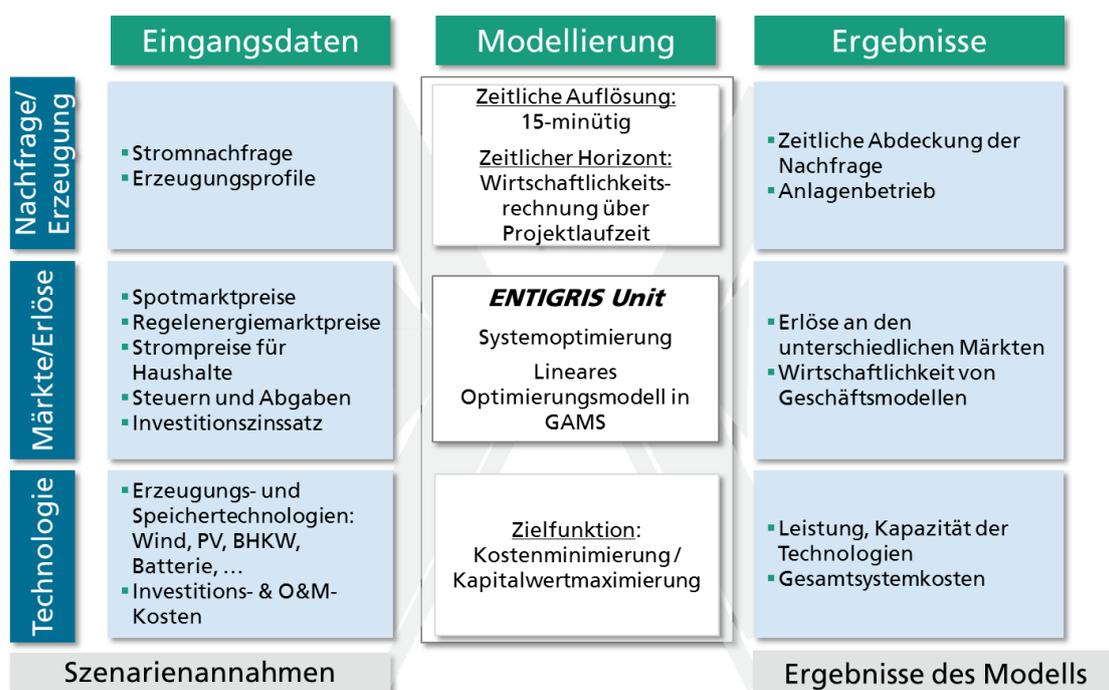


Abbildung 5-1: Schema des Optimierungsmodell "ENTIGRIS Unit"

Auf Basis von 15-minütigen Daten errechnet das Modell eine optimale Systemkonfiguration für einen wirtschaftlichen Einsatz der Speichertechnologie über den Betrachtungszeitraum der Gesamtinvestition. Ergebnisse sind Größe und Betrieb der Anlage sowie die erzielbaren Erlöse unter perfekter Voraussicht.

6 Methodik ökologische Analyse – Life Cycle Assessment

Die ökologischen Analysen des Projektes werden mit Hilfe von Lebenszyklusanalyse (LCA) (Ökobilanzen/Life Cycle Assessments) durchgeführt. Das Ziel dieser Methodik ist es die Umweltaspekte und potentielle Umweltwirkungen eines Produktes über seinen gesamten Lebensweg also von der „Wiege bis zur Bahre“ zu bewerten. Dies schließt u.a. die Rohstoffgewinnung, Produktion, Nutzung und Entsorgung eines Produktes mit ein (DIN EN ISO 14040:2006). Im Rahmen der Normen DIN EN ISO 14040 und DIN EN ISO 14044 wurde ein standardisiertes Verfahren zu Erstellung einer Lebenszyklusanalyse definiert.

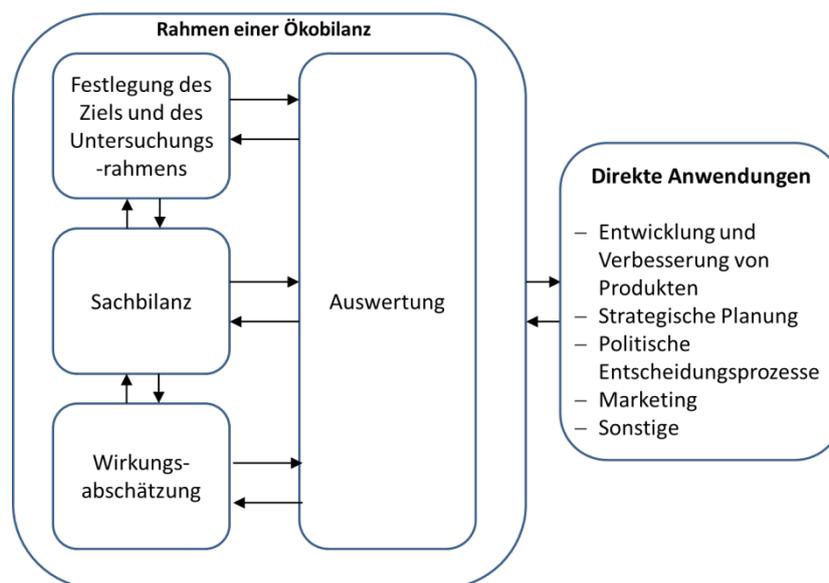


Abbildung 6-1 Phasen einer Ökobilanz (DIN EN ISO 14040:2006)

Abbildung 6-1 zeigt den Rahmen einer LCA und die damit verbunden vier Phasen. Die Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens dient dazu, die Systemgrenzen und die Detailschärfe der LCA zu definieren. Darauf aufbauend lässt sich die Zielgröße definieren, die auch als funktionelle Einheit bezeichnet wird. Hierauf werden die einzelnen Wirkungskategorien später bezogen. In der zweiten Phase wird eine Sachbilanz erstellt. Dafür werden alle ein- und ausgehenden Stoff- und Energieströme des untersuchten System bilanziert. Die Wirkungsabschätzung hat als dritte Phase das Ziel, die Sachbilanzergebnisse durch weitere Informationen zu ergänzen, um die Umweltrelevanz der Ergebnisse besser einordnen zu können. In der Auswertung werden als letzter Schritt die Ergebnisse der Sachbilanz und der Wirkungsgradabschätzung zusammengefasst und Schlussfolgerungen gezogen (Telsnig 2015; DIN EN ISO 14040:2006; Frischknecht 2013).

7 PV-Heimspeichersysteme (Versorgungsaufgabe „lokal klein“)

Der stationäre Batteriespeichermarkt in Deutschland wird derzeit von PV-Heimspeichersystemen dominiert (ca. 35.000 Systeme bis Anfang 2016 (Sauer 2016)). Durch das KfW-Programm zur Förderung stationärer Batteriespeicher aus dem Jahr 2013, neu aufgesetzt im Jahr 2016, werden Batteriespeicher in Verbindung mit PV-Anlagen finanziell unterstützt. Ohne die beschriebene Förderung kann im PV-Heimspeicherbereich jedoch derzeit noch kein wirtschaftlicher Einsatz festgestellt werden.

7.1 Beschreibung der Versorgungsaufgabe

Die Versorgungsaufgabe „lokal-klein“ orientiert sich an der Elektrizitätsnachfrage eines Einfamilienhauses mit vier Personen. Als Erzeugungseinheit dient eine Photovoltaikanlage am Standort Baden-Württemberg. Im Rahmen dieser Versorgungsaufgabe wurden zwei Zielsetzungen untersucht, zu deren Erreichung der Speicher eingesetzt wird.

1. Erhöhung Eigenstromanteil:

Luthander et al. 2015 zeigen, dass eine 5 kW_p PV-System je nach Standort, Leistung der PV-Anlage und Verbraucher einen Eigenverbrauch von 17 bis 38 % ermöglicht. Moshövel et al. 2015 geben an, dass für eine typische Kombination aus PV-Anlage und Haushaltsverbraucher eine Eigenverbrauchsquote von 20 bis 35 % erreicht wird. Die zusätzliche Installation eines Speichers ermöglicht zumindest teilweise die Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch und somit eine Steigerung des Eigenstromanteils.

2. Autarke Stromversorgung:

Eine 5 kW_p Photovoltaikanlage kann bei einer PV-Systemleistung von 1.000 kWh/kW_p den Jahresstrombedarf eines 4-Personenhaushaltes mit angenommenen 4.700 kWh bilanziell decken. Um jedoch auch physikalisch eine Autarkie zu ermöglichen, müssen PV-Leistung und Speicherkapazität so aufeinander abgestimmt werden, dass die zeitliche Verschiebung zwischen Erzeugung und Verbrauch jederzeit ausgeglichen werden kann.

Die installierte PV-Leistung sowie die Speicherkapazität werden auf Basis der oberhalb beschriebenen Zielsetzungen angepasst. Tabelle 7-1 zeigt zusammenfassend die wesentlichen Parameter der Versorgungsaufgabe. Während der jährliche Bedarf des Verbrauchers exogen vorgegeben wird, wird die Auslegung des Speichers und der Erzeugungsanlage durch das ENTIGRIS-Unit-Modell berechnet.

Tabelle 7-1 Versorgungsaufgabe "lokal-klein"

	Nachfrage	Stromerzeugung	Zielsetzung	Auslegung Speicher
LK1	Einfamilienhaus (4 Personen, Stromverbrauch 4.700 kWh)	PV 5 kWp; PV frei (min. Ge- samtkosten)	Autarke Strom- versorgung	Speichergröße (Eigenver- sorgungsanteil)
LK2	Einfamilienhaus (4 Personen, Stromverbrauch 4.000 kWh)	PV 3 kWp; PV 5 kWp; PV frei (min. Ge- samtkosten)	Erhöhung Eigen- stromanteil	Speichergröße (Eigenver- sorgungsanteil)

Während Standardlastprofile den durchschnittlich gemittelten Strombedarf von Verbrauchern abbilden, weisen reale Lastdaten häufig deutlichere Lastspitzen auf. Für den Einsatz des Speichers sind diese Spitzen allerdings von hoher Bedeutung, da insbesondere dann die maximale Leistungsaufnahme/Abgabe des Speichers von Bedeutung ist. Für die Untersuchung von Ein- und Mehrfamilienhäusern wurden daher auch synthetische Lastprofile verwendet. Synthetische Lastprofile sind fiktive Stromlastprofile, die aus dem Verbrauch unterschiedlicher Geräte (z.B. Beleuchtung, Weiße Ware, Küchengeräte) zusammengesetzt werden. Die verwendeten Lastprofile (Fraunhofer ISE 2015) wurden mit dem Modell synPRO erzeugt. Es wurde ein synthetisches Stromlastprofil mit einer Auflösung von 15 Minuten verwendet. Das Modell wurde auf Basis von statistischen Daten für Deutschland entwickelt und anschließend durch den Vergleich von gemessenen und modellierten Daten validiert. Hier wurde eine Modellgenauigkeit von 91 % bestätigt (Fischer et al. 2015, S. 1). Es wurde ein Lastprofil für einen einzelnen Haushalt in einem Einfamilienhaus mit vier Personen (zwei Erwachsene, zwei Kinder) generiert. Der Gesamtstromverbrauch beträgt 4.700 kWh pro Jahr. Abbildung 7-1 zeigt zwei exemplarische Wochenlastgänge des synthetischen Lastprofils. Auffällig ist hierbei der deutlich „unruhigere“ Verlauf des Lastprofils sowie das Auftreten von Lastspitzen über 3 kW.

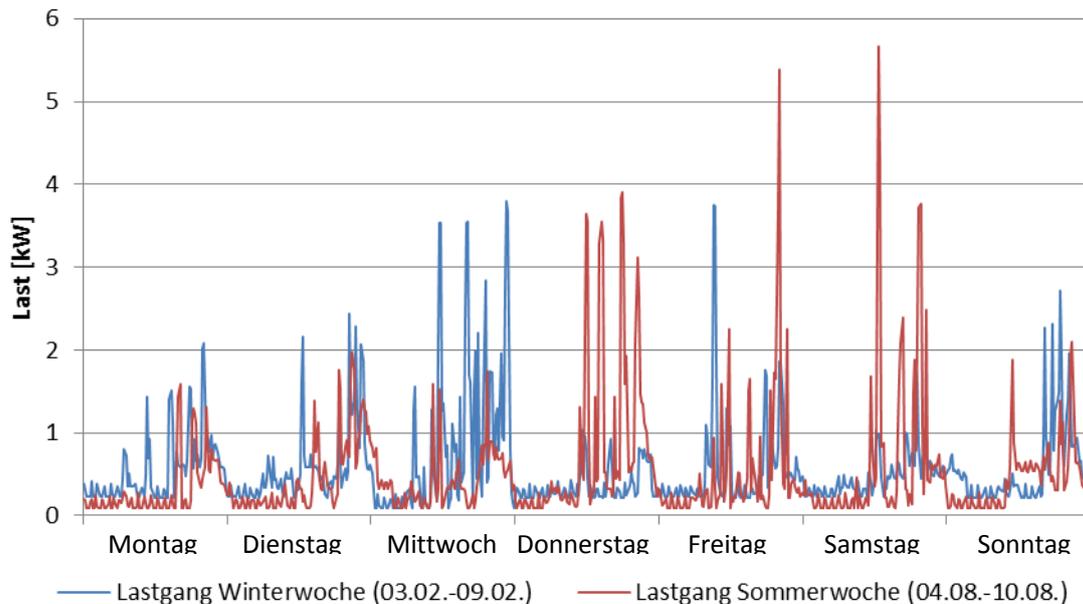


Abbildung 7-1 Beispielhafte Wochenlastgänge Versorgungsaufgabe lokal-klein (synthetisches Profil)

7.2 Geeignete Technologien für die Versorgungsaufgabe

Im Bereich von PV-Heimspeichersystemen werden derzeit überwiegend Bleibatterien und Lithiumbatterien angeboten ((PV Magazine 2015), (C.A.R.M.E.N. e.V. 2015)). Seit Mitte 2014 ist eine Tendenz hin zur vermehrten Installation von Li-Ionen-Batterien festzustellen, was vermutlich mit den schneller sinkenden Preisen bei längerer Haltbarkeit zusammenhängt (Kairies et al. 2015, S. 52–55). Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit von PV-Heimspeichersystemen wurde daher von der Verwendung von Li-Ionen-Batterien ausgegangen.

7.3 Ökonomische Analyse und Entwicklung des Betreibermodells

Die spezifischen Kapitalkosten von Li-Ionen Batterien betragen derzeit 2.100 €/kWh Nutzkapazität (Systemkosten ohne Installation, inklusive Mehrwertsteuer, (Kairies et al. 2015, S. 55)). Es wird davon ausgegangen, dass bis Ende 2016 Li-Ionen-Systeme mit Investitionskosten von 1.500 €/kWh Nutzkapazität auf dem deutschen Markt verfügbar sind (Kairies et al. 2015, S. 55).

Der US-amerikanische Elektrofahrzeug-Hersteller Tesla kündigte Ende April 2015 den Verkauf von Lithium-Ionen-Heimspeichern mit einer Kapazität bis 100 kWh und einer modular bis in den MWh-Bereich skalierbaren „Utility Version“ an. Da diese Batteriespeicher mit spezifischen Investitionskosten deutlich unter dem typischen Marktpreis angekündigt wurden, werden diese gesondert betrachtet.

Dazu muss jedoch der Speichersystempreis auf Basis der aktuellen Informationen abgeschätzt werden. Für die Home-Version wurde ein Batteriepreis von 350 US\$/kWh angekündigt, welcher sich laut Randall (2015) inklusive Installation, Balance-of-Systems-

Komponenten (BOS) und Inverter auf einen Systempreis von 714 \$/kWh in etwa verdoppelt. Unter Berücksichtigung des mittleren US Dollar-Euro Wechselkurses der letzten Jahre von rund 1:1,3 erhält man spezifische Investitionskosten von rund 550 €/kWh Nennkapazität, entsprechend ca. 688 €/kWh Nutzkapazität. Es wird davon ausgegangen, dass diese vergleichsweise günstigen Speicherkosten mittelfristig auch im europäischen Markt erreichbar sind.

Die Wirtschaftlichkeitsrechnungen werden für alle drei Investitionskosten (1.680, 1.200 und 550 €/kWh Nennkapazität) durchgeführt. Die Projektlaufzeit beträgt 20 Jahre und der Investitionszinssatz ist 4 %. Da davon auszugehen ist, dass die bestehende EEG-Vergütung für Strom aus erneuerbaren Energien weiter verringert wird und perspektivisch abgeschafft werden wird, wird die Vergütung in den Wirtschaftlichkeitsberechnungen nicht berücksichtigt. Der erzeugte PV-Strom kann stattdessen zu Strommarktpreisen vermarktet werden.

Laut Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2015, S. 3) betrug der durchschnittliche Haushaltsstrompreis in 2015 28,81 ct/kWh. Abgesehen von dem leichten Rückgang zwischen 2014 und 2015 ist der durchschnittliche Haushaltstrompreis seit dem Jahr 2000 von 13,94 ct₂₀₀₀/kWh kontinuierlich auf das heutige Niveau gestiegen. Schlesinger et al. (2014, S. 227) prognostizieren Haushaltsstrompreise von 29,2 ct₂₀₁₁/kWh in 2020, 31,2 ct₂₀₁₁/kWh in 2025 und 28,4 ct₂₀₁₁/kWh in 2030. Diese Strompreisprognose wurde relativ auf den durchschnittlichen Haushaltsstrompreis von 2015 adaptiert und linear interpoliert.

Abbildung 7-2 und Abbildung 7-3 zeigen die Gesamtsystemkosten eines PV-Batteriespeichersystems für die beschriebene Versorgungsaufgabe (Einfamilienhaus mit 3 bzw. 5 kWp PV-Anlagenleistung). Die Systemkosten sind unterteilt in Kosten für PV-Anlage, Kosten des Stromspeichers sowie die Kosten des Netzstrombezugs. Der schraffierte Balkenabschnitt zeigt die Erlöse des Stromverkaufs zu Spotmarktpreisen. Die Erlöse sind von den Netzstrombezugskosten abgezogen, ohne Verkauf am Spotmarkt wäre der Balken für die Kosten des Netzstrombezugs entsprechend höher. Die rote Linie zeigt zum Vergleich die Kosten für den Netzstrombezug über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren.

Es zeigt sich hierbei dass der Einsatz eines Stromspeichers zu heutigen Kosten (1.680 €/kWh Nutzkapazität) die Systemkosten gegenüber der Eigenstromerzeugung mit PV-Anlage nicht verringern kann. Auch bei den angenommen 1.200 €/kWh steigen die Gesamtkosten mit größer werdender Speicherkapazität. Wird hingegen davon ausgegangen, dass die Tesla-Batteriespeicher zu den angekündigten Preisen (550 €/kWh) in Kürze am Markt verfügbar sind, können die Systemkosten mit einer 3 kWp-PV-Anlage und einem Speicher von 1 bis 8 kWh Nennkapazität gegenüber dem reinen Netzstrombezug verringert werden. Die Nutzung eines 2 kWh-Stromspeichers stellt in diesem Falle das ökonomische Optimum dar; hierbei wird eine Eigenverbrauchsquote von ca. 38 % erreicht. Mit einem Speicher von 10 kWh kann der Anteil des Eigenstromverbrauchs auf 50 % kostenneutral (gegenüber Netzstrombezug) angehoben werden.

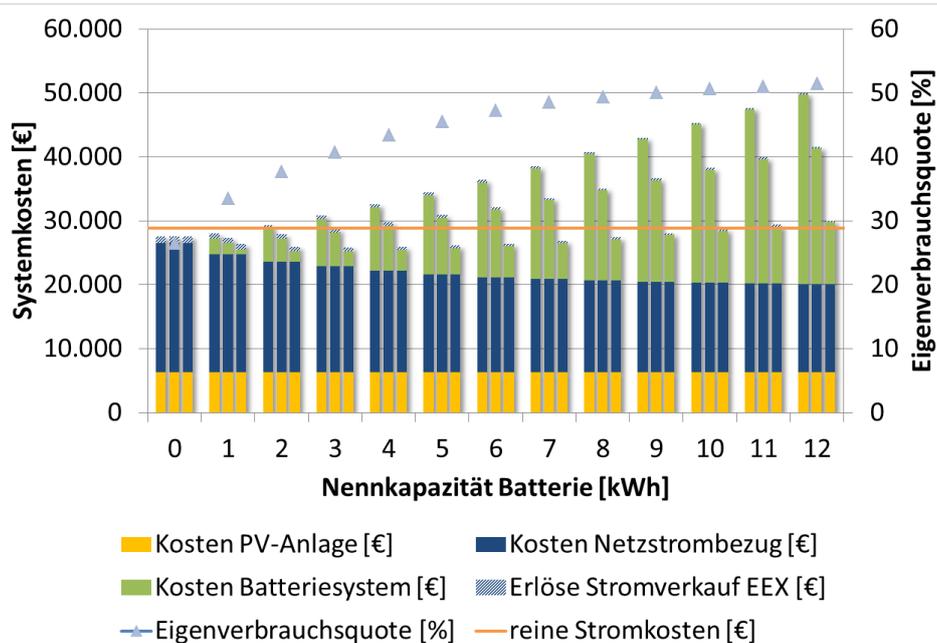


Abbildung 7-2: Systemkosten und Eigenverbrauchsquote Einfamilienhaus, 3 kWp-PV-Anlage mit variierender SpeichergroÙe bei Speicherinvestkosten von 1.680, 1.200 und 550 €/kWh Nennkapazität

Bei einer PV-AnlagengroÙe von 5 kWp zeigt sich ein ähnliches Bild (vergl. Abbildung 7-3). Die Investition in eine 5 kWp PV-Anlage bietet für den betrachteten Haushalt jedoch gegenüber dem Netzstrombezug keinen Kostenvorteil. Bei derzeitigen Kosten kann ein Stromspeicher im Vergleich zum Netzstrombezug und zum PV-System ohne Speicher keine Kosten einsparen. Bei zukünftigen Kosten von 550 €/kWh kann ein Batteriespeicher die Systemkosten geringfügig verringern oder bei gleichbleibenden Systemkosten eine höhere Eigenverbrauchsquote erreichen. Mit einer Stromspeicherkapazität von 11 kWh kann mit dem Stromspeicher eine Eigenverbrauchsquote von knapp 65 % erreicht werden. Das wirtschaftliche Optimum liegt bei einer SpeichergroÙe von 5 kWh.

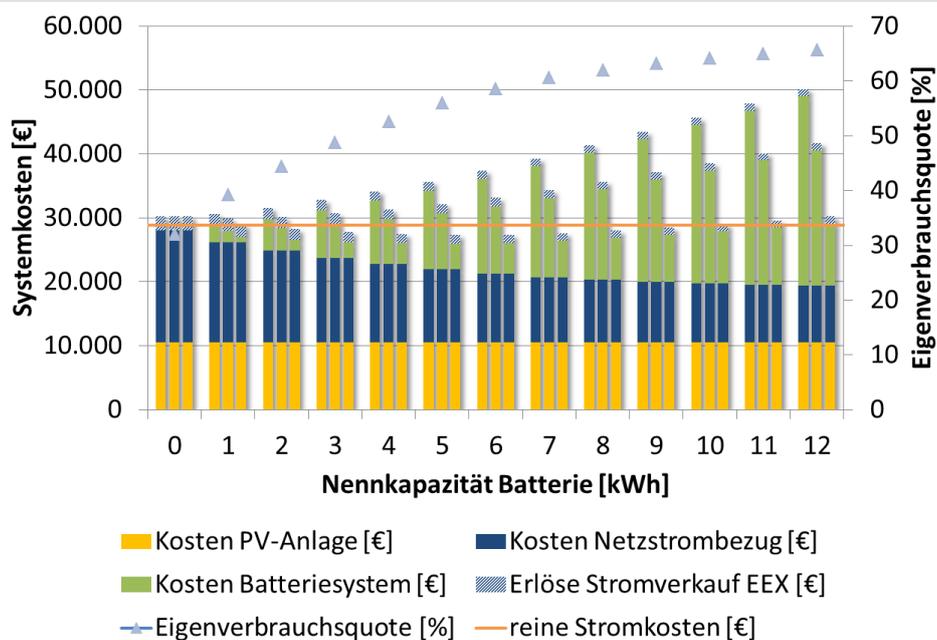


Abbildung 7-3: Systemkosten und Eigenverbrauchsquote Einfamilienhaus, 5 kWp-PV-Anlage mit variierender Speichergröße bei Speicherinvestkosten von 1.680, 1.200 und 550 €/kWh Nennkapazität

Die drei Hauptmotivationen bei derzeitigen Käufern von Solarstromspeichern sind (Kairies et al. 2015, S. 57):

1. Absicherung gegen steigende Strompreise
2. Eigener Beitrag zur Energiewende
3. Interesse an der Technologie

Einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage erwarten lediglich rund 50 % der Betreiber von PV-Speichern (Kairies et al. 2015, S. 58), 6 % (bei Installation des Speichers gemeinsam mit PV-Anlage) bzw. 10 % (bei nachträglicher Speicherinstallation) der Betreiber erwarten sogar ein negatives wirtschaftliches Ergebnis. Daher kann davon ausgegangen werden, dass es sich bei den Betreibern um sogenannte Innovators bzw. Early Adopters handelt, denen der wirtschaftliche Ertrag der Anlage weniger wichtig ist als die Leistung eines Beitrags zum gesellschaftlichen Prozess der Energiewende.

Mit sinkenden Speicherpreisen wird sich die Wirtschaftlichkeit der Systeme verbessern, es kann allerdings davon ausgegangen werden, dass trotzdem eine hohe Bereitschaft unter den Betreibern besteht, ein möglichst großes Speichersystem für eine möglichst hohe Eigenverbrauchsquote zu installieren. Als vornehmliches Betreibermodell wird daher vermutlich eine Speichergröße von 7 bis 8 kWh Nennkapazität eingesetzt werden.

Wenn die Größe der PV-Anlage in Abhängigkeit der Batteriekapazität kostenoptimiert wird, zeigt sich das folgende Bild. Abbildung 7-4 zeigt die installierte Leistung von PV-Anlage und Batterie bei steigender Nennkapazität der Batterie. Die PV-Anlagenleistung steigt dabei mit steigender Speicherkapazität leicht an. Es zeigt sich hierbei, dass bei geringen Batteriekosten (550 €/kWh) das Optimum bei einer 2,7 kWp-PV-Anlage und einem 2 kWh Batteriespei-

cher liegt. Die geringe Dimensionierung beider Technologien ist durch die geringen Preise am Strommarkt bedingt: Da der Verkauf von Strom an der Strombörse mit durchschnittlich ca. 3,3 ct/kWh die Stromgestehungskosten der PV-Anlage (ca. 12 bis 14 ct/kWh) nicht decken kann, wird die Anlage möglichst klein dimensioniert, so dass neben dem Eigenverbrauch nur geringe Mengen Strom am Strommarkt verkauft werden.

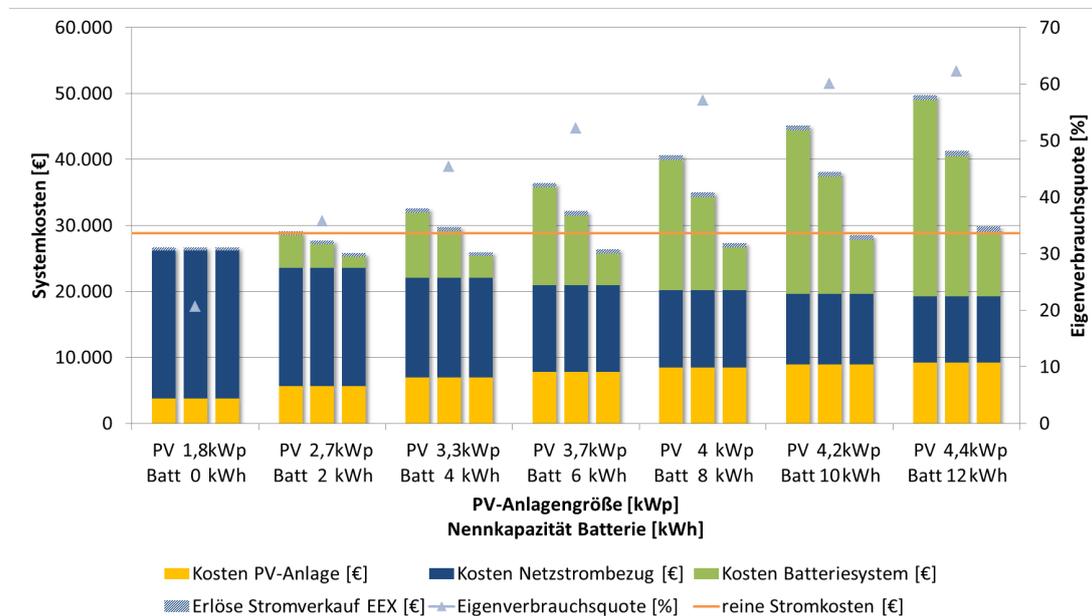


Abbildung 7-4: Installierte Leistungen und Eigenverbrauchsquote Einfamilienhaus, größenoptimierte PV-Anlage mit variierender Speichergröße bei Speicherinvestkosten von 1.680, 1.200 und 550 €/kWh Nennkapazität

Bei der Betrachtung eines autarken Systems (siehe Abbildung 7-5) ist mit dem verwendeten Lastprofil und einer größenoptimierten PV-Anlage eine Speichergröße von mindestens 58 kWh nötig. Da bei dieser Zusammensetzung eine Vollversorgung mit Strom aus der PV-Anlage gewährleistet ist, bringt eine Vergrößerung der Batteriekapazität keinen Vorteil für den Nutzer. Die Systemkosten liegen mit rund 52.000 bis 78.000 € deutlich über den Kosten des Strombezugs aus dem Netz von knapp 29.000 €.

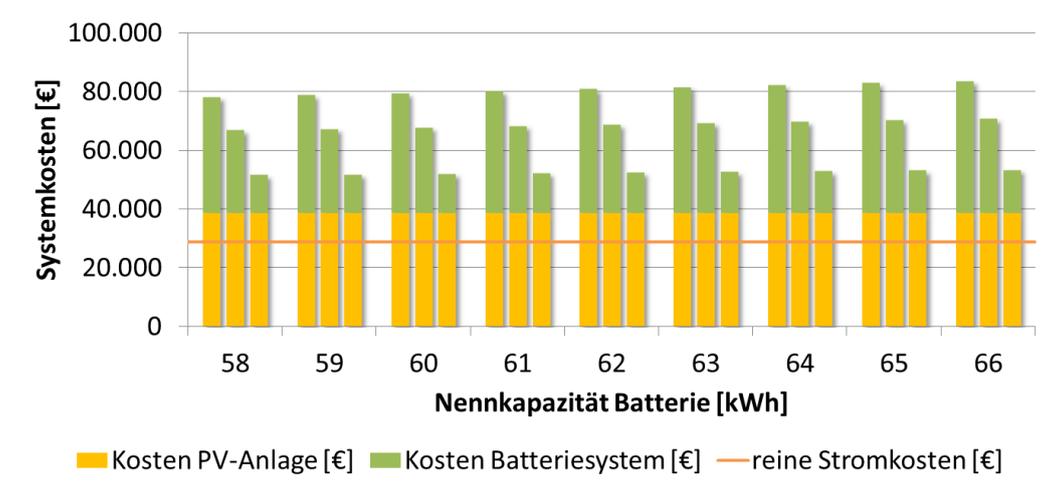


Abbildung 7-5: Systemkosten und Eigenverbrauchsquote autarkes Einfamilienhaus, größenoptimierte PV-Anlage (konstant bei 18 kWp) mit variierender Speichergröße und Speicherinvestitionskosten von 1.680, 1.200 und 550 €/kWh Nennkapazität

Es kann davon ausgegangen werden, dass die Größe des Stromspeichers stark von den Verbrauchs- und Erzeugungsspitzen und somit vom Lastprofil abhängig ist. Im Modell wird der Speicher genutzt um die längste Phase von geringer PV-Stromerzeugung zu überbrücken. Dies ist in der Winterzeit, KW 48 und 49 der Fall (siehe Abbildung 7-6): Zu Ende der KW 48 wird der Speicher komplett gefüllt, danach über drei Tage mit geringer PV-Stromerzeugung komplett entladen. Bei geringen Abweichungen der Nachfrage- und Erzeugungsprofile kann eine kleinere oder größere Batteriespeicherkapazität benötigt werden. Um eine komplett autarke Stromerzeugung zu gewährleisten sollte daher eine größere Speicherkapazität als 58 kWh gewählt werden.

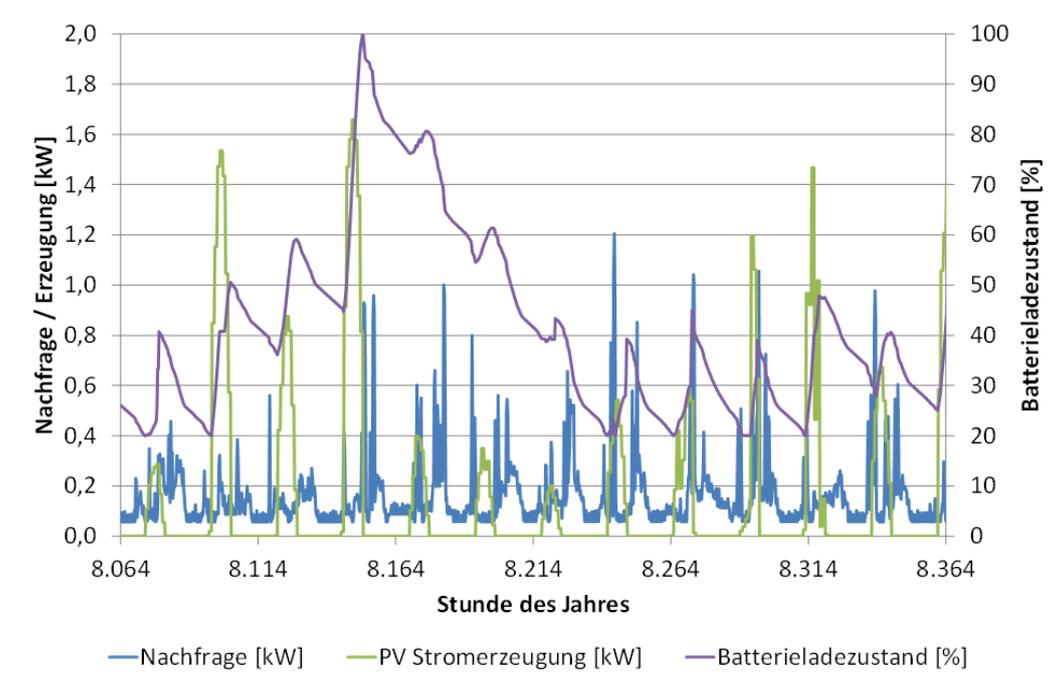


Abbildung 7-6: Nachfrage, Stromerzeugung und Speicherfüllstand in KW 48 und 49 der Simulation

Neben der Nutzung von Batteriespeichern kann allerdings eine geringere Nachfrage mit geringeren Nachfragespitzen die benötigte PV-Anlagengröße und Speicherkapazität und somit die Kosten verringern. Komplett autarke Haushalte beziehen daher Nachfragerregelung und energiesparende Haushaltsgeräte im Gesamtsystem ein (siehe z.B. (Spoo 2013)).

7.4 Ökologische Analyse

Die ökologische Analyse der Versorgungsaufgabe „lokal-klein“ erfolgt wie in Abschnitt 7.2 erläutert ausschließlich für die Batteriespeicher. Abbildung 7-2 und Abbildung 7-3 zeigen, dass für eine 3 kW_p (5 kW_p) PV-Anlage unter optimistischen ökonomischen Annahmen mit einem 11 kWh (10 kWh) Li-Ionen-Batteriespeicher eine kostenneutrale Erhöhung des Eigenverbrauchs erreicht werden kann. Diese technische Auslegung dient als Rahmenannahme für die ökologische Bewertung der Versorgungsaufgabe. Neben den in 7.3 untersuchten Li-Ionen-Batteriespeichern (Lithium-Ferrophosphate – LFP) werden zusätzlich im Rahmen einer Lebenszyklusanalyse Blei-Säure- (PbA) und VRF-Batteriespeicher untersucht. Die Kapazität der PbA- und VRF-Speicher wird basierend auf den in Tabelle 3-9 dargestellten Entladetiefen in Relation zum untersuchten LFP-Speicher skaliert.

7.4.1 Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens

Ziel dieser Analyse ist es die Umweltauswirkungen der oberhalb beschriebenen Batteriespeicher zu untersuchen. Die technischen Rahmenbedingungen werden von Tabelle 3-9 zusammengefasst.

Als funktionelle Einheit wurde 1 kWh_{el} aus dem PV-Batteriespeicher-System festgelegt (ausgespeicherte und direkt genutzte Energie). Die Systemgrenzen umfassen dabei alle Materialien, die zur Herstellung der einzelnen Komponenten benötigt werden. Daneben werden alle Energieströme, die zur Gewinnung, Verarbeitung und für den Zusammenbau der Komponenten aufgewendet werden müssen bilanziert. Die Entsorgung/das Recycling ist aufgrund der unsicheren Datenlage nur insoweit berücksichtigt, dass die teilweise rezyklierten Materialien in die Sachbilanz eingehen. Hierfür sei jedoch auf die entsprechende Sachbilanz verwiesen. Die gleichen Annahmen gelten für alle Ersatzkomponenten, die innerhalb des Betrachtungszeitraums von 20 Jahren notwendig werden. Außerhalb der Systemgrenzen liegt damit auch die Infrastruktur, wie beispielsweise das Stromnetz.

7.4.2 Erstellen einer Sachbilanz (Life cycle inventory – LCI)

Die Sachbilanzen für LFP- und PbA-Batteriesysteme wurden im Rahmen des Projektes bereits ausführlich in Jülch et al. (2015) präsentiert. Nachfolgend wird daher besonders auf VRF-Batteriesysteme eingegangen. Die Grundlage aller vorgestellten Lebenszyklusanalysen ist die ecoinvent LCA Datenbank (Swiss Center for Life Cycle Inventories (ecoinvent) 2010).

Neben der Gewinnung der Rohmaterialien werden auch die Fertigung und der Zusammenbau aller Komponenten betrachtet. Nicht betrachtet werden hingegen Transport und Recycling-Prozesse. Des Weiteren wurden für alle Rohmaterialien primäre Materialien angesetzt.

Das Inventar der betrachteten VRF-Batterie entstammt Rydh (1999). Trotz intensiver Recherche konnte weder aus der Literatur noch von Industrieunternehmen ein aktuelleres Inventar bezogen werden. Rydh (1999) analysiert eine VRF-Batterie mit einer Leistung von 150 kW_{el} und einem Speichervolumen von 450 kWh_{el}. Die Literaturwerte wurden der betrachteten Versorgungsaufgabe angepasst. Tabelle 7-2 zeigt das verwendete Inventar.

Tabelle 7-2 Sachbilanz der untersuchten VRF-Batterien

		8 kWh VRF Batterie	8,8 kWh VRF Batterie
Material	Einheit		
Graphit Elektrode	[kg]	9,60	10,56
Kupfer	[kg]	29,44	32,38
Polypropylen	[kg]	63,15	69,46
Polystyren	[kg]	16,64	18,30
Schwefelsäure	[kg]	108,50	119,35
Stahl	[kg]	44,73	49,20
Vanadium(V)-oxid	[kg]	42,12	46,33
Wasser	[kg]	200,02	220,02
Energieaufwand			
Batterieherstellung	[MJ]	5.280	5.808

Der Energieaufwand für die Herstellung/den Zusammenbau der Batterie wurde nach (Denholm und Kulcinski 2004; Rydh 1999) mit 660 GJ/MWh_{el} angesetzt. Als Energiequelle wurde der durchschnittliche deutsche Strommix₂₀₁₀ mit 584 gCO_{2,eq}/kWh_{el} angenommen.

Mit Ausnahme von Vanadium(V)-oxid konnten die LCA-Prozesse für alle Materialien aus (Swiss Center for Life Cycle Inventories (ecoinvent) 2010) entnommen werden. Vanadium(V)-oxid wird weltweit nahezu ausschließlich als Nebenprodukt in der Stahl-, Kohle- oder Ölgewinnung hergestellt. Chen et al. (2015) analysieren einen Stahlerzeugungsprozess in China, bei dem Vanadium(V)-oxid als Nebenprodukt entsteht. Der Prozess hat drei Endprodukte. Neben Vanadium(V)-oxid wird der Wertstoff Eisen sowie der Reststoff Schlacke erzeugt. Den Umweltauswirkungen des Vanadiumextraktionsprozesses wird daher eine Gutschrift für das Eisen angerechnet. Der Reststoff Schlacke muss deponiert werden. Um die Systemgrenzen nicht zu überschreiten, werden die der Schlacke zuzurechnenden Umweltauswirkungen dem Vanadium(V)-oxid angelastet.

7.4.3 Wirkungsabschätzung (Life cycle impact assessment, LCIA)

In Anlehnung an die Ergebnisse aus Abschnitt 7.3 werden nachfolgend für die 3 kW_p und die 5 kW_p PV-Anlage die Speichervarianten mit dem größten und kostenneutral erreichbaren Eigenversorgungsanteil untersucht. Dies sind unter der Annahme der geringsten Investitionsausgaben für die 3 kW_p-Anlage ein 10 kWh Speicher und für die 5 kW_p-Anlage ein 11 kWh Speicher. Tabelle 7-2 zeigt hierzu exemplarisch die Sachbilanzen für VRF-Batterien. Die Sachbilanzen aller anderen untersuchten Batterietypen wurden basierend auf den in Jülch et al. (2015) präsentierten Sachbilanzen skaliert. Wie bereits in Jülch et al. (2015) dokumentiert, wurde für die PV-Anlage der Standardprozess "electricity, PV, at 3kWp slanted-roof, multi-Si, panel, mounted" aus der ecoinvent Datenbank (Swiss Center for Life Cycle

Inventories (ecoinvent) 2010) genutzt. Dieser Prozess wurde auf die klimatischen Bedingungen in Deutschland angepasst und auf die gewünschte Leistung skaliert.

Eine sehr geläufige Wirkungskategorie zur Bewertung der Umweltauswirkungen ist die Verstärkung des Treibhauseffektes. Hiermit werden sowohl Schäden an der menschlichen Gesundheit als auch Schäden am Ökosystem quantifiziert (Frischknecht 2013). Der anthropogene Treibhauseffekt wird maßgeblich durch Spurengasemissionen wie beispielsweise Kohlenstoffdioxid oder Methan hervorgerufen. Die Klimawirksamkeit der einzelnen Gase ist dabei sehr unterschiedlich. Als Referenz zur Bestimmung des Wirkungspotentials der einzelnen Gase („Global warming potential“ – GWP) wird Kohlenstoffdioxid (CO_2) benutzt. Alle anderen Emissionen werden auf die Referenz bezogen. So hat Methan im Vergleich zu CO_2 beispielsweise einen um den Faktor 28 höheren GWP (van Oers 2016). Diese Steigerung ergibt sich aus dem höheren Absorptionsvermögen für infrarote Wärmestrahlung. Im Rahmen dieser Studie wird das GWP-Potential über einen Zeithorizont von 100 Jahren bilanziert, was sich in der Wirkungskategorie „Treibhauspotential CML 2001“ des Centrum voor Milieukunde Leiden (CML) widerspiegelt (Telsnig 2015). Die Wirkungskategorie wird auf die funktionelle Einheit ($1 \text{ kWh}_{\text{el}}$ aus dem PV-Batteriesystem) bezogen. Alle systembedingten Verluste sind bei den Berechnungen berücksichtigt.

Abbildung 7-7 zeigt die Ergebnisse der Lebenszyklusanalysen für die Kombination aus einer 3 kW_p (5 kW_p) PV-Anlage mit einem PbA-/LFP-/VRF-Speicher für die Versorgungsaufgabe „lokal-klein“. Um einen Vergleich zu den in Abschnitt 7.3 präsentierten Ergebnissen herstellen zu können, wurden die Speichergrößen entsprechend der in Abschnitt 3.4.4 präsentierten technischen Rahmenbedingungen skaliert.

Die ökologisch günstigste Alternative der untersuchten Systeme stellt in beiden Konfigurationen der LFP-Speicher dar. PbA-Speicher erreichen in ihrem Lebenszyklus nur eine geringe Zyklenzahl (Vgl. Tabelle 3-9). Über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren müssen sie daher einmal ersetzt werden, was zu besonders hohen GWP-Werten bei den Speichermaterialien und der Speicherherstellung führt. VRF-Speicher können aufgrund der Entladetiefe von 100 % im Vergleich zu den anderen Speichertypen kleiner dimensioniert werden. PbA-Speicher benötigen mit einer Entladetiefe von 50 % die größte Nennkapazität. Dennoch erreichen die VRF-Speicher in Summe höhere GWP-Werte. Dies liegt zum einen an dem geringeren Systemwirkungsgrad des Speichersystems zum anderen aber auch an den dem hohen Materialeinsatz und den dadurch erhöhten GWP-Werten. So erreichen LFP-Speicher in der 3 kW_p -Konfiguration eine Masse von 172 kg während VRF-Speicher 514 kg wiegen. Wie Tabelle 7-2 zeigt, ist dieses Gewicht im Wesentlichen dem Elektrolyt zuzuschreiben. Den größten Anteil an den GWP-Werten der VRF-Speicher hat dabei Vanadium(V)-oxid mit 46 % gefolgt von Schwefelsäure mit 25 %. Die höhere Effizienz der LFP-Speicher zeigt sich bei den durch das PV-Gesamtsystem verursachten Emissionen: Aufgrund der höheren Speicherverluste steigen für die PbA- und VRF-Speicher die $\text{CO}_{2,\text{eq}}$ -Emissionen des PV-Speichersystems. Allen Speichertypen gemein sind die in Summe sinkenden GWP-Werte

bei einer größeren PV-Anlage. Dies lässt sich hauptsächlich durch die gestiegene Bezugsgröße erklären. Die durch die PV-Anlage produzierte Energiemenge steigt um 28 %, während beispielsweise für den LFP-Speicher die CO_{2,eq}-Emissionen nur um 10 % steigen.

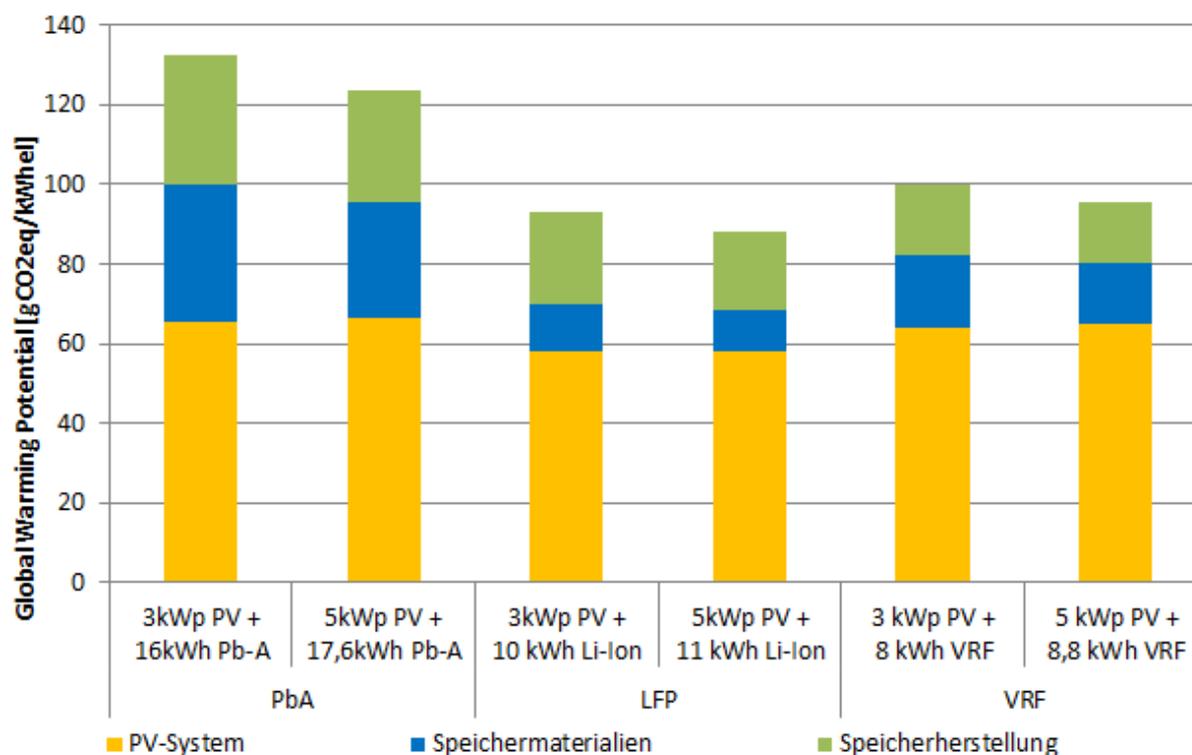


Abbildung 7-7 LCA-Treibhauspotenzial von Batteriespeichern für die Versorgungsaufgabe "lokal-klein"

7.4.4 Interpretation – CO₂-Vermeidungskosten

Wie in Jülch et al. (2015) dargelegt, erfolgt auch hier die Interpretation der LCA-Ergebnisse mit Hilfe der CO₂-Vermeidungskosten. Abbildung 7-7 zeigt, dass LFP-Speicher unter den gegebenen Rahmenbedingungen und in der gewählten Wirkungskategorie die ökologisch vorteilhafteste Kombination aus PV-Anlage und Speicher darstellen. Exemplarisch werden daher basierend auf den in Abschnitt 7.3 präsentierten ökonomischen Analysen für die Kombination aus einer 5 kW_p-PV Anlage und einem LFP-Speicher mit variierender Kapazität die CO₂-Vermeidungskosten berechnet. Die Methodik der CO₂-Vermeidungskostenberechnung wird in Jülch et al. (2015) erläutert.

Abbildung 7-8 zeigt, dass für kleine Speicherkapazitäten auch bei hohen Speicherkosten negative CO₂-Vermeidungskosten vorliegen. Steigt jedoch die Speichergöße und damit auch der Eigenversorgungsanteil (vgl. Abbildung 7-3) so lässt sich je nach Kostenszenario eine stetige Kostensteigerung beobachten. Eine Ausnahme bildet hier das Kostenszenario „550 €/kWh“. Die minimalen Vermeidungskosten ergeben sich hier für eine Speicherkapazität von 3 kWh mit einem Plateau zwischen 1 kWh und 6 kWh. Es zeigt sich also, dass unter günstigen ökonomischen Bedingungen ein ökonomisch, ökologisch vorteilhafter Einsatz von Batteriespeichern in der Versorgungsaufgabe „lokal-klein“ möglich ist.

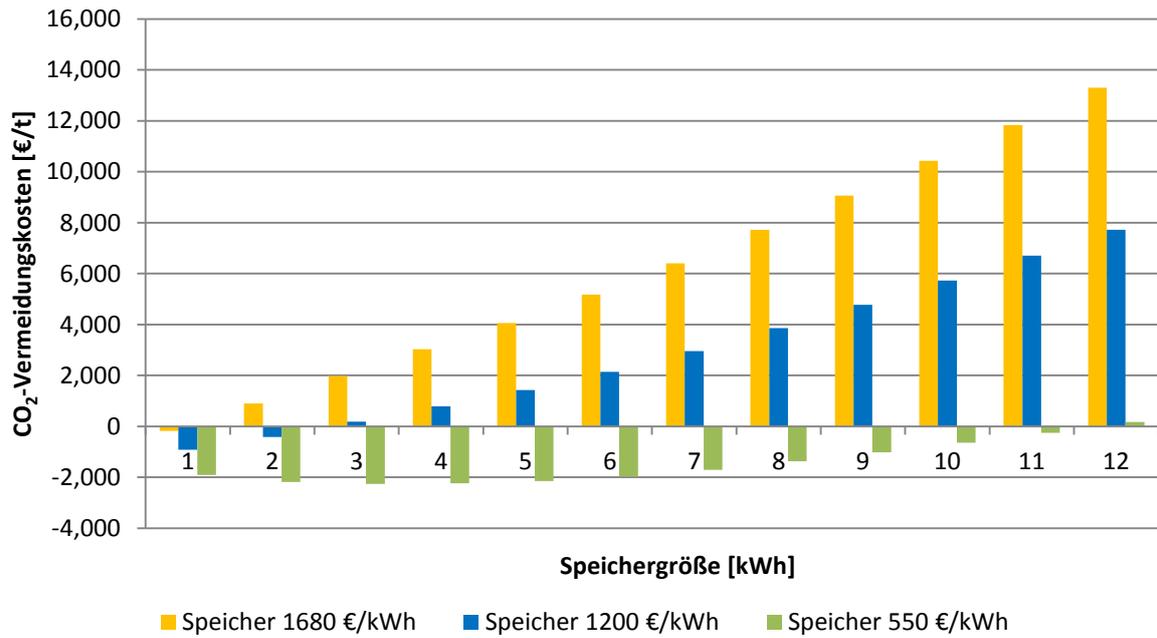


Abbildung 7-8 CO₂-Vermeidungskosten 5 kW_p-PV-Anlage mit LFP-Speicher

8 Mehrfamilienhaus (Versorgungsaufgabe „lokal-groß“)

PV-Speichersysteme für Einfamilienhäuser werden durch das KfW-Förderprogramm gefördert und sind in Deutschland entsprechend verbreitet. Der Markt für Stromspeicher in Mehrfamilienhäusern hingegen ist bisher nicht erschlossen. Momentan gibt es nur wenig derartige Projekte (z.B. (PV Magazine online 2015)). In diesem Kapitel werden daher die wirtschaftlichen und ökologischen Rahmenbedingungen für Speicher in Mehrfamilienhäusern zur Erhöhung des Eigenstromverbrauchs untersucht.

8.1 Beschreibung der Versorgungsaufgabe

Die Versorgungsaufgabe Mehrfamilienhaus („lokal-groß“) weist Parallelen zur Versorgungsaufgabe „lokal-klein“ auf. Auch diese Versorgungsaufgabe orientiert sich an der Elektrizitätsnachfrage eines Wohnhauses. Das untersuchte Mehrfamilien-Wohnhaus (MFH) hat vier Wohneinheiten und beherbergt 16 Personen. Als Erzeugungstechnologie wird ebenfalls eine PV-Anlage mit dem Standort Baden-Württemberg definiert. Im Rahmen dieser Versorgungsaufgabe wird allerdings nur das Ziel des erhöhten Eigenstromanteils verfolgt. Die Definition des Ziels wird aus der Versorgungsaufgabe „lokal-klein“ übernommen (siehe hierzu Abschnitt 7.1).

Die installierte PV-Leistung sowie die Speicherkapazität werden auf Basis der in Abschnitt 7.1 beschriebenen Zielsetzungen angepasst. Tabelle 8-1 zeigt zusammenfassend die wesentlichen Parameter der Versorgungsaufgabe mit dem Lastgang (LG) 1.

Tabelle 8-1 Versorgungsaufgabe "lokal-groß"

	Nachfrage	Stromerzeugung	Zielsetzung	Auslegung Speicher
LG1	Mehrfamilienhaus (4 WE, 16 Personen, Stromverbr. 16.000 kWh)	PV 15 kWp; PV 20 kWp; PV frei (min. Gesamtkosten)	Erhöhung Eigenstromanteil	Speichergröße (Eigenversorgungsanteil)

Ähnlich wie in der Versorgungsaufgabe „lokal-klein“ wurde auch hier aus Gründen der Detail-schärfe auf einen synthetischen Lastgang aus dem synPRO Modell zurück gegriffen, der nachfolgend exemplarisch in Abbildung 8-1 dargestellt ist. Der Lastgang bezieht sich auf ein Mehrfamilienhaus mit vier Wohneinheiten, bewohnt von 16 Personen, mit einem Gesamtstromverbrauch von 16.000 kWh/Jahr.

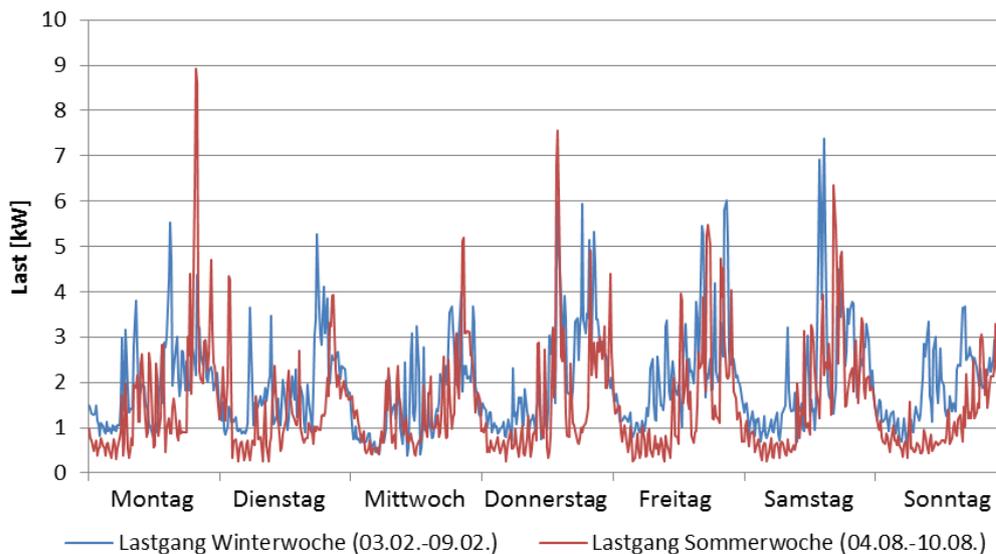


Abbildung 8-1 Beispielhafte Wochenlastgänge Versorgungsaufgabe lokal-groß (synthetisches Profil)

Deutlich zu sehen sind hier wiederum die hohe Variabilität des Lastganges sowie die zeitweiligen Spitzen von bis zu 9 kW. Die Maximallast des Referenzprofils beträgt 11,5 kW.

8.2 Geeignete Technologien für die Versorgungsaufgabe

Prinzipiell kommen für den Einsatz in Mehrfamilienhäusern dieselben Technologien wie im Bereich von Einfamilienhäusern (siehe Kapitel 7) infrage. Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit wurde daher von der Verwendung von Li-Ionen-Batterien ausgegangen.

8.3 Ökonomische Analyse und Entwicklung des Betreibermodells

Stromspeicher können im Haushaltsbereich derzeit zur Erhöhung des Eigenstromverbrauches beitragen. Dies ist ein Geschäftsmodell, das sich für den Nutzer rentieren kann, da selbst verbrauchter Strom (bei einer PV-Anlagengröße unter 10 kWp) von der EEG-Umlage ausgenommen ist. Auf Mehrfamilienhäusern werden häufig Anlagengrößen über 10 kWp verbaut. Doch selbst wenn die Anlagengröße darunter liegt, kann der erzeugte Strom nicht immer als Eigenverbrauch von der Umlage befreit werden, da zwischen Stromerzeuger und Stromverbraucher Personenidentität bestehen muss (EEG 2014, §§ 5 Nr. 12). Bei einem Zusammenschluss der Mieter zum Kauf einer PV-Anlage muss eine GbR gegründet werden, wodurch die Personenidentität nicht mehr gewährleistet ist. In diesem Falle ist auch eine Umsatzsteuer zu entrichten. Dieser Sachbestand wird derzeit juristisch diskutiert (Nümann 2015), jedoch wird für die Analysen von seinem Bestand ausgegangen. Abbildung 8-2 zeigt die anfallenden Umlagen und Steuern von Eigenstrombezug und Stromlieferung an Dritte im Vergleich. Werden vereinfacht 14 ct/kWh Stromgestehungskosten aus der PV-Anlage angenommen, so ist die Differenz zum Haushaltsstrompreis von knapp 29 ct/kWh deutlich geringer als bei der Nutzung von Eigenstrom.

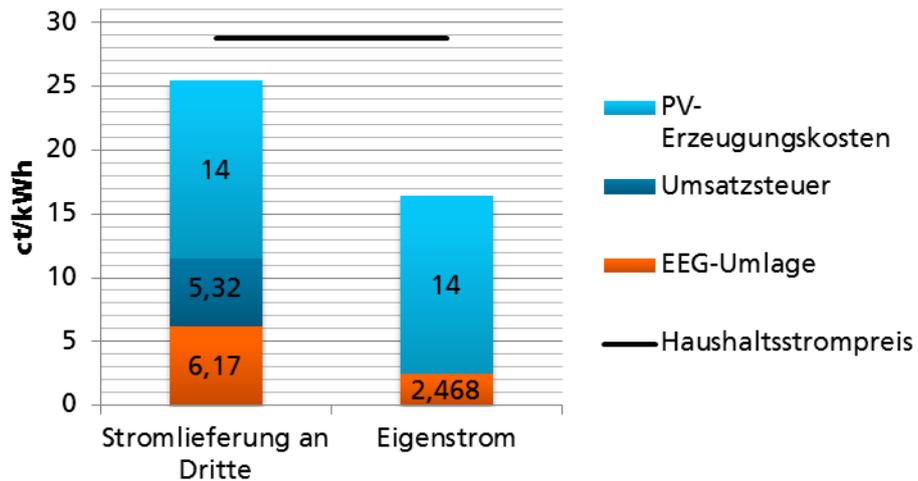


Abbildung 8-2: Umlagen und Steuern von Eigenstrom und Stromlieferung an Dritte im Vergleich

Einen Ausweg bietet das Konzept von DGS-Franken: Über eine (Teil-)Anlagenmiete kann die PV-Speicher-Anlage an die Nutzer vermietet und der bezogene Strom als Eigenstromverbrauch deklariert werden (Neue Chancen für die Photovoltaik 2015). Abbildung 8-3 beschreibt schematisch die beiden möglichen Konzepte zur (Teil)miete.

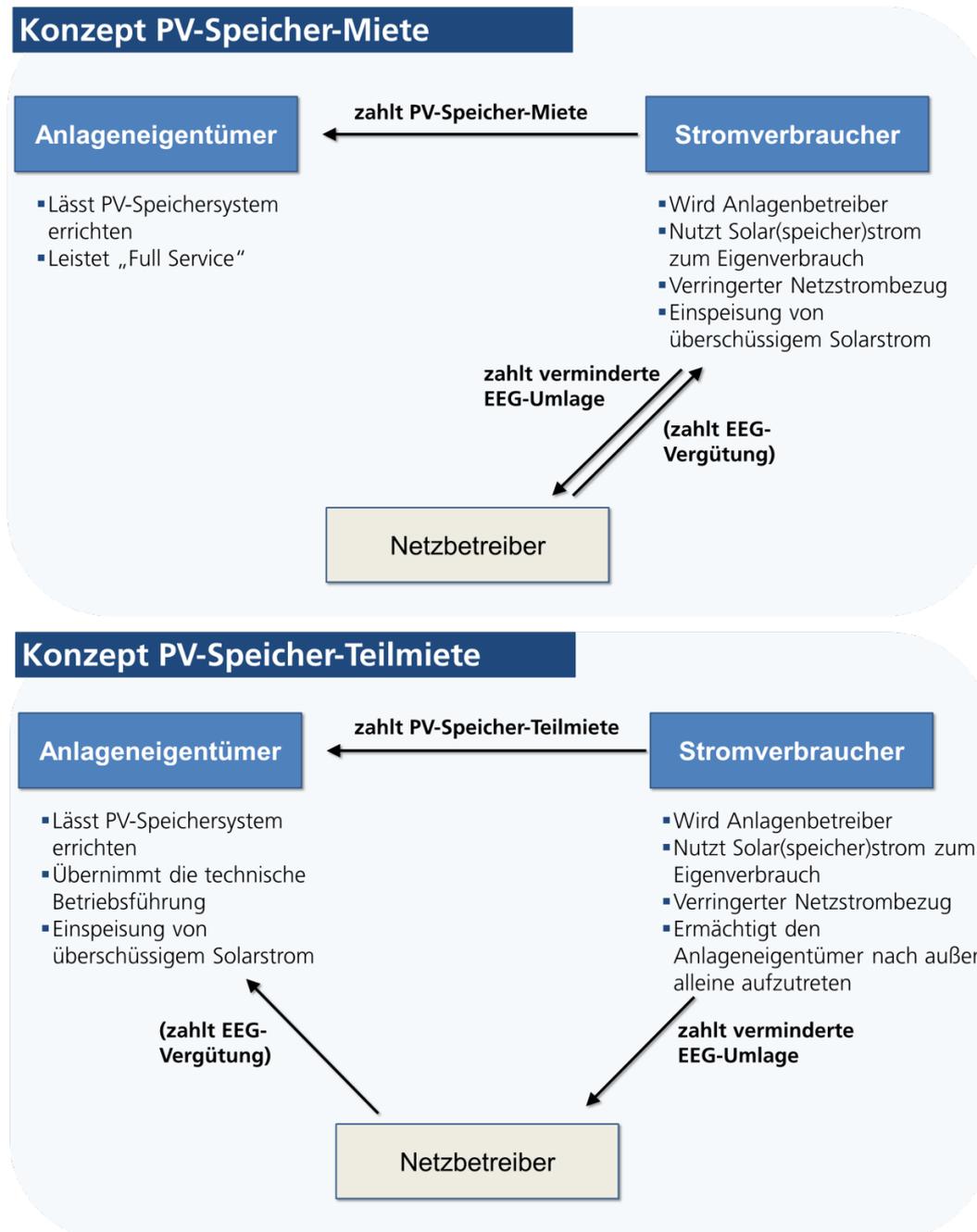


Abbildung 8-3: Schematische Darstellung der Konzepte PV-Speicher-Miete und PV-Speicher-Teilmiete, in Anlehnung an die DGS-Betreiberkonzepte "PV-Miete" und "PV-Teilmiete" (Neue Chancen für die Photovoltaik 2015, S. 23) (Grafik: Fraunhofer ISE)

Im Konzept „PV-Speicher-Miete“ zahlt der Stromverbraucher, also die Mieter, eine Anlagenmiete an den Anlageneigentümer, nutzt den Strom aus PV-Anlage und Speicher für seinen Eigenverbrauch und kann überschüssigen Strom ins Netz einspeisen. Auf den Eigenverbrauch muss eine verminderte EEG-Umlage (40 % der Umlage) bezahlt werden. Für den eingespeisten Strom kann derzeit eine EEG-Vergütung vom Netzbetreiber bezogen werden.

Im Konzept PV-Speicher-Teilmiete wird eine Teilmiete an den Anlageneigentümer bezahlt. Die Höhe der Teilmiete richtet sich dabei nach dem theoretischen Anteil der Anlage, der dem

Eigenverbrauchsanteil des Stromverbrauchers entspricht. Sowohl der Anlageneigentümer als auch der Stromverbraucher sind somit Anlagenbetreiber. Der Stromverbraucher kann den Strom als Eigenverbrauch anrechnen lassen und zahlt darauf die verminderte EEG-Umlage. Der Anteil des Stromes, der nicht vom Verbraucher konsumiert wird, wird über den Anlageneigentümer an den Netzbetreiber gegen EEG-Vergütung veräußert.

Für die ökonomische Analyse des Betreibermodells wird in dieser Studie, da es sich um ein zukünftiges Modell handelt, vom Bezug der EEG-Vergütung abgesehen. Es wird davon ausgegangen, dass überschüssiger PV-Strom an der Strombörse zu Spotmarktpreisen verkauft werden kann. Für das Mehrfamilienhaus mit vier Parteien wird somit die Wirtschaftlichkeit eines PV-Speichersystems im Vergleich zum Netzstrombezug errechnet. Der interne Zinsfuß zeigt somit den Gewinn für den Fall, dass Anlageneigentümer und Stromverbraucher identisch sind. Wenn sie sich in zwei Parteien aufgliedern, muss ein zusätzlicher Gewinn für den Anlageneigentümer abgezogen werden.

Abbildung 8-4 zeigt den internen Zinsfuß sowie den Autarkiegrad für die Investition bei einem Stromspeicherpreis von 1.000 €/kWh und zukünftigen Preisen von 550 €/kWh Nennkapazität, für eine PV-Anlage mit 15 kWp. Als Referenz sind die 4 % Investitionszinssatz angegeben, bei einem niedrigeren internen Zinsfuß ist die Investition nicht rentabel gegenüber der Anlage in alternative Projekte. Die Investition in eine PV-Anlage ohne Speicher kann eine Rendite von knapp über 5 % erwirtschaften. Beim heutigen Preisniveau kann der Stromspeicher dieses Ergebnis nicht verbessern; mit zunehmender Speichergröße sinkt der interne Zinsfuß. Werden jedoch zukünftige Preise von 550 €/kWh angenommen, so zeigt sich, dass das wirtschaftliche Optimum bei einer Stromspeichergröße von ca. 10 kWh Nennkapazität liegt. Das PV-Stromspeichersystem kann somit eine Rendite von knapp über 6 % erwirtschaften bei einem Eigenstromanteil von rund 50 %.

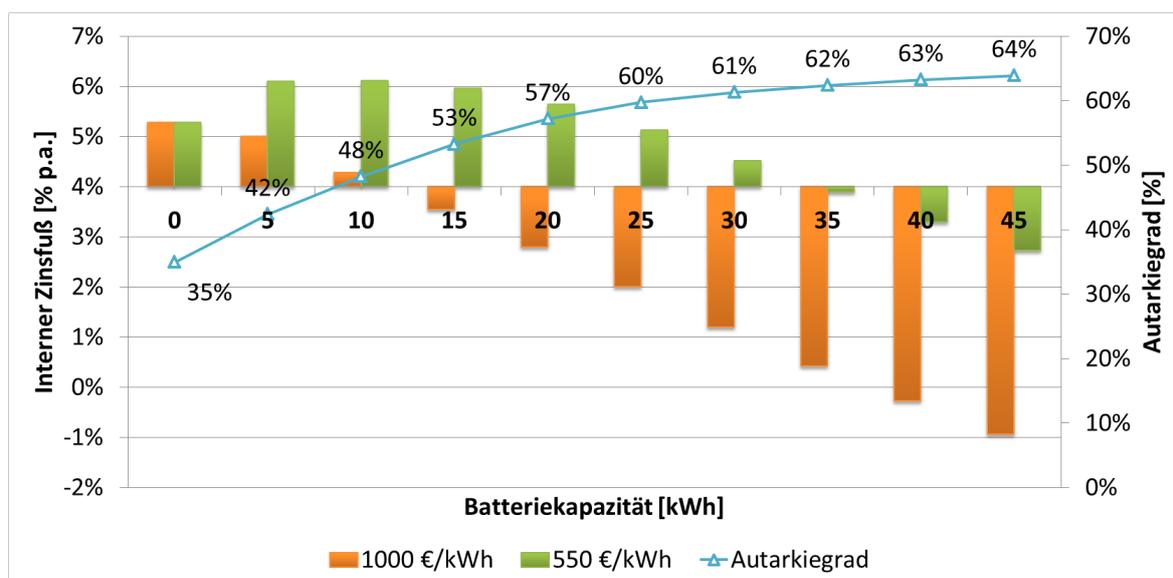


Abbildung 8-4: Interner Zinsfuß für die Investition in ein PV-Speichersystem in einem Mehrfamilienhaus mit 15 kWp PV-Anlage

Wird dasselbe System mit einer 20 kWp PV-Anlage betrachtet (siehe Abbildung 8-5), so zeigt sich dass die Investition in ein PV-System auch ohne Speicher nicht wirtschaftlich ist. Der Stromspeicher kann zu heutigen Preisen dieses Ergebnis nicht wesentlich verbessern. Bei einem Speicherpreis von 550 €/kWh kann der interne Zinsfuß allerdings mit einem 15 kWh-Stromspeicher auf 4,8 % erhöht werden, bei einem Eigenstromanteil von 63 %.

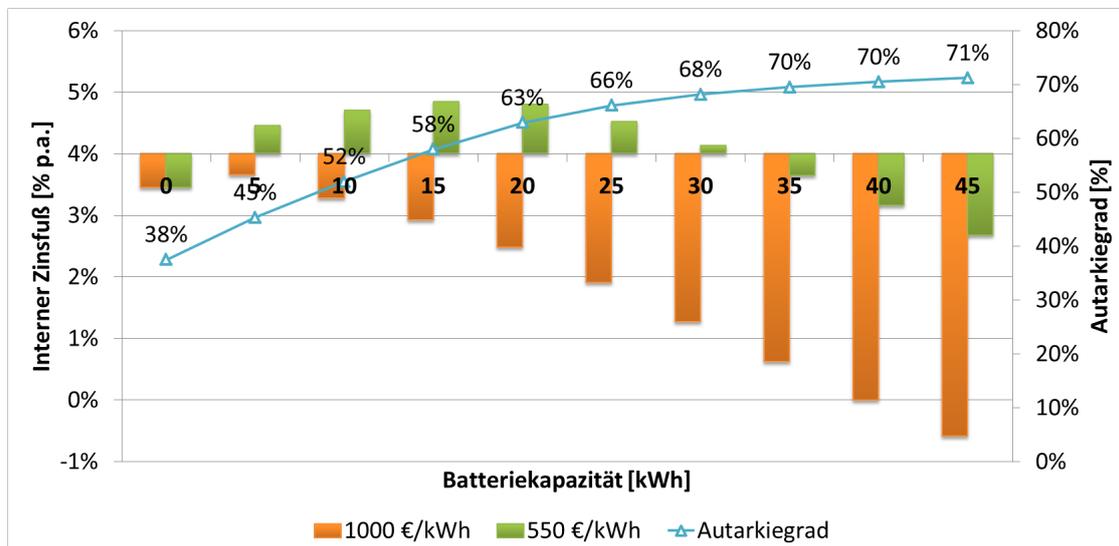


Abbildung 8-5: Interner Zinsfuß für die Investition in ein PV-Speichersystem in einem Mehrfamilienhaus mit 20 kWp PV-Anlage

Der Vergleich der beiden Systeme mit unterschiedlichen PV-Anlagengrößen zeigt, dass bei der kleineren Anlage ein geringeres Speichervolumen wirtschaftlicher ist. Dies ist durch die geringeren Überschussmengen von PV-Strom begründet: Ist die PV-Anlage kleiner dimensioniert, so kann ein größerer Anteil des erzeugten Stromes im Haus verbraucht werden. Der Speicher trägt dann zur optimalen Nutzung des Überschussstromes im Haus bei. Eine Vermarktung des gespeicherten PV-Stromes an der Strombörse hingegen ist nicht wirtschaftlich.

Wenn die PV-Anlagenleistung durch den Optimierer bestimmt wird, zeigt sich, dass für das betrachtete Mehrfamilienhaus bei einer Speichergröße bis zu 45 kWh PV-Anlagenleistungen konstant unter 20 kWp gewählt werden (vergl. Abbildung 8-6). Bei einer PV-Anlagenleistung ab 10 kWp muss die verminderte EEG-Umlage bezahlt werden, bei einer kleineren Anlagenleistung fällt die Umlage nicht an. Der interne Zinsfuß bei Anlagengrößen unter 10 kWp (der Fall ohne Batterie und mit 5 kWh-Batterie) ist daher stark erhöht. Die Optimierung zeigt, dass der Speicher bei heutigen und auch bei zukünftigen Speicherpreisen die Wirtschaftlichkeit des Betreibermodells ohne Batteriespeicher nicht verbessern kann. Dies zeigt sich durch die stetige Abnahme des internen Zinsfußes bei größer werdender Speicherkapazität.

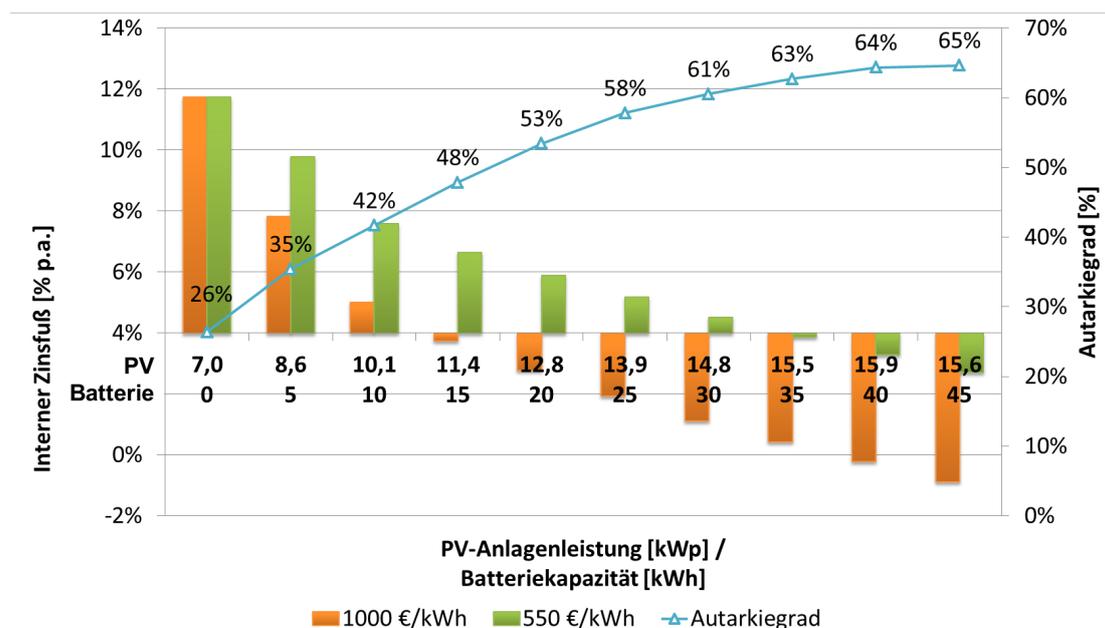


Abbildung 8-6: Interner Zinsfuß für die Investition in ein PV-Speichersystem auf einem Mehrfamilienhaus mit größenoptimierter PV-Anlage

Wird das PV-Speicherkonzept im Rahmen einer Energie- oder Wohnbaugenossenschaft umgesetzt, kann von einer Renditeerwartung von ca. 6 % ausgegangen werden. Bei einer Renditeerwartung von 6 % kann mit einer PV-Anlagengröße von knapp 13 kWp und einem 20 kWh Stromspeicher ein Autarkiegrad von 53 % erreicht werden.

8.4 Ökologische Analyse

Die ökologische Analyse der Versorgungsaufgabe „lokal-groß“-Mehrfamilienhäuser verläuft analog zu der in Abschnitt 7.4 präsentierten ökologischen Analyse der Versorgungsaufgabe „lokal-klein“. Aus diesem Grund wird hier auf eine Einführung in die Methodik der LCA verzichtet. Ebenso wird für die Festlegung von Ziel und Untersuchungsrahmen, die Sachbilanzen der Batteriespeicher sowie die Einführungen und Erläuterungen zur Wirkungsabschätzung auf die Abschnitte 7.4.1 bis 7.4.3 verwiesen. Die technischen Rahmenbedingungen wurden entsprechend der Versorgungsaufgabe skaliert. Die Verbrauchs- und Kostendaten basieren auf den in Abschnitt 8.3 vorgestellten Daten. Nachfolgend wird auf die gewählten Beispiele sowie die Ergebnisse eingegangen.

8.4.1 Wirkungsabschätzung (Life cycle impact assesment, LCIA)

Auch für die die Versorgungsaufgabe „lokal-groß“-Mehrfamilienhäuser werden die bereits in Abschnitt 7.4 vorgestellten PbA- / LFP- / VRF-Batteriespeicher einer vergleichenden ökologischen Untersuchung unterzogen. Als Beispielfiguren hierfür wurden in Anlehnung an die Ergebnisse aus Abschnitt 8.3 eine 15 kW_p (20 kW_p) PV-Anlage mit einem 35 kWh (30 kWh) LFP-Speicher festgelegt. Diese Konfigurationen ermöglichen unter günstigen ökonomischen Rahmenbedingungen eine (im Vergleich zum Fremdbezug) nahezu kostenneutrale Maximierung des Eigenversorgungsanteils.

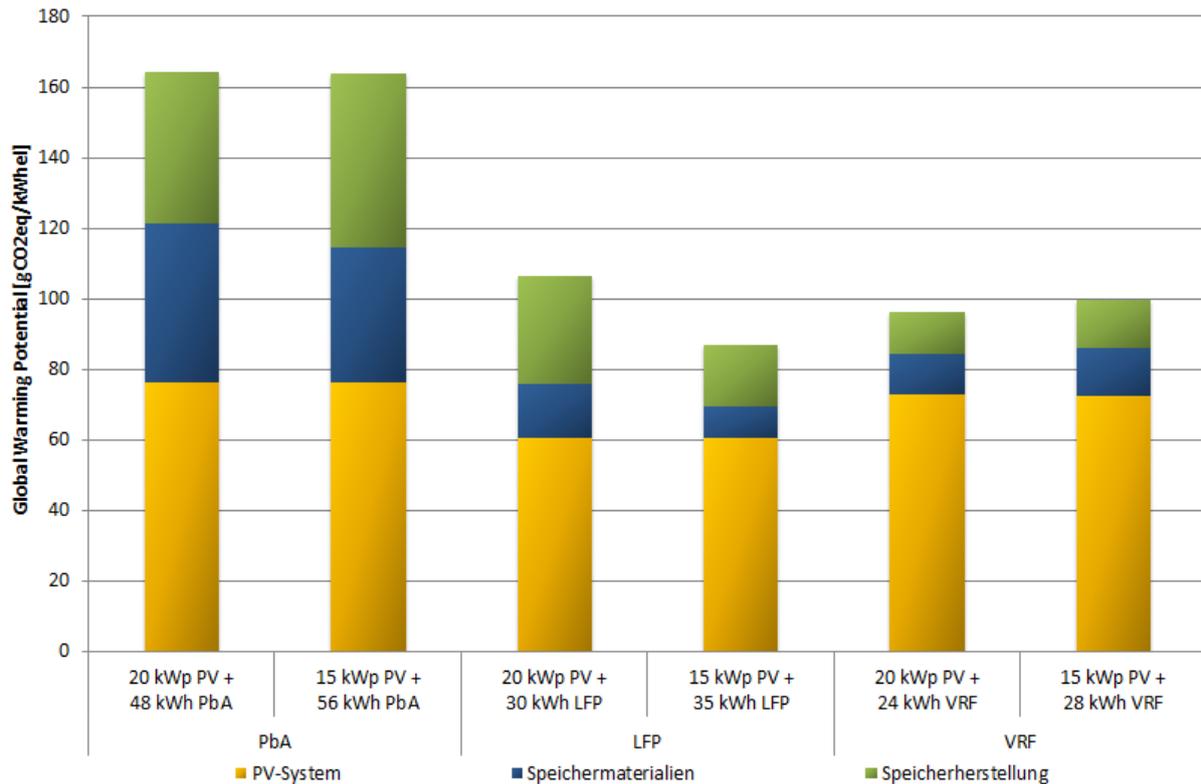


Abbildung 8-7 LCA-Treibhauspotenzial von Batteriespeichern für die Versorgungsaufgabe „lokal-groß“-Mehrfamilienhaus

Abbildung 8-7 zeigt die Ergebnisse der Lebenszyklusanalyse für die Versorgungsaufgabe „lokal-groß“-Mehrfamilienhäuser in der Wirkungskategorie Treibhauspotenzial, ausgedrückt in $\text{gCO}_{2,\text{eq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$. Demnach ist die ökologisch vorteilhafteste Konfiguration eine 15 kW_p PV-Anlage mit einem 35 kWh LFP-Speicher. Im Vergleich zur Versorgungsaufgabe „lokal-klein“ ändert sich die Rangfolge zwischen den verschiedenen Speichertypen: Für die 20 kW_p PV-Anlage zeigen VRF-Speicher ein geringeres GWP als LFP-Speicher. Dies lässt sich durch die Ersatzhäufigkeit erklären: Während VRF-Speicher mit 10.000 Ladezyklen je Lebenszyklus über den Betrachtungszeitraum nicht ersetzt werden müssen, ist dies bei dem LFP-Speicher in Kombination mit einer 20 kW_p PV-Anlage der Fall. Beim PbA-Speicher zeigt sich, dass der größere Speicher über den Betrachtungszeitraum ein leicht geringeres GWP hat. Dieser muss zweimal ersetzt werden. Im Gegensatz dazu muss der kleinere Speicher drei Mal ersetzt werden. Es zeigt sich auch, dass das PV-System im Vergleich zur Versorgungsaufgabe „lokal-klein“ höhere CO_{2,eq}-Emissionen hat. Da für die untersuchten Beispielkonfigurationen größere Strommengen zwischengespeichert werden, ergeben sich vereinfacht ausgedrückt auch höhere Verluste durch die Zwischenspeicherung.

8.4.2 Interpretation – CO₂-Vermeidungskosten

Wiederum in Analogie zu dem in Abschnitt 7.4.4 vorgestellten Vorgehen, werden nachfolgend für die ökologisch vorteilhafteste technische Konfiguration die CO₂-Vermeidungskosten

berechnet. Im Rahmen der ökonomischen Analyse in Abschnitt 8.3 wurden zwei ökonomische Szenarien betrachtet, die auch für die Vermeidungskostenberechnung übernommen werden. Dies sind zum einen Speicherkosten von 1000 €/kWh und zum anderen ein ökonomisch günstiges Szenario mit Investitionsausgaben von 550 €/kWh Nennkapazität.

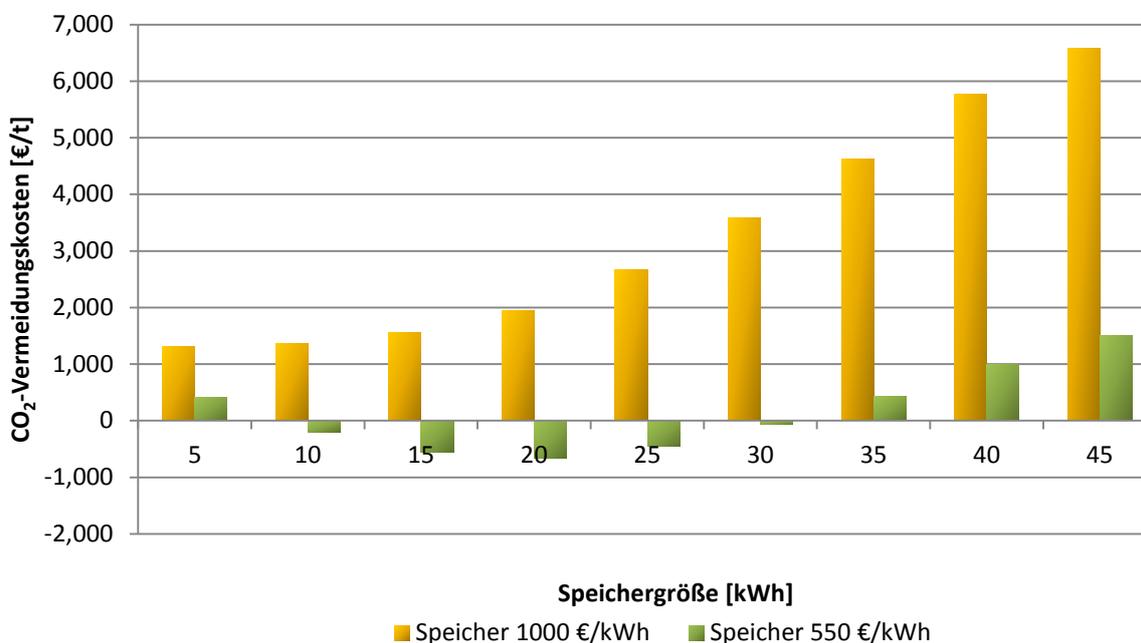


Abbildung 8-8 CO₂-Vermeidungskosten in der Versorgungsaufgabe "lokal-groß"-Mehrfamilienhaus für eine 15 kWp-PV-Anlage mit LFP-Speicher

Im Vergleich zur Versorgungsaufgabe „lokal-klein“ zeigt Abbildung 8-8 für höhere Speicherkosten tendenziell geringere CO₂-Vermeidungskosten, was mit einem höheren Eigenversorgungsanteil und damit größeren Einsparungen einhergeht. Des Weiteren zeigt sich für die Versorgungsaufgabe „lokal-groß“-Mehrfamilienhaus bei hohen Speicherkosten zwar auch eine stetige Steigerung der Vermeidungskosten, allerdings mit nahezu konstant niedrigen Werten zwischen 5 kWh und 15 kWh Speicherkapazität. Im ökonomisch günstigen Szenario zeigt sich ein deutliches Minimum der Vermeidungskosten bei einer Speicherkapazität von 20 kWh. Im Gegensatz zur Versorgungsaufgabe „lokal-klein“ ergeben sich für kleinere Speichergrößen niedrige aber dennoch positive Vermeidungskosten. Nach obiger Analyse stellen Speichergrößen von 10 kWh bis 30 kWh aus ökologisch, ökonomischer Sicht sogar eine „must-do“-Alternative dar.

9 Quartierspeicher (Versorgungsaufgabe „lokal-groß“)

Unter dem Stichwort „Quartiersprojekt“ finden sich derzeit zahlreiche Projekte zur gemeinsamen Nutzung von Energieeinrichtungen. Diese können privatwirtschaftlich oder genossenschaftlich organisiert sein. Aktuell existiert allerdings nur eine geringe Zahl von Pilotprojekten, in welchen Stromspeicher auf Quartiersebene implementiert werden. Beispiele sind das ebenfalls BWPLUS-geförderte Projekt „Strombank“ der MVV Energie (Thomann et al. 2014), das Quartiersprojekt Weinsberg (KACO new energy 2014) sowie der Quartierspeicher im Projekt „Smart Grid Solar“ (ZAE Bayern; IBC Solar AG 05.05.2015). Im Projekt wurden daher Quartierspeicher im Hinblick auf die Entwicklung eines rentablen Geschäftsmodells eingehend untersucht.

9.1 Beschreibung der Versorgungsaufgabe

Für die Erstellung von Referenzlastprofilen wurde wie für die Versorgungsaufgabe Einfamilienhaus das Modell SynPRO verwendet. Es wurden Lastprofile für fünf einzelne Mehrfamilienhäuser (MFH) generiert, welche zum elektrischen Lastprofil der Referenzquartiereinheit (5 MFH mit 160 Haushalten und 320 Bewohnern) aggregiert wurden. Exemplarische Wochenlastgänge für Sommer und Winter sind in Abbildung 9-1 und Abbildung 9-2 gezeigt.

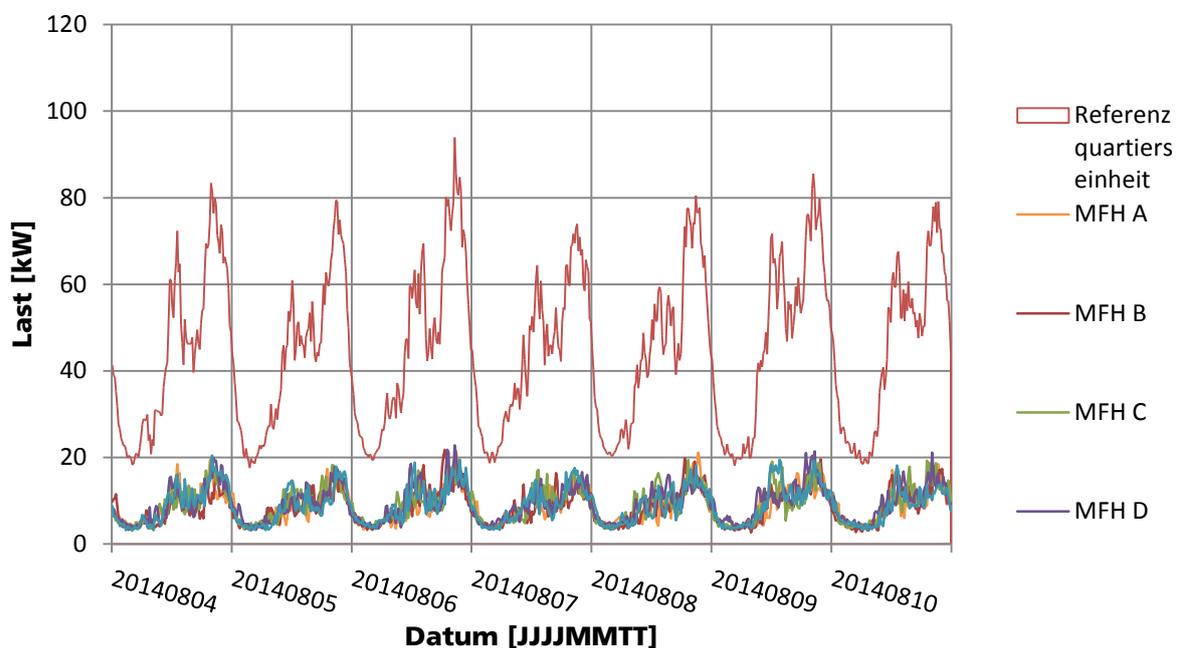


Abbildung 9-1 Exemplarischer Wochenlastgang Sommer der Versorgungsaufgabe "lokal-groß" – Quartier (Woche vom 04.08.-10.08.2014)

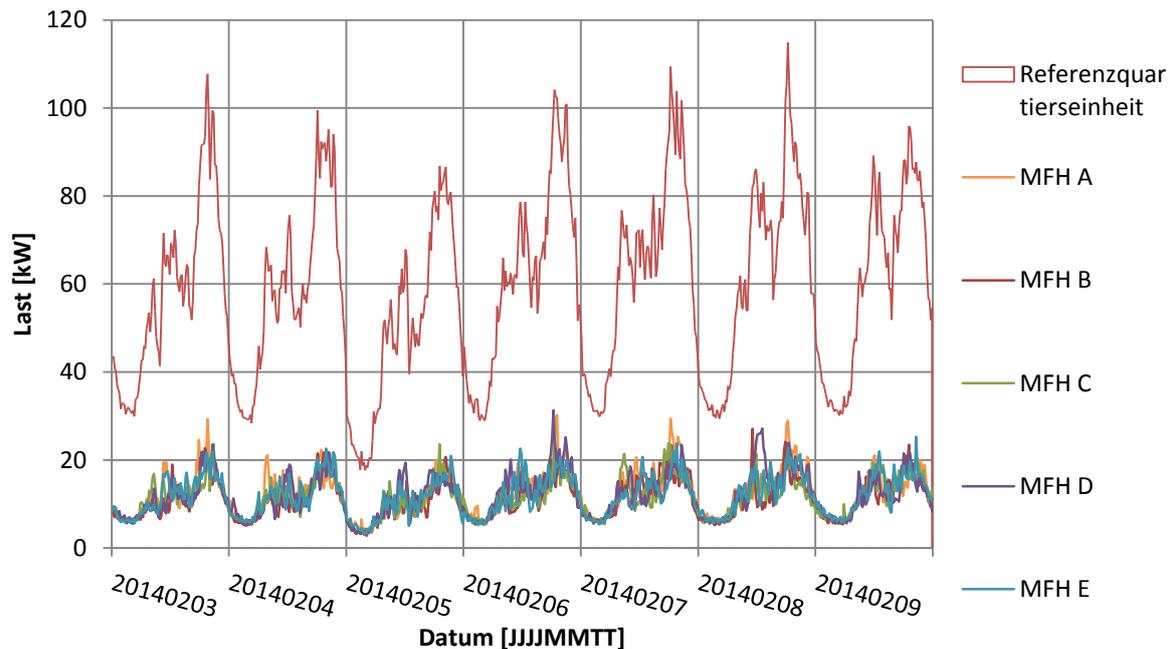


Abbildung 9-2 Exemplarischer Wochenlastgang Winter der Versorgungsaufgabe "lokal-groß" – Quartier (Woche vom 03.02.-09.02.2014)

Die Lastprofile beruhen auf den typischen meteorologischen Daten des Deutschen Wetterdienstes (Testreferenzjahr TRY2010_12_Jahr), welche die klimatischen Verhältnisse im Oberrheingraben und dem unteren Neckartal wiedergeben. Für die Daten des Quartiers werden viergeschossige MFH mit 32 Wohneinheiten und durchschnittlich 64 Bewohnern angenommen. Es wird durchmischter, sozioökonomischer Status der Bewohner angenommen.

9.2 Geeignete Technologien für die Versorgungsaufgabe

Da in dieser Arbeit die Versorgung eines Stadtquartiers unter Nutzung eines Stromspeichers untersucht werden soll, werden im Weiteren ausschließlich jene Technologien betrachtet, die für diese Versorgungsaufgaben geeignet sind. Nach Sauer et al. (2012, S. 59) sind hierfür elektrochemische Speicher, wie Blei-Säure-Batterien, Lithium-Ionen-Batterien, Natrium-Schwefel-Hochtemperatur-Batterien sowie Redox-Flow-Batterien geeignet.

9.3 Ökonomische Analyse und Entwicklung des Betreibermodells

Im Rahmen des Projektes wurde ein Geschäftsmodell für den Einsatz von Stromspeichern in Wohnquartieren in Deutschland identifiziert und analysiert. Die Analyse gliedert sich dabei in technische, ökonomische, regulatorische und betreiberspezifische Untersuchungen.

Die techno-ökonomische Analyse zeigt, dass Stromspeichertechnologien bereits in Marktreife verfügbar sind, trotzdem aber nur teilweise die an stationäre Speicher gestellten Anforderungen erfüllen. Insbesondere die hohen Investitionskosten wirken aktuell noch als Hemmnis für die Marktentwicklung. Regulatorisch ist die Umsetzung eines Geschäftsmodells herausfordernd, da eine Vielzahl von Gesetzen und Verordnungen beachtet werden müssen. Unter

anderem muss der Betreiber durch die Veräußerung von Strom an die Bewohner des Quartiers, die gesetzlichen Pflichten eines Energieversorgungsunternehmens (EVU) erfüllen, was einen hohen Verwaltungsaufwand bedeutet.

Die gesetzlichen Pflichten eines EVUs sind außerdem mit einer Vielzahl an Steuern und Umlagen verbunden. Diese Abgaben sowie die Stromgestehungskosten schmälern die Einnahmen des Energieversorgers und müssen somit zur Betrachtung der Rentabilität berücksichtigt werden. In Abbildung 9-3 sind diese Kosten für das Jahr 2015, dem ersten Modelljahr, im Verhältnis zum allgemeinen Haushaltsstrom aufgeführt.

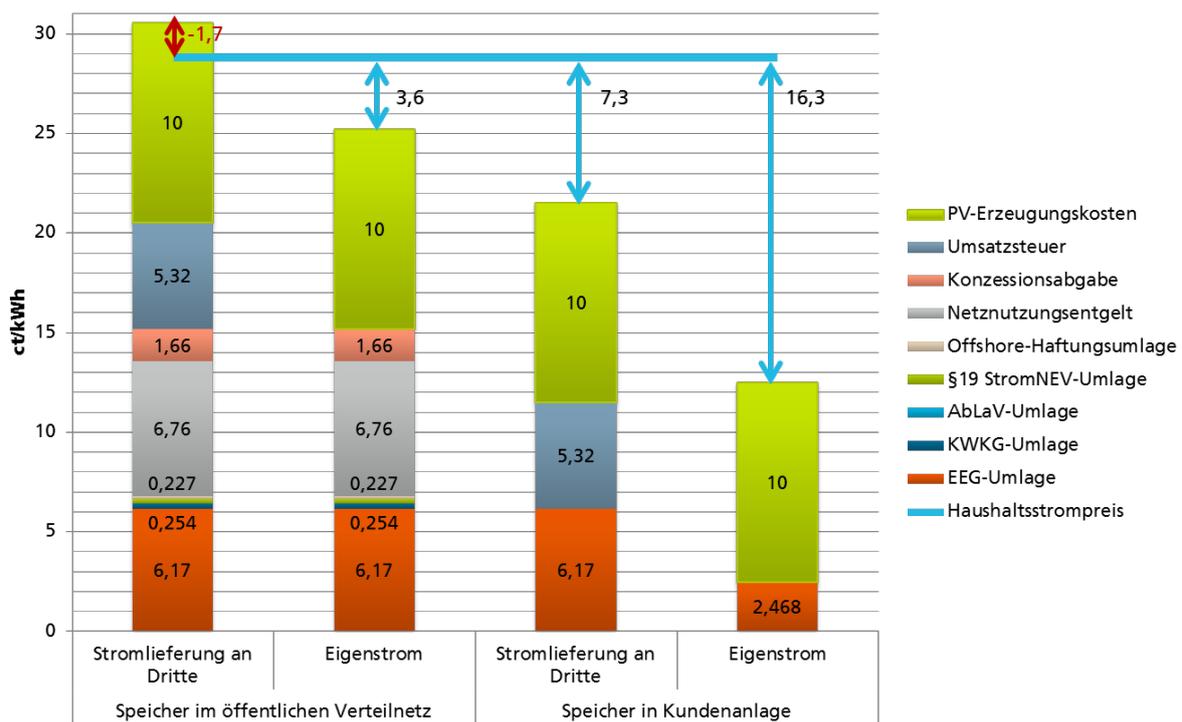


Abbildung 9-3 Abgaben, Steuern und Stromgestehungskosten im Jahr 2015. (Grafik: Fraunhofer ISE)

Die EEG-Umlage ist eine Ausgleichszahlung, welche alle EVUs zahlen müssen, um den Ausgleich der Einnahmen und Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber (ÜB) durch die Förderung von EE-Anlagen zu decken. In dem betrachteten Fall, dass der Speicher in der Kundenanlage betrieben wird und der Strom zur Eigenstromversorgung genutzt wird, ohne ins öffentliche Verteilnetz eingespeist zu werden, muss die EEG-Umlage von 6,17 ct/kWh nur anteilig entrichtet werden. Ist der Speicher in der Kundenanlage installiert und es erfolgt eine Stromlieferung an Dritte, zahlt das EVU zusätzlich noch Umsatzsteuer von 19 % auf den (Netto-Letztkunden-) Strompreis. Sobald der Speicher an das öffentliche Verteilnetz angeschlossen ist, fallen unter anderem noch Netznutzungsentgelte, Konzessionsabgaben und weitere Umlagen an.

Neben diesen Abgaben fallen Kosten für das Metering und die Stromabrechnung an, welche ebenfalls komplexe Aufgaben sind und somit Kooperationen mit erfahrenen Partnern, wie

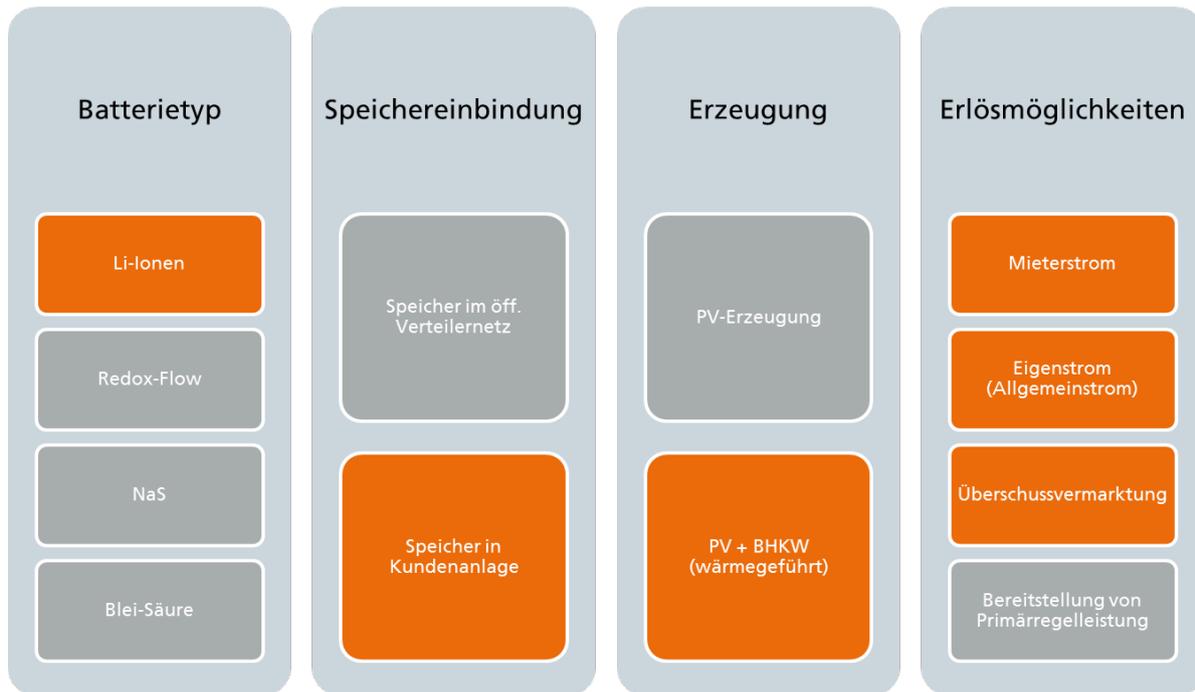


Abbildung 9-5 Umfang der Analyse der Betreibermodelle, in orange sind die Bestandteile des Betreibermodells mit dem größten Potential. (Grafik: Fraunhofer ISE)

In unterschiedlichen Szenarien wurden die vier verschiedenen Batterietypen, Lithium-Nickel-Mangan-Kobaltoxid (Lithium-Ionen), Blei-Säure, Vanadium Redox Flow und Natrium-Schwefel, unter Basisannahmen verglichen. Hierbei wurden zusätzliche Betreiberoptionen wie die Stromerzeugung mittels wärmegeführtem BHKW, das Angebot der Primärregelleistung durch den Batteriespeicher und zusätzliche Investitionskosten für die SmartQuartier-Infrastruktur betrachtet. Im Optimierungsmodell wurde ein Kalkulationszinssatz von 4 % p.a. und eine Renditeerwartung (IRR) von 6 % p.a. angenommen. Die Bewohner des Quartiers werden zu 60 % als Stromkunden des Quartierkonzeptes angenommen. Nach Abschätzungen basierend auf Literaturangaben stehen hier neben der Attraktivität einer kostengünstigen lokalen Stromversorgung auch ein Autarkiewunsch und der Wunsch zur Beteiligung an der Energiewende im Vordergrund. Ein hoher Autarkiegrad des Quartiermodelles ist somit erstrebenswert.

Unter Berücksichtigung der heutigen Speicherkosten und deren zukünftigen Entwicklung, den Reifegrad der Technologie und dem autarkieerhöhenden Effekt des Stromspeichers, wird die Technologie Lithium-Ionen-Batterie als mittelfristig günstigste Technologie für den Einsatz im Rahmen des Geschäftsmodelles identifiziert. Im Vergleich zu VRF besitzen Li-Ionen Batterien den Vorteil, dass bereits ein schnell wachsender Markt existiert. Berücksichtigt man die von Tesla in Kooperation mit SolarCity auf dem US-Markt angebotenen spezifischen Speicherkosten von 550€/kWh ist entsprechend im Vergleich zu heute auf dem europäischen Markt optimistischen Speicherkosten von 1000€/kWh ein günstigeres Kapitalwertergebnis zu erwarten.

Die Rentabilität des Geschäftsmodells sinkt mit steigender Speicherkapazität. Dennoch erwirtschaftet das eingesetzte wärmegeführte BHKW entsprechende Gewinne, um die zusätzlichen Kosten eines Stromspeichers zu decken. Ein mit Biomethan betriebenes BHKW erhöht den Autarkiegrad selbst ohne Speicher auf 58 %. In der Modellierung des Geschäftsmodells werden etwa zwei Drittel der erzeugten Elektrizität aus dem mit Biomethan betriebenen BHKW generiert.

Um Erzeugung, Batterie und Verbrauch aufeinander abzustimmen, wird angenommen, dass alle Zähler Last und Erzeugung zeitlich hoch aufgelöst digital erfassen und mittels Kommunikationstechnologie übermitteln können. Diese Kommunikationstechnologie wird durch die Installation von Smart Meter in jedem Haushalt berücksichtigt. Die hierfür entstehenden Kosten sind im Modell eingebunden. In Abbildung 9-6 sind die Renditeerwartungen des Betreibermodells „SmartQuartier“ für unterschiedliche Speicherkapazitäten und PV-Kapazitäten dargestellt. Das eingesetzte BHKW wird mit 30 kW_{el} wärmegeführt betrieben und die Kosten des Smart Meter sind einbezogen. Die angestrebte Renditeerwartung liegt bei etwa 6 % p.a.

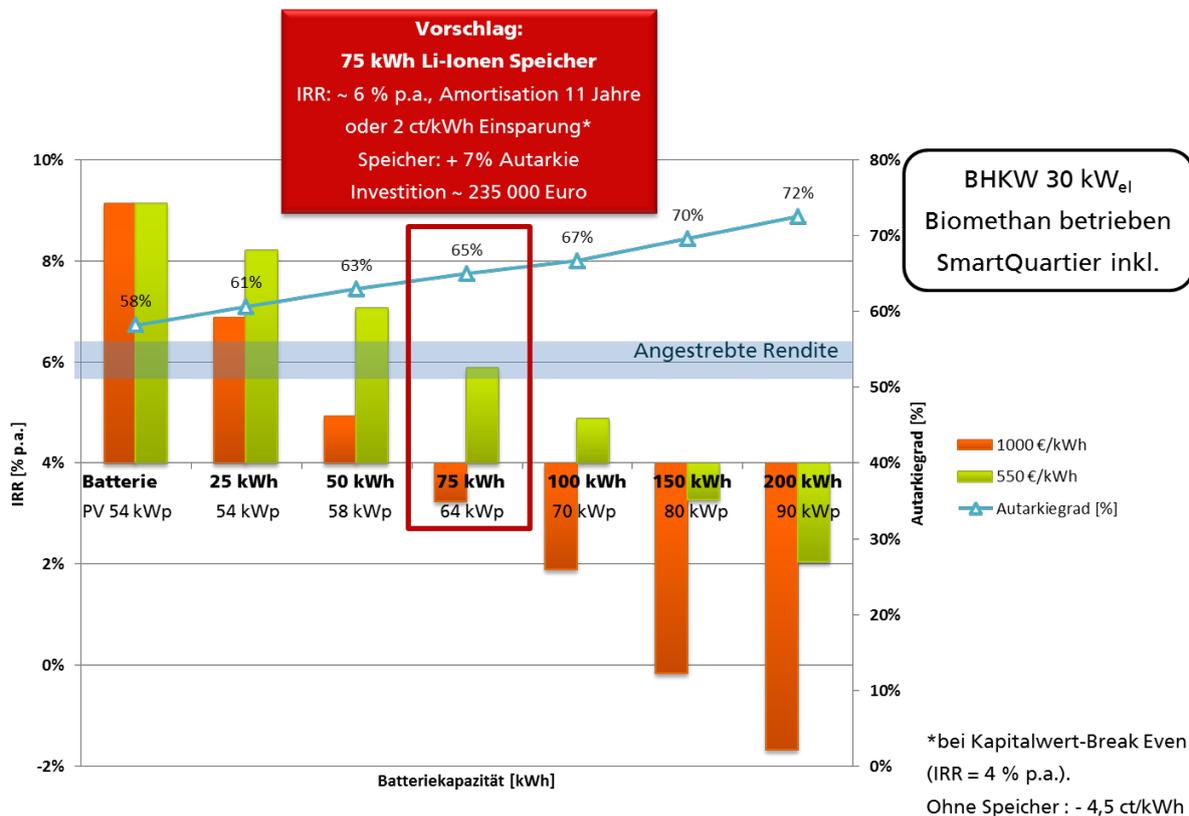


Abbildung 9-6 Rendite und Eigenstromverbrauch im Quartier im Betreibermodell „SmartQuartier“ bei unterschiedlichen Stromspeicherkosten und unterschiedlichen Auslegungen von Speicher und PV-Anlage

Als Resultat der Untersuchung zeigt sich, dass der Einsatz von Stromspeichern in keinem der untersuchten Fälle ökonomisch günstiger ist als ein vergleichbares Konzept ohne Stromspeicher. Dennoch erfüllt das entwickelte Quartierstromkonzept, also die Kombination aus lokaler Stromerzeugung mit einem Lithium-Ionen-Speicher, mittelfristig die Renditeerwartung

gen der Wohnungsgenossenschaften. Die Stromerzeugung wird dabei durch Photovoltaik und ein wärmegeführtes Blockheizkraftwerk zusammen mit der Speicherung innerhalb einer gemeinsamen Quartiers-Kundenanlage durchgeführt. Dabei können die Bewohner des Quartiers mit lokalem Strom beliefert und der Allgemeinstrombedarf kann als Eigenverbrauch der Wohnungsgenossenschaft gedeckt werden. Überschusselektrizität fällt nur in geringem Maße an und kann an der Strombörse veräußert werden. Für die Reststromlieferung kann eine Kooperation mit einem Energieversorgungsunternehmen eingegangen werden.

In Abbildung 9-6 ist die Optimierung des Modelles dargestellt. Um ein IRR von ca. 6 % erreichen zu können, kann in folgendem Szenario profitabel sein:

- Neu gebautes „Smart-Quartier“, welches von einer Wohnungsgenossenschaft betrieben wird
- 160 Haushalte, die an das Netz angeschlossen sind, während 60 % der Mieter ihren Strom aus der Genossenschaft beziehen
- Bereitstellung des Strombedarfs der Mieter sowie die Erzeugung von Gemeinschaftsstrom durch eine 64 kWp PV-Anlage, ein 30 kW_{el} wärmegeführtes Biomethan-BHKW sowie Strom aus dem Netz
- Ein Batteriespeichersystem mit einer Kapazität von 75 kWh, um den Anteil der Energieautarkie innerhalb des Quartiers zu erhöhen
- Installation von Smart-Meter um die Attraktivität des Systems für die Mieter zu erhöhen und Bilanzierungsfragen erleichtern zu können

Das Geschäftsmodell bietet mehrere Optionen, welche abhängig von der Zielsetzung des Projekts und der Kundenzielgruppe gewählt werden können. Der Einsatz eines wärmegeführten BHKW resultiert in einer attraktiven Renditeerhöhung im Vergleich zur ausschließlichen PV-Erzeugung. Ein Betrieb mit Biomethan ist auch unter ökonomischen Gesichtspunkten möglich, sofern eine komplett erneuerbare Energieerzeugung gewünscht ist. Zur Erhöhung der Quartiersattraktivität kann eine sogenannte Smart-Quartier-Infrastruktur (Displays zur zeitaufgelösten Darstellung des Stromverbrauchs) in den Wohnungen der Kunden installiert werden, was nur geringe Zusatzinvestitionen erfordert. Die Bereitstellung von Primärregelleistung im Rahmen dieses Geschäftsmodells ist aufwendig und generiert nur geringe Einnahmen, entsprechend wird diese als Betreiberoption nicht empfohlen.

Generell bietet das Quartierstromkonzept ein großes Weiterentwicklungspotential, berücksichtigt man die zu erwartende Entwicklung der Technologie und Kosten in den kommenden Jahren. Die Einbindung weiterer Technologien, wie z.B. Wärmespeichern, könnte Potential bieten, höhere Autarkiegrade bei geringeren Kosten zu ermöglichen.

9.4 Ökologische Analyse

Die ökologische Analyse der Versorgungsaufgabe „lokal-groß“-Quartier erfolgt ebenfalls analog zu der in Abschnitt 7.4 beschriebenen ökologischen Analyse der Versorgungsaufgabe

„lokal-klein“. Aus diesem Grund wird hier auf eine Einführung in die Methodik verzichtet. Ebenso wird für die Festlegung von Ziel und Untersuchungsrahmen, den Verweis auf die Sachbilanzen der Batteriespeicher sowie die Einführungen und Erläuterungen zur Wirkungsabschätzung auf die Abschnitte 7.4.1 bis 7.4.3 verwiesen. Die technischen Rahmenbedingungen wurden entsprechend der Versorgungsaufgabe skaliert. Die Verbrauchs- und Kostendaten basieren auf den in Abschnitt 9.3 vorgestellten Daten. Nachfolgend wird auf die gewählten Beispiele sowie die Ergebnisse eingegangen.

9.4.1 Wirkungsabschätzung (Life cycle impact assessment, LCIA)

Auch für die die Versorgungsaufgabe „lokal-groß“-Quartier werden die bereits in Abschnitt 7.4 vorgestellten PbA- / LFP- / VRF-Batteriespeicher einer vergleichenden ökologischen Untersuchung unterzogen. Als Beispielkonfigurationen hierfür wurden in Anlehnung an die Ergebnisse aus Abschnitt 9.3 eine 58 kW_p (64 kW_p) PV-Anlage mit einem 50 kWh (70 kWh) LFP-Speicher und jeweils ein mit Biomethan betriebenes 30 kW_{el} BHKW festgelegt. Diese Konfigurationen entsprechen zum einen der technischen Konfiguration, die in beiden Kostenszenarien einen positiven IRR bei maximalem Eigenversorgungsanteil erreicht sowie der in Abschnitt 9.3 abgegebenen Empfehlung.

Das BHKW wurde in Anlehnung an die FNR (2015) mit 17 gCO_{2,eq}/kWh_{el} bilanziert. Dabei wird neben auch die Substitution fossil erzeugter Wärme berücksichtigt. Durch die Hinzunahme des BHKW ändert sich auch die funktionelle Einheit in 1 kWh_{el} aus dem BHKW-PV-Batteriespeicher-System. In Abschnitten 7.4 und 8.4 wurden die Speicherverluste dem PV-System zugeordnet. Im Rahmen der Versorgungsaufgabe „lokal-groß“-Quartier werden diese Verluste jeweils hälftig mit den CO_{2,eq}-Emissionen der PV-Anlage und des BHKWs verrechnet. Alle weiteren Rahmenbedingungen entsprechen den in 7.4 und 8.4 gemachten Aussagen.

Die Ergebnisse der ökologischen Analyse der Versorgungsaufgabe „lokal-groß“-Quartier werden in Abbildung 9-7 präsentiert. Der augenscheinlichste Unterschied zu den vorangegangenen Versorgungsaufgaben ist die Berücksichtigung der CO_{2,eq}-Emissionen des BHKWs. Diese wurden mit 17 gCO_{2,eq}/kWh_{el} bewertet. Die leichte Variation zwischen den technischen Konfigurationen ergibt sich durch die Verluste während der Stromspeicherung. Im Vergleich zur Versorgungsaufgabe „lokal-groß“-MFH fallen die Variationen jedoch geringer aus. Zwar wird absolut mehr Elektrizität zwischengespeichert, gleichzeitig steigt jedoch die Bezugsgröße so stark (Direktnutzung), dass die Emissionen des Speichers (Material und Herstellung) kaum noch ins Gewicht fallen. Eine leichte Ausnahme stellen hier die PbA-Speicher dar. Wie bereits in den voran gegangenen Versorgungsaufgaben müssen sie über den gesamten Betrachtungszeitraum zwei bis drei Mal ersetzt werden. Alle anderen Speicher müssen im Betrachtungszeitraum nicht ersetzt werden. Vergleicht man die Summe der CO_{2,eq}-Emissionen zwischen den einzelnen Versorgungsaufgaben, so zeigt sich, dass in der Versorgungsaufgabe „lokal-groß“-Quartier durch die geringere Bedeutung der Speicheremissionen (Material

und Herstellung) für alle technischen Konfigurationen und alle Speichertypen die GWP-Werte deutlich niedriger sind.

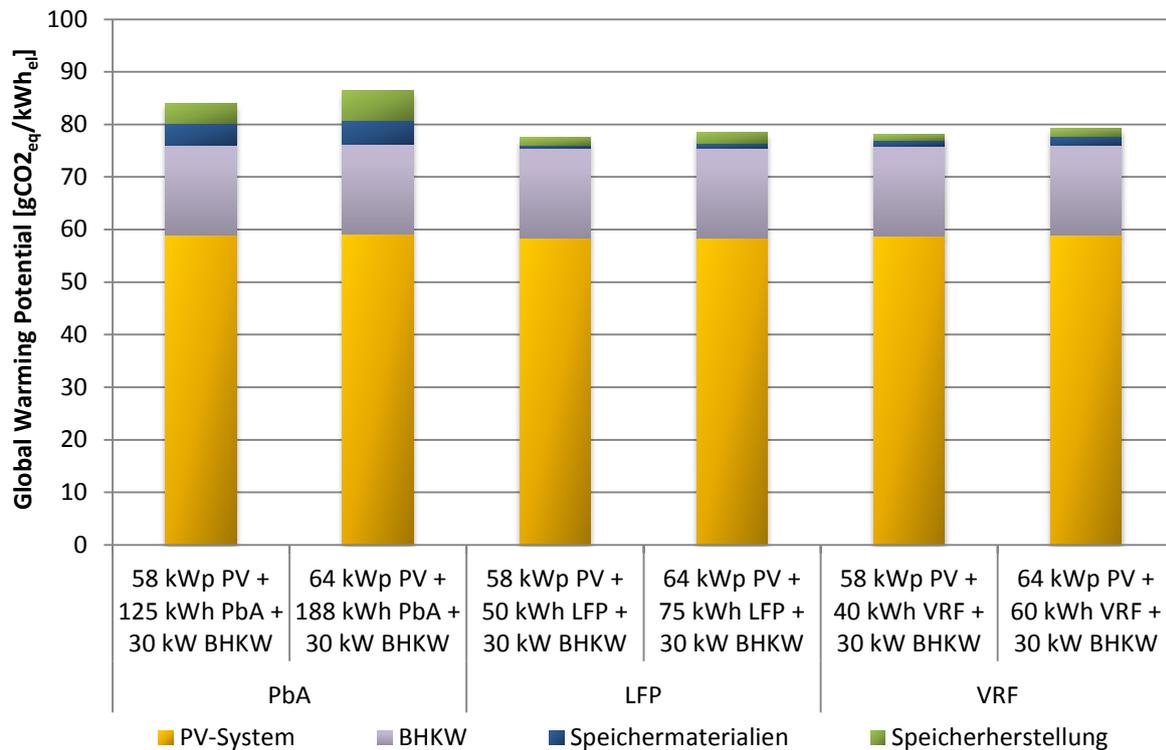


Abbildung 9-7 LCA-Treibhauspotenzial von Batteriespeichern für die Versorgungsaufgabe "lokal-groß"-Quartier

9.4.2 Interpretation – CO₂-Vermeidungskosten

Ähnlich wie in den vorangegangenen Versorgungsaufgaben werden auch für die Versorgungsaufgabe „lokal-groß“-Quartier die CO₂-Vermeidungskosten zur Interpretation der Ergebnisse der ökologischen Analyse genutzt. Auch in dieser Versorgungsaufgabe stellen wiederum die LFP-Speicher die ökologisch günstigste Technologie dar, weshalb sie nachfolgend untersucht werden. Im Gegensatz zu bisherigen Berechnungen wird allerdings in Anlehnung an die in Abbildung 9-6 gezeigten Ergebnisse der ökonomischen Analyse die Leistung der PV-Anlage durch die Berechnungen von „ENTIGRIS Unit“ vorgegeben. Für eine methodische Erläuterung sei wiederum auf Abschnitt 7.4.4 verwiesen.

Die in Abbildung 9-8 gezeigten CO₂-Vermeidungskosten zeigen im Gegensatz zur Versorgungsaufgabe "lokal-groß"-MFH kein Optimum. Bei den ökonomischen Szenarien gemein ist eine konstante Steigerung der CO₂-Vermeidungskosten. Im Vergleich zu den anderen analysierten Versorgungsaufgaben zeigen sich hier deutlich geringere maximale Vermeidungskosten und auch geringere minimale Werte. Speicher unter 100 kWh sind für diese Versorgungsaufgaben auch im ökonomischen Szenario mit den höheren Investitionskosten eine „must-do“ Maßnahme.

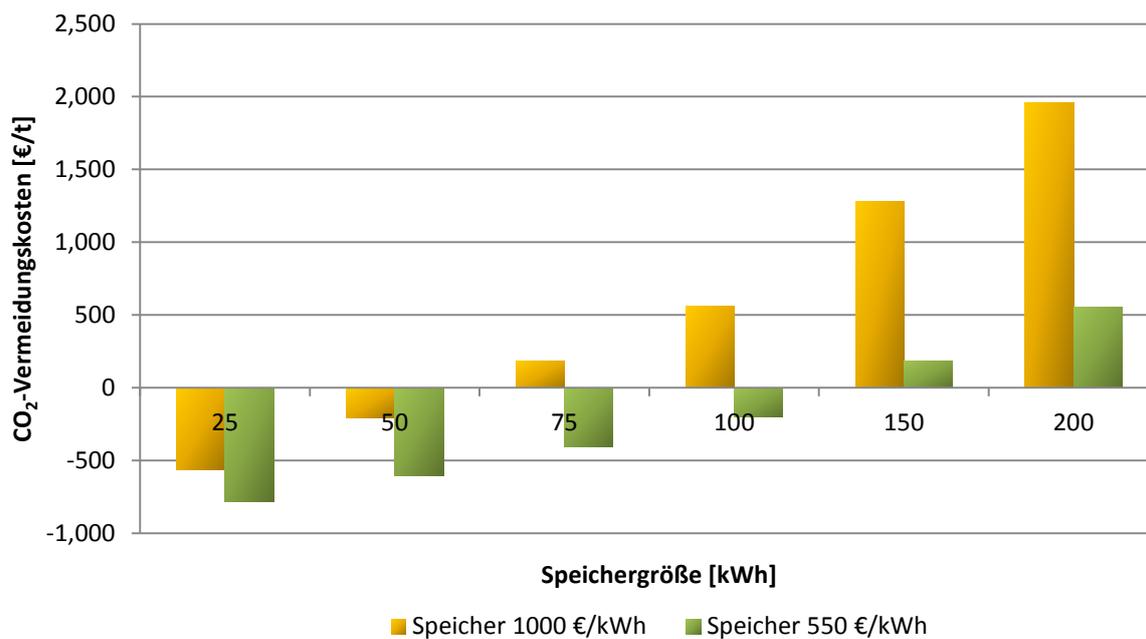


Abbildung 9-8 CO₂-Vermeidungskosten in der Versorgungsaufgabe "lokal-groß"-Quartier

10 Speicher im Gewerbebetrieb (Versorgungsaufgabe „lokal-groß“)

Die Möglichkeit der Eigenverbrauchsoptimierung mit Hilfe eines PV-Speicher-Systems erscheint auch für Gewerbebetriebe bei steigenden Strom-Einkaufspreisen (Bunderverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft 2014a) und sinkenden Kosten für die PV-Erzeugung (Agora Energiewende 2015; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) 2015; International Energy Agency (IEA) 2014) interessant. Nachfolgend werden daher Betreibermodelle für PV-Speichersysteme im Gewerbe untersucht.

10.1 Beschreibung der Versorgungsaufgabe

Die Kategorie Gewerbebetriebe „lokal-groß“ beinhaltet insgesamt fünf verschiedene Versorgungsaufgaben. Der Fokus in dieser Kategorie liegt auf großen Einzelobjekten im lokalen Umfeld. Dabei wird grundsätzlich zwischen realen Lastdaten und synthetischen Lastprofilen des BDEW¹ unterschieden.

- Gewerbebetrieb mit 1-Schichtsystem (reale Daten Firma A)
- Gewerbebetrieb mit 1-Schichtsystem (reale Daten Firma B)
- Gewerbebetrieb mit 1-Schichtsystem (nach bdew-Lastprofil)
- Gewerbebetrieb mit 2-Schichtsystem (nach bdew-Lastprofil)
- Gewerbebetrieb mit 3-Schichtsystem (nach bdew-Lastprofil)

10.1.1 Stromnachfrage auf Basis von bdew-Lastprofilen

Die Stromnachfrage für Gewerbebetriebe wurde basierend auf Daten des statistischen Bundesamtes berechnet. Exemplarisch für Gewerbebetriebe wurden Betriebe des „Metallgewerbes“ untersucht. Schlomann et al. (2015) definieren das Metallgewerbe basierend auf der Kategorisierung des statistischen Bundesamtes (WZ 2008) als Zusammenschluss aus sechs Branchen. Tabelle 10-1 zeigt wesentlich Kennzahlen dieser sechs Branchen.

¹ https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Standartlastprofile

Tabelle 10-1 Kennzahlen zum Metallgewerbe (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2015a); (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2015b)

Lfd. Nr (WZ 2008)	Bezeichnung	Beschäftigte	Betriebe	Stromverbrauch [GWh/a]	Stromverbrauch [kWh/(Beschäftigter*a)]	Stromverbrauch [GWh/(Betrieb*a)]
25	H. v. Metall-erzeugnissen	652.555	7.626	13.839	21.207	1,81
26	H. v. DV-Gerät., elektronische u. opt. Erzeugnisse	281.607	1.859	5.031	17.865	2,71
27	H. v. elektr. Ausrüstung	414.438	2.223	6.192	14.941	2,79
28	Maschinenbau	1.019.473	6.136	11.378	11.160	1,85
29	H. v. Kraftwagen u. Kraftwagenteilen	793.183	1.312	16.501	20.804	12,58
32	H. v. sonst. Waren	150.792	1.620	1.419	9.413	0,88
Metallgewerbe		3.312.048	20.776	54.360	16.413	2,62

Als Stromerzeugungstechnologien für die Versorgungsaufgabe der Kategorie „lokal-groß“ wurden Photovoltaikanlagen definiert. Die ökonomische Bewertung der Versorgungsaufgabe „lokal-klein“ konnte zeigen, dass eine autarke Stromversorgung nicht wirtschaftlich ist. Aus diesem Grund werden als Zielsetzung der Speichernutzung für Gewerbebetriebe weder bilanzielle noch lastgeregelte Autarkie, sondern lediglich eine Steigerung des Eigenstromanteils betrachtet. Als Speichertypen werden Batteriespeicher betrachtet. Eine Zusammenfassung der verschiedenen Versorgungsaufgaben in der Kategorie Gewerbebetriebe „lokal-groß“ findet sich in Tabelle 10-2.

Tabelle 10-2 Versorgungsaufgaben der Kategorie Gewerbebetriebe "lokal-groß"

	Nachfrage	Stromerzeugung	Zielsetzung	Auslegung Speicher
LG2	Gewerbe (Firma A)	PV(Dachfläche)	Erhöhung Eigenstromanteil	Speichergröße (Eigenversorgungsanteil)
LG3	Gewerbe (Firma B)	PV(Dachfläche)	Erhöhung Eigenstromanteil	Speichergröße (Eigenversorgungsanteil)
LG4	Gewerbe (1-Schichtbetrieb)	PV(Dachfläche)	Erhöhung Eigenstromanteil	Speichergröße (Eigenversorgungsanteil)
LG5	Gewerbe (2-Schichtbetrieb)	PV(Dachfläche)	Erhöhung Eigenstromanteil	Speichergröße (Eigenversorgungsanteil)
LG6	Gewerbe (3-Schichtbetrieb)	PV(Dachfläche)	Erhöhung Eigenstromanteil	Speichergröße (Eigenversorgungsanteil)

Eine zeitscharfe (registrierende) Lastmessung eines Verbrauchers ist gesetzlich ab einem jährlichen Strombedarf von 100.000 kWh vorgeschrieben. Für die Abwicklung der Stromlieferung an Verbraucher mit weniger als 100.000 kWh sind laut Netzzugangsverordnung vereinfachte Methoden (standardisierte Lastprofile) anzuwenden (Strom-NZV, S. § 12). Standard-

lastprofile bilden einen durchschnittlichen Verbraucher der entsprechenden Kategorie ab. Untersucht man die reale Stromnachfrage eines beliebigen Verbrauchers, so kann diese vom Standardlastprofil abweichen. Aus Sicht der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber ist jedoch aufgrund der gebündelten Versorgung mehrerer Verbraucher nur die durchschnittliche Nachfrage einer bestimmten Kategorie relevant. Der bdew (Bund deutscher Energie- und Wasserwirtschaft) gibt für verschiedene Verbraucherkategorien standardisierte Lastprofile heraus (s.o.). Diese Profile werden nachfolgend zur Bestimmung der Nachfrage eines einzelnen Haushaltes angewendet. Dies führt zum einen zu einem repräsentativen und allgemein anerkannten Vorgehen und achtet zum anderen die Privatsphäre des einzelnen Nutzers. Ein Nachteil besteht jedoch darin, dass durch die Mittelwertbildung des Standardlastprofils Lastspitzen, Ruhezeiten oder Lastgradienten des einzelnen Verbrauchers nur unzureichend abgebildet werden.

Die bdew Lastprofile sind nach Jahreszeit, Tagestyp und Uhrzeit gegliedert. Tabelle 10-3 zeigt die Variationsmöglichkeiten der Standardlastprofile.

Tabelle 10-3 Variationsmöglichkeiten der Standardlastprofile

Gliederungsmöglichkeit	Erläuterung
Jahreszeit	Unterscheidung zwischen Sommer, Winter & Übergangszeit
Tagestyp	Unterscheidung von 3 Typtagen: 1. Arbeitstag (Montag-Freitag) 2. Samstag 3. Sonntag
Zeit	96 Zustände je Tag $\hat{=}$ 15-minütiger Auflösung

Auf Basis obiger Variationsmöglichkeiten wurde das Jahr 2014 nachgebildet. Das Standardlastprofil enthält für jede Viertelstunde eines jeden Typtages einer jeden Typjahreszeit normierte Werte für die Höhe des Verbrauchs. Bildet man die Summe dieser normierten Werte über das ganze Jahr, so lässt sich für jede Viertelstunde des Jahres ein prozentualer Anteil des jährlichen Stromverbrauchs berechnen.

Das statistische Bundesamt veröffentlicht jährlich für alle Branchen Statistiken zu der Anzahl der Betriebe, dem Energieverbrauch und der Anzahl der Beschäftigten. Wie bereits in Tabelle 10-1 deutlich wird, lässt sich anhand dieser Daten eine spezifische Elektrizitätsnachfrage je Beschäftigter im Metallgewerbe berechnen. Basierend auf dieser Kennzahl und den Daten des statistischen Bundesamtes zur Anzahl der Beschäftigten in den Betrieben wurden drei exemplarische Betriebe des Metallgewerbes definiert. Tabelle 10-4 zeigt die einzelnen Betriebe mit der angenommenen Anzahl der Beschäftigten sowie der jährlichen Stromnachfrage.

Tabelle 10-4 Jährliche Stromnachfrage in exemplarischen Betrieben des Metallgewerbes

	Beschäftigte [#]	Stromnachfrage/a [MWh]
1-Schichtbetrieb	154	2.534
2-Schichtbetrieb	347	5.690
3-Schichtbetrieb	688	11.298

Die Versorgungsaufgaben LG2 – LG 4 behandeln Gewerbebetriebe im 1- bis 3-Schichtbetrieb. Die Unterteilung folgt der Unterteilung der Gewerbelastprofile des bdeW. Auf Grund der Synthetisierung basierend auf Typtagen soll hier nur auf die die Unterschiede zwischen Typtagen und Jahreszeiten eingegangen werden. Abbildung 10-1 zeigt hierzu ausgewählte Wochenlastgänge für Gewerbebetriebe im 1-, 2-, und 3-Schichtbetrieb. 1-Schichtbetriebe werden in grün, 2-Schichtbetriebe in orange und 3-Schichtbetriebe in blau dargestellt. Jahreszeiten werden über die Farbhelligkeit unterschieden. Die Helligkeit verändert sich dabei von dunkel (Winter) über mittel (Übergangszeit) zu hell (Sommer).

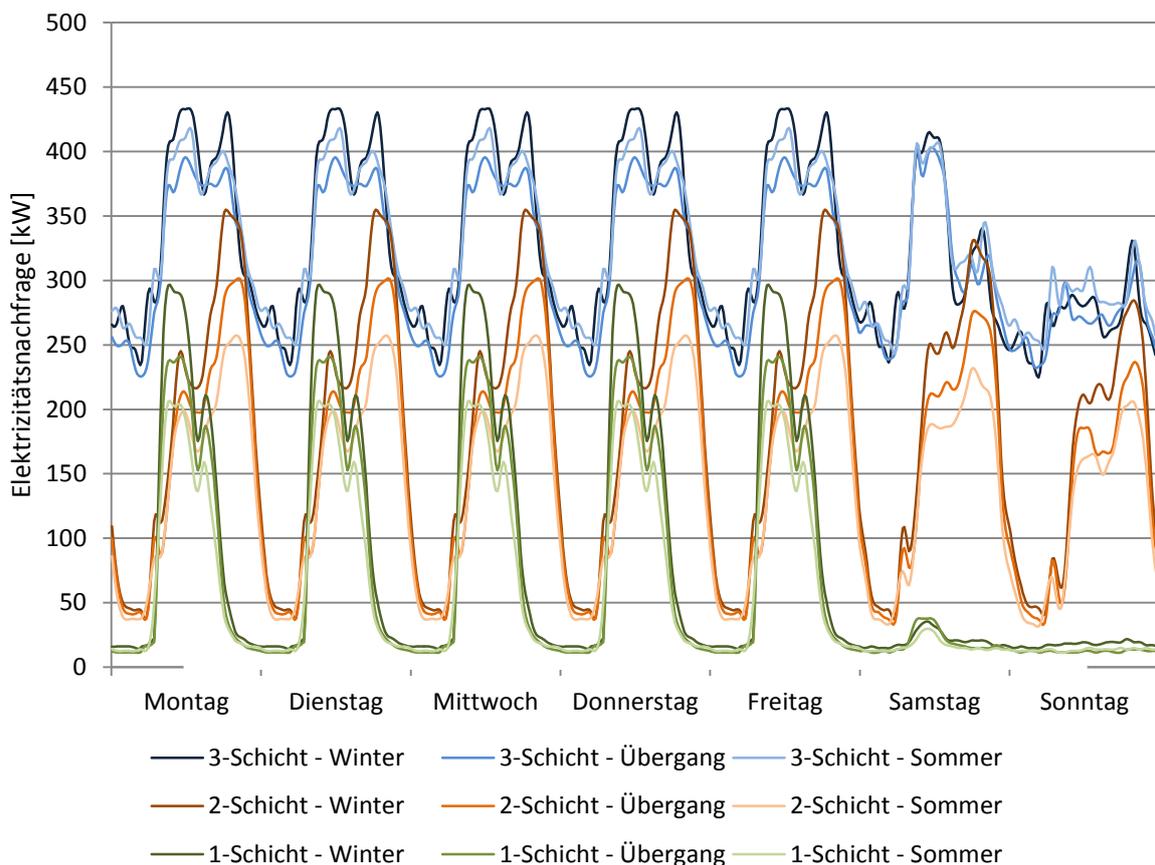


Abbildung 10-1 Wochenlastgänge Versorgungsaufgabe "lokal-groß" – Gewerbe synthetisch

Neben der absoluten Höhe der Stromnachfrage, die von der Jahresgesamtnachfrage abhängt (siehe Tabelle 10-4), zeigt Abbildung 10-1 viele weitere Unterschiede. Eine grundsätzliche Unterscheidung ergibt sich zwischen den einzelnen Jahreszeiten. Auffällig ist, dass das Winterlastprofil häufig die maximale Nachfrage liefert. Zwischen den verschiedenen Arbeits-

zeitmodellen zeigen sich deutliche Unterschiede. Die Grundlastnachfrage bei den 3-Schicht-Profilen ist deutlich höher, was an den niedrigeren Gradienten zu erkennen ist. Während 1- und 2-Schichtbetriebe eine ausgeprägt konstante Nachtruhe haben, zeigen 3-Schichtbetriebe auch nachts Variationen in der Stromnachfrage. Eine weitere deutliche Veränderung zwischen den Lastprofilen zeigt sich bei den Maximallasten: Während 1-Schichtbetriebe Lastspitzen in den Morgenstunden aufweisen, verschiebt sich die Lastspitze bei 2-Schichtbetrieben in den Nachmittag. 3-Schichtbetriebe kombinieren beide Effekte.

10.1.2 Stromnachfrage einer realen Firma mit zwei Standorten

Im Zuge des Forschungsprojektes konnten reale Lastdaten eines Gewerbebetriebes mit zwei Standorten untersucht werden. Der Betrieb ist im Metallgewerbe tätig und beschäftigt an seinen beiden Standorten jeweils rund 100 Mitarbeiter. Abbildung 10-2 zeigt exemplarische Lastgänge der verschiedenen Standorte. Die beiden Standorte werden durch die Synonyme Firma A und Firma B repräsentiert. Die Vorteile realer im Vergleich zu synthetischen Lastgängen liegen in der exakten Darstellung von Lastgradienten und Lastspitzen was eine exaktere Auslegung der technischen Anlagen ermöglicht.

Im Vergleich zu den in Kapitel 10.1.1 präsentierten synthetischen Lastprofilen auf Basis der bdew-Lastprofile zeigt sich ein deutlich unruhigerer Verlauf der Nachfrage. Gleichzeitig lassen sich zum Verlauf der synthetisch erzeugten Lastgänge des 1-Schichtbetriebes deutliche Parallelen ziehen. Dies spricht für die Validität der bdew-Lastprofile.

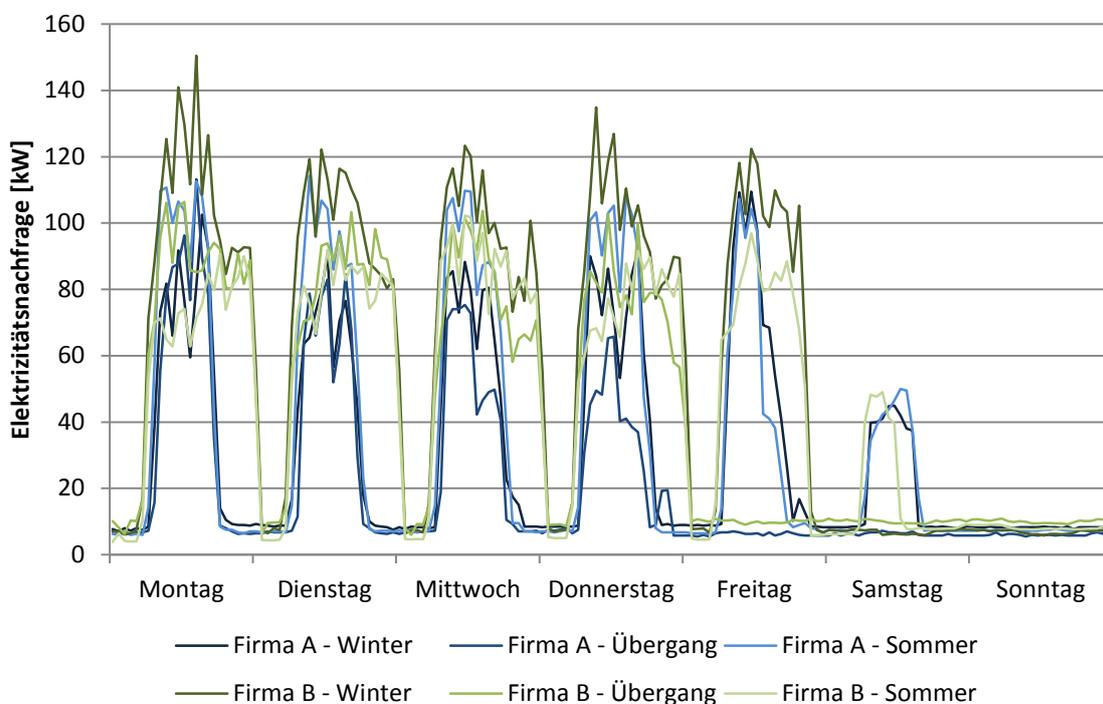


Abbildung 10-2 Wochenlastgänge Versorgungsaufgabe "lokal-groß" – Gewerbe real

10.2 Geeignete Technologien für die Versorgungsaufgabe

Den Ausführungen in Abschnitt 10.1 folgend werden für die Versorgungsaufgaben LG 1 bis LG 6 Lithium-Ionen-Speichersysteme eingesetzt. Als Erzeugungstechnologie wurde eine PV-Anlage vorgesehen. Aufgrund der sehr komplexen und individuellen Auslegung eines BHKWs anhand spezifischer Wärmenachfragen soll diese Erzeugungstechnologie hier nicht betrachtet werden.

10.3 Ökonomische Analyse und Entwicklung des Betreibermodells

In Kapitel 10.1 wurden für die Versorgungsaufgaben LG 4 bis LG 6 anhand der Mitarbeiteranzahl durchschnittlicher Betriebe des Metallgewerbes Lastgänge auf Basis der bdew-Lastprofile hergeleitet. Darauf aufbauend wird nach der Methodik von Thomsen et al. (2013) in diesem Kapitel die Photovoltaikleistung für die einzelnen Versorgungsaufgaben anhand der Mitarbeiteranzahl abgeschätzt.

Schlomann et al. (2015) geben für das Metallgewerbe eine Grundfläche aller genutzten Gebäude von 44 Mio. m² an. In Kombination mit der in Tabelle 10-2 präsentierten Anzahl der Beschäftigten im Metallgewerbe (~ 3,3 Mio.) lässt sich eine spezifische überdachte Fläche je Mitarbeiter von 13,3 m²/Mitarbeiter errechnen. Quaschnig (2000) präsentiert eine Methodik zur Abschätzung der installierbaren PV-Leistung in Abhängigkeit der verfügbaren Dachfläche von Wohn- und Nichtwohngebäuden. Dabei schätzt er die durch Aufbauten blockierte Dachfläche mit 40 % ab. Zusätzlich unterscheidet er zwischen Flach- und Schrägdach. Bei Nichtwohngebäuden geht er von einem Flach- zu Schrägdachverhältnis von 60 % zu 40 % aus. Für die Betrachtung der Schrägdachfläche wurde im Rahmen dieser Untersuchungen von einem Satteldach mit einer Dachneigung von 45° ausgegangen. Betrachtet man alle Verluste, die Quaschnig (2000) anführt, so können von der Gesamtdachfläche 18 % für die Errichtung einer Photovoltaikanlage genutzt werden. Nimmt man des Weiteren an, dass bei der Installation von PV-Anlagen 6 m²/kW_p (Arnold 2015) angesetzt werden können, so ergeben sich die in Tabelle 10-5 dargestellten PV-Anlagen für die einzelnen Versorgungsaufgaben.

Tabelle 10-5 PV-Anlagengröße für die Versorgungsaufgaben LG 2 bis LG 6

	Mitarbeiter[#]	Dachfläche [m ²]	PV-Fläche [m ²]	PV-Leistung [kW _e]
LG 2	100	1.550	211	35
LG 3	100	1.550	211	35
LG 4	154	2.387	325	54
LG 5	347	5.379	733	122
LG 6	688	10.666	1.454	242

Die Investitionsausgaben für PV-Anlagen werden nach Fraunhofer ISE (2014) mit 1298 €/kW angesetzt. Zusätzlich fallen variable Kosten von 0,98 €/(kW_p*a) an. Als kalkulatorischer Zinssatz werden 4 %/a angesetzt (vgl. Kapitel 7). Die Kosten für Speicher werden ebenfalls aus (Arnold 2015) entnommen. Arnold konnte in seiner Arbeit eine große Diskrepanz zwischen

Literatur werden und realen Marktdaten aufzeigen. Seine Marktanalyse ergab, dass aktuelle Marktdaten für Stromspeicher kaum Skaleneffekte aufgrund der Speicherkapazität zeigen. Des Weiteren konnte er auch keine direkte Korrelation zwischen Speicherleistung und Speicherkapazität feststellen. In Anlehnung an die ökonomischen Untersuchungen in Abschnitt 8.3 werden in 9.3 die Investitionsausgaben der Speicher anhand von zwei Szenarien betrachtet. Das Basisszenario geht dabei von Speicherkosten von 1.000 €/kWh aus, während in einem optimistischen Szenario mit 550 €/kWh gerechnet wird.

Die ökonomische Bewertung der verschiedenen Versorgungsaufgaben erfolgt fallspezifisch anhand der in Kapitel 10.2 präsentierten Lastgänge. Dabei wird die Erzeugung der jeweiligen PV-Anlagen mit Hilfe der Software SAM (System Advisory Model) des National Renewable Energy Laboratory NREL (Blair et al. 2014) für den Standort Stuttgart simuliert. Dies ermöglicht eine realitätsnahe Abbildung des Eigenversorgungsanteils und darauf aufbauend eine ökonomische Bewertung sowohl der PV-Eigenerzeugung als auch der PV-Eigenerzeugung mit Speichersystem.

Einen weiteren wichtigen Eingangsparameter für die ökonomische Bewertung der Eigenerzeugung stellt der Stromeinkaufspreis dar. Anhand von Studien lässt sich der Stromeinkaufspreis nach Verbrauchergruppen gliedern. Tabelle 10-6 zeigt die Einteilung nach Verbrauchergruppen und die entsprechenden Preise, welche im Rahmen der Berechnungen zu den Versorgungsaufgaben LG 2 bis LG 6 in Anlehnung an die Untersuchungen von Klotz et al. (2014) verwendet wurden.

Tabelle 10-6 Einkaufspreis Strom [$\text{€}_{2014}/\text{MWh}$] (Klotz et al. 2014)

Kunden- gruppe	Strombedarf [kWh/a]	Kategorie nach (Klotz et al. 2014)	Strompreis [€- Cent/kWh]
LG 2	279.179	KMU	23,3
LG 3	410.547	KMU	23,3
LG 4	2.534.000	Industriebetrieb	19,0
LG 5	5.690.000	Industriebetrieb	17,4
LG 6	11.298.000	Energieintensive Industrie	17,4

Die ökonomische Analyse der in Tabelle 10-5 dargestellten Kombination aus Versorgungsaufgabe und PV-Anlage zeigt für alle Versorgungsaufgaben ein ähnliches Bild. Durch die Eigenversorgung lässt sich in allen Versorgungsaufgaben eine Kosteneinsparung erreichen. Der Eigenversorgungsanteil ist jedoch zu gering, als dass der Speicher einen wesentlichen Einfluss erzielen könnte (vgl. Abbildung 10-3 „PV ohne Speicher“). Abbildung 10-3 zeigt die Zyklenzahl und den Eigenversorgungsanteil bei einer Variation der Speichergröße. Es zeigt sich, dass auch durch eine im Vergleich zur PV-Leistung vierfache Speichergröße kein wesentlicher Effekt erreicht wird. Der Eigenversorgungsanteil ist konstant und die Zyklenzahl extrem gering. Dies lässt den Schluss zu, dass für den vorteilhaften Einsatz eines Batteriespeichers für alle untersuchten Versorgungsaufgaben eine größere installierte PV-Leistung nötig wäre.

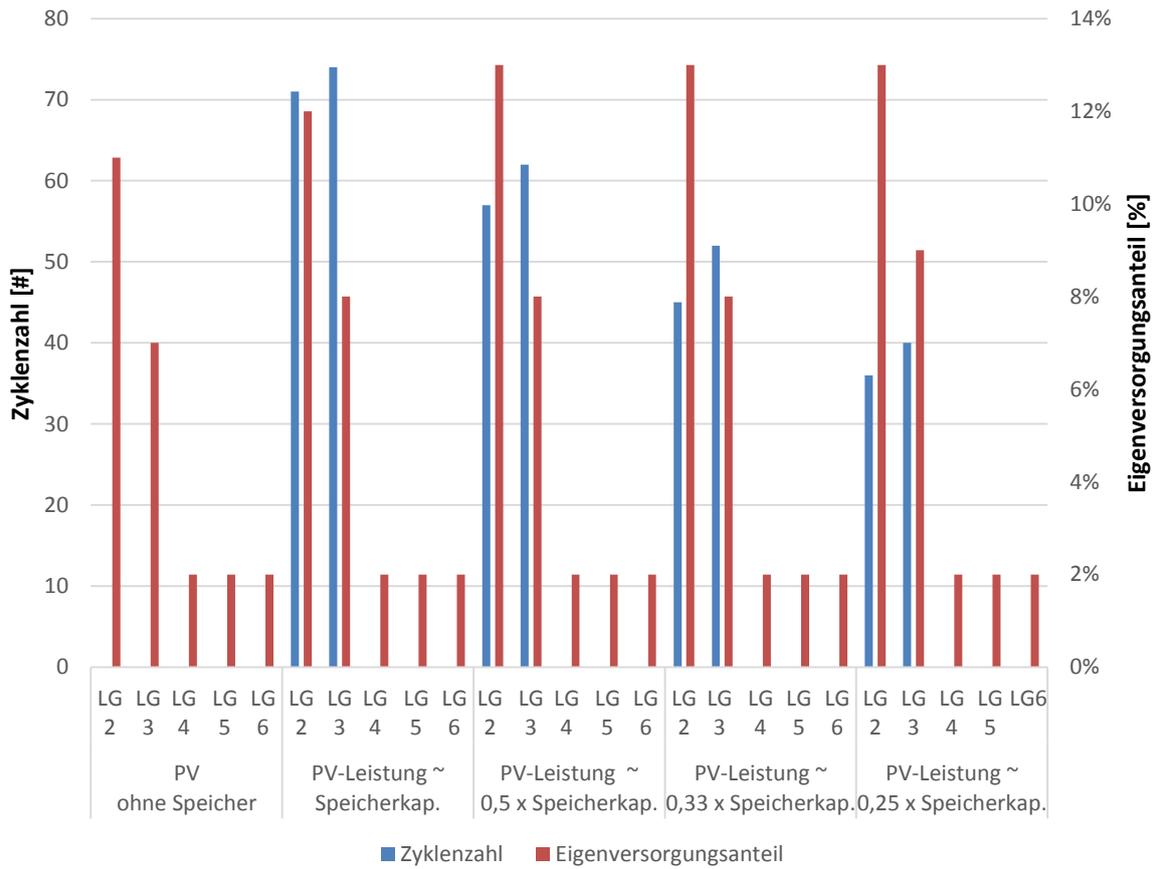


Abbildung 10-3 Auswirkungen eines Speichereinsatzes auf die Zyklenzahl des Speicherbetriebes (blau) und den Eigenversorgungsanteil (rot) in den Versorgungsaufgaben LG 2 - 6 und bei verschiedener Dimensionierung des Speichers

Um einen Eigenversorgungsanteil von 25 % wie beispielsweise in der Versorgungsaufgabe „lokal-klein“ zu erreichen, wo ein positiver Effekt des Speichereinsatzes nachgewiesen wurde, müssten ohne Berücksichtigung eines Speichers die nachfolgenden PV-Leistungen je Versorgungsaufgabe installiert werden.

Tabelle 10-7 Anlagengröße bei einem Eigenversorgungsanteil von 25 %

Versorgungsaufgabe	LG 2	LG 3	LG 4	LG 5	LG 6
PV-Anlagenleistung [kW _p]	88	137	768	1.569	3.030

Für die Bewertung von Speichern im Gewerbe wird nachfolgend angenommen, dass für die Versorgungsaufgabe LG 2 die Voraussetzungen für die Installation einer größeren PV-Anlage bestehen, sodass die für 25 % Eigenverbrauch benötigte Anlagenleistung von 88 kW_p installiert werden könnte. Dies könnte beispielsweise der Fall sein, wenn dem Betrieb eine weitere Fläche zur Installation einer PV-Anlage zur Verfügung steht.

Ohne die Nutzung eines Speichers erreicht die Kombination aus einer 88 kW_p PV-Anlage in der Versorgungsaufgabe LG 2 einen Eigenversorgungsanteil von 25 %. Gegenüber dem reinen Fremdbezug von Strom ergibt sich dadurch über den gesamten Betrachtungszeitraum

von 20 Jahren ein Kostenvorteil von 5.900 €. Abbildung 10-4 zeigt den Effekt eines Batteriespeichers auf das beschriebene System unter Variation der Speicherkapazität für die beiden ökonomischen Szenarien. Als Referenzen werden zusätzlich die Gesamtkosten für die Direktnutzung des erzeugten PV-Stroms sowie die Gesamtkosten für den reinen Fremdbezug durch Linien angedeutet.

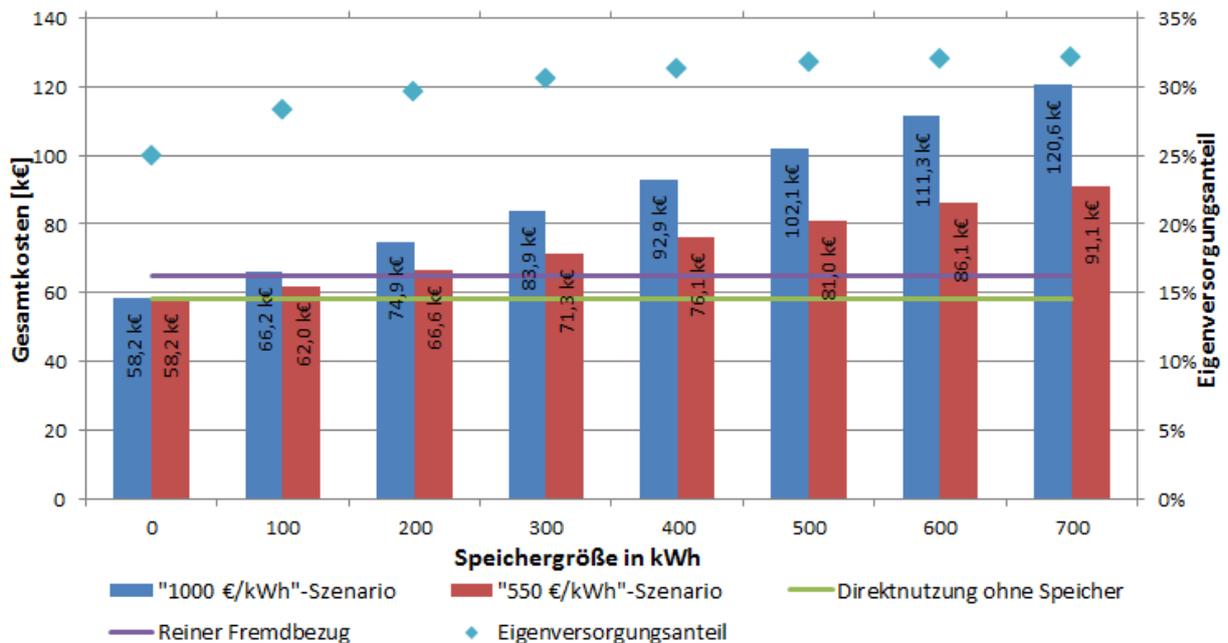


Abbildung 10-4 Systemkosten und Eigenverbrauchsquote in der Versorgungsvariante LG 2 mit 88 kWp-PV-Anlage und variierender Speicherkapazität von 0 bis 700 kWh.

Bei der Untersuchung der Auswirkungen des Speichereinsatzes auf die Versorgungsaufgabe LG 2 werden die Gesamtkosten der Versorgungsaufgaben betrachtet. Dies beinhaltet alle Kosten zur Deckung der Nachfrage und damit neben den Investitionsausgaben für die PV-Anlage und den Speicher auch die Kosten für den Fremdbezug der Elektrizität.

Wie zu erwarten führt eine Steigerung der Speicherkapazität zu einer Steigerung des Eigenversorgungsanteils. Dieser Effekt nähert sich mit zunehmender Speicherkapazität einem Maximum von ca. 33 % an. Gleichzeitig steigen auch die Gesamtkosten der Speicherlösung und überschreiten bei einer Speicherkapazität von 700 kWh im „1000 €/kWh-Szenario“ die Fremdbezugskosten nahezu um den Faktor 2. Unter günstigen ökonomischen Bedingungen im 550 €/kWh-Szenario lässt sich eine Steigerung der Speicherkapazität auf 200 kWh realisieren, ohne dass erhöhte Kosten im Vergleich zum Fremdbezug auftreten. Damit wird ein Eigenversorgungsanteil von etwa 17 % erreicht. Beim Vergleich der Eigenerzeugung mittels Photovoltaik ohne Speicher beläuft sich die Einsparung gegenüber dem Fremdbezug auf 11 %.

10.4 Ökologische Analyse

Auch für die Versorgungsaufgabe „lokal-groß“-Gewerbe wurde die ökologische Analyse analog zu der in Abschnitt 7.4 präsentierten ökologischen Analyse der Versorgungsaufgabe „lokal-klein“ durchgeführt. Aus diesem Grund wird hier auf eine Einführung in die Methodik verzichtet. Ebenso wird für die Festlegung von Ziel und Untersuchungsrahmen, den Verweis auf die Sachbilanzen der Batteriespeicher sowie die Einführungen und Erläuterungen zur Wirkungsabschätzung auf die Abschnitte 7.4.1 bis 7.4.3 verwiesen. Die technischen Rahmenbedingungen wurden entsprechend der Versorgungsaufgabe skaliert. Die Verbrauchs- und Kostendaten basieren auf den in Kapitel 10.3 vorgestellten Daten. Nachfolgend wird auf die gewählten Beispiele sowie die Ergebnisse eingegangen.

10.4.1 Wirkungsabschätzung (Life cycle impact assesment - LCIA)

Wie in Kapitel 10.2 erläutert, werden für die Versorgungsaufgabe „lokal-groß“-Gewerbe Batteriespeicher betrachtet. In Anlehnung an die vorangegangenen Versorgungsaufgaben werden wiederum PbA-/LFP-/VRF-Batteriespeicher einer vergleichenden ökologischen Untersuchung unterzogen. In diesem Fall werden in Anlehnung an die Ergebnisse aus Kapitel 10.3 eine 88 kW_p PV-Anlage mit einem 165 kWh LFP-Speicher festgelegt. Diese Konfigurationen ermöglichen unter günstigen ökonomischen Rahmenbedingungen eine im Vergleich zum Fremdbezug kostenneutrale Maximierung des Eigenversorgungsanteils. Die Speichergroße entstammt einer Optimierung und ist daher nicht in Abbildung 10-4 durch die Variationsrechnung erfasst.

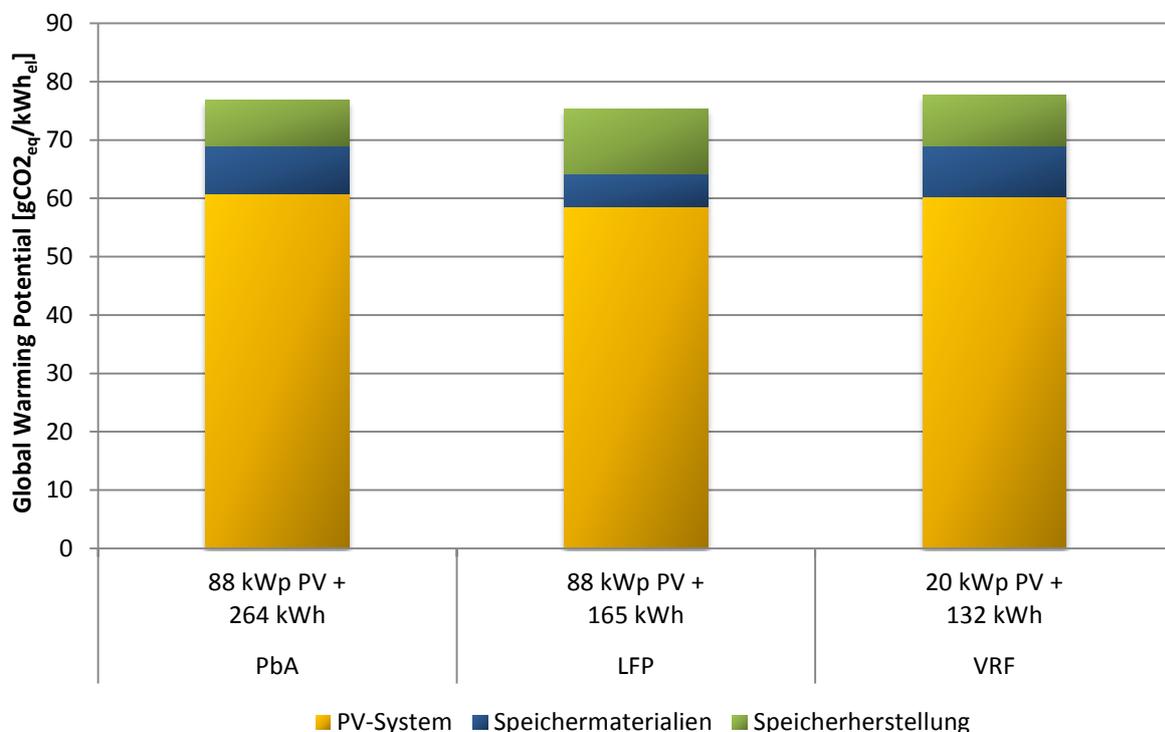


Abbildung 10-5 Das LCA-Treibhauspotential für PV-Batteriespeichersysteme in der Versorgungsaufgabe "lokal-groß"-Gewerbe in [gCO_{2eq}/kWh_e]

Die ökologisch vorteilhafteste technische Konfiguration ist wie Abbildung 10-5 zeigt wie bei allen vorangegangenen Versorgungsaufgaben der LFP-Speicher. Bei PbA-Speichern ergibt sich jedoch für die Versorgungsaufgabe "lokal-groß"-Gewerbe eine Besonderheit: Durch niedrige Zyklenzahl (107 Vollzyklen) ist ein Austausch des Batteriespeichers über den Betrachtungszeitraum nicht notwendig. Daraus ergibt sich ein Vorteil für den PbA-Speicher vor dem VRF-Speicher. Prozentual beträgt der ökologische Vorteil jedoch nur 1,1 %. Auffällig ist auch, dass die Abstände zwischen den Speichertypen im Gegensatz zu anderen Versorgungsaufgaben gering sind. Vergleicht man die Wirkungsabschätzung für die bisher untersuchten Versorgungsaufgaben, so lässt sich feststellen, dass trotz steigender Speichergöße und damit einhergehenden absolut steigenden CO_{2eq}-Emissionen, der GWP größerer Speicher tendenziell geringer ausfällt. Neben vielfältigen weiteren Einflussgrößen lässt sich dieser Effekt unter anderem mit der steigenden Erzeugungsleistung und der Charakteristik der Versorgungsaufgabe erklären.

10.4.2 Interpretation – CO₂-Vermeidungskosten

Wie Abbildung 10-5 zeigt sind die Unterschiede im GWP zwischen den einzelnen Speichertypen in Versorgungsaufgabe „lokal-groß“ zwar gering, dennoch bleiben die LFP-Speicher die ökologisch günstigste Alternative. Abbildung 10-6 zeigt daher die Ergebnisse der Vermeidungskostenrechnung für eine 88 kW_p PV-Anlage mit variierenden LFP-Speichern. Für eine methodische Erläuterung der Vermeidungskostenrechnung siehe Abschnitt 7.4.4.

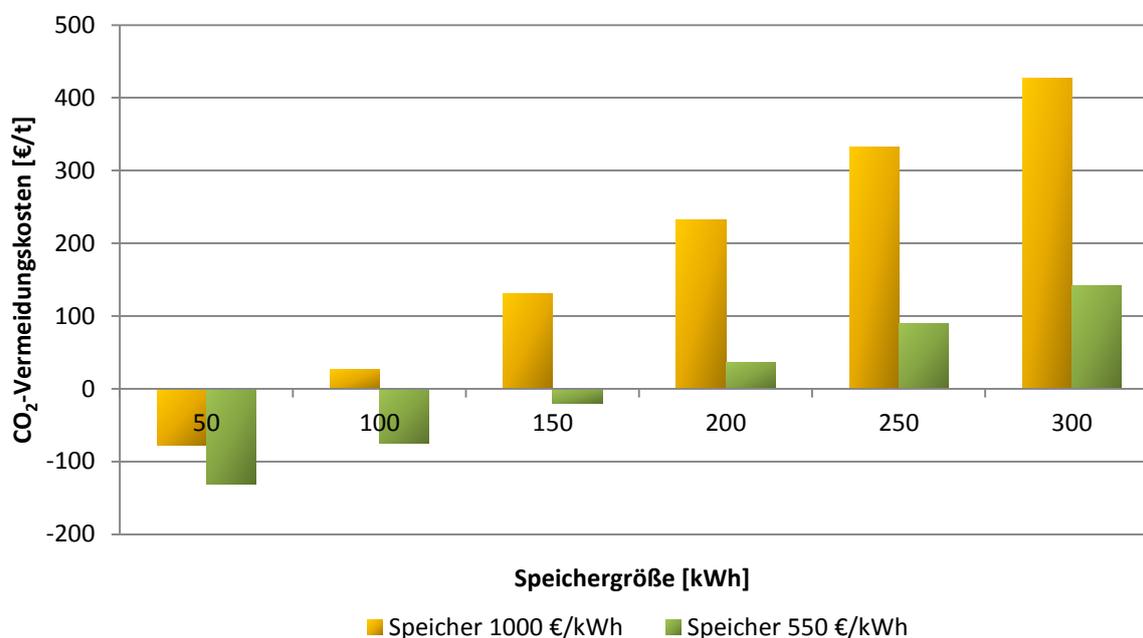


Abbildung 10-6 CO₂-Vermeidungskosten in der Versorgungsaufgabe "lokal-groß"-Gewerbe

Wie bereits in der Versorgungsaufgabe "lokal-groß"-Quartier fällt auf, dass sowohl die maximalen als auch die minimalen CO₂-Vermeidungskosten beispielsweise im Vergleich zur Versorgungsaufgabe „lokal-klein“ geringe Werte annehmen. Eine „must-do“-Option stellt in die-

ser Versorgungsaufgabe für beide ökonomischen Szenarien die Speichergröße von 50 kWh dar. Bei Speicherkosten von 550 €/kWh ergeben sich im Vergleich aller Versorgungsaufgaben auch für große Speicher (bis ca. 250 kWh) noch akzeptable (unter 100 €/t) Vermeidungskosten.

11 Großspeicher am Strommarkt (Versorgungsaufgabe „überregional“)

Auf überregionaler Ebene können Stromspeicher dazu dienen, Differenzen zwischen Stromangebot und -nachfrage beispielsweise zwischen Tages- und Nachtzeiten auszugleichen, sowie um Netzdienstleistungen wie Frequenzregelung und andere Regelleistungen anzubieten. Ein Speicher kann dabei am Spotmarkt oder am Regelleistungsmarkt anbieten.

11.1 Beschreibung der Versorgungsaufgabe

Der Fokus der Versorgungsaufgabe „überregional“ liegt auf dem Land Baden-Württemberg. Das Versorgungsgebiet des Übertragungsnetzbetreibers TransnetBW GmbH deckt sich näherungsweise mit den baden-württembergischen Landesgrenzen. Die gesetzlichen Veröffentlichungspflichten ermöglichen es daher aus den Daten der TransnetBW GmbH in guter Näherung die Last aller Verbraucher in Baden-Württemberg abzuleiten. Durch die Einbindung Baden-Württembergs in das bundesweite Stromnetz erscheint eine isolierte Betrachtung unrealistisch. Daher werden die Daten der TransnetBW durch Daten zur Nachfrage in Deutschland des Branchenverbandes entso-e ergänzt. Entso-e veröffentlicht im Gegensatz zu TransnetBW allerdings nur stündlich aufgelöste Lastdaten.

Die Versorgungsaufgaben Ü 1 und Ü 2 unterscheiden sich lediglich durch die zu deckende Nachfrage. Sowohl die Stromerzeugung (deutscher Strommix), als auch die Speichertypen (Pumpspeicher & Power-to-Gas) sind identisch. Als Zielsetzung der Speichernutzung in beiden Versorgungsaufgaben ist die Bereitstellung von Regelenergie definiert. Zusätzlich wird die Möglichkeit der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien untersucht.

Tabelle 11-1 Versorgungsaufgaben der Kategorie "überregional"

	Nachfrage	Stromerzeugung	Zielsetzung	Speichertyp
Ü1	Baden-Württemberg	Deutscher Strommix	Regelenergievermarktung; Erhöhung des Anteils von EE; Handel an der EEX	Pumpspeicher, Druckluftspeicher
Ü2	Deutschland	Deutscher Strommix	Regelenergievermarktung; Erhöhung des Anteils von EE; Handel an der EEX	Pumpspeicher, Druckluftspeicher

Die Nachfrage in Baden-Württemberg wird in guter Näherung durch die Regelzonenlast im Netz der TransnetBW GmbH repräsentiert. „Die Regelzonenlast ist die vorzeichenrichtige Summe aus allen Einspeisungen (Kraftwerke und Übergaben zu benachbarten Netzen) in die 380/220/110 kV-Netze der TransnetBW-Regelzone zzgl. aller Einspeisungen aus Windenergieanlagen in die Regelzone (Erfassung mittels Hochrechnungsverfahren), aller Einspeisungen aus Photovoltaik-Anlagen in die Regelzone (Erfassung mittels Prognoseverfahren) sowie aller sonstigen EEG-Einspeisungen (Biomasse, kleine Wasserkraft, Klär- und Grubengase) in die Regelzone (Erfassung mittels typischer Konstanten). Industriekraftwerke in Arealnetzen werden nicht erfasst. Durch die Berechnungssystematik sind in der Regelzonenlast auch die Netzverluste der einzelnen Spannungsebenen enthalten.“ (TransnetBW GmbH,

2015). Die deutschlandweite Nachfrage wird durch entso-e definiert als „Summe der Leistung, die durch Kraftwerke sowohl auf der Übertragungs- als auch auf der Verteilnetzebene generiert wird. Abzüglich der vorzeichenrichtigen Summe des Austauschs über die Verbindungen zwischen benachbarten Regelzonen ($|\text{Export}| - |\text{Import}|$) und der Energie, die durch Speicher absorbiert wurde.“² (entso-e, 2015a) (Übersetzt durch Autor).

Da sowohl die Regelzonenlast der TransnetBW GmbH (TransnetBW GmbH, 2015) als auch die Nachfragen in Deutschland (entso-e, 2015b) („total load“) auf Literaturwerten beruht, ist keine weitere Aufbereitung der Daten notwendig. Abbildung 11-1 zeigt exemplarische Lastverläufe für Winter, Sommer und Übergangszeit der Regelzonenlast im Übertragungsnetzgebiet der TransnetBW GmbH. Der bereits in den vorangegangenen Versorgungsaufgaben beobachtete, generelle Verlauf wird hier nur durch gesetzliche Feiertage (06.01 & 19.06) unterbrochen.

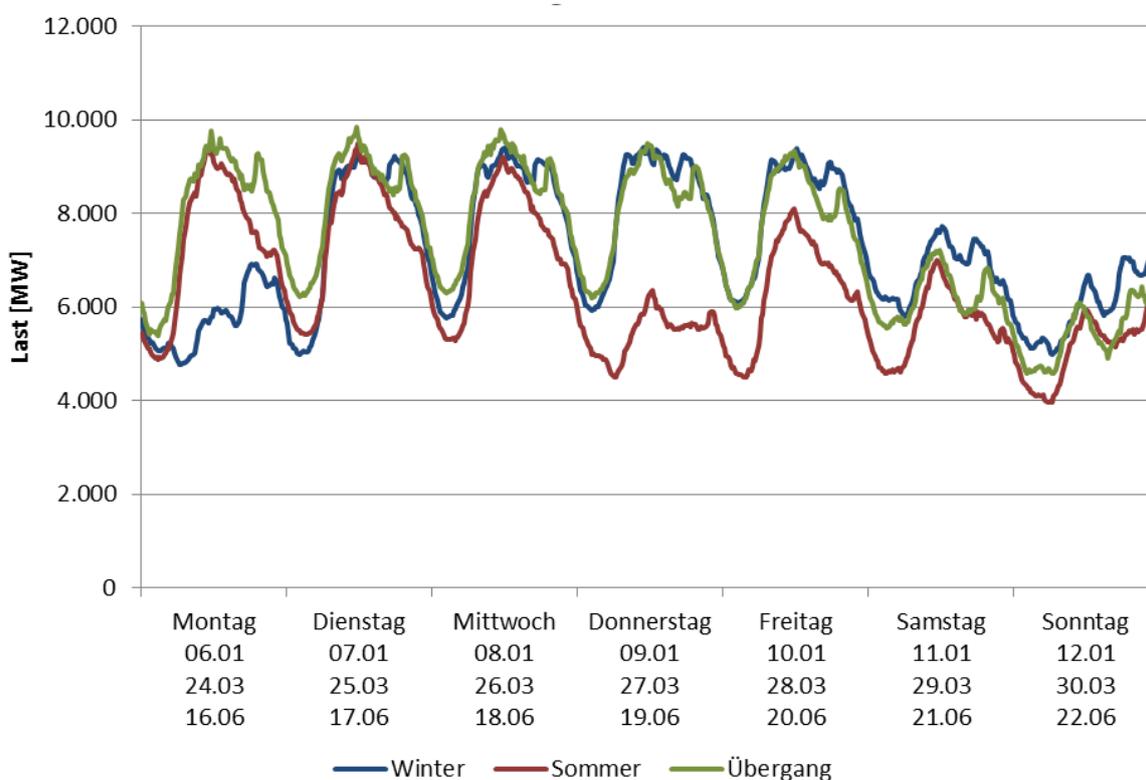


Abbildung 11-1 Exemplarische Lastverläufe für Winter, Sommer und Übergangszeit für die Regelzonenlast im Netzgebiet der TransnetBW GmbH

Wie zu erwarten zeigt sich bei einer bundesweiten Betrachtung im Vergleich zum baden-württembergischen Lastverlauf ein sehr ähnliches Bild, das sich nur durch uneinheitliche Feiertage und die absolute Höhe der Kurven unterscheidet. Abbildung 11-2 zeigt den Verlauf exemplarischer Lastflüsse für die Bundesrepublik Deutschland.

² "Total load which is defined as equal to the sum of power generated by plants on both TSO/DSO networks, from which is deduced: - the balance (export-import) of exchanges on interconnections between neighbouring bidding zones.- the power absorbed by energy storage resources" (entso-e, 2015a)

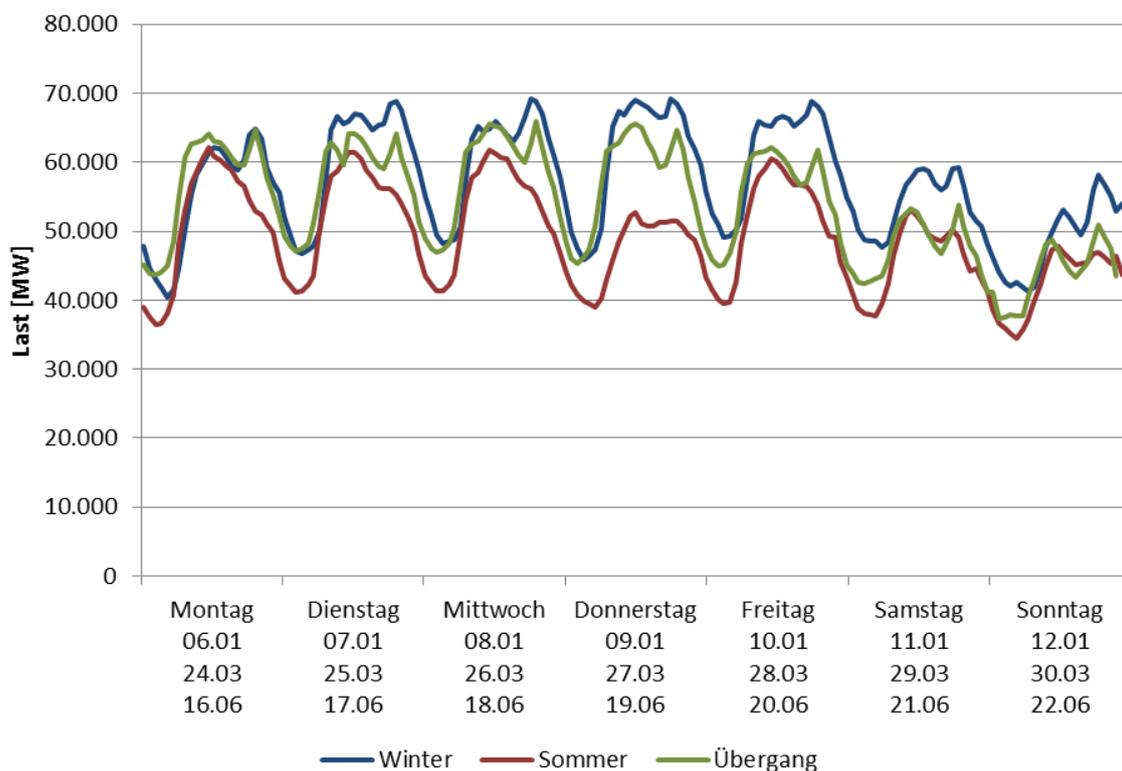


Abbildung 11-2 Exemplarische Lastverläufe für Winter, Sommer und Übergangszeit für Elektrizitätsnachfrage der Bundesrepublik Deutschland

11.2 Geeignete Technologien für die Versorgungsaufgabe

Für den Handel am Spot- und Regelleistungsmarkt können mehrere Stromspeichertechnologien zum Einsatz kommen. Je höher der Wirkungsgrad einer Technologie desto wirtschaftlicher wird der Einsatz an den Strommärkten, da dann auch kleinere Preisdifferenzen (beispielsweise zwischen Tag und Nacht) genutzt werden können. Daher kommen in diesem Bereich sowohl Pumpspeicher, Druckluftspeicher (diabat und adiabat) als auch Batteriespeicher infrage. Power-to-Gas-Technologien mit niedrigen Wirkungsgraden sind für den Einsatz an Strommärkten derzeit nicht geeignet.

11.3 Ökonomische Analyse und Entwicklung des Betreibermodells

Prinzipiell können Stromspeichertechnologien auf überregionaler Ebene am Strommarkt und am Regelleistungsmarkt anbieten. Die beiden Märkte werden im Folgenden beschrieben.

Der Stromhandel im liberalisierten Markt findet entweder an der Strombörse EEX (European Energy Exchange) oder per OTC-Handel (over the counter), als direkte, geschäftliche Vereinbarung zwischen Käufer und Verkäufer statt. OTC-Verkäufe sind nicht öffentlich, orientieren sich aber überwiegend an den EEX-Preisen (Götz et al. 2013, S. 4). Der Börsenhandel für kurzfristige Geschäfte (Geschäftserfüllung an gleichen oder nächsten Tag) findet am Spotmarkt statt, längerfristige Geschäfte (Geschäftserfüllung mind. zwei Tage in der Zukunft) werden am Terminmarkt getätigt. Während am Spotmarkt nur Stromprodukte mit einer Laufzeit von 15 min bis 48 h gehandelt werden, werden am Terminmarkt Kontrakte mit einer

Laufzeit von einem Tag bis zu einem Jahr angeboten (European Energy Exchange AG (E-EX) 2015; Konstantin 2009, S. 45–48; Will 2015, S. 10).

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind für die Leistungs-Frequenz-Regelung verantwortlich. Da das Stromnetz keine eigene Speicherkapazität besitzt, müssen Stromentnahme und Einspeisung technisch betrachtet zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein. Disparitäten führen zur Abweichung von der Nennfrequenz von 50 Hz. Um dies zu verhindern müssen die ÜNB entsprechende Leistungskapazitäten bereitstellen. Aufgrund der gesetzlich vorgeschriebenen Trennung von Energieerzeugung und Stromnetzbetrieb müssen die ÜNB diese Kapazitäten einkaufen. Dies geschieht über die Online-Plattform www.regelleistung.net, an der die ÜNB ihren Regelleistungsbedarf ausschreiben. Grundsätzlich werden dabei drei Arten von Regelleistung (RL; häufig auch als Regelenergie bezeichnet) unterschieden, deren Hauptunterscheidungsmerkmal die Aktivierungszeit und -dauer ist. Dies sind Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MRL). Dabei muss PRL möglichst instantan, spätestens jedoch innerhalb von 30 Sekunden, für mindestens 15 min bereitgestellt werden können. SRL muss in weniger als fünf Minuten aktiv sein und muss mindestens vier Stunden vorgehalten werden können. Zuletzt kann MRL binnen 15 min aktiviert werden um bis zu mehrere Stunden zu überbrücken.

Das Merit-Order-Prinzip bestimmt hier den Preis, wobei jeweils die günstigen Regelleistungsanbieter den Zuschlag erhalten, bis die benötigte Kapazität erreicht ist. Der vom Anbieter geforderte Leistungspreis [€/kW] ist hierfür relevant. Der Leistungspreis definiert den Betrag, welcher für die Bereitstellung der Kapazität vom ÜNB an den Anbieter zu zahlen ist („pay as bid“). Zudem wird für die Erbringung von SRL und MRL ein Arbeitspreis [€/kWh] gewährt, welcher entsprechend der tatsächlich in Anspruch genommenen Regelenergie, zusätzlich zum Leistungspreis, ausgezahlt wird. Die Ausschreibung erfolgt wöchentlich, nur MRL wird täglich von den ÜNB ausgeschrieben (regelleistung.net 2014).

11.3.1 Pumpspeicher

Pumpspeicher können sowohl am Sekundärregelleistungsmarkt als auch am Minutenreserveleistungsmarkt anbieten, nur wenige Kraftwerke können am Primärregelleistungsmarkt teilnehmen (Conrad et al. 2014b, S. 14; Hildmann et al. 2014, S. 8). Aufgrund geringer Preise können Pumpspeicherkraftwerke an Spot- und Regelleistungsmarkt derzeit in Deutschland allerdings nur geringe Deckungsbeiträge erwirtschaften (Hildmann et al. 2014, S. 7).

Conrad et al. (2014b) analysieren die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland anhand von sieben Vermarktungsoptionen mit Zeitreihen aus dem Jahr 2013. Es wird eine perfekte Voraussicht des Marktes unterstellt, so dass die ermittelten Deckungsbeiträge den Maximalwert darstellen. Untersucht werden Day-Ahead- und Intra-Day-Markt sowie Sekundär- und Minutenregelleistungsmarkt. Ein positiver Kapitalwert kann allerdings nur mit gleichzeitiger Teilnahme am Spotmarkt, am Minuten- und Sekundärregelleistungsmarkt erwirtschaftet werden (Conrad et al. 2014b, S. 18). Aufgrund eines geringen Marktvo-

lumen und begrenzter Prognostizierbarkeit des Regelleistungsmarktes sind Geschäftsmodelle in diesem Bereich allerdings mit hoher Unsicherheit behaftet. Aufgrund der langen Lebenszeiten von Pumpspeicherkraftwerken ist allerdings davon auszugehen, dass bestehende Kraftwerke trotz geringer Erlöse weiterhin am Markt präsent sein werden.

11.3.2 Druckluftspeicher

Druckluftspeicher (dCAES und aCAES) können im Gegensatz zu Pumpspeicherkraftwerken nicht am Sekundärregelleistungsmarkt agieren (Energy Science Center ETH Zürich 2014). Neben dem Handel am Spotmarkt ist aber ein Einsatz am Minutenreservemarkt möglich. Hierfür wurden für alle betrachteten Technologien eine einheitliche Speicherauslegung anhand der Be- und Entladedauer der Speichereinheiten gewählt (1 GWh Speicherkapazität, 10 Stunden Lade- und 6 Stunden Entladedauer). Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Druckluftspeichertechnologien wurden in (Jürgensen 2014) die folgenden Vermarktungsoptionen/Betreibermodelle untersucht und mit dem Kapitalwert von Pumpspeicherkraftwerken verglichen:

- „Day-Ahead“: Strombezug und -vermarktung am Day-Ahead-Markt
- „Reserve“: Vermarktung von Leistungsreserve am Minutenreservemarkt
- „Kombi“: Kombierter Handel am Minutenreserve- und Day-Ahead-Markt

Die Ergebnisse der Kapitalwertanalyse in Abbildung 11-3 zeigen deutlich, dass keine der Speichertechnologien unter den verwendeten Eingangsdaten einen wirtschaftlich vorteilhaften Betrieb erreichen kann. Unter den drei Speichertechnologien stellt sich der betrachtete Pumpspeicher als geeignetster Speicher für dieses Betreibermodell dar, erreicht aber auch einen deutlich negativen Kapitalwert. Somit zeigt sich, dass sich für Druckluftspeicherkraftwerke unter heutigen Kostenbedingungen an Day-Ahead und Minutenreservemarkt kein wirtschaftliches Betreibermodell darstellen lässt.

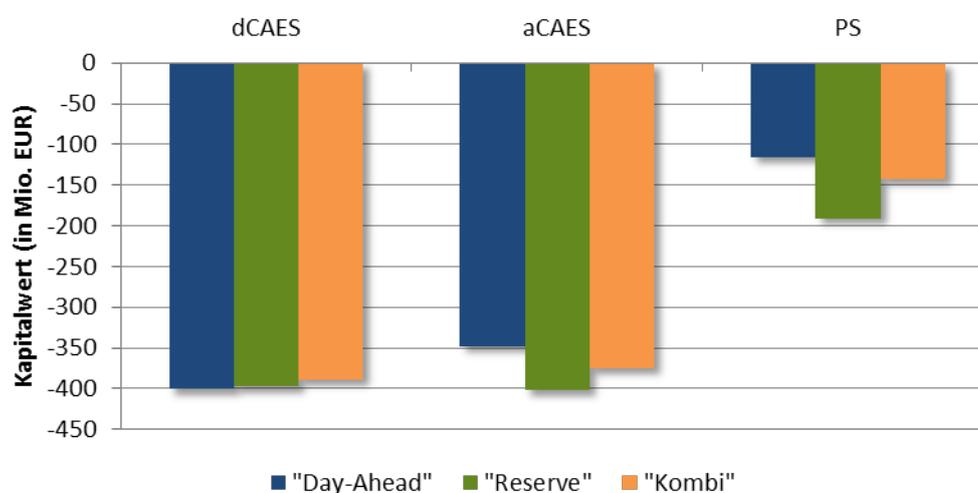


Abbildung 11-3 Kapitalwerte für Druckluft- und Pumpspeicherkraftwerke der Betreibermodelle „Day-Ahead“, „Kombi“ und „Reserve“

Die Analyse der Kapitalwerte ergibt in allen Betreibermodellen einen negativen Kapitalwert, sodass unter den gegebenen Eingangsdaten und für die jeweiligen Speichergrößen keine wirtschaftlich sinnvollen Betreibermodelle für die Speichertechnologien abgeleitet werden können. So werden in dem Betreibermodell „Day-Ahead“ für den diabaten Druckluftspeicher, in „Kombi“ für den Pumpspeicher und in „Reserve“ für keinen der betrachteten Speicher ein positiver Deckungsbeitrag erreicht. Für die verbleibenden Kombinationen aus Betreibermodellen und Stromspeichertechnologie ist der Deckungsbeitrag zu gering, um die fixen jährlichen Kosten und die Investitionskosten zu übertreffen. Auch eine Absenkung der Investitionskosten oder energiespezifischen Betriebskosten um bis zu 20 % kann bei den Erlösen, welche momentan am Day-Ahead-Markt und am Minutenreservemarkt erzielt werden können, zu keinem wirtschaftlich umsetzbaren Betreibermodell führen. (Jürgensen 2014)

11.3.3 Batteriespeicher

Während der Handel von Batteriespeichern am Day-Ahead und Sekundär- sowie Minutenregelleistungsmarkt als defizitär angesehen wird, ist für diese Technologie der Handel am Primärregelleistungsmarkt bereits heute wirtschaftlich (Doetsch et al. 2014, S. 185). Struck (2015) errechnet einen internen Zinsfuß von 7 % für den Batteriespeicher der WEMAG in Schwerin. Es handelt sich hierbei um einen 5 MW / 5 MWh Lithium-Ionen Speicher der mit 4 MW am Primärregelleistungsmarkt anbietet. Die Investitionskosten lagen bei 6,6 Mio. € im Jahr 2015 (Struck 2015, S. 36). Das Betreibermodell „Batteriespeicher am Primärregelleistungsmarkt“ wird derzeit als eins der wenigen derzeit wirtschaftlichen Modelle gehandelt. Zu beachten ist allerdings, dass aufgrund der geringen Größe des Primärregelleistungsmarktes (derzeit ca. 780 MW (regelleistung.net 2015)) nur eine begrenzte Anzahl von Speicherkraftwerken in diesem Markt ihren Platz finden wird.

11.4 Ökologische Analyse

In Abschnitt 11.2 wurden Druckluft-, Batterie und Pumpspeicherkraftwerke als geeignete Technologien für die Versorgungsaufgabe „überregional“ identifiziert. Die praktische Relevanz der verschiedenen Technologien im deutschen Energiesystem ist jedoch sehr unterschiedlich. Wie in Abschnitt 3.2 erläutert existieren weltweit derzeit zwei diabate und kein adiabates Druckluftspeicherkraftwerk. Mit dem Kraftwerk Huntorf befindet sich ein Kraftwerk in Deutschland. Batteriespeicher zur Bereitstellung von Regelenergie (vgl. Abschnitt 11.3.3) stellt derzeit zwar ein wachsendes Geschäftsfeld dar, haben jedoch bisher nur eine geringe Verbreitung (Fallant 2016). Im Gegensatz dazu sind Pumpspeicherkraftwerke eine etablierte Technologie. Die installierte Leistung in Deutschland beträgt 5.162 MW (Weber et al. 2014) und übersteigt die anderen Technologien damit um ein Vielfaches. Vor diesem Hintergrund wird die nachfolgende ökologische Analyse daher auf Pumpspeicherkraftwerke fokussiert.

Stenzel et al. (2014) unterscheiden die in Deutschland installierten 30 Pumpspeicherkraftwerke in Kraftwerke mit und ohne natürlichen Zufluss. Ein durchschnittliches Kraftwerk mit natürlichem Zufluss kommt dabei auf eine Leistung von 102 MW und ein Kraftwerk der Kate-

gorie ohne natürlichen Zufluss auf eine Leistung von 277 MW. Die maximal installierte Leistung findet sich in der Kategorie ohne natürlichen Zufluss und wird mit 1060 MW angegeben. Zur Modellierung bedarf es weiterer Parameter beispielsweise zu den Ausmaßen des Staudamms. Diese werden anhand von Kraftwerksdaten aus Frischknecht (2013) (siehe Tabelle 11-3) hergeleitet.

11.4.1 Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens

Ziel dieser Analyse ist es die Umweltauswirkungen der oberhalb beschriebenen Pumpspeicherkraftwerke zu untersuchen. Die technischen Rahmenbedingungen orientieren sich dabei an Stenzel et al. (2014) sowie den technischen Beschreibungen in Tabelle 3-1.

Als funktionelle Einheit wurde 1 kWh_{el} ausgespeicherte Energie festgelegt. Die Systemgrenzen umfassen wie bereits bei den Batteriespeichern alle Materialien, die zur Herstellung der einzelnen Komponenten benötigt werden. Daneben werden alle Energieströme, die zur Gewinnung, Verarbeitung und für den Zusammenbau der Komponenten aufgewendet werden müssen bilanziert. Im Gegensatz zu den Batteriespeichern kann die Entsorgung/das Recycling aufgrund einer besseren Datenlage bei der Betrachtung von Pumpspeicherkraftwerken berücksichtigt werden. Der Betrachtungszeitraum beträgt weiterhin 20 Jahre. Im Gegensatz zu Batteriespeichern ist die Lebensdauer von Pumpspeicherkraftwerken deutlich länger und weniger stark von der Anzahl der Ladezyklen abhängig (Conrad et al. 2014a; Oliveira et al. 2015). Flury und Frischknecht (2012) geben für verschiedene Bauteile unterschiedliche Lebensdauern an, die im Rahmen der LCA berücksichtigt werden. Tabelle 11-2 zeigt nachfolgend die angenommenen Betrachtungszeiträume je Kategorie. Diese dienen im Rahmen der LCA zur Skalierung der einzelnen Kategorien auf einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren.

Tabelle 11-2 Pumpspeicherkraftwerke - Lebensdauer je Kategorie (Flury und Frischknecht 2012)

	Beton	Bewehrungsstahl	sonstiger Stahl	Kupfer	Sprengstoff	Transport	Konstruktionsenergie
Lebensdauer [a]	200	150	80	150	250	150	150

Weiterhin außerhalb der Systemgrenzen liegt die Infrastruktur, die beispielsweise zum Transport der bereitgestellten Elektrizität benötigt wird.

11.4.2 Erstellen einer Sachbilanz (life cycle inventory analysis – LCI)

Flury und Frischknecht (2012) veröffentlichen basierend auf einer detaillierten Analyse von Wasserkraftwerken in der Schweiz Werte für den Material- und Energieeinsatz sowie sonstiger Emissionen für den Bau, Betrieb und die Entsorgung von Pumpspeicherkraftwerken. Anhand dieser Werte werden die oberhalb beschriebenen Pumpspeicherkraftwerke modelliert. Die Speicherkapazität, der Aufwand für Erdarbeiten sowie die Ausmaße der Speichermauer sind stark von lokalen Gegebenheiten abhängig. Basierend auf Kraftwerksdaten aus Flury und Frischknecht (2012) wurden daher Beispielkraftwerke mit entsprechender Leistung aus-

gewählt und modelliert. Transportdistanzen sind ebenfalls lokal stark verschieden. Flury und Frischknecht (2012) geben jedoch keine spezifischen Daten für einzelne Kraftwerke an, weshalb pauschale Werte angenommen werden. Für Kies wird eine Distanz von 10 km und für alle anderen Materialien von 250 km angenommen. Tabelle 11-3 zeigt die Sachbilanz der untersuchten Pumpspeicherkraftwerke. Die Prozesse zur Erstellung der LCA entstammen der ecoinvent LCA Datenbank (Swiss Center for Life Cycle Inventories (ecoinvent) 2010).

Tabelle 11-3 Sachbilanz der untersuchten Pumpspeicherkraftwerke

		PSW 102 MW mit nat. Zulauf	PSW 277 MW ohne nat. Zulauf
Technische Annahmen	Einheit		
Dammhöhe	m	225	58
Dammlänge	m	600	125
Wasserfläche	ha	144	94
Wasservolumen	m ³	108	58
Name Beispielanlage		Olivone	Bärenburg
Material	Einheit		
Betonstahl	kg	13.131	33.992
Chromstahl	kg	25.624	66.334
Kies	kg	2.474.842	233.856
niedriglegierte Stähle	kg	57.301	148.341
Primärkupfer	kg	1.184	3.065
Sekundärkupfer	kg	1.050	2.718
Sprengstoff	kg	2.681	6.940
Wasser	kg	654.802	61.874
Zement	kg	1.185.862	112.056
Diesel (Bau)	MJ	450.514	1.166.285
Strom (Bau)	MJ	553.475	1.432.827
Transport	tkm	446.502	82.289

Neben der Leistung eines Kraftwerkes sind vor allem die Volllaststunden ein wichtiger Stellhebel, da sie einen direkten Einfluss auf die Bezugseinheit (ausgespeicherte Energie [kWh]) haben. Stenzel et al. (2014) kommen in ihrer Untersuchung zu dem Schluss, dass ein deutsches Pumpspeicherkraftwerk zwischen 2009 und 2012 im Durchschnitt 1000 Volllaststunden/a absolviert hat. Die Effizienz der Energieumwandlung wird als Systemwirkungsgrad aus Literaturwerten gemittelt mit 80 % angenommen (Flury und Frischknecht 2012; Stenzel et al. 2014). Der natürliche Zufluss verändert das Verhältnis zwischen ein- und ausgespeicherter Energie. Bei deutschen Pumpspeicherkraftwerken entfällt nach Tiedemann et al. (2008a) rund 6 % der jährlich produzierten Energie auf einen natürlichen Zufluss. Für die entsprechenden Beispiele wird dies berücksichtigt.

Nach Flury und Frischknecht (2012) fallen während des Betriebes weitere Emissionen an. Dazu zählen neben Schmierölverlusten auch Emissionen der stehenden Wasserfläche (CO₂, CH₄, N₂O). Beide Emissionsquellen werden berücksichtigt.

11.4.3 Wirkungsabschätzung (Life cycle impact assesment, LCIA)

Die Wahl der Wirkungskategorie wurde bereits in Abschnitt 7.4.1 erläutert. Auch für die Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken wird auf die Wirkungskategorie „Global warming potential“ (GWP) zurückgegriffen. Die systembedingten Verluste sind berücksichtigt.

Die Analyse der ökologischen Auswirkungen von Pumpspeicherkraftwerken zeigt, dass im Unterschied zu Batteriespeichern eine Standardisierung in deutlich geringerem Umfang möglich ist. Abbildung 11-4 zeigt für die beiden untersuchten Beispielkraftwerke auf der linken Seite die Emissionen mit Berücksichtigung des zwischengespeicherten Stroms und auf der rechten Seite nur die CO_{2,eq}-Emissionen für Materialien, Herstellung und Betrieb des Speichers.

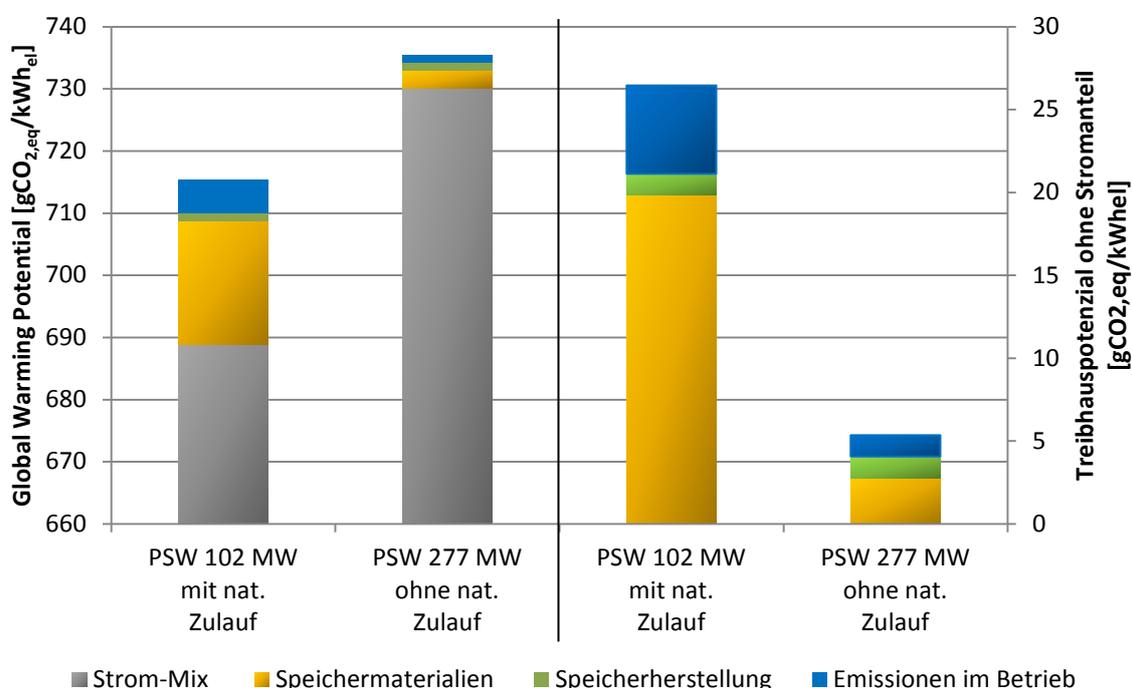


Abbildung 11-4 LCA Treibhauspotenzial von Pumpspeicherkraftwerken im Rahmen der Versorgungsaufgabe "überregional"

Wie in Abschnitt 11.3 erläutert agieren Großspeicher wie beispielsweise Pumpspeicherkraftwerke am Strommarkt. Daher wird für die ökologische Bewertung der deutsche Strommix heran gezogen. Wie auch bei den Batteriespeichern stellen die Emissionen des zwischengespeicherten Stroms den Hauptteil des GWP dar. Die Effizienzverbesserung durch den natürlichen Zufluss zeigt sich deutlich beim Vergleich der beiden Kraftwerke. Nach Stenzel et al. (2014) besitzen jedoch nur 37 % der deutschen Pumpspeicherkraftwerke einen solchen natürlichen Zufluss. Die Summe aller Emissionen erscheint im Vergleich zu den Batteriespeichern sehr hoch. Die CO_{2,eq}-Emissionen des zwischengespeicherten Stromes werden vom Speicher jedoch nur durch die Systemeffizienz beeinflusst. Tabelle 11-4 zeigt einen Ver-

gleich der Systemeffizienz verschiedenen untersuchten Speicherformen. Pumpspeicherkraftwerke liegen hier im Mittelfeld.

Tabelle 11-4 Systemwirkungsgrad untersuchter Speicheroptionen (vgl. Kapitel 3)

Speichertyp	Li-Ionen	Blei	VRF	PSW	PtG	DL dia.	DL ad.
Gesamtwirkungsgrad [%]	95	77	80	80	20 - 40	42 - 54	70

Betrachtet man nur die CO_{2,eq}-Emissionen für Materialien, Herstellung und Betrieb des Speichers fällt der große Unterschied zwischen den beiden Speicherkonfigurationen auf. Weber et al. (2014) unterteilen Pumpspeicherkraftwerke nach ihrer maximalen Speicherdauer (Ein-/Auspeicherzeit unter Vollast) in vier Kategorien: 97 % der deutschen Pumpspeicher haben demnach eine maximale Speicherdauer von 1 bis 10 h. Lediglich 3 % eine Speicherdauer von 10 bis 100 h. Größere Speicherdauern sind in Deutschland nicht verfügbar. Aus energiewirtschaftlicher Sicht stellt sich damit die Frage des Einsatzzwecks. Für einen kurzfristige Bedarfs-/Überschussausgleich sind kleine Speicherdauern ausreichend. Ist beispielsweise ein jahreszeitlicher Ausgleichen (verringertes PV-Ertrag im Winter) gewünscht sind größere Speicherdauern und damit auch größere Wasservolumina notwendig. Dieser Umstand wird durch die beiden untersuchten Speicherkonfigurationen abgebildet, da sich das Wasservolumen und damit näherungsweise auch das Speicherpotenzial um den Faktor 1,9 unterscheiden. Ein weiterer Grund für den höheren GWP des 102 MW Speichers liegt in den Ausmaßen der Speichermauer (vgl. Tabelle 11-3). Die benötigte Menge an Baumaterialien ist hier ganz wesentlich von den natürlichen Gegebenheiten abhängig. Die ökologische Analyse von Pumpspeichern zeigt, dass die ökologischen Auswirkungen ganz wesentlich vom Einsatzzweck und den natürlichen Gegebenheiten vor Ort abhängt. Die Gesamteffizienz liegt im Vergleich zu anderen Speicherformen, speziell Speicherformen mit hohen Speicherkapazitäten, auf einem hohen Niveau. Je nach Quelle des eingespeicherten Stromes sind Pumpspeicherkraftwerke im Vergleich zu anderen Speicheroptionen damit konkurrenzfähig.

11.4.4 Literaturergebnisse zu Speicherkraftwerken der Versorgungsaufgabe „überregional“

Eine vergleichende Lebenszyklusanalyse mehrerer Speichertechnologien passend zur Versorgungsaufgabe „überregional“ wurde von Oliveira et al. (2015) sowie Denholm und Kulcinski (2004) durchgeführt. Beide Studien untersuchen die Umweltauswirkungen unter anderem anhand des GWP. Während Oliveira et al. (2015) jedoch eine detaillierte LCA basierend auf eigenen sowie Sachbilanzen aus der Literatur durchführen, nutzen Denholm und Kulcinski (2004) einen hybriden Ansatz, der sich größtenteils Prozesskettenanalyse für die Bewertung des Materialeinsatzes stützt.

Denholm und Kulcinski (2004) vergleichen PSW, dCAES und VRF-Batterien für variierende CO_{2,eq}-Emissionen der zwischengespeicherten Energie. Aufgrund des hohen Gasbedarfes für die Rückverstromung schneiden dCAES-Speicher bei niedrigen CO_{2,eq}-Emissionen der

Elektrizitätsquelle am schlechtesten ab. Steigt jedoch das GWP über das GWP von Erdgas, so ergibt sich durch die „Zufeuerung“ ein Vorteil für dCAES-Speicher gegenüber anderen Speicherformen. Des weiteren kommen Denholm und Kulcinski (2004) zum dem Schluss, dass VRF-Batterien gegenüber PSW bei niedrigen CO_{2,eq}-Emissionen im Nachteil sind. Steigen jedoch die spezifischen CO_{2,eq}-Emissionen der zwischengespeicherten Elektrizität, so kehrt sich dieser Nachteil ins Gegenteil um.

Oliveira et al. (2015) analysieren dCAES-, PSW-, PbA-, Li-Ionen und Power-to-Gas-Speicher (vgl. Abbildung 3-5 Konfiguration 3) auf ihre ökologischen Auswirkungen in den Kategorien Treibhauspotenzial (Global Warming Potential – GWP), Schwebstaubbildung (Particulate matter formation – PM), Toxizität für Menschen (human toxicity – HTP) und der Verwendung fossiler Ressourcen. Dabei differenzieren sie auch die Emissionen aus dem Betrieb und aus den Material- und Herstellungsaufwendungen. Wie Abbildung 11-5 zeigt, kommen sie zu dem Schluss, dass Power-to-Gas-Anlagen bei den Material- und Herstellungsaufwendungen das geringste Treibhauspotenzial pro ausgespeicherte kWh aufweisen. Während PSW und dCAES ebenfalls sehr niedrige Werte liefern, sind die Batterietechnologien um einen Faktor 23 (Li-Ionen) und 37 (PbA) höher und damit deutlich schlechter.

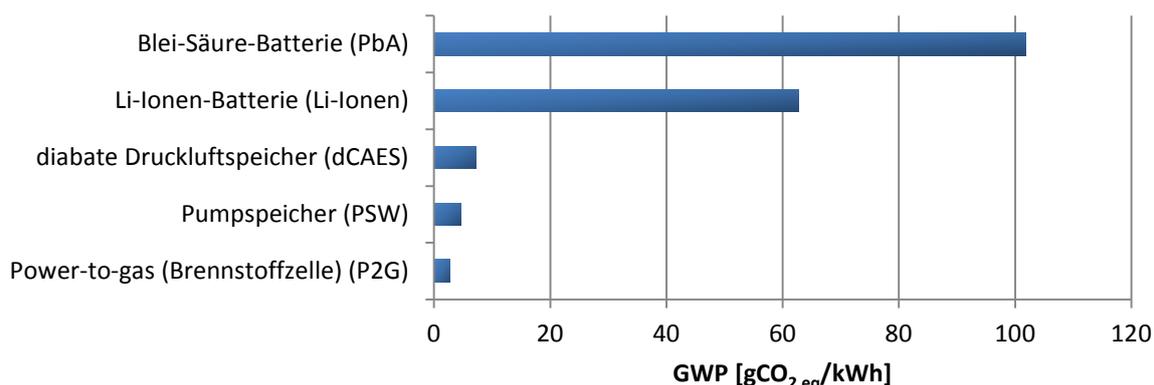


Abbildung 11-5 CO_{2,eq}-Emissionen aus den Material- und Herstellungsaufwendungen für verschiedene Stromspeichersysteme (Oliveira et al. 2015)

Betrachtet man die Summe des Treibhauspotenzials für die Material und Herstellungsaufwendungen der Stromerzeugungstechnologie und für die Speicherung (Abbildung 11-6) so verändert sich das Bild. Pump- und Druckluftspeicher haben im Vergleich zu Power-to-gas-Anlagen deutlich niedrigere THG-Emissionen. Diese liegen bei Druckluftspeicher etwas höher als bei Pumpspeicherkraftwerken. Batteriespeicher sind wiederum im Vergleich zu anderen Speicheroptionen mit erhöhten Emissionen beaufschlagt.

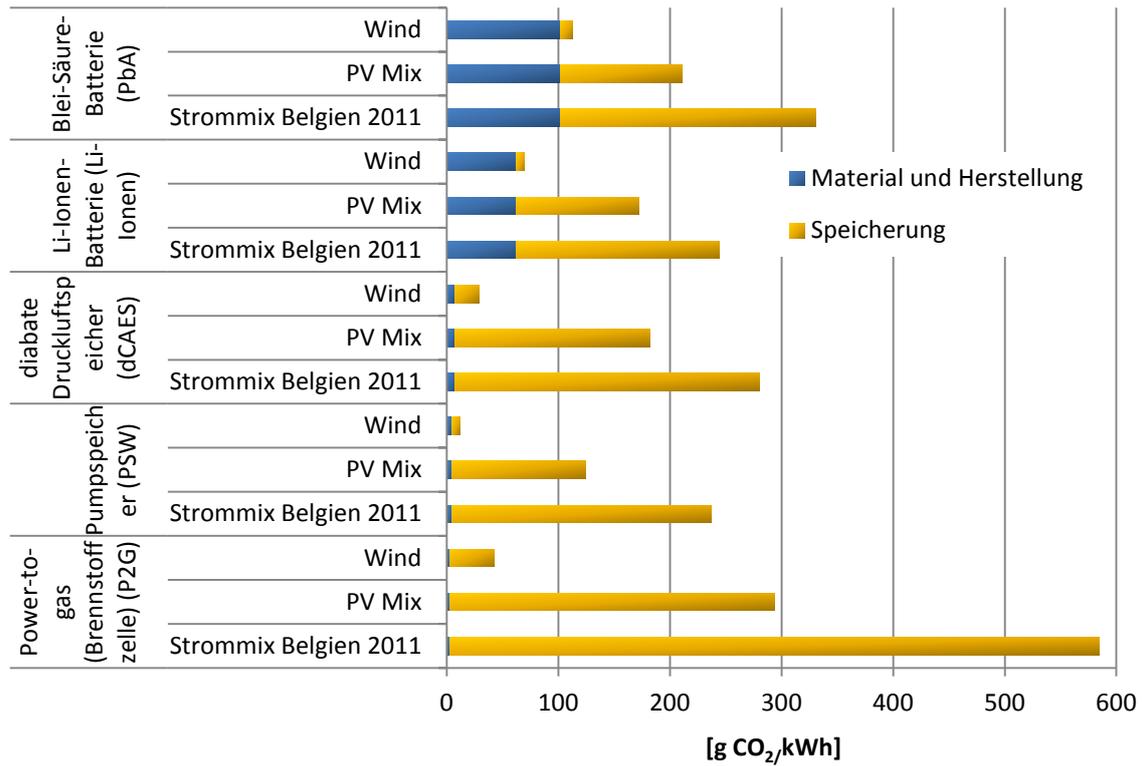


Abbildung 11-6 Treibhauspotenzial für verschiedene Speicheroptionen unterschieden nach Aufwendungen für Material und Herstellung der Stromerzeugungstechnologie (blau) und Speicherung (gelb). Die grüne Linie bezeichnet das Treibhauspotenzial für PSW und einen PV Erzeugungsmix nach Oliveira et al. 2015.

12 Exkurs: Elektromobilität

12.1 Ökonomische Analyse

Im Bereich der Elektromobilität hat sich die Bundesregierung das Ziel gesetzt, Deutschland bis 2020 zum Leitanbieter und Leitmarkt zu entwickeln. Hierfür soll der Markt der Elektromobilität bis zum Jahr 2020 auf eine Millionen Fahrzeuge erweitert werden (Nationale Plattform Elektromobilität 2014). Als unterstützende Maßnahme wurde kürzlich eine bundesweite Kaufprämie für Elektrofahrzeuge beschlossen (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 27.04.2016). Zusätzlich wird in Baden-Württemberg die Nutzung von Elektrofahrzeugen gefördert (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2012).

Ausschlaggebend für die Nutzung der Elektrofahrzeuge und somit die Akzeptanz des Nutzers sind der Preis, die Reichweite und der Zugang zur Ladeinfrastruktur (Nationale Plattform Elektromobilität 2014). Eine Erhöhung der Anzahl an Elektrofahrzeugen, führt auch eine mögliche Nutzung der Fahrzeugbatterien, als dezentrale Stromspeicher mit sich. Im Jahr 2015 waren in Deutschland laut Kraftfahrtbundesamt fast 19.000 Elektrofahrzeuge gemeldet (Kraftfahrtbundesamt 2015). Trifft man die Annahme, dass jedes Fahrzeug einen Speicher von 10 kWh hat und diese im Durchschnitt nur 10 % ihrer Lebenszeit für die Mobilität genutzt werden, ergibt sich eine kumulierte nutzbare Speicherkapazität von 170 MWh. Für das politische Ziel, bis 2020 eine Millionen Fahrzeuge auf dem Markt zu etablieren, bedeutet dies eine nutzbare Kapazität von 9 GWh. Dies übertrifft das derzeit größte Pumpspeicherkraftwerk in Deutschland Goldisthal, welches eine Speicherkapazität von 8,5 GWh hat (TMWAT 2011). Somit haben Elektrofahrzeuge ein Potential zur Einbindung in das Stromnetz. Im Folgenden werden mögliche Betreibermodelle hierzu näher beschrieben. Abbildung 12-1 gibt hierzu eine Übersicht.

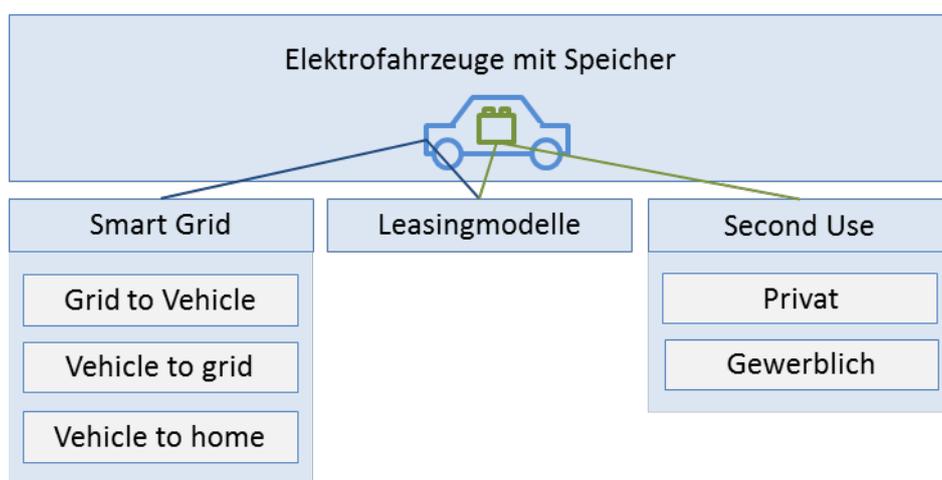


Abbildung 12-1 Mögliche Einbindung der Elektromobilität in das Stromnetz. (Grafik: Fraunhofer ISE)

Durch die Einbindung der Elektrofahrzeuge in intelligente Stromnetze (Smart Grid) kann eine Doppelnutzung erreicht werden: Zusätzlich zum Nutzen als Fahrzeug können die Elektro-

fahrzeuge während der Stillstandszeit als Stromspeicher verwendet werden. Zu Zeiten geringer Nachfrage und hoher Erzeugungskapazität können Elektrofahrzeuge geladen werden und zu Zeiten hoher Nachfrage und geringer Erzeugung bis zu einem gewissen Grad wieder entladen werden. Durch die Vernetzung einer großen Anzahl von Elektrofahrzeugen können diese als virtueller Speicher genutzt werden.

Mit einer erhöhten Auslastung des Speichers verringert sich allerdings dessen Lebenszeit. Dem Fahrzeugbesitzer muss daher ein Anreiz gegeben werden, sein Fahrzeug als Speicherkapazität zur Verfügung zu stellen. Wie in Abbildung 12-1 dargestellt, können in einem Smart Grid drei verschiedene Betreibermodelle einen solchen Anreiz geben: Grid to Vehicle, Vehicle to Grid und Vehicle to Home. Sie werden im Folgenden beschrieben.

Das Betreibermodell *Vehicle to home (V2H)* stellt eine dezentrale Lösung zur Stromspeicherung dar. Der durch die eigene Photovoltaikanlage produzierte Strom kann durch private Ladestationen direkt mit den Elektrofahrzeugen kombiniert werden. Dieses Betreibermodell kann ebenfalls auf Unternehmen und deren Fuhrpark, bzw. die Elektrofahrzeuge der Mitarbeiter während der Arbeitszeit angewandt werden.



Im Betreibermodell *Grid-to-Vehicle (G2V)* wird der Strom aus dem Stromnetz bezogen, das Fahrzeug kann als steuerbare Last betrieben werden: Der elektrische Speicher des Fahrzeugs wird vorrangig geladen, wenn der Strompreis günstig ist. Voraussetzung hierzu sind allerdings flexible Strompreise wie z.B. an der Börse üblich. Den finanziellen Vorteil würden die Fahrzeugbesitzer tragen. Eine beschleunigte Alterung der Batterie tritt in diesem Fall nicht auf, da der Speicher nicht häufiger be- und entladen wird als bei normaler Nutzung.



Das Modell *Vehicle-to-Grid (V2G)* stellt eine Erweiterung des Betreibermodells G2V dar. Hierunter wird das Be- und Entladen des Autospeichers durch bidirektionales Laden (mit Rückspeisung ins Stromnetz) verstanden. Überschüssiger Strom wird der Fahrzeugbatterie gespeichert und bei hoher Stromnachfrage zurück ins Netz gespeist. Eine gewisse Energiemenge verbleibt dabei in der Batterie, so dass das Fahrzeug jederzeit genutzt werden kann. Das durch dieses Betreibermodell häufiges Be- und Entladen der Batterie ist eine vorzeitige Alterung und somit Kosten für den Besitzer verbunden. Die Verwendung des Fahrzeugs als Stromspeicher muss daher entlohnt werden. Beispielsweise ist durch eine Vernetzung mehrerer Fahrzeuge die Teilnahme am Regenergiemarkt denkbar. Dies wird derzeit versuchsweise durch die Firma Lichtblick in Hamburg umgesetzt. Hier werden dezentrale kleine Batteriespeicher zu einem großem Speicher (SchwarmBatterie) mittels einer Plattform namens „SchwarmDirigent“ vernetzt (LichtBlick SE 2016). Für die Umsetzung des V2G Modelles müssen neben den technischen Bedingungen, wie rückspeisefähigen Batterien und der Zugriffsmöglichkeit des Netzbetreibers auf die Fahrzeuge, auch die jeweiligen Wünsche der Nutzer berücksichtigt wer-

den, um die Fahrfreiheiten des Besitzers nicht zu beeinträchtigen (BuW 2015). Die technische Möglichkeit zur Steuerung des Stromflusses aus dem Netz in ein Elektroauto und zurück wurde bereits in dem Forschungsprojekt „e-SolCar“ bewiesen (Vattenfall GmbH und BTU Cottbus-Senftenberg 2014).

Die Einbindung von Elektrofahrzeugen in das Stromnetz kann Auswirkungen auf die Lebenszeit der Batterien haben. Dieses Risiko senkt das Kaufinteresse der potentiellen Fahrzeugbesitzer. Es kann durch *Leasingmodelle* abgesichert werden. Hierbei kann der Batteriespeicher oder das gesamte Fahrzeug als Leasingobjekt fungieren. Einige Fahrzeughersteller bieten bereits heute unabhängige Leasingverträge für Fahrzeug und Batterie an, um den Restwert des Fahrzeuges zu erhöhen und damit die Leasingangebote attraktiv zu halten (Gattringer und Thomas 2016).

Da der Netzdienstleister von einer Entlastung der Netze durch eine Integration von Elektrofahrzeugen in intelligenten Netzen profitieren würde, könnten Batterieleasingangebote auch von Seiten des Netzdienstleisters denkbar sein. Problematisch ist hierbei jedoch die Vielzahl an Fahrzeug und Batteriehersteller. Fahrzeugbatterien dienen als Differenzierungsmerkmal der einzelnen Fahrzeughersteller. Modelle, um dieses zu umgehen, wären beispielsweise Kostenzuschüsse der Energieversorger beim Kauf oder Leasing des Fahrzeuges oder einem Kauf der Batterie nach deren Laufzeit durch den Energieversorger. Der Energieversorger könnte die gekauften aussortierten Fahrzeugbatterien beispielsweise anschließend als stationären Speicher in „second use“-Modellen nutzen.

Bei einem Kapazitätsverlust der Batteriespeicher müssen diese ausgetauscht werden um den Kundenanforderungen an die Reichweite der Fahrzeuge gerecht zu werden. In *second use Modellen* werden mehrere dieser Batteriespeicher zu einem großen stationären Energiespeicher zusammengeschaltet. Hierdurch können laut Automobilhersteller wie Daimler und BMW die Laufzeit der Batterien von 10 Jahren auf 20 Jahre gesteigert werden. (Getec Gruppe 2015)

Erste Projekte, an welchen auch große deutsche Automobilhersteller beteiligt sind, gehen Anfang 2016 in Lünen und Hamburg ans Netz. Diese sind gekoppelt an das Angebotsspektrum der Elektromobilautos (Springer Professional 11.11.2015). Das „second use“- Modell kann neben den Fahrzeugherstellern auch im privaten als stationäre Heimspeicher eingesetzt werden.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass in derzeitigen Pilotprojekten Elektrofahrzeuge als Stromspeicher in das Stromnetz prinzipiell eingebunden werden können. Derzeit ist dies jedoch noch nicht der Fall, da zum einen nur wenige Elektrofahrzeuge entsprechend ausgestattet sind und durch festgesetzte Stromkosten für Fahrzeugbesitzer kein Anreiz zur Nutzung als Stromspeicher gegeben ist. Variable Stromkosten könnten dies in Zukunft ändern. Eine Belohnung seitens der Netzbetreiber für netzdienliches Verhalten des Fahrzeugs könnte einen weiteren Anreiz für Fahrzeugbesitzer darstellen.

12.2 Ökologische Analyse

Die ökologische Analyse zur Elektromobilität erfolgt durch eine Metaanalyse bereits veröffentlichter Studien. Dabei werden neben wissenschaftlichen Studien auch Lebenszyklusanalysen von Herstellern verwendet.

Ziel der Analysen ist es die CO_{2,eq}-Emissionen konventioneller Autos (Benziner, Diesel) mit den Emissionen von Elektrofahrzeugen zu vergleichen. Die Systemgrenzen der Lebenszyklusbetrachtung umfassen dabei den kompletten Lebensweg, von der Herstellung über die Nutzung bis zur Entsorgung. Die funktionelle Einheit ist dabei ein PKW mit einer definierten Laufleistung von 150.000 km. Die einzelnen Studien setzen für den Lebenszyklus eines Autos unterschiedliche Laufleistungen an. Um die Werte vergleichen zu können werden die Ergebnisse auf eine Laufleistung von 150.000 km skaliert.

Zur Veranschaulichung der Unterschiede auf Sachbilanzebene zeigt Abbildung 12-2 den prozentualen Anteil von Rohstoffgruppen eines konventionellen und eines elektrischen Fahrzeugs der gleichen Baureihe. Wesentliche Unterschiede zeigen sich dabei vor allem bei Metallen. Während der Anteil von Stahl- und Eisenwerkstoffen am Fahrzeuggewicht abnimmt steigt der Anteil von Leicht- und Buntmetallen. Der gestiegene Anteil an Sondermetallen lässt sich der Batterie zuschreiben. Nachfolgend werden die Ergebnisse der einzelnen Studien kurz erläutert und abschließend zusammenfassend dargestellt.

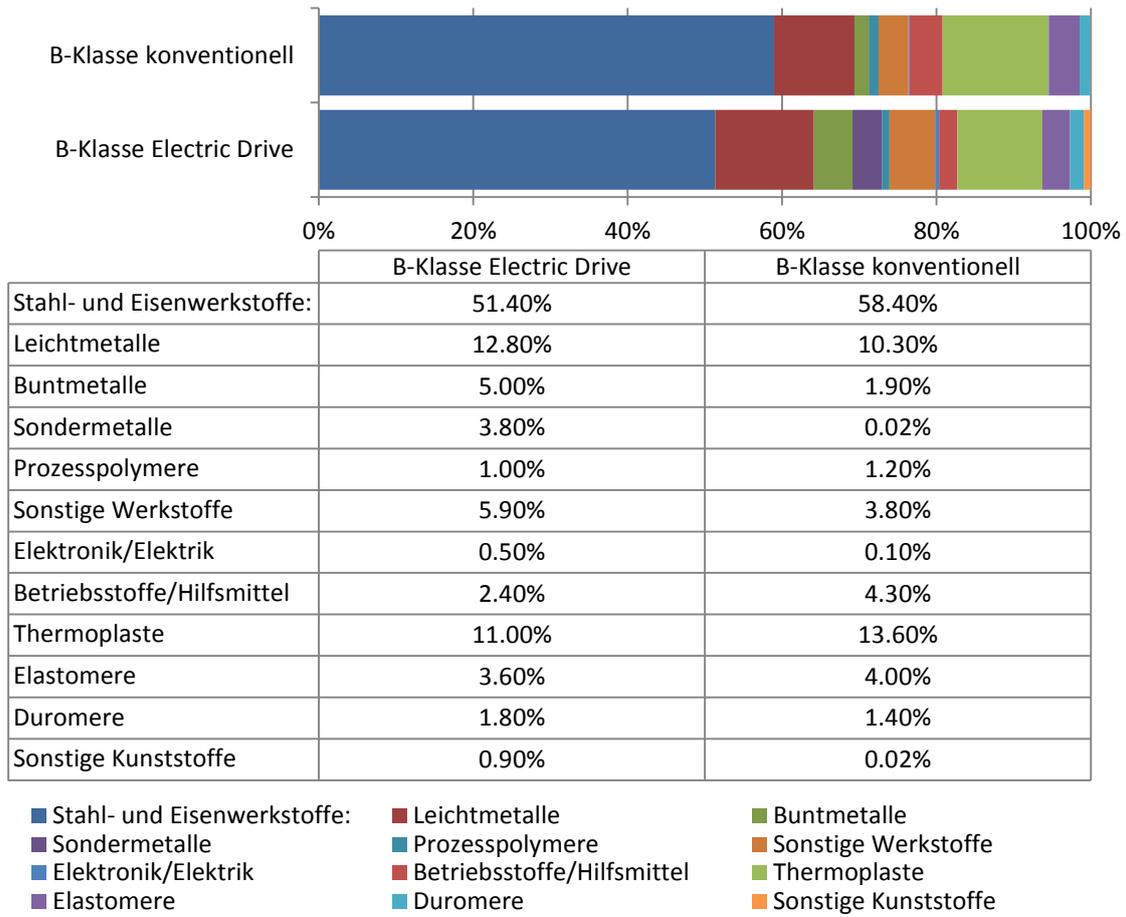


Abbildung 12-2 Vergleich der Sachbilanz von konventionellen und elektrischen PKW (Daimler AG 2015a, 2015b)

In der Veröffentlichung der Firma Daimler AG zum Umweltzertifikat der B-Klasse Electric Drive (ED) (Daimler AG 2015b) werden für die Herstellung der B-Klasse ED CO_{2,eq}-Emissionen von 10,1 tCO_{2,eq}/PKW angegeben. Während der gesamten Nutzung wird eine Laufleistung von 160.000 km angenommen. Bei den CO_{2,eq}-Emissionen der Nutzung wird zwischen einem Betrieb mit EU Strommix (11,9 tCO_{2,eq}/PKW) und Strom aus Wasserkraft (0,2 tCO_{2,eq}/PKW) unterschieden. Für die Verwertung des Elektro-PKW wird zusätzlich 0,6 tCO_{2,eq}/PKW berechnet. Daraus ergibt sich für die B-Klasse Electric Drive bei Nutzung des EU Strom-Mix ein Treibhauspotenzial von 22,6 tCO_{2,eq}/PKW und für die B-Klasse Electric Drive (Wasserkraft) 10,9 tCO_{2,eq}/PKW. Als Vergleich werden die CO_{2,eq}-Emissionen einer B-Klasse 180 mit Otto-Motor dargestellt. Diese setzen sich aus 5,5 tCO_{2,eq}/PKW für die Herstellung, 3,8 tCO_{2,eq}/PKW für die Bereitstellung des benötigten Kraftstoffs, 20 tCO_{2,eq}/PKW für den Fahrbetrieb und 0,5 tCO_{2,eq}/PKW für die Verwertung zusammen. Als Summe ergibt sich für das konventionelle Auto ein Wert von 29,8 tCO_{2,eq}/PKW. Über den gesamten Lebenszyklus betrachtet hat die B-Klasse Electric Drive 24 % (EU Strom-Mix) bzw. 64 % (Wasserkraft) weniger CO_{2,eq}-Emissionen als die konventionelle B-Klasse 180 (Daimler AG 2015b).

Eine Studie der Volkswagen AG (2012) kommt zu dem Schluss, dass ein Elektrofahrzeug der Kompaktklasse bei Nutzung von Strom aus dem europäischen Strommix im Durchschnitt 88 gCO_{2,eq} pro km Fahrstrecke emittiert. Bei Strom aus rein regenerativen Quellen nennt die Studie einen Emissionswert von 1 gCO_{2,eq} pro km. Die Studie bezieht sich auf eine Laufleistung von 150.000 km über die gesamte Nutzungsphase. Daraus lassen sich die CO_{2,eq}-Emissionswerte der Nutzung von 13,2 tCO_{2,eq}/PKW bzw. 0,15 tCO_{2,eq}/PKW berechnen. Die CO_{2,eq}-Emissionen, die sich während der Herstellung ergeben, werden mit 74 gCO_{2,eq}/km bzw. 11,1 tCO_{2,eq}/PKW angegeben. Die Emissionen des Recyclingprozesses werden in dieser Studie in zwei Bereiche aufgeteilt. Für den Energieverbrauch der Verwertung wird eine CO_{2,eq}-Emission von 1 gCO_{2,eq}/km berechnet. Die Wiederverwendung der recycelten Rohstoffe wird mit einer Gutschrift von 10 gCO_{2,eq}/km in die Emissionsbilanz einbezogen. Verrechnet man diese Werte ergibt sich demnach für die Entsorgung eine Gutschrift von -9 gCO_{2,eq}/km bzw. von -1,35 tCO_{2,eq}/PKW. Im Ganzen führen die in der Studie genannten CO_{2,eq}-Emissionswerte zu einem GWP von 22,95 tCO_{2,eq}/PKW (Volkswagen AG 2012).

In der Umweltbroschüre zum smart fortwo electric drive werden die CO_{2,eq}-Emissionen für Herstellung, Nutzung (120.000 km) und Verwertung des smart fortwo mhd (Hybrid) und des smart fortwo electric drive verglichen. Die CO_{2,eq}-Emissionen des smart fortwo mhd betragen 18 tCO_{2,eq}/PKW. Wie in anderen Studien (u.a. Daimler AG 2012) wird zwischen der Verwendung des europäischen Strommix (18 tCO_{2,eq}/PKW) und der Nutzung von Strom aus Windkraft (8 tCO_{2,eq}/PKW) unterschieden.

In Ritthoff und Schallaboeck (2012) wird eine Lebenszyklusanalyse für verschiedene Fahrzeugtypen vorgestellt. Als Laufleistung werden dabei 171.600 km angegeben, wobei die Lebensdauer der Batterie nur 114.400 km beträgt und anschließend ersetzt werden muss. In dieser Studie kommen ein konventionelles Dieselauto auf ein Treibhauspotenzial von 33 tCO_{2,eq}/PKW und ein konventioneller PKW mit Otto-Motor auf 39,5 tCO_{2,eq}/PKW. Das Treibhauspotenzial für ein BEV (battery electric car) der Kompaktklasse wird im Betrieb mit deutschem Strommix mit 41 tCO_{2,eq}/PKW am schlechtesten bewertet. Im Betrieb mit Strom aus Windkraft werden 18 tCO_{2,eq}/PKW angegeben.

Der Ergebnisbericht zum Projekt UMBReLA veröffentlicht Lebenszyklusanalysen von Otto-, Diesel- und Elektro-PKW für verschiedene Nutzungsmuster (Helms et al. 2011). Der Nutzung „Standard PKW, mittel“ wird eine Lebenslaufleistung von 150.000 km zugeordnet. Für einen Standard-PKW mit Otto-Motor ergibt sich in dieser Studie ein GWP von 250 gCO_{2,eq}/km, der sich aus den Punkten Fahrzeugherstellung, Kraftstoffbereitstellung, direkte Emissionen, Wartung und Fahrzeugentsorgung zusammensetzt. Umgerechnet auf die gesamten CO_{2,eq}-Emissionen ergeben sich 37,5 tCO_{2,eq}/PKW für den Otto-PKW. Der Standard PKW mit Diesel-Motor verursacht CO_{2,eq}-Emissionen von 210 gCO_{2,eq}/km bzw. von 31,5 tCO_{2,eq}/PKW und der vergleichbare PKW mit rein elektrischen Antrieb kommt in dieser Studie auf 230 gCO_{2,eq}/km oder 34,5 tCO_{2,eq}/PKW.

Helms et al. (2010) veröffentlichen eine weitere LCA und beziehen sich dabei auf eine Laufleistung von 120.000 km. Für einen konventionellen PKW der Kompaktklasse werden mit Otto-Motor 26 tCO_{2,eq}/PKW und mit Diesel-Motor 21 tCO_{2,eq}/PKW ausgewiesen. Ein Kompaktklasse-Elektro-PKW der mit dem durchschnittlichen deutschen Strom-Mix betrieben wird kommt auf einen GWP von 22,5 tCO_{2,eq}/PKW. Der Betrieb mit Strom aus Windkraft führt zu CO_{2,eq}-Emissionen von 7 tCO_{2,eq}/PKW.

In der US-amerikanischen Studie (Aguirre et al. 2012) werden CO₂-Äquivalente eines konventionellen PKW und eines Elektro-PKW mit einer Laufleistung von 180.000 Meilen (289.682 km) verglichen. Die CO_{2,eq}-Emissionen des konventionellen PKWs betragen 62 tCO_{2,eq}/PKW. Das Elektrofahrzeug (BEV - battery electric car) erreicht einen Wert von 31 tCO_{2,eq}/PKW bei einem Betrieb mit dem vorhandenem Strommix und 27,5 tCO_{2,eq}/PKW falls ein Energiemix mit 33 % regenerativen Quellen zu Grunde gelegt wird.

Zur Wirkungsabschätzung werden die oberhalb beschriebenen Studien in Abbildung 12-3 zusammengefasst. Es ist zu erkennen, dass die Studien der Hersteller (Daimler AG 2012, 2015b; Volkswagen AG 2012) ähnliche Ergebnisse liefern. Interessant ist, dass das Treibhauspotenzial für den Smart for two auf dem Niveau eines rein elektrischen Fahrzeug liegt, obwohl es sich hierbei nur um ein Hybrid handelt. Gleichzeitig erreichen beide smart-Fahrzeuge trotz niedrigem Fahrzeuggewicht nicht die Treibhauspotenzialwerte der B-Klasse.

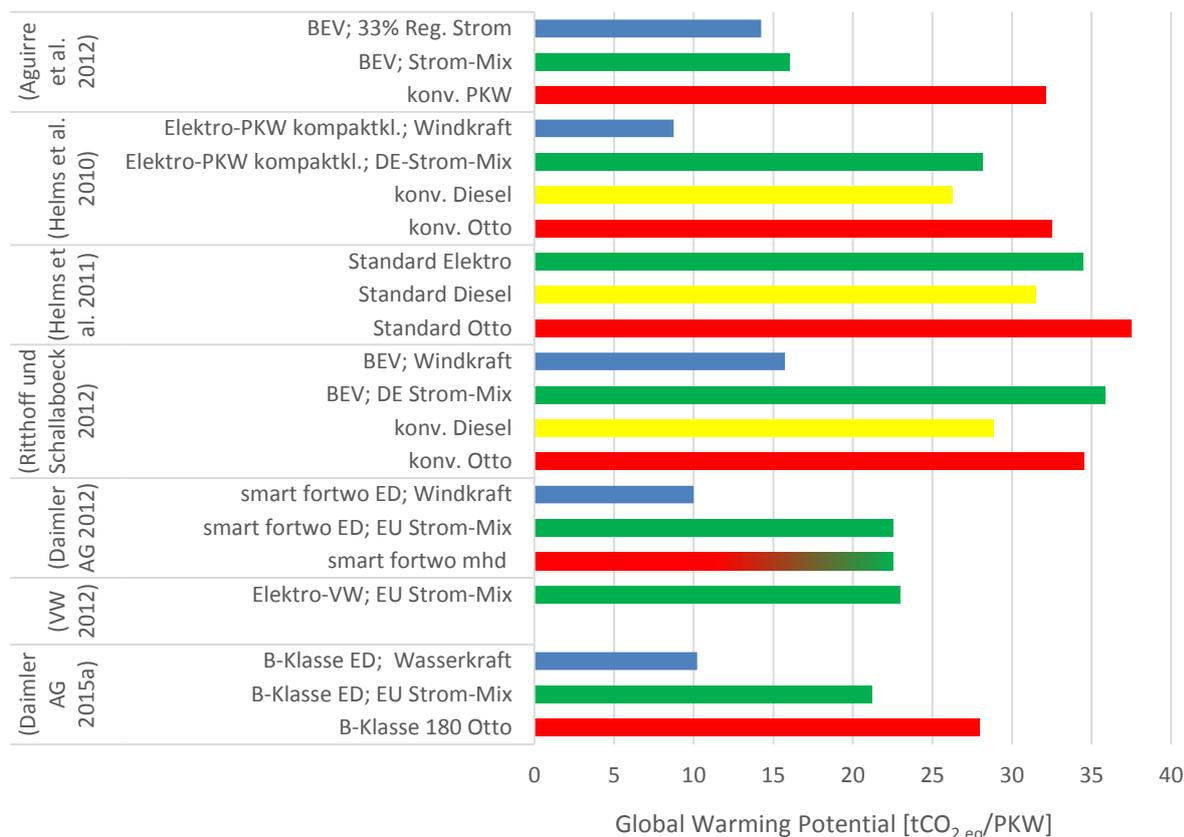


Abbildung 12-3 Treibhauspotenzial für die Herstellung von (Elektro-)Fahrzeugen - Metaanalyse verschiedener Studien

Mehrere Studien (Helms et al. 2010; Helms et al. 2011; Ritthoff und Schallaboeck 2012) zeigen, dass ein konventioneller PKW mit einem Diesel-Motor geringere CO_{2,eq}-Emissionen verursacht als ein vergleichbarer Elektro-PKW, der mit Strom aus dem europäischen oder deutschen Strom-Mix fährt. (Daimler AG 2015b; Helms et al. 2011; Helms et al. 2010) zeigen eine Reduktion der CO_{2,eq}-Emissionen von 8 bis 25 % zwischen den Elektrofahrzeug, das den Strommix nutzt, und den konventionellen PKW mit Otto-Motor. Ritthoff und Schallaboeck (2012) gehen hingegen von einer Steigerung des Treibhauspotenzials aus. Dabei wird wiederholt bestätigt, dass die ökologische Wirkung (das Treibhauspotenzial) der Elektromobilität sehr stark vom verwendeten Strom abhängt. Mit erneuerbaren Energiequellen werden Reduktionen der CO_{2,eq}-Emissionen von 53 bis 73 % erreicht. Die Bedeutung der Elektromobilität zur Einsparung von CO_{2,eq}-Emissionen wird damit bei weiter steigendem Anteil der erneuerbaren Energien voraussichtlich steigen. Diese Entwicklung könnte durch die Einbindung der Speicher der Elektromobilität in ein Smart Grid zusätzlich unterstützt werden (Agora Energiewende 2014).

13 Exkurs: Power-to-Gas-Technologien

Die Power-to-Gas-Technologie beschreibt die Umwandlung von elektrischer in chemische Energie. Für die durch Power-to-Gas erzeugten Produkte bestehen verschiedene Nutzungspfade, die in Abbildung 13-1 dargestellt sind und nachfolgend erläutert werden.

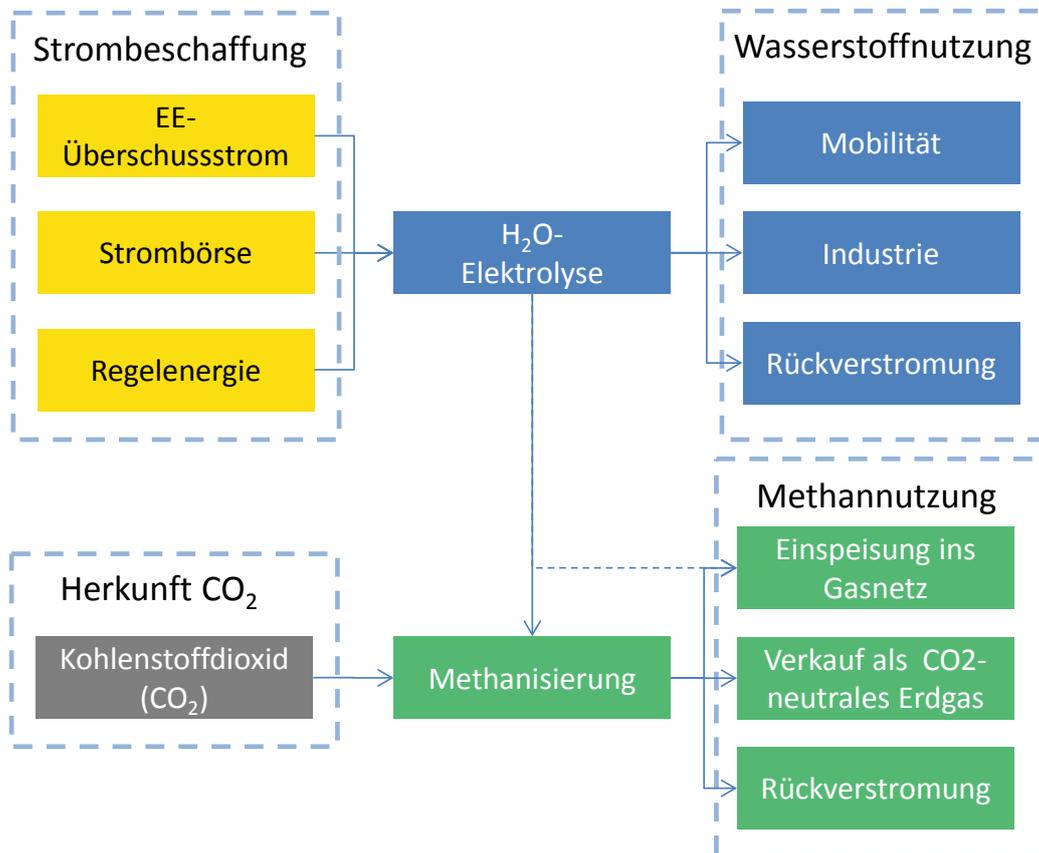


Abbildung 13-1: Nutzungspfade der Power-to-Gas-Technologie basierend auf (Albrecht et al. 2012)

Die Erzeugung von Wasserstoff kann mittels alkalischer Elektrolyse (AEL), Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM) Elektrolyse oder Hochtemperaturelektrolyse erfolgen (Hartmann et al. 2012a). Der dafür notwendige Strom kann dabei erneuerbare Energien (EE)-Überschussstrom, am Spotmarkt gekaufter Strom oder Regelenergie sein (Hartmann et al. 2012a). Einsatzgebiete des Wasserstoffs werden in den Bereichen Mobilität, Industriegase sowie der direkten Rückverstromung gesehen. Bei der Rückverstromung werden Zykluswirkungsgrade von 20 bis 40 % erreicht (Mahnke und Mühlhoff 2012). Als zusätzlichen Prozessschritt kann der gewonnene Wasserstoff mittels Methanisierung zu Methan umgewandelt werden, hierzu ist eine Kohlendioxidquelle notwendig. Das so gewonnene Methan kann in das Erdgasnetz eingespeist, als CO₂-neutrales Erdgas vermarktet oder rückverstromt werden. Durch den zusätzlichen Prozessschritt sinkt der Wirkungsgrad auf maximal 36 % (Hartmann et al. 2012a).

13.1 Ökologische Analyse

Wie Abbildung 13-1 zeigt sind für die Erzeugung von Wasserstoff und Methan aus Elektrizität eine Vielzahl an Prozessschritten und Nutzungspfaden möglich. Mit Hilfe der Wasserelektrolyse wird Wasserstoff hergestellt, der entweder synthetisiert (Methan) oder direkt in eine Nutzung überführt werden kann. Zur ökologischen Bewertung dieser vielfältigen Nutzungspfade wird im Anschluss eine Metaanalyse von Lebenszyklusanalysen durchgeführt. Während die Wirkungskategorie „Global Warming Potential“ nahezu standardmäßig in allen untersuchten Studien benutzt wird, unterscheiden sich die Zieldefinitionen und Bezugseinheiten. Nachfolgend werden daher entlang der Power-to-Gas-Prozesskette relevante Studien zusammengefasst und ausgewertet, um eine ökologische Bewertung ausgewählter Nutzungspfade darstellen zu können.

Unterscheidet man für die Lebenszyklus einer Power-to-Gas-Anlage die Kategorien Herstellung, Betrieb und Nutzung, so zeigt sich, dass die Herstellung einer Power-to-Gas-Anlage nur einen sehr geringen Anteil an der Summe der $\text{CO}_{2,\text{eq}}$ -Emissionen hat. Bur am Orde (2013) kommt bei einer ökologischen Betrachtung des Strom-zu-Strom-Nutzungspfades zu dem Schluss, dass die Herstellung der Anlage vernachlässigbar ist. Zu dem gleichen Ergebnis kommen auch Dufour et al. (2012) für die Bewertung der Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse. Wie bereits Abbildung 11-5 und Abbildung 11-6 zeigen, ergibt die LCA von Oliveira et al. (2015) ähnliche Ergebnisse. Oliveira et al. (2015) untersuchen den Strom-zu-Strom-Nutzungspfad unter Nutzung einer Brennstoffzelle. Es zeigt sich, dass die Materialien sowie der Herstellungsprozess nur etwa $3 \text{ gCO}_{2,\text{eq}}/\text{kWh}$ verursachen. Dies ist im Vergleich mit Batterie-, Pump- und Druckluftspeichern der niedrigste Wert der Untersuchung. An den gesamten $\text{CO}_{2,\text{eq}}$ -Emissionen des Nutzungspfades von 43 bis $585 \text{ gCO}_{2,\text{eq}}/\text{kWh}$ (je nach Elektrizitätsquelle) haben Materialien und der Herstellungsprozess damit nur einen verschwindend geringen Anteil. Patyk et al. (2013) analysieren die ökologischen Auswirkungen der Hochtemperatur-Elektrolyse (HTE). Die HTE stellt eine zukünftige technische Weiterentwicklung der Elektrolyse dar, die momentan noch im Laborstadium ist. Wesentliches Ziel ist dabei eine Steigerung der Prozesseffizienz. Dies schlägt sich auch im Verhältnis zwischen material- und herstellungsbezogenen $\text{CO}_{2,\text{eq}}$ -Emissionen gegenüber dem durch Betrieb und Elektrizität verursachten GWP nieder. Patyk et al. (2013) kommen zu dem Schluss, dass bezogen auf 1 MJ Wasserstoff rund 16 % des GWP den material- und herstellungsbezogenen $\text{CO}_{2,\text{eq}}$ -Emissionen zuzuordnen ist.

Die reine H_2 -Produktion wurde von vergleichsweise vielen Studien analysiert, wobei die funktionelle Einheit variiert. Um eine einheitliche Darstellung zu ermöglichen, werden alle Ergebnisse auf 1 MJ H_2 bezogen. Eine Zusammenfassung aller Ergebnisse zeigt Abbildung 13-2.

Reiter und Lindorfer (2015) analysieren die Elektrolyse von Wasserstoff mit anschließender optionaler Methansynthese. Sie kommen zu dem Schluss, dass die ökologische Bewertung

(Wirkungskategorie GWP) ganz wesentlich von der genutzten Stromquelle abhängt. Im Vergleich zur derzeit gebräuchlichen Produktion von H₂ mittels Dampfreformierung aus Erdgas kommen die Autoren bei Strom aus Windenergie auf eine Minderung des Treibhauspotenzials von 95 %, während mit PV eine Einsparung von 73 % erreicht wird. Legt man den EU-27-Elektrizitätsmix zugrunde, so steigen die Emissionen sogar auf 253 % des Referenzprozesses. Der Break-even-point für die CO_{2,eq}-Emissionen der Elektrizitätsbereitstellung liegt bei 190 gCO_{2,eq}/kWh_{el}. Durch die Wirkungsgradverluste bei der Methan-Synthese sinkt dieser Wert auf 113 gCO_{2,eq}/kWh_{el} ohne und 73 gCO_{2,eq}/kWh_{el} mit Berücksichtigung des Aufwandes für die CO₂-Abscheidung.

Wie bereits erwähnt liegt der Fokus von Patyk et al. (2013) auf der Bewertung der Hochtemperatur-Elektrolyse. Zusätzlich untersuchen die Autoren die Auswirkungen verschiedener Energiequellen und deren zeitlicher Verfügbarkeit auf die ökologischen Auswirkungen von Wasserstoffelektrolyse. Die elektrische Energie wird im Rahmen der Untersuchung entweder durch Atom- (AK) oder Windkraft (WK) bereitgestellt. Windkraft als Energiequelle wird detaillierter analysiert, indem zusätzlich eine fluktuierende Erzeugung (WKi) sowie eine fluktuierende Erzeugung mit Backup durch Biogas-Reformierung (WKi + BGR) und Erdgas-Reformierung (WKi + EGR) untersucht wird. Als Referenzprozess dient die Erdgas-Reformierung. Mit einem Wert von 3,3 gCO_{2,eq}/MJ_{H2} erreicht die Wasserstoffproduktion aus Atomkraft die niedrigsten GWP-Werte. Wasserstoffelektrolyse mit nicht fluktuierender Windkraft erreicht einen unwesentlich höheren Wert von 4,7 gCO_{2,eq}/MJ_{H2}. Die Fluktuation der Windkraft und die dadurch reduzierte Lebensdauer der Anlage führen dazu, dass die CO_{2,eq}-Emissionen im Szenario WKi um 42 % steigen.

Die Studie von Dufour et al. (2012) untersucht die kritischen Aspekte und Hindernisse modernere Verfahren zur Wasserstoffproduktion. Die Elektrolyse aus PV-Strom, Windkraft und dem EU-27-Mix dient hierbei lediglich als ein Referenzprozess neben der Erdgas-Reformierung. Im Zentrum der Untersuchungen stehen verschiedene Konfigurationen von photokatalytischen (PK) und thermochemischen (TC) (mit Solarenergie) Verfahren sowie einem sich selbst erhaltenden Verfahren zur Methanspaltung basierend auf Erdgas (SEM). Dabei zeigt sich, dass photokatalytische Verfahren mit rund 10 gCO_{2,eq}/MJ_{H2} im Vergleich zum ökologisch günstigsten Elektrolyseverfahren (Wind - 24 gCO_{2,eq}/MJ_{H2}) deutliche Vorteile bieten. Konzentriert man sich auf die erneuerbaren Energien, so stellen thermochemische Verfahren mit solarer Energiequelle (39 gCO_{2,eq}/MJ_{H2}) zwar eine geringe Verbesserung zu einer mit PV-Strom betriebenen Elektrolyse dar, liegen aber dennoch deutlich oberhalb der SEM-Verfahren (30 gCO_{2,eq}/MJ_{H2}). Die im Vergleich zu anderen Studien hohen GWP-Werte für Elektrolyse mit erneuerbaren Energien erklären Dufour et al. (2012) mit der im Vergleich zu anderen Studien geringer angenommenen Lebensdauer der Anlagen.

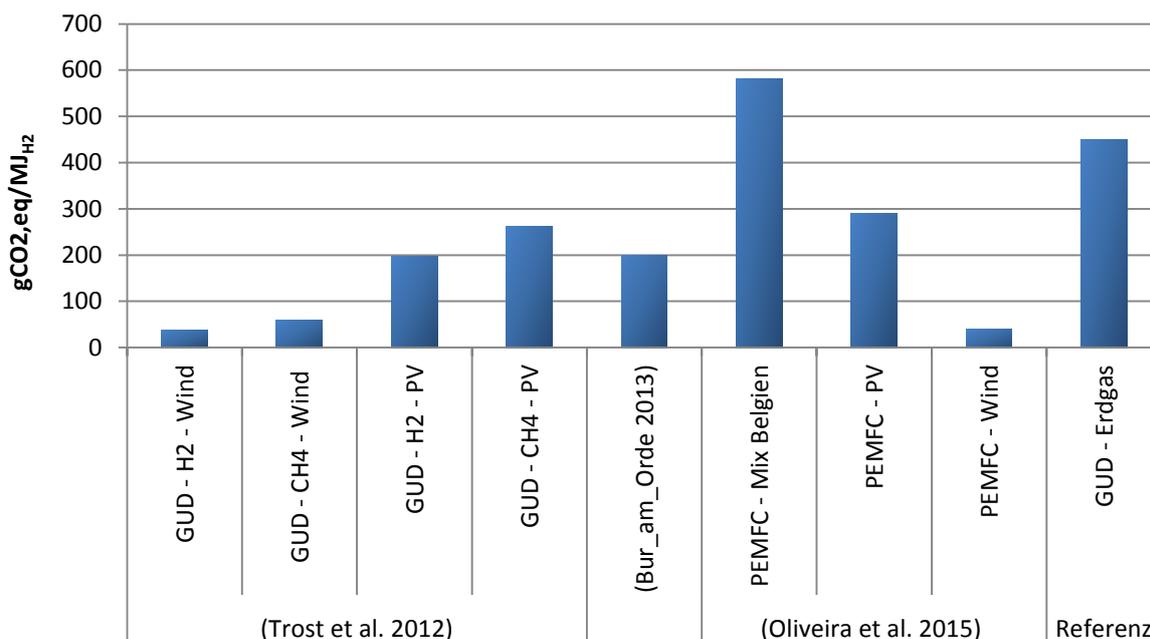


Abbildung 13-2 Treibhauspotenzial verschiedener Verfahren zur H₂-Herstellung; Literaturvergleich

Abbildung 13-2 fasst die oberhalb beschriebenen Studien zusammen. Wie auch in Reiter und Lindorfer (2015) ausgeführt, zeigt sich, dass eine Elektrolyse von Wasserstoff mit dem derzeitigen Strommix keinen ökologischen Vorteil bietet. Durch eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energieträger kann die Elektrolyse aus ökologischer Sicht jedoch konkurrenzfähig werden.

Ein möglicher Absatzmarkt für elektrolytisch erzeugten Wasserstoff ist der Transportsektor. Edwards et al. (2011) kommt zu einem ähnlichen Schluss wie die oben untersuchten Studien. Bezogen auf die zurückgelegte Strecke ist Mobilität durch Wasserstoff nur dann vorteilhaft, wenn die Erzeugung aus erneuerbaren Quellen stammt. Unter Verwendung von Windenergie erreicht elektrolytisch erzeugter Wasserstoff geringere GWP-Werte als alle untersuchten biologischen und fossilen Kraftstoffe. Berücksichtigt man jedoch den aktuellen Strommix, so sind alle anderen untersuchten Kraftstoffe ökologisch vorteilhafter.

Im Rahmen des Projektes „Betreibermodelle für Stromspeicher“ ist vor allem der Strom-Strom Nutzungspfad besonders interessant. Abbildung 13-3 fasst daher die Ergebnisse ausgewählter Studien zusammen, welche für verschiedene Rückverstromungspfade die CO_{2,eq}-Emissionen untersucht haben.

Trost et al. (2012) zeigen, dass die Rückverstromung in eine modernen GuD-Kraftwerk im Vergleich zu fossilen Alternativen oder dem Strommix durchaus eine sinnvolle ökologische Alternative darstellt. Zu diesem Ergebnis kommen auch die Studien von Bur am Orde (2013) und Oliveira et al. (2015). Dabei macht Bur am Orde (2013) keine genaueren Angaben zur verwendeten Rückverstromungstechnologie, sondern beschreibt sie lediglich als Gaskraftwerk. Die Nutzung einer Brennstoffzelle (PEMFC) im Vergleich zu einem GuD-Kraftwerk bietet nach Oliveira et al. (2015) nur für Wind als Energiequelle einen ökologischen Vorteil ge-

genüber anderen Alternativen. Die direkte Nutzung von H₂ ohne Synthetisierung erreicht nach Trost et al. (2012) die besten GWP-Werte. Die Autoren zeigen in ihrer Veröffentlichung auch auf, dass im Erdgasnetz nur eine geringe Menge Wasserstoff technisch toleriert werden kann, so dass das Potenzial für den Wasserstofftransport im Erdgasnetz begrenzt ist.

Vergleicht man Power-to-Gas mit anderen Speicheroptionen (siehe hierzu 7.4, 11.4 sowie Abbildung 11-5) so zeigen sich vor allem Pumpspeicherkraftwerke aber auch Batteriespeicher aus ökologischer Sicht als vorteilhaft. Die untersuchten Studien zeigen, dass der geringe Gesamtwirkungsgrad des Strom-zu-Strom-Nutzungspfades aus ökologischer Sicht das wesentliche Hindernis für die Implementierung darstellt. Zur Vermeidung hoher Verluste erscheint daher der Einsatz von regenerativ erzeugtem Wasserstoff in Nutzungspfaden ohne Synthetisierung sinnvoll.

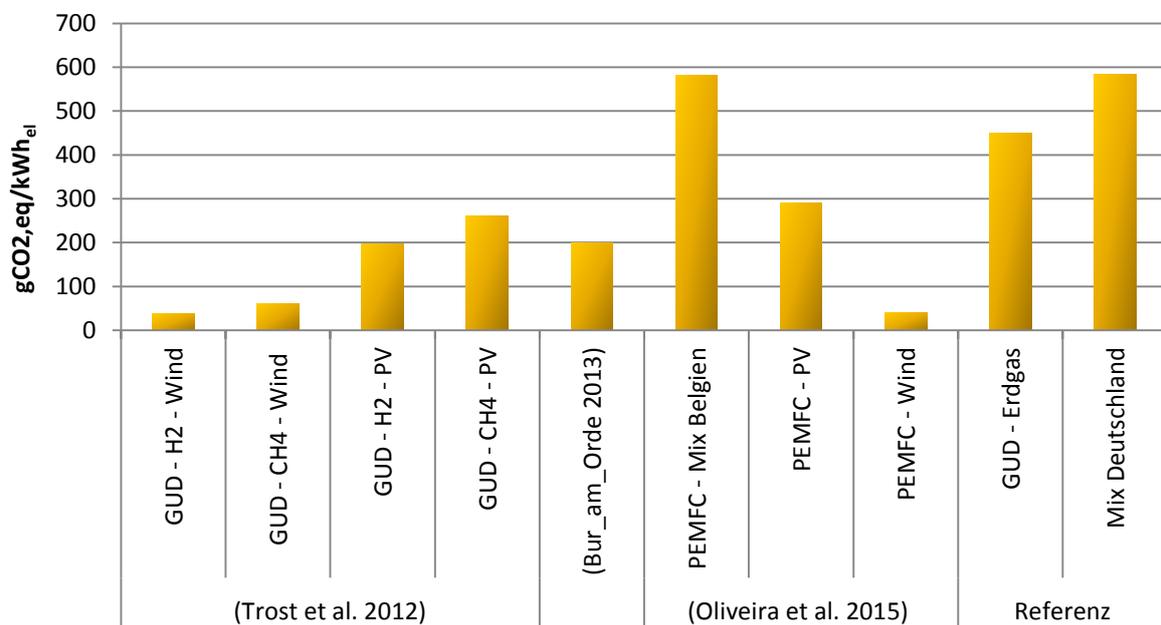


Abbildung 13-3 Treibhauspotenzial des Strom-zu-Strom-Nutzungspfades für Power-to-Gas-Anlagen; Literaturvergleich

14 Ergebnisse der projektbegleitenden Workshops

Mit der Konzeption und Durchführung von drei Workshops mit Akteuren der Praxis wurde eine systematische Einbindung von Stakeholdern bei der Diskussion und Entwicklung zukünftiger Betreibermodelle für Stromspeicher sichergestellt. Sowohl das spezifische Wissen als auch die verschiedenen Bedürfnisse aller für die Akzeptanz und Umsetzung relevanten Stakeholder sollten so erfasst und berücksichtigt werden. Zur Vorbereitung wurden Literaturrecherchen und qualitative Interviews durchgeführt. Die Ergebnisse wurden als Inputvorträge aufbereitet und als Grundlage für die Diskussionen auf dem ersten Workshop verwendet.

14.1 Erster Workshop am 8. Oktober 2014

Der erste Workshop fand am 8. Oktober 2014 am Fraunhofer ISE in Freiburg statt und konzentrierte sich auf das Thema „lokale Stromspeicher“. Lokale Akteure gelten als Schlüsselfiguren der Energiewende. Dazu zählen Gewerbetreibende, Landwirte, Kommunen und Bürger aber auch neue Akteure wie Stadtwerke, Energiegenossenschaften und Prosumer. Jeder dieser Akteure leistet einen aktiven Beitrag zum Gelingen der Energiewende. Um die bisherige Rolle lokaler Akteure in der Energieversorgung und zukünftig in der Stromspeicherung kritisch in den Blick zu nehmen, wurde der Workshop mit 17 Experten aus den Bereichen Wissenschaft, Energieversorgung, Energiegenossenschaften, Wohnungsunternehmen und private Unternehmen durchgeführt. Zentrales Anliegen war es, Hemmnisse und Herausforderungen bei der aktuellen Debatte um Betreibermodelle für Stromspeicher kritisch zu hinterfragen.

Der Workshop gliederte sich in vier Phasen:

- Diskussion der Rolle lokaler Akteure in der Energiewende allgemein
- Ökonomische Analyse von Batteriespeichern
- Diskussion des Betreibermodells „Energiedepot“
- Konkretisierung der Erkenntnisse für zentrale lokale Akteure im Hinblick auf ihre Leistungen, ihren Bedarf und den an sie gestellten Erwartungen

Während des Workshops wurde die Rolle lokaler Akteure in der Energiewende deutlich herausgearbeitet. Die Vorträge und Diskussionen bestätigten die bisherige Rolle (als Unterstützer, Konsumenten, Investoren und Erzeuger), zeigten aber fehlende Aktivitäten und große Unsicherheiten im Hinblick auf das Thema Stromspeicherung (siehe Anhang). Der Workshop zeigte auch, dass eine mögliche zukünftige Strategie im Zuge der Entwicklung von Stromspeicher-Betreiberkonzepten in der Zusammenarbeit verschiedener lokaler Akteure liegen könnte. Kooperationen wurden also als eine wichtige Voraussetzung für einen erfolgreichen Markteintritt von lokalen Stromspeichern gesehen. Darüber hinaus wurde diskutiert, wie gemeinsames Lernen, etwa anhand erfolgreicher Best-Practice-Beispiele, initiiert werden könnte. Die Workshopteilnehmer äußerten großes Interesse daran, Pilotprojekte kennenzulernen

und an konkreten Beispielen ihre eigene mögliche zukünftige Rolle sowie notwendige Kooperationen zu diskutieren und reflektieren.

14.2 Zweiter Workshop am 25. Juni 2015

Die Idee, anhand konkreter Pilotprojekte und Betreibermodelle die Diskussion voranzutreiben, dabei noch einmal die lokale Ebene (insbesondere Quartierspeicher) fokussierend, wurde dann für den zweiten Workshop, der am 25. Juni 2015 stattfand, aufgegriffen. Zur Vorbereitung wurde eine umfassende Liste an Pilotprojekten recherchiert und in enger Abstimmung mit dem Verband der Bürgerenergiegenossenschaften in Baden-Württemberg wurden auf dieser Basis zwei Pilotprojekte ausgewählt und auf dem Workshop vorgestellt. Dritter Workshopinput war das Betreibermodell „SmartQuartier“, das im Rahmen des Projektes am Fraunhofer ISE entwickelt wurde (siehe Kapitel 9). Mit rund 40 Teilnehmern aus Wissenschaft und Praxis war der Workshop sehr gut besucht. Nach den Input-Vorträgen am Vormittag folgten am Nachmittag intensive Gruppendiskussionen zu den drei Speicherkonzepten. Dabei waren die Leitfragen:

- Verbesserungsvorschläge und Weiterentwicklungen der Pilotprojekte / Konzepte
- Übertragbarkeit der Projekte (wie und von wem?)

Fazit des zweiten Workshops war die Erkenntnis, dass auch auf lokaler Ebene für Stromspeicher unterschiedliche Versorgungsaufgaben identifiziert werden konnten. Interessante zukünftige Geschäftsmodelle wurden vor allem in der Übernahme kombinierter Versorgungsaufgaben gesehen, etwa in einer Kombination von Netzdienlichkeit und einem erhöhten Eigenstromverbrauch.

Interessant war auch die Einschätzung, dass zwar komplexe Lösungen mit verschiedenen Technologien, insbesondere auch mit thermischen Speichern, einerseits anspruchsvoll, andererseits auch am ehesten wirtschaftlich darstellbar sind. Außerdem ist die Wirtschaftlichkeit von Quartiersprojekten je eher gegeben, desto größer die Projekte sind. Mit zunehmender Komplexität und Größe der Projekte wächst die Bedeutung der Rolle eines zentralen „Kümmerers“. Wer diese Rolle übernehmen könnte, konnte nicht eindeutig benannt werden. Offen ist, ob es momentan solche umfassende Kümmerer überhaupt schon gibt. Die These vom ersten Workshop, dass Kooperationen die zentrale Voraussetzung für einen erfolgreichen Markteintritt lokaler Stromspeicher sind, wurde dann noch einmal bestätigt.

14.3 Dritter Workshop am 10. März 2016

Am 10. März 2016 fand der letzte Workshop statt. Rund 25 Teilnehmer aus Wissenschaft und Praxis diskutierten über zukünftige regionale Betreibermodelle für Stromspeicher und formulierten Handlungsempfehlungen für Politik und Wissenschaft.

Zum Auftakt und als Input für die Diskussionen und Workshop-Arbeiten gab es am Vormittag drei Vorträge: Neben den im Rahmen des Projektes erarbeiteten Ergebnissen zur Wirtschaft-

lichkeit gewerblicher Speicher und einem systemanalytischen Vortrag, konnte als dritter Input wieder ein Pilotprojekt gewonnen werden. Diese Inputs vom Vormittag bildeten dann wieder die Grundlage für die nachmittäglichen Gruppenarbeiten und Diskussionen. Zentrale Leitfragen waren dabei:

- Bewertung der Ist-Situation der Betreibermodelle für Stromspeicher,
- Bewertung der möglichen zukünftigen Entwicklungen,
- Kritische Diskussion der Frage „Autarkie vs. Solidarität“ im Zusammenhang mit unterschiedlichen Speicherkonzepten.

Eines der zentralen Ergebnisse der Diskussionen war, dass der Widerspruch zwischen Autarkie und Solidarität kein Widerspruch bleiben muss, sondern dass es im Gegenteil Ansätze für erfolgreiche Geschäftsmodelle gibt, die diesen Widerspruch lösen. Insbesondere für Stadtwerke und andere lokale Akteure sahen die Teilnehmer hier Chancen, entsprechende Geschäftsmodelle weiter voranzutreiben.

Die Diskussionen waren von den unterschiedlichen Erfahrungen und Zugängen zum Thema der Teilnehmer geprägt. Trotzdem waren sich die Gruppen meistens einig in den Bewertungen: Die zukünftigen Entwicklungen seien immer noch sehr ungewiss und die Unsicherheiten prägten das derzeit sehr zögerliche Investitionsverhalten vieler Akteure.

In einer zweiten Gruppenphase wurden dann verschiedene Vorschläge formuliert, wie die Politik einen Beitrag zur Reduktion der Unsicherheit leisten könne. Neben dem Einsatz zusätzlicher regulatorischer und finanzieller Steuerungsinstrumente wurde auch intensiv über notwendige Informations- und Öffentlichkeitsmaßnahmen diskutiert, die u.a. auch eine Sensibilisierung der Öffentlichkeit für bislang vernachlässigte Aspekte der Energiewende impliziert. Die Handlungsempfehlungen wurden vom Projektteam aufgegriffen und weiterentwickelt und finden sich in Kapitel 16. Die detaillierten Protokolle zu den drei Workshops finden sich im Anhang dieses Berichts.

15 Schlussfolgerungen

Die Betrachtung der Stromspeicherkosten pro kWh ausgespeicherten Strom ermöglicht einen Vergleich von Stromspeichertechnologien für unterschiedliche Anlagengrößen und unterschiedliche Auslastungsgrade. Der Vergleich der Stromspeicherkosten für die Technologien Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicherkraftwerke (diabat und adiab), Batterietechnologien, Wasserstoff- und Methanspeicher zeigt, dass Pumpspeicher derzeit die günstigste Technologie sowohl als Kurzzeitspeicher als auch als Langzeitspeicher darstellen. Für Batteriespeicher wird eine starke Kostenreduktion erwartet, so dass diese Technologie im Bereich von Kurzzeitspeichern zukünftig stärker zum Einsatz kommen kann. Bei der erwarteten Kostenregression von Power-to-Gas-Technologien können diese zukünftig kostengünstig als Langzeitspeicher eingesetzt werden.

Die Kosten pro kWh sind stark abhängig von der Anzahl der jährlichen Betriebsstunden der Anlage sowie von den Kosten für den Strombezug. Außerdem zeigt sich für Power-to-Gas-Technologien eine starke Abhängigkeit von der Anlagendimensionierung: Das Verhältnis von Einspeicherleistung zu Ausspeicherleistung beeinflusst die Stromspeicherkosten. Die Kosten sind somit stark abhängig vom Betreibermodell, welches die Nutzung der Anlage sowie die Kosten für den Strombezug bestimmt. Die Anlagendimensionierung sollte zudem auf den Einsatz der Technologie abgestimmt sein.

Die Untersuchungen von Betreibermodellen für verschiedenste Versorgungsaufgaben zeigen, dass die folgenden Anwendungen schon jetzt oder in naher Zukunft zum Einsatz kommen (werden):

PV-Heimspeicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchs in Einfamilienhäusern: Bei den angenommenen zukünftigen Speicherpreisen von 550 €/kWh Nennkapazität ist die Investition in ein 10 bis 11 kWh Stromspeichersystem (je nach PV-Anlagenleistung) wirtschaftlich mit dem Netzstrombezug vergleichbar. Da die Hauptgründe für die Installation von PV-Heimspeichersystemen die Absicherung gegen steigende Strompreise sowie der eigene Beitrag zur Energiewende sind, ist hier mit einem verstärkten Einsatz in naher Zukunft zu rechnen.

PV-Batteriespeichersysteme in Mehrfamilienhäusern: Je nach PV-Anlagengröße kann der Einsatz von Batteriespeichern in Mehrfamilienhäusern einen wirtschaftlichen Vorteil bringen. Voraussetzung ist hier allerdings die Nutzung des Stromes als Eigenstrom, was regulatorisch-rechtlichen Aufwand mit sich bringt. Wird die PV-Anlage allerdings gemeinsam mit dem Batteriespeicher größenoptimiert ausgelegt, ist die Installation einer kleineren PV-Anlage ohne Speicher der Installation einer größeren Anlage mit Speicher stets vorzuziehen. Für den Speicher ergibt sich auf diese Weise noch kein wirtschaftlicher Anwendungsfall. Im Bereich von Mehrfamilienhäusern ist daher ohne Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen oder einer Förderung solcher Systeme derzeit kein verstärkter Einsatz zu erwarten.

Quartierspeicher: Stromspeicher können innerhalb von Quartiersprojekten im Verbund mit PV-Anlage und BHKW den Eigenverbrauchsanteil erhöhen. Das Betreibermodell „Smart-Quartier“ für Wohngenossenschaften zeigt, dass ein Betreibermodell besteht wenn der erhöhte Eigenverbrauch im Quartier wichtiger gewertet wird als das Erreichen einer möglichst hohen Rendite. Da im genossenschaftlichen Bereich die Unterstützung der Energiewende ebenfalls einen hohen Stellenwert hat, kann hier in Zukunft mit interessierten Investoren gerechnet werden. Dies gilt insbesondere, wenn die Komplexität des Betreibermodells reduziert werden kann.

Speicher im Gewerbebetrieb: Die Wirtschaftlichkeit eines Stromspeichers im Gewerbe ist ganz wesentlich von dem Verhältnis zwischen Versorgungsaufgabe und Eigenerzeugung abhängig. Limitierender Faktor ist hierbei das technische Potenzial der verwendeten Erzeugungstechnologie vor Ort. Bei PV-Anlagen ist das technische Potenzial in der Regel durch die Größe der nutzbaren Dachfläche definiert. Ökonomisch operiert ein Speicher zwischen Eigenerzeugungs- und Fremdbezugskosten. Gewerbe- und Industriebetriebe erhalten aufgrund großer Abnahmemengen häufig vergünstigte Strompreise, was das ökonomische Potenzial für den Einsatz von Speichern reduziert. Die Untersuchungen zeigen, dass in kleinen Betrieben bei hohen Strompreisen und einem hohem Eigenerzeugungsanteil wirtschaftlich tragfähige Geschäftsmodelle für Speicher möglich sind.

Großspeicher am Strommarkt: Pumpspeicher können derzeit am Strommarkt nur geringe Erlöse erzielen. Der Einsatz ist nur bei gleichzeitigem Angebot an mehreren Märkten rentabel. Durch die langen Lebenszeiten und die Systemrelevanz der Technologie ist allerdings zukünftig ein weiterer Einsatz zu erwarten und auch ökologisch sinnvoll. Für Druckluftspeicher sind aufgrund der leicht höheren Kosten derzeit keine Betreibermodelle auf den betrachteten Märkten ersichtlich. Batteriespeicher werden derzeit am Primärregelleistungsmarkt eingesetzt. Derzeitige Projekte werden zwar noch öffentlich gefördert, weitere private Projekte sind allerdings in Planung. Durch die begrenzte Größe des Primärregelleistungsmarktes ist allerdings unklar, wie viele Speicher hier zum Einsatz kommen werden.

Aus der ökologischen Bewertung von Stromspeichern im Rahmen des Projektes können zentrale Aussagen abgeleitet werden. Die Analysen zeigen deutlich, dass eine Bewertung verschiedener Speicher nur in Zusammenhang mit einer konkreten Versorgungsaufgabe sinnvoll ist. Am Vergleich Pumpspeicherkraftwerk mit Batteriespeicher lässt sich dies zeigen. Pumpspeicherkraftwerke (Versorgungsaufgabe „überregional“) operieren aus energiewirtschaftlicher Sicht an den Strommärkten. Der dort gehandelte Strommix weist im Vergleich zu regenerativ erzeugtem Strom deutlich höhere $\text{CO}_{2,\text{eq}}$ -Emissionen auf. Batteriespeicher, wie sie beispielsweise in der Versorgungsaufgabe „lokal-klein“ Anwendung finden, werden häufig mit regenerativ erzeugtem Strom gespeist. Vergleicht man die Ergebnisse der beiden Versorgungsaufgaben auf Basis der absoluten Emissionen, so schneidet der Batteriespeicher deutlich besser ab. Ein realistischer Vergleich verschiedener Speicheroptionen ist damit nur für die gleiche Versorgungsaufgabe durchführbar.

Obige Ausführungen implizieren bereits einen weiteren Grundsatz bei der Betrachtung von Speichern. Alle im Rahmen des Projektes durchgeführten Lebenszyklusanalyse sowie die ausgewerteten Studien zeigen deutlich, dass die Quelle der eingespeicherten Energie der entscheidende Faktor für die Bewertung von Elektrizitätsspeichern ist. Die Emissionen durch Materialien und Herstellung treten bereits bei Versorgungsaufgaben mit einer niedrigen Bezugsgröße (zwischengespeicherte Energie – beispielsweise „lokal-klein“) in den Hintergrund (vgl. Abbildung 7-7). Steigt die Bezugsgröße, wie es beispielsweise in der Versorgungsaufgabe „überregional“ der Fall ist, so ist die ökologische Bewertung von Herstellung und Materialien nahezu vernachlässigbar (vgl. hierzu auch die ökologische Bewertung von Power-to-Gas, Abschnitt 13.1).

Die Forderung nach einer ökologischen Bewertung anhand einer konkreten Versorgungsaufgabe lässt sich auch durch die Betrachtung von technischen Rahmenbedingungen stützen. So sind PbA-Batteriespeicher in den Versorgungsaufgaben „lokal-klein“ und „lokal-groß“ gegenüber den anderen untersuchten Speichertypen im Hinblick auf die LCA-Treibhausgaspotenziale nicht konkurrenzfähig. Durch eine niedrige Zyklenzahl in der Versorgungsaufgabe „lokal-groß“-Quartier schmilzt dieser Abstand deutlich zusammen. Eine detaillierte technische Modellierung von Stromspeichern ist daher für eine valide Bewertung unumgänglich.

16 Handlungsempfehlungen

In diesem Abschnitt sind Handlungsempfehlungen formuliert, die zu einem verstärkten Einsatz von Stromspeichertechnologien in Baden-Württemberg und bundesweit führen. Die Handlungsempfehlungen wurden aus den ökonomischen und ökologischen Analysen im Projekt entwickelt sowie aus den Ergebnissen des dritten projektbegleitenden Workshops übernommen. Auf den folgenden Themenfeldern können Veränderungen herbeigeführt werden, die vor allem die Ökonomie sowie die Akzeptanz von Stromspeichern verbessern und somit den Speicherausbau fördern:

- Rechtlich/juristisch/regulativ
- Anreize für systemdienliches Verhalten
- Kommunikation / transparente Informationsbereitstellung
- Finanzierung
- Forschungsschwerpunkte / F&E-Politik

Der Nutzen vor allem von kleinen, dezentralen Stromspeichern für das Gesamtsystem wird in der Wissenschaft teilweise kontrovers diskutiert (Kairies et al. 2015, S. 13). Da Systemanalysen nicht Bestandteil des Projektes sind wird hier keine Empfehlung hin zu einer zentralen oder dezentralen Speicherstruktur gegeben. Die Handlungsempfehlungen sollen lediglich aufzeigen, welche Möglichkeiten zur Unterstützung des Einsatzes von Stromspeichern bestehen. Im Folgenden werden zu den fünf oben genannten Themenfeldern jeweils die wichtigsten Handlungsempfehlungen für Politik und Wissenschaft beschrieben.

16.1 Rechtliche / regulative Handlungsempfehlungen

Mit Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) am 24.04.1998 wurde die von der Europäischen Union beschlossene Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte in deutsches Recht umgesetzt (Konstantin 2013). Das EnWG wurde seither mehrfach novelliert um einen gleichberechtigten Zugang aller Marktteilnehmer zu den Elektrizitätsmärkten zu gewährleisten. Neben dem EnWG existieren weitere Gesetze und Verordnungen, welche den Elektrizitätsmarkt regulieren. Ein Beispiel hierfür ist das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG) welches die Förderung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen zum Ziel hat (§ 1 (1) EEG). Nachfolgend werden Handlungsempfehlungen formuliert, welche vor einem rechtlichen / juristischen / regulatorischen Hintergrund Betreibermodelle im Zusammenhang mit Speichern fördern sollen. Ein Beispiel für eine in der Umsetzung befindliche Handlungsempfehlung ist die Befreiung der Energiespeicher von den Netzentgelten. Bereits seit längerem fordert beispielsweise unter anderem der Bundesverband Energie- und Wasserwirtschaft (bdew) (2011; 2014) eine Befreiung von Energiespeichern von den Netzentgelten. Am 17./18.06.2015 hat nun die Konferenz der Wirtschaftsminister der Länder eine entsprechende Initiative auf den Weg gebracht (Bundesverband Energiespeicher 30.06.2015).

16.1.1 Legaldefinition von Speichern

Um Investitionen in Speicher anzuregen bedarf es klarer rechtlicher Rahmenbedingungen. Dies schließt unter anderem eine gesetzesübergreifende und technologieneutrale Definition des Begriffs „Energiespeicher“ mit ein. Bislang werden im Zuge von Gesetzgebungsverfahren neue, teils technologiespezifische Definitionen für Energiespeichertechnologien geschaffen (bdew 2014). Ein Beispiel hierfür sind die Regelungen zur Netzentgeltbefreiung im EnWG und die Befreiung von Speichern von der EEG-Umlage im EEG. Dem Vorschlag des bdew (2014) folgend, sollte daher eine technologieneutrale Legaldefinition für Energiespeicher erarbeitet werden. Das Land könnte hierzu auf die entsprechenden Stellen im Bund einwirken und eigene Vorschläge unterbreiten. Unterstützend sollten hierzu wissenschaftliche Studien aus rechtlicher und energiewirtschaftlicher Sicht durchgeführt werden um mögliche Auswirkungen abschätzen zu können.

16.2 Setzen von Anreizen für systemdienliches Verhalten

Über die Systemdienlichkeit von dezentralen Batteriespeichersystemen wird in der Wissenschaft teilweise kontrovers diskutiert (Kairies et al. 2015, S. 13). Bisher werden Batteriespeicher in Einfamilienhäusern oft zur Erhöhung des Eigenstromverbrauches aus der PV-Anlage genutzt: Bei Stromüberschuss wird der Speicher beladen, sobald der Speicher aber voll ist, meist um die Mittagszeit, wird dann der komplette Überschussstrom ins Netz eingespeist. Dies kann zum einen das Netz in der Mittagszeit stark belasten, zum anderen zahlt der Eigenheimbesitzer durch den höheren Eigenstromverbrauch eine geringere Summe an Umlagen wie Netzentgelte und EEG-Umlage, die derzeit auf die verbrauchte Einheit Strom erhoben werden. Zwar ist das KfW-Förderprogramm an die Bedingung geknüpft, dass nur 50 % der PV-Leistung ins Netz eingespeist wird, jedoch wird derzeit etwa die Hälfte der PV-Speichersysteme ohne KfW-Förderung und somit ohne Leistungsbegrenzung verbaut (Kairies et al. 2015, S. 43).

Die Betreibermodelle PV-Eigenstromerhöhung, Autarkie im Einfamilienhaus sowie das SmartQuartier beruhen auf der Vermeidung von Umlagen und Netzentgelten. Es kann auch argumentiert werden, dass dezentrale Speicher zu einer „Entsolidarisierung“ des Stromsystems beitragen. Werden die Speicher hingegen netzdienlich betrieben, können sie lokal Netzausbau verringern oder verzögern. Krampe und Peter (2016) kommen in einer Kurzstudie zu den Auswirkungen von Batteriespeichern in Privathaushalten zu dem Schluss, dass aus volkswirtschaftlicher Sicht keine Entsolidarisierung zu befürchten ist. Zudem spricht für einen dezentralen Ausbau der Batteriespeicher, dass die Bürger an dieser Stelle einen Beitrag zur Energiewende leisten können und Stromspeicher durch so steigende Installationszahlen günstiger werden. Unter dem Thema „Anreize für systemdienliches Verhalten“ werden Handlungsempfehlungen vorgestellt, die darauf abzielen, den Nutzen von Stromspeichern im Energiesystem zu erhöhen.

16.2.1 Leistungsbasierte Netzentgelte

Durch eine Steigerung des Eigenversorgungsanteils bis hin zur Autarkie wird von dem einzelnen Verbraucher weniger Energie aus dem Netz bezogen. Die Infrastruktur des Stromnetzes refinanziert sich durch die so genannten Netzentgelte als Preisbestandteil des Letztverbrauchers. Daher sollten Netzentgelte auf die Leistung angerechnet werden und ggf. durch einen geringen Grundbetrag für die Einzelverbraucher ergänzt werden. Eine derartige Reform der Netzentgelte wurde bereits im Rahmen einer Studie für Agora Energiewende (RAP 2014) vorgeschlagen. Leistungsbasierte Netzentgelte führen zu einer gerechten Kostenverteilung und könnten damit Argumente gegen den Speicherausbau ausräumen.

16.2.2 Intelligente / fernsteuerbare Stromspeicher

Um netzdienlich oder systemdienlich arbeiten zu können, müssen Stromspeicher „intelligent“ oder fernsteuerbar sein. „Intelligent“ bedeutet in diesem Zusammenhang dass die Stromspeicher über Informationstechnologie verfügen, mit der sie auf Preis- oder andere Signale reagieren können. Wenn die Preissignale die Marktsituation widerspiegeln, können die Speicher somit systemdienlich agieren. Zudem sollte die Fernsteuerbarkeit der Anlagen gewährleistet sein. Eine Fernsteuerbarkeit hat zum Vorteil, dass der Speicher durch den Netzbetreiber, einen Energieerzeuger oder einen anderen Akteur betrieben werden kann, der den Speicher system- oder netzdienlich betreiben möchte. Ein Beispiel dafür ist die geplante Schwarmatterie von Lichtblick (2015): In privaten Wohngebäuden installierte Speicher werden durch den Energieversorger zusammengefasst um damit Regelleistung zu erbringen. Stromspeicher, die über das KfW-Förderprogramm finanziert werden, müssen bereits eine solche Schnittstelle zur Fernsteuerbarkeit vorweisen (KfW Bankengruppe 2016, S. 2).

16.2.3 Variable Tarife

Mittels zeitvariablen Stromtarifen können Verbraucher ihre Nachfrage teilweise dem Angebot angleichen. Für die Nachfrager kann sich somit zum einen die so genannte Laststeuerung oder Demand-Side-Management rentieren. Dieser Flexibilitätsmechanismus steht zwar in Konkurrenz zum Einsatz von Stromspeichern, jedoch ist das Potential der Laststeuerung auf solche Anwendungen begrenzt. Stromspeicher können darüber hinaus von zeitvariablen Tarifen profitieren. Beispielsweise kann die Verschiebung von zur Mittagszeit erzeugtem PV-Strom in die Nachmittags- und Abendstunden wirtschaftlich rentabler werden.

16.2.4 Ausgewählte Anschlusspunkte

Netzstränge mit einer großen Anzahl installierter Photovoltaikanlagen oder mit großen Verbrauchern können punktuell durch den Einsatz von Stromspeichern entlastet werden. Stromspeicher können hierbei den Netzausbau ersetzen oder die Zeit bis zum Netzausbau überbrücken. Wenn die kritischen Stellen im Netz bekannt sind können an diesen Stellen Stromspeicher gezielt netzdienlich eingesetzt werden. An diesen ausgewählten Anschlusspunkten können dann Anreize für die Installation von Stromspeichern gesetzt werden, beispielsweise durch Ausschreibung und Vergütung von an diesen Stellen eingesetzten Anlagen.

16.3 Kommunikation / transparente Informationsbereitstellung

Unter der Überschrift „Kommunikation und Information“ lassen sich mehrere Handlungsempfehlungen zusammenfassen, die darauf abzielen, den Wissensstand zum Thema Stromspeicher und dadurch auch die Akzeptanz bei potenziellen Investoren zu erhöhen. Die Maßnahmen könnten jeweils einzeln umgesetzt werden, es ist aber davon auszugehen, dass die Umsetzung eines gut abgestimmten Maßnahmenpakets, das etwa schriftliche Informationen, Beratungseinrichtungen und Best Practice Beispiele in öffentlichen Liegenschaften umfassen könnte, besonders wirksam wäre.

16.3.1 Lokale Ansprechpartner (Energieagenturen)

Die Verbraucherzentralen, Energieberatungszentren und Energieagenturen des Landes könnten das Thema Stromspeicher als wichtigen Baustein ihrer Beratungstätigkeit aufgreifen. Private und gewerbliche Gebäudeeigentümer, aber auch Immobilienverwalter, die sich für energetische Sanierungen, Installation einer PV-Anlage oder auch Neubauprojekte interessieren, könnten gezielt angesprochen und über mögliche Speicheroptionen (von der Hausbatterie über gewerbliche Speicher bis hin zu Quartierslösungen) informiert werden. Die bereits gut funktionierenden Beratungsaktivitäten (die neben individuellen Beratungsangeboten auch Veranstaltungsauftritte, etwa bei Energiemessen, umfassen) und Netzwerke könnten so genutzt werden, um Akteure, die sich mit dem Thema Stromspeicherung bislang noch nicht befasst haben, frühzeitig zu informieren und zu sensibilisieren. Der Markteintritt könnte so für neue Kundengruppen vereinfacht werden.

16.3.2 Handlungsleitfaden für Speicherinstallation

Das Land könnte einen Handlungsleitfaden für die Investition in Stromspeicher herausgeben und so transparente Informationen bereitstellen. Viele potenzielle Investoren sind noch zögerlich, da ihnen insbesondere der regulative Rahmen als unsicher erscheint, aber auch viele technische Fragen als ungeklärt gelten. Dies gilt insbesondere für größere Speicherkonzepte, wie Quartierspeicher oder Mieterstromkonzepte. Vor allem kleinere Investoren mit geringem Professionalisierungsgrad, etwa Energiegenossenschaften, könnten durch einen entsprechenden Handlungsleitfaden unterstützt werden und die Investitionsbereitschaft könnte gesteigert werden. Ein solcher Handlungsleitfaden kann dann auch den lokalen Ansprechpartnern (Energieagenturen) zur Verfügung gestellt und Teil der Beratung werden³.

16.3.3 Vorbildwirkung Land/Kommune

Das Land und die Kommunen sollten als Vorbilder vorangehen. Für einen bestimmten Anteil neuer PV-Anlagen auf öffentlichen Liegenschaften könnten sich Land und Kommunen verpflichten, Stromspeicher zu integrieren. Mit entsprechenden öffentlichen Ankündigungen, Presseberichten oder auch Informationstafeln an den entsprechenden Gebäuden, könnte die Bevölkerung über diese Maßnahmen informiert werden. Da die Speicher zunächst nicht von

³ Ein Handlungsleitfaden für Energiegenossenschaften wurde jüngst vom Landesnetzwerk Bürger-EnergieGenossenschaften Rheinland-Pfalz e.V. (LaNEG) in Auftrag gegeben.

außen erkennbar sind, wären solche ergänzenden Informationen notwendig. Dabei könnte und sollte auch gleichzeitig auf den bislang ungelösten Widerspruch zwischen Autarkie und Systemdienlichkeit hingewiesen werden. Das Land und die Kommunen könnten diesen Widerspruch selbst in ihren Aktivitäten aufgreifen, indem sie nicht nur in Stromspeicher für öffentliche Liegenschaften, sondern auch in größere Speicherkonzepte, etwa bei Quartierssanierungen, bei denen öffentliche Liegenschaften involviert sind, investieren. Entsprechende Aktivitäten sollten auch durch kommunikative Maßnahmen begleitet werden. So könnte versucht werden, auch gewerbliche oder private Akteure im Quartier in die Quartiersspeicherkonzepte zu integrieren.

16.3.4 Leuchtturmprojekte

Neben einer Selbstverpflichtung zum standardmäßigen Zubau von Stromspeichern für einen bestimmten Anteil an PV-Installationen, könnten sich Kommunen darüber hinaus auch in Leuchtturmprojekten mit großer Strahlwirkung engagieren. Besonders innovative Speicherprojekte (wie etwa kommunale Quartierspeicher) und E-Mobilitätsprojekte sollten unterstützt und umgesetzt werden und durch eine öffentlichkeitswirksame Berichterstattung begleitet werden. Kommunen könnten so als Multiplikatoren aktiv werden. Private und gewerbliche Investoren könnten durch solche kommunalen Projekte motiviert werden und bestehende Hemmnisse könnten abgebaut werden.

16.3.5 Kampagne für Speicher (Informationsbereitstellung)

Das Land könnte eine Werbekampagne für Speicher starten. Sinnvoll wäre es, dabei auch auf die Wichtigkeit eines systemdienlichen Einsatzes von Stromspeichern hinzuweisen. So sollte zum einen der individuelle Nutzen von Speichern dargestellt und gleichzeitig auf den Nutzen für die Allgemeinheit verwiesen werden. Dadurch könnte nicht nur allgemein das Interesse am Thema geweckt werden, sondern auch der Systemnutzen und somit die Akzeptanz von Stromspeichern in der Bevölkerung erhöht werden. Dadurch würden indirekt auch die sich momentan noch in einer Nische befindenden Quartierskonzepte und Mieterstromkonzepte unterstützt. Besonders wirksam wäre eine integrierte Kampagne, die auf die anderen kommunikativen Maßnahmen (Leuchtturmprojekte, Beratungsangebote, Handlungsleitfäden) verweist und diese vorstellt.

16.3.6 Normungsprozess Batteriesicherheit

Während Blei-Säure-Akkumulatoren als Speicher in stationärer Nutzung weit verbreitet und jahrelang erprobt sind, weisen Lithium-Ionen-Akkumulatoren in der Verwendung als stationäre Heimspeicher eine erhöhte Brandgefahr auf. So zeigten Tests an handelsüblichen stationären Batteriespeichern für den Hausgebrauch ein erhöhtes Sicherheitsrisiko und eine Missachtung der Vorschriften (Trechow 2014). Um diesem Missstand entgegen zu wirken arbeiten derzeit unter anderem der Bundesverband Energiespeicher (BVES) und der Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE) an einer einheitlichen Normung für stationäre Batteriespeicher (Bundesverband Energiespeicher 2016). Bis zur Fertigstellung

der entsprechenden Normen wurde ein Sicherheitsleitfaden für Li-Ionen-Heimspeicher herausgegeben (Bundesverband Energiespeicher 2016). Um die Akzeptanz von Heimspeichern zu erhöhen sollte dieser Normungsprozess unterstützt werden.

16.4 Finanzierung

Neben rechtlichen/regulativen und kommunikativen Strategien können auch finanzielle Elemente zur Förderung von Stromspeichern beitragen. Ein bestehendes Element zur finanziellen Förderung ist das KfW-Förderprogramm für Stromspeicher, das seit 2013 einen Investitionszuschuss zu Hausstromspeichern in Verbindung mit PV-Anlagen finanziert (KfW Bankengruppe 2016). Bis Ende März 2015 wurden über das Programm 60.000 kWh Nutzkapazität Batteriespeicher installiert (Kairies et al. 2015, S. 42–43).

16.4.1 Landesförderprogramm PV-Heimspeicher

In Bayern sowie im Saarland wird das bundesweite KfW-Förderprogramm für PV-Stromspeicher um jeweilige Landesförderprogramme ergänzt (Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie 2015; Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Energie und Verkehr Saarland 2015). Das saarländische Programm unterstützt die Installation von Li-Ionen-Batterien und VRF-Batterien mit bis zu 35 %, wenn diese zu einem Autarkiegrad von mindestens 50 % im Haushalt beitragen. Für einen höheren Autarkiegrad können zusätzliche Fördergelder beantragt werden. Das bayerische Programm unterstützt in einem kombinierten Programm Energieeffizienz und innovative Technik, darunter auch Stromspeicher. Um den Einsatz von Stromspeichern in Baden-Württemberg zu unterstützen könnte hier ein ähnliches Förderprogramm aufgesetzt werden. Wichtig wäre hierbei eine gute Abstimmung mit dem Bundesprogramm.

16.4.2 Förderprogramm Quartierspeicher

Neben den PV-Heimspeichern kann lokales Engagement zur Energiewende im Bereich der Quartierspeicher gefördert werden. Mit dem KfW-Förderprogramm werden keine Anlagen über 30 kWp PV-Leistung gefördert. Ein speziell auf Wohnprojekte (mit mehr als 30 kWp-PV-Leistung) angepasstes Förderprogramm könnte die Einführung von Speichern in diesem Bereich erleichtern. Da das Investitionsrisiko in dieser Art von Projekten erhöht ist, könnte anstelle einer direkten Förderung die Vergabe von zinsgünstigen Krediten geprüft werden.

16.5 Forschungsschwerpunkte / F&E-Politik

Die deutsche Energiewende verändert laufend sowohl die technischen als auch die energie-wirtschaftlichen Anforderungen und Rahmenbedingungen des deutschen Energiesystems. Um diesen Herausforderungen begegnen zu können ist eine intensive Forschung in allen Teilgebieten des Energiesystems unerlässlich. Nachfolgend werden Handlungsempfehlungen für einzelne Forschungsfelder gegeben.

16.5.1 Systemanalyse fördern

Während die technischen Lösungen für stationäre Batteriespeicher beispielsweise in Haushalten bereits am Markt verfügbar sind, ist ihre energiewirtschaftliche Bewertung noch umstritten. Studien wie beispielsweise Krampe und Peter (2016) oder Weniger et al. (2015) kommen zu dem Schluss, dass speziell PV-Batteriespeicher einen positiven Beitrag zur Energiewende leisten, indem die Maximaleinspeisung von PV-Anlagen reduziert werden. Auf diese Weise lassen sich erhebliche Kosten beim Verteilnetzausbau einsparen, da so eine größere Anzahl an PV-Anlagen bei gleichbleibender Netzkapazität errichtet werden kann. Dagegen analysiert eine Studie des VDE (Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V. 2015) „dass Batteriespeicher zur alleinigen Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen derzeit nicht mit alternativen Technologien konkurrieren können“. Die Studie von (Agora Energiewende 2014) kommt zu einer ähnlichen Schlussfolgerung, wohingegen in der Metastudie (Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT) und Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) 2014) argumentiert, dass bestehende Studien aufgrund ihrer unterschiedlichen Perspektiven stark voneinander abweichen. Aufgrund der kontroversen energiewirtschaftlichen Diskussion erscheint es empfehlenswert, die energiewirtschaftliche Bedeutung von Batteriespeichern durch intensive Forschung detailliert zu ergründen, um fundierte Entscheidungen regulatorische Rahmenbedingungen und unternehmerischen Handlungen fällen zu können.

16.5.2 Netzdienlichkeit von EE-Standorten bewerten

In Zusammenhang mit der in Abschnitt 16.1 thematisierten „netzdienlichen Platzierung“ von Erzeugungsanlagen besteht ergänzend zu den in Kapitel 16.5.1 gemachten Aussagen der Bedarf einer wissenschaftlichen Bewertung von Einspeisepunkten. Durch die gezielte Platzierung von Energieerzeugungs- und speicheranlagen ließe sich der Netzausbau speziell auf der Verteilnetzebene reduzieren. Um geeignete Netzeinspeisepunkte festzulegen und den Erfolg solcher Maßnahmen im Voraus wissenschaftlich zu bewerten, empfiehlt es sich, das Potential und die mögliche Umsetzung der gezielten Vergabe/Förderung spezifischer Einspeisepunkte wissenschaftlich untersuchen zu lassen.

17 Verwertbarkeit der Ergebnisse und Konzept zum Ergebnis- und Forschungstransfer

Im Projekt „Store2Win“ wurden unterschiedliche Stromspeichertechnologien vorgestellt und ökonomisch und ökologisch analysiert. Anhand unterschiedlicher Versorgungsaufgaben wurde gezeigt, in welchen Bereichen sich wirtschaftliche Betreibermodelle für Stromspeicher ergeben. Somit konnte eine Einschätzung zu unterschiedlichen Technologien und ihren Anwendungsfeldern gegeben werden. Abbildung 17-1 zeigt das Schema des Verwertungsplanes.

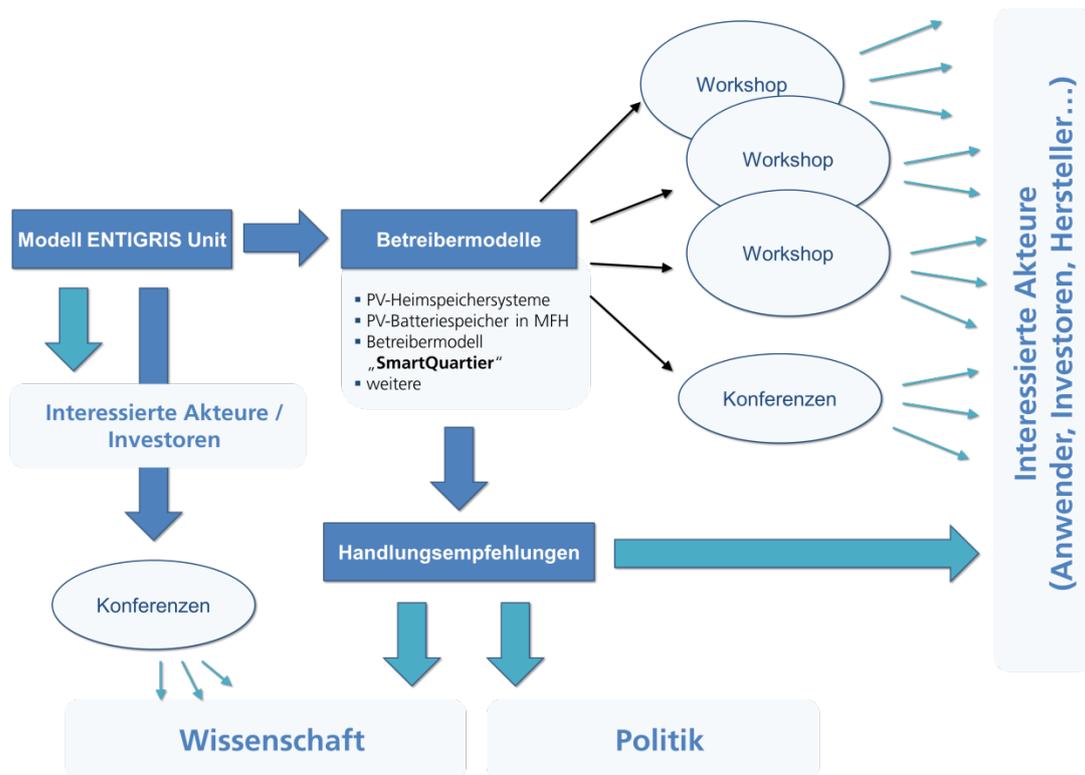


Abbildung 17-1: Schematische Darstellung des Verwertungskonzeptes von Store2Win

Im Rahmen des Projektes wurde das ökonomische Modell „ENTIGRIS Unit“ entwickelt, mit welchem sich Wirtschaftlichkeitsberechnungen für unterschiedlichste Betreibermodelle durchführen lassen. Die Modellentwicklung und -beschreibung ist für die energiewirtschaftswissenschaftliche Forschung von Interesse. Die Ergebnisse wurden auf unterschiedlichen Konferenzen vorgestellt (siehe Kapitel 19). Mithilfe des Optimierungsprogramms können interessierte Investoren bei der Analyse weiterer wirtschaftlicher Betreibermodelle unterstützt werden.

Die Ergebnisse des Projektes hinsichtlich der erarbeiteten Betreibermodelle wurden auf drei projektbegleitenden Workshops sowie auf mehreren Konferenzen (siehe Kapitel 19) vorgestellt und mit Teilnehmern und Publikum diskutiert. Bei den drei projektbegleitenden Workshops wurden gezielt Teilnehmer ausgewählt, für die ein Einsatz von Stromspeichertechno-

logien infrage käme. Besonders auf dem zweiten Workshop wurde intensiv mit Vertretern von Energiegenossenschaften und Teilnehmern entsprechender Verbänden diskutiert. Auf diesem Workshop wurde das Betreibermodell „SmartQuartier“ vorgestellt, welches besonders im lokalen und genossenschaftlichen Bereich auf großes Interesse gestoßen ist. In dem Zusammenhang wurde Interessierten die Unterstützung durch das Projektteam bei der Umsetzung des Konzeptes angeboten. Im ersten Workshop wurde dies auch explizit nachgefragt. Bisher wurde noch kein konkretes Projekt entwickelt, dennoch gibt es mehrere Ideen zur Umsetzung der entwickelten Betreibermodelle. Entsprechende Projekte befinden sich derzeit in der konzeptuellen Entwicklungsphase.

Aus den erarbeiteten Betreibermodellen wurden Handlungsempfehlungen abgeleitet (siehe Kapitel 16), die sowohl für Wissenschaft und Politik als auch für interessierte Akteure von Bedeutung sind. Diese werden mit Veröffentlichung des Projektberichts verbreitet.

18 Literaturverzeichnis

ads-tec GmbH (2014): StoraXe® Energy Storage Solutions Industrial & Infrastructure. Online verfügbar unter http://www.ads-tec.de/fileadmin/ads-tec/documents/Energy_Storage/brochure/Broschu%CC%88re_ads-tec_StoraXe_Industrial_Infrastructure_DE.pdf, zuletzt geprüft am 01.12.2015.

Agora Energiewende (Hg.) (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Agora Energiewende. Berlin.

Agora Energiewende (Hg.) (2015): Current and future cost of photovoltaic. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE).

Aguirre, Kimberly; Eisenhardt, Luke; Lim, Christian; Nelson Brittany; Norrig Alex; Slowik, Peter; Tu, Nancy (2012): Lifecycle Analysis Comparison of a Battery Electric Vehicle and a Conventional Gasoline Vehicle.

Albrecht, Uwe; Altmann, Matthias; Michalski, Jan; Raksha, Tetyana; Weindorf, Werner (2013): Analyse der Kosten erneuerbarer Gase. Eine Studie der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Hg. v. Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.

Albrecht, Uwe; Landinger, Hubert; Weindorf, Werner (2012): Erzeugungspfadanalyse Power to Gas. Kosten und Wirkungsgrade verschiedener Nutzungspfade im Vergleich. Ergebnispräsentation. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Berlin. Online verfügbar unter http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/2012/Vortraege_Power_to_Gas/LBST_Erzeugungspfadanalyse_dena-Berlin_13JUN2012.pdf, zuletzt geprüft am 25.03.2015.

Arnold, Markus (2015): Stromspeicher auf Quartiersebene. Analyse und Entwicklung eines Geschäftsmodells zur lokalen Stromnutzung und Vermarktung im Quartier.

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie (Hg.) (2015): 10.000-Haeuser-Programm EnergieBonusBayern. 7523-W Förderrichtlinien zur Durchführung des bayerischen 10.000-Häuser-Programms. Online verfügbar unter https://www.energieatlas.bayern.de/file/pdf/1783/10.000-Haeuser-Programm_-_Richtlinie.pdf, zuletzt geprüft am 12.04.2016.

bdew (Hg.) (2014): Definition des Begriffes Energiespeicher. Unter Mitarbeit von Hansjürgen Dittmer.

Bertuccioli, Luca; Chan, Alvin; Hart, David; Lehner, Franz; Madden, Ben; Standen, Eleanor (2014): Fuel cells and hydrogen. E4tech.

BET, BEE - Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.; ENERCON; LichtBlick; BET (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien. Bochum.

Blair, N.; Dobos, A. P.; Freeman, J.; Neises, T.; Wagner, M.; Ferguson, T. et al. (2014): System Advisor Model, SAM 2014.1.14: General Description.

BMWi (2014): Zahlen und Fakten - Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung.

Brown, Boveri & Cie (1986): Huntorf Air Storage Gas Turbine Power Plant - Energy Supply. Mannheim.

Bundverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft (2014a): bdew-Strompreisanalyse Juni 2014. Berlin.

Bundverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft (Hg.) (2014b): Definition des Begriffes Energiespeicher. Unter Mitarbeit von Hansjürgen Dittmer.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Hg.) (2012): InitiativE-BW. Elektrische Flottenfahrzeuge für Baden-Württemberg. Online verfügbar unter <http://www.initiative-bw.de/>, zuletzt geprüft am 02.05.2016.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (27.04.2016): Bundesminister Gabriel: Kaufprämie ist ein wichtiges Aufbruchsignal für Elektromobilität. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/DE/Themen/industrie,did=764824.html>, zuletzt geprüft am 02.05.2016.

Bundesverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft (Hg.) (2011): Zur Frage der Einstufung von Stromspeichern als Letztverbraucher im EEG und EnWG. Auswirkungen des § 37 EEG und des § 118 EnWG auf Stromspeichertechnologien. Berlin.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2015): Strompreisanalyse März 2015, zuletzt geprüft am 13.04.2015.

Bundesverband Energiespeicher (30.06.2015): Generelle Befreiung netzdienlicher Stromspeicher von Zahlung der Netzentgelte wichtiger Schritt für Marktentwicklung. Teschner, Helena.

Bundesverband Energiespeicher (2016): Prüfkriterien für Sicherheitsleitfaden Li-Ionen Hauspeicher jetzt verfügbar! Transparenter Maßstab der Branche für sichere Speicher. Hg. v. Bundesverband Energiespeicher. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bves.de/technische-dokumente/>, zuletzt geprüft am 12.04.2016.

Bur_am_Orde, Markus (2013): Technologievergleich und Untersuchung der Ökobilanz von Energiespeichersystemen für erneuerbare Energien. Lehrstuhl für Bauphysik - Universität Stuttgart (LBP).

BuW (2015): Wie Elektroautos das Stromnetz stabilisieren können. Ergebnispapier der Begleit- und Wirkungsforschung. Hg. v. Begleit- und Wirkungsforschung Schaufenster Elektro-

mobilität, BuWBUW. Cottbus-Senftenberg. Online verfügbar unter http://schaufenster-elektromobili-taet.org/media/media/documents/dokumente_der_begleit__und_wirkungsforschung/Ergebnis_papier_Nr_2__Microgrids_und_Elektromobilitaet_in_der_Praxis_-_Wie_Elektroautos_das_Stromnetz_stabilisieren_koennen.pdf, zuletzt geprüft am 22.02.2016.

C.A.R.M.E.N. e.V. (Hg.): Marktübersicht Batteriespeicher. Ein Informationsangebot. Online verfügbar unter <http://www.carmen-ev.de/sonne-wind-co/stromspeicher/batterien/813-marktuebersicht-fuer-batteriespeichersysteme>, zuletzt geprüft am 13.01.2015.

C.A.R.M.E.N. e.V. (Hg.) (2015): Marktübersicht Batteriespeicher. Ein Informationsangebot. Online verfügbar unter http://www.carmen-ev.de/files/Sonne_Wind_und_Co/Speicher/Markt%C3%BCbersicht-Batteriespeicher_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 31.07.2015.

Calaminus, Bernd (2009): Adiabater Druckluftspeicher als Option für Bulk-Stromspeicher. Vortrag bei der Hochschulgruppe KINE. Online verfügbar unter http://www.kine-ev.de/download/vortraege/20090218_Dr.Calaminus_Bulkstromspeicher.pdf, zuletzt geprüft am 25.03.2015.

Chen, Shuangyin; Fu, Xiaojiao; Chu, Mansheng; Liu, Zhenggen; Tang, Jue (2015): Life cycle assessment of the comprehensive utilisation of vanadium titano-magnetite. In: *Journal of Cleaner Production* 101, S. 122–128. DOI: 10.1016/j.jclepro.2015.03.076.

Conrad, J.; Pellingner, C.; Hinterstocker, M. (2014a): Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken. Forschungsstelle für Energiewirtschaft (ffe). München.

Conrad, J.; Pellingner, C.; Hinterstocker, M. (2014b): Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken. Hg. v. FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. Online verfügbar unter http://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwivt/Themen/Energie_und_Rohstoffe/Dokumente_und_Cover/2014-Pumpspeicher-Rentabilitaetsanalyse.pdf, zuletzt geprüft am 06.04.2016.

Crastan, Valentin (2012): Elektrische Energieversorgung II. Energie- und Elektrizitätswirtschaft, Kraftwerkstechnik und alternative Stromversorgung. 3. Aufl.: Springer-Verlag.

Crotogino, Fritz (2003): Einsatz von Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerken beim Ausgleich fluktuierender Windenergie-Produktion mit aktuellem Strombedarf. Kavernen Bau- und Betriebs-GmbH. Hannover. Online verfügbar unter http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/AKE2003H/AKE2003H_Vortraege/AKE2003H03a_Crotogino_CAES-Windausgleich_VDI.pdf, zuletzt aktualisiert am 25.03.2015.

Daimler AG (2012): Umweltbroschüre smart fortwo electric drive. Online verfügbar unter https://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKewjk2MK01aHMAhUmP5oKHYfRCEcQFgguMAA&url=https%3A%2F%2Fwww.daimler.com%2Fbilder%2Fnachhaltigkeit%2Fprodukt%2Fumweltzertifikate%2F2243138-umweltbrosch-re-smart-fortwo-electric-drive.pdf&usg=AFQjCNFIDwC_XfihEXcEzBUcngoRfVKOEw, zuletzt geprüft am 22.04.2016.

Daimler AG (2015a): Life Cycle. Umweltzertifikat für die neue B-Klasse. Online verfügbar unter http://www.mercedes-benz.de/content/media_library/hq/hq_mpc_reference_site/passenger_cars_ng/new_cars/models/b-class/w246/facts/03-2012/b-class_w246_environment_5597_de_03-2012_pdf.object-Single-MEDIA.download.tmp/b-class_w246_environment_5597_de_03-2012.pdf, zuletzt geprüft am 21.04.2016.

Daimler AG (2015b): Life-cycle. Umweltzertifikat Mercedes-Benz B-Klasse Electric Drive. Online verfügbar unter http://www.mercedes-benz.de/content/media_library/hq/hq_mpc_reference_site/passenger_cars_ng/world/innovation/sustainability/environmental_certificates/b-class_electric_drive_09-2015_pdf.object-Single-MEDIA.tmp/b-class_electric_drive_09-2015.pdf, zuletzt geprüft am 21.04.2016.

Dena (2014): Wasserstoff im Erdgasnetz. Deutsche Energie-Agentur. Online verfügbar unter <http://www.powertogas.info/power-to-gas/gas-speichern/wasserstoff-im-erdgasnetz.html>, zuletzt geprüft am 25.03.2015.

Denholm, Paul; Kulcinski, Gerald L. (2004): Life cycle energy requirements and greenhouse gas emissions from large scale energy storage systems. In: *Energy Conversion and Management* 45 (13-14), S. 2153–2172. DOI: 10.1016/j.enconman.2003.10.014.

Dennenmoser, Martin (2013): Potenziale, Möglichkeiten und Hemnisse der dezentralen Stromspeicherung mittels in Batteriespeichersystemen in elektrischen Verteilnetzen. Masterarbeit. FernUniversität Hagen. Hagen, zuletzt geprüft am 22.07.2014.

Díaz-González, Francisco; Sumper, Andreas; Gomis-Bellmunt, Oriol; Villafáfila-Robles, Roberto (2012): A review of energy storage technologies for wind power applications. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (4), S. 2154–2171. DOI: 10.1016/j.rser.2012.01.029.

Divya, K. C.; Østergaard, Jacob (2009): Battery energy storage technology for power systems—An overview. In: *Electric Power Systems Research* 79 (4), S. 511–520, zuletzt geprüft am 24.09.2014.

Doetsch, Christian; Grevé; Rohrig, Kurt; Hochloff, Patrick; Appen, Jan von; Trost, Tobias et al. (2014): Abschlussbericht Metastudie Energiespeicher. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Hg. v. Fraunhofer UMSICHT und Fraunhofer IWES.

Doetsch, Christian Dr.; Burfeind, Jens Dr. (2014): Batterietechnologien - jenseits von Lithium und Blei. Leopoldina-Symposium "Energiespeicher - der fehlende Baustein der Energiewende". Fraunhofer UMSICHT. Halle, 2014, zuletzt geprüft am 24.09.2014.

Dötsch, Christian; Kanngießer, Annedore; Wolf, Daniel (2009): Speicherung elektrischer Energie – Technologien zur Netzintegration erneuerbarer Energien. In: *uwf* 17 (4), S. 351–360. DOI: 10.1007/s00550-009-0150-3.

Dufour, Javier; Serrano, David P.; Gálvez, José L.; González, Antonio; Soria, Enrique; Fierro, José L.G. (2012): Life cycle assessment of alternatives for hydrogen production from renewable and fossil sources. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 37 (2), S. 1173–1183. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2011.09.135.

Edwards, R.; Larivé, J. F.; Beziat, J. C. (2011): Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and power trains in the European context. Report version 3c, July 2011. Luxembourg: Publications Office (EUR (Luxembourg. Online), 24952).

Energy Science Center ETH Zürich (Hg.) (2014): Pumpspeicher im trilateraleren Umfeld Deutschland, Österreich und Schweiz. Zürich. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/trilaterale-studie-zu-pumpspeicherkraftwerken-deutschland-oesterreich-schweiz-zusammenfassung,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 24.03.2016.

European Energy Exchange AG (EEX) (2015): Produkte - Energie - Strom. Leipzig. Online verfügbar unter <http://www.eex.com/de/produkte/energie/strom>, zuletzt geprüft am 31.07.2015.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (2015): Basisdaten Bioenergie Deutschland 2015.

Fallant, Lars (2016): Belectric - Pilotprojekt Alt Daber. Forschungsprojekt store2win. Stuttgart, 10.03.2016.

Ferreira, Helder Lopes; Garde, Raquel; Fulli, Gianluca; Kling, Wil; Lopes, Joao Pecas (2013): Characterisation of electrical energy storage technologies. In: *Energy* 53, S. 288–298. DOI: 10.1016/j.energy.2013.02.037.

Fischer, David; Härtl, Andreas; Wille-Hausmann, Bernhard (2015): Model for electric load profiles with high time resolution for German households. In: *Energy and Buildings* 92, S. 170–179. DOI: 10.1016/j.enbuild.2015.01.058.

Flury, Karin; Frischknecht, Rolf (2012): Life Cycle Inventories of Hydroelectric Power Generation. Hg. v. Öko-Institute e.V. ESU-services Ltd.

Fraunhofer ISE (2015): Strom- und Wärmelastprofile für das Referenzquartier. Unveröffentlichte Strom- und Wärmelastprofile für das Referenzquartier.

Fraunhofer ISI (2012): Electricity demand forecast in North Africa by reflecting GDP and population growth, Authors: Martin Pudlik and Inga Boie. Karlsruhe, Germany.

Fraunhofer UMSICHT; Fraunhofer IWES (Hg.) (2014): Abschlussbericht Metastudie Energiespeicher.

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) (2014): Photovoltaics Report. Freiburg. Online verfügbar unter <http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/photovoltaics-report-slides.pdf>, zuletzt geprüft am 08.05.2015.

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) (2015): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Freiburg.

Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT); Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) (2014): Metastudie Energiespeicher.

Frischknecht, Rolf (2013): Analyse und Beurteilung der Umweltverträglichkeit. Teil 2: Ökobilanzen (Life cycle assessment, LCA). Hg. v. ETH Zürich.

Fuhs, Michael (2014): Prognose 2030: Speicherstrom für fünf Cent pro Kilowattstunde. Online verfügbar unter http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/prognose-2030--speicherstrom-fr-fnf-cent-pro-kilowattstunde_100016727/.

Gattringer, Volker; Thomas, Frank (2016): Leasing und Elektromobilität. Hg. v. Bundesverband eMobilität e.V. Online verfügbar unter <http://www.bem-ev.de/leasing-und-elektromobilitat/>, zuletzt geprüft am 22.02.2016.

Gatzen, Christoph (2008): The Economics of Power Storage. Theory and Empirical Analysis for Central Europe. München: Oldenbourg Industrieverlag (Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, 63).

Getec Gruppe (2015): Weltweiter größter 2nd-Use-Batteriespeicher geht in Kürze ans Netz. Daimler AG, Madelaine Herdlitschka. Online verfügbar unter http://www.getec.de/upload/bilder/news/20151103_Presseinformation_Grter_2nd-Use_Energiespeicher_der_Welt.pdf, zuletzt geprüft am 22.02.2016.

Gildemeister energy solutions (2011): Vanadium Redox Batterien Nutzenpotenziale und Wirtschaftlichkeit bei der dezentralen Speicherung Erneuerbarer Energien. PV Austria: „Wind- und Sonnenstrom auf Vorrat“, 20.06.2011. Online verfügbar unter http://www.konstruktion.de/uploads/2013/02/3020_Widmann-2.pdf, zuletzt geprüft am 11.05.2015.

Gildemeister energy solutions (2013): CellCube Broschüre. Online verfügbar unter <http://energy.gildemeister.com/blob/176464/59fb7bf760528f6e01d01e93d868a5d1/broschuer-e-cellcube-download-data.pdf>, zuletzt aktualisiert am 01.04.2014, zuletzt geprüft am 11.05.2015.

Gillhaus, Axel; Crotogino, Fritz; Hübner, Sabine; Haubrich, Hans-Jürgen (2006): Verbesserte Integration großer Windstrommengen durch Zwischenspeicherung mittels CAES. Endbericht: Konsortium Alstom / Ecofys / E.ON Energie / KBB / IAEW / REpower / Vattenfall Europe Transmission, zuletzt geprüft am 02.04.2014.

Götz, Philipp; Henkel, Johannes; Lenck, Thorsten (2013): Zusammenhang von Strombörsenpreisen und Endkundenpreisen. Studie im Auftrag der Agora Energiewende. Hg. v. Energy Brainpool Analysis-Consultancy-Training. Berlin. Online verfügbar unter http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Agora_Studie_Stromboersen-Endkundenpreise_EnergyBrainpool_V1-1-28032013.pdf, zuletzt geprüft am 07.04.2016.

Graf, Frank; Götz, Manuel; Henel, Marco; Schaaf, Tanja; Tichler, Robert (2014): Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten - Teilprojekte B-D Abschlussbericht. Hg. v. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.

Hartmann, Niklas; Eltrop, Ludger; Bauer, Nikolaus; Salzer, Johannes; Schwarz, Simon; Schmidt, Maike (2012a): Stromspeicherpotenziale für Deutschland: Zentrum für Energieforschung, zuletzt geprüft am 27.03.2014.

Hartmann, Niklas; Eltrop, Ludger; Bauer, Nikolaus; Salzer, Johannes; Schwarz, Simon; Schmidt, Maike (2012b): Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Hg. v. Zentrum für Energieforschung. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER); Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische Strömungsmaschinen (IHS); Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). Stuttgart.

Helms, H.; Pehnt, M.; Lambrecht, U.; Liebich, A. (2010): Electric vehicle and plug-in hybrid energy efficiency and life cycle emissions. Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (Ifeu).

Helms, Hinrich; Jöhrens, Julius; Hannbuch, Jan; Höpfner, Ulrich; Lambrecht, Udo; Pehnt, Martin et al. (2011): UMBReLA Umweltbilanz Elektromobilität. Ergebnisbericht. Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH. Heidelberg.

Hildmann, Marcus; Pirker, Benedikt; Schaffner, Christian; Spreng, Daniel; Ulbig, Andreas (2014): Pumpspeicher im trilateralen Umfeld Deutschland, Österreich und Schweiz. Zusammenfassender Bericht. Hg. v. Eidgenössische Technische Hochschule (ETH).

Hirschl, Bernd: Power2Gas. Schlüsseltechnologie für die Energiewende? NetzGipfel der Bürger Energie Berlin. IÖW – Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, Berlin und Brandenburgische Technische Universität Cottbus. Online verfügbar unter http://www.buerger-energie-berlin.de/wp-content/uploads/131109-PtG-Hirschl_Netzgipfel-10Nov2013.pdf, zuletzt geprüft am 26.03.2015.

IBC Solar AG (2014a): IBC SolStore 6.5 Li Datenblatt. Online verfügbar unter http://sonnenstrom-bauer.de/files/Datenblatt_IBC_SolStore_6_5_Li.pdf, zuletzt geprüft am 01.12.2015.

IBC Solar AG (2014b): IBC SolStore XL1 Datenblatt. Online verfügbar unter <http://www.ibc-solar.de/fileadmin/content/homepage/speicher/Datenblatt-IBC-SolStore-XL1.pdf>, zuletzt geprüft am 01.12.2015.

IBC Solar AG (2014c): IBC SolStore XL1 Datenblatt. Online verfügbar unter <http://www.ibc-solar.de/fileadmin/content/homepage/speicher/Datenblatt-IBC-SolStore-XL1.pdf>, zuletzt geprüft am 01.12.2015.

IEA (2014): Technology Roadmap. Energy storage: International Energy Agency, zuletzt geprüft am 15.04.2014.

IEC (2011): Electrical Energy Storage. White Paper: International Electrotechnical Commission (IEC), zuletzt geprüft am 07.04.2014.

International Energy Agency (IEA) (2014): Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy - 2014 edition.

Jülch, Verena (2016): Comparison of Electricity Storage Options Using Levelized Cost of Storage (LCOS) Method. unpublished. In: *Applied Energy*.

Jülch, Verena; Telsnig, Thomas; Schulz, Maximilian; Hartmann, Niklas; Thomsen, Jessica; Eltrop, Ludger; Schlegl, Thomas (2015): A Holistic Comparative Analysis of Different Storage Systems using Levelized Cost of Storage and Life Cycle Indicators. In: *Energy Procedia* 73, S. 18–28. DOI: 10.1016/j.egypro.2015.07.553.

Jürgensen, Julia (2014): Techno-ökonomische Analyse und Bewertung von Druckluft- und Pumpspeichern sowie Ableitung von Betreibermodellen. Europa-Universität Flensburg, Flensburg.

KACO new energy (2014): Photovoltaik für Strom und Wärme. Modellprojekt Weinsberg. Online verfügbar unter <http://kaco-newenergy.com/de/lounge/modellprojekt-weinsberg/>, zuletzt geprüft am 31.07.2015.

Kairies, Kai-Philipp; Haberschusz, David; Magnor, Dirk; Leuthold, Matthias; Badeda, Julia; Sauer, Dirk Uwe (2015): Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher. Jahresbericht 2015. ISEA RWTH Aachen. Aachen. Online verfügbar unter <http://www.speichermonitoring.de/ueber-pv-speicher/studien.html>, zuletzt geprüft am 23.03.2016.

Kaldellis, J. K.; Zafirakis, D. (2007): Optimum energy storage techniques for the improvement of renewable energy sources-based electricity generation economic efficiency. In: *Energy* 32 (12), S. 2295–2305. DOI: 10.1016/j.energy.2007.07.009.

Karamanolis, Stratis (2003): Brennstoffzellen. Schlüsselemente der Wasserstofftechnologie. 1. Aufl.: Vogel Business Media.

KfW Bankengruppe (Hg.) (2016): Merkblatt Erneuerbare Energien. KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher". Online verfügbar unter <https://www.kfw.de/Download->

Center/F%C3%B6rderprogramme-%28Inlandsf%C3%B6rderung%29/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.pdf, zuletzt geprüft am 12.04.2016.

Klotz, Eva-Maria; Koepp, Marcus; Peter, Frank; Thamling, Nils; Wunsch, Marco; Ziegenhagen, Inka et al. (2014): Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.

Konstantin, Panos (2009): Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 2. bearbeitete und aktualisierte Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer.

Konstantin, Panos (2013): Praxisbuch Energiewirtschaft. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

Kost, Christoph; Mayer, Johannes N.; Thomsen, Jessica; Hartmann, Niklas; Senkpiel, Charlotte; Philipps, Simon et al. (2013): Levelized cost of electricity renewable energy technologies. Version November 2013. Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme. Freiburg.

Kost, Christoph; Thomsen, Jessica; Jülch, Verena; Saad Hussein, Noha (2015): Increase of PV Self-Consumption by DSM and Battery Storage. PVSEC. Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE. WIP. Hamburg, 17.09.2015.

Krafftahrtbundesamt (Hg.) (2015): Bestand an PkW in den Jahren 2006 bis 2015 nach ausgewählten Kraftstoffarten. Flensburg. Online verfügbar unter http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/b_umwelt_z.html, zuletzt geprüft am 22.02.2016.

Krampe, Leonard; Peter, Frank (2016): Auswirkungen von Batteriespeichern auf das Stromsystem in Süddeutschland. Hg. v. prognos.

Leonhard, W.; Buenger U.; Crotogino F.; Gatzen Ch.; Glaunsinger W.; Huebner S. et al. (2008): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. ETG Task Force Energiespeicher. Hg. v. VDE. Frankfurt am Main.

LichtBlick (2015): SchwarmBatterie. Online verfügbar unter <http://www.lichtblick.de/privatkunden/schwarm-energie/dienstleistungen/schwarmbatterie>, zuletzt geprüft am 15.07.2015.

LichtBlick SE (2016): SchwarmBatterie Häuser werden zu Energieerzeugern. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.lichtblick.de/geschaeftskunden/schwarm-energie/schwarmbatterie>, zuletzt geprüft am 21.03.2016.

Loisel, Rodica; Mercier, Arnaud; Gatzen, Christoph; Elms, Nick; Petric, Hrvoje (2010a): Valuation framework for large scale electricity storage in a case with wind curtailment. In: *Energy Policy* 38 (11), S. 7323–7337.

Loisel, Rodica; Mercier, Arnaud; Gatzen, Christoph; Elms, Nick; Petric, Hrvoje (2010b): Valuation framework for large scale electricity storage in a case with wind curtailment. In: *Energy Policy* 38 (11), S. 7323–7337. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.08.007.

Lund, Henrik; Salgi, Georges; Elmegaard, Brian; Andersen, Anders N. (2009): Optimal operation strategies of compressed air energy storage (CAES) on electricity spot markets with fluctuating prices. In: *Applied Thermal Engineering* 29 (5-6), S. 799–806. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2008.05.020.

Luthander, Rasmus; Widén, Joakim; Nilsson, Daniel; Palm, Jenny (2015): Photovoltaic self-consumption in buildings. A review. In: *Applied Energy* 142, S. 80–94. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.12.028.

Madlener, Reinhard; Latz, Jochen (2013): Economics of centralized and decentralized compressed air energy storage for enhanced grid integration of wind power. In: *Applied Energy* 101, S. 299–309. DOI: 10.1016/j.apenergy.2011.09.033.

Mahnke, Eva; Mühlenhoff, Jörg (2012): Strom speichern. *Renews Spezial: Agentur für Erneuerbare Energien*, zuletzt geprüft am 14.04.2014.

Mainzer, Kai; Fath, Karoline; McKenna, Russell; Stengel, Julian; Fichtner, Wolf; Schultmann, Frank (2014): A high-resolution determination of the technical potential for residential-roof-mounted photovoltaic systems in Germany. In: *Solar Energy* 105, S. 715–731. DOI: 10.1016/j.solener.2014.04.015.

Meyer, Franz (2007): Druckluftspeicher-Kraftwerke: Informationsdienst, BINE, zuletzt geprüft am 27.03.2014.

Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Energie und Verkehr Saarland (Hg.) (2015): Richtlinie zur Förderung von elektrischen Speichersystemen. Online verfügbar unter http://www.saarland.de/dokumente/thema_energie/Speicher-Richtlinie_End.pdf, zuletzt geprüft am 16.04.2016.

Moser, Peter (2014): Status der Entwicklung des adiabaten Druckluftspeichers ADELE. Leopoldina-Symposium. RWE Power. Halle, 06.02.2014. Online verfügbar unter http://www.leopoldina.org/fileadmin/redaktion/Politikberatung/pdf/Peter_Moser_-_Druckluftspeicher.pdf, zuletzt geprüft am 19.11.2015.

Moshövel, Janina; Kairies, Kai-Philipp; Magnor, Dirk; Leuthold, Matthias; Bost, Mark; Gähns, Swantje et al. (2015): Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption. In: *Applied Energy* 137, S. 567–575. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.07.021.

Nationale Plattform Elektromobilität, N. P.E. (2014): Fortschrittsbericht 2014- Bilanz der Marktvorbereitung. Hg. v. Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung. Berlin. Online verfügbar unter

https://www.bmbf.de/files/NPE_Fortschrittsbericht_2014_barrierefrei.pdf, zuletzt geprüft am 22.02.2016.

Neue Chancen für die Photovoltaik 2015. In: *Sonnenenergie*, 01/2015, S. 20–23. Online verfügbar unter http://www.dgs-franken.de/fileadmin/DGS-Franken/pdf/Neue_Chancen_fuer_die_Photovoltaik_2015.pdf, zuletzt geprüft am 11.04.2016.

Neupert, Ulrik; Euting, Thomas; Kretschmer, Thomas; Notthoff, Claudia; Ruhlig, Klaus; Weimert, Birgit (2009): *Energiespeicher. Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial*. Fraunhofer-Institut für Naturwissenschaftlich-Technische Trendanalysen, zuletzt geprüft am 28.03.2014.

Noack, Christoph; Burggraf, Fabian; Hosseiny, Seyed Schwan; Lettenmeier, Philipp; Kolb, Svenja; Belz, Stefan et al. (2015): *Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck*. DLR; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH; Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE; KBB Underground Technologies. Stuttgart.

Nowi, A.; Jakiel, C.; Moser, P.; Zunft, S. (2006): *Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke zur netzverträglichen Windstromintegration*. VDI-GET Fachtagung "Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung. Strom- und Wärmeerzeugung - Kommunale und industrielle Energieanwendungen. Leverkusen.

Nümann, Peter (2015): *Umlage-Fragen beim EE-Stromverbrauch vor Ort. Über die fragwürdige Erhebung der EEG-Umlage: Ein Exkurs*. In: *SONNENENERGIE* (5), S. 20–24.

Oliveira, L.; Messagie, M.; Mertens, J.; Laget, H.; Coosemans, T.; van Mierlo, J. (2015): *Environmental performance of electricity storage systems for grid applications, a life cycle approach*. In: *Energy Conversion and Management* 101, S. 326–335. DOI: 10.1016/j.enconman.2015.05.063.

Patyk, Andreas; Bachmann, Till M.; Brisse, Annabelle (2013): *Life cycle assessment of H2 generation with high temperature electrolysis*. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 38 (10), S. 3865–3880. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2013.01.063.

Pioch, Peter; Aigle, Thomas; Jörissen, Ludwig (2008): *Brennstoffzellen-Grundlagen - Aufbau und Funktion*. Basisseminar Brennstoffzellen- und Wasserstofftechnologie. WBZU. Ulm, 24.01.2008. Online verfügbar unter http://www.bba-bw.de/files/vortrag_bz-grundlagen-wbzu.pdf, zuletzt geprüft am 17.07.2015.

PV Magazine (Hg.) (2015): *Produktdatenbank Batteriespeichersysteme für Photovoltaikanlagen*. Online verfügbar unter <http://www.pv-magazine.de/marktuebersichten/batteriespeichersysteme/speicher-2015/?L=1%27%27>, zuletzt geprüft am 23.03.2016.

pv magazine Deutschland (2014): Marktübersicht Batteriespeicher für Photovoltaikanlagen. Hg. v. Solarpraxis AG. Solarpraxis AG. Online verfügbar unter <http://www.pv-magazine.de/marktuebersichten/batteriespeicher/>.

PV Magazine online (Hg.) (2015): Saniertes Mehrfamilienhaus mit Speicher, Photovoltaik und BHKW. Online verfügbar unter http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/saniertes-mehrfamilienhaus-mit-speicher--photovoltaik-und-bhkw_100021191/, zuletzt aktualisiert am 24.11.2015, zuletzt geprüft am 11.04.2016.

Quaschnig, Volker (2000): Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert. Techn. Univ., Habil-Schr--Berlin. Als Ms. gedr. Düsseldorf: VDI-Verl. (Fortschritt-Berichte VDI Reihe 6, Energietechnik, 437).

Randall, Tom (2015): SolarCity Taking Orders for Tesla Batteries Starting at \$5,000. Hg. v. Bloomberg. Online verfügbar unter <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-05-01/solarcity-taking-orders-for-tesla-batteries-starting-at-5-000?cmpid=yahoo>, zuletzt aktualisiert am 12.05.2015, zuletzt geprüft am 12.05.2015.

RAP (2014): Netzentgelte in Deutschland: Herausforderungen und Handlungsoptionen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

regelleistung.net (2014): Ausschreibungsübersicht. 50Hertz Transmission GmbH, Ampirion GmbH, Transnet BW, TenneT TSO GmbH. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public>.

regelleistung.net (2015): Ausschreibungsübersicht. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public>, zuletzt geprüft am 15.07.2015.

Reiner Lemoine Institut gGmbH (2012): SZENARIOBERECHNUNG EINER STROM- UND WÄRME-VERSORGUNG DER REGION BRANDENBURG-BERLIN AUF BASIS ERNEUERBARER ENERGIEN. Teilstudie: Stromversorgung der Region Brandenburg-Berlin auf Basis Erneuerbarer Energien.

Reiter, Gerda; Lindorfer, Johannes (2015): Global warming potential of hydrogen and methane production from renewable electricity via power-to-gas technology. In: *Int J Life Cycle Assess* 20 (4), S. 477–489. DOI: 10.1007/s11367-015-0848-0.

Ritthoff, Michael; Schallaboeck, Karl Otto (2012): Ökobilanzierung der Elektromobilität. Themen und Stand der Forschung. Hg. v. Wuppertal Institut.

Rundel, Paul; Meyer, Benedikt; Meiller, Martin; Meyer, Inge; Daschner, Robert; Jakuttis, Michael et al. (2013): Studie Speicher für die Energiewende. Fraunhofer UMSICHT. Sulzbach-Rosenberg. Online verfügbar unter <http://www.umsicht-suro.fraunhofer.de/content/dam/umsicht->

suro/de/documents/studien/studie_speicher_energiewende.pdf, zuletzt geprüft am 22.07.2014.

Rydh, Carl Johan (1999): Environmental assessment of vanadium redox and lead-acid batteries for stationary energy storage. In: *Journal of Power Sources* 80 (1-2), S. 21–29. DOI: 10.1016/S0378-7753(98)00249-3.

Sauer, Dirk U. (2016): Li-Ionen Batterien. IRES 2016. Düsseldorf, Deutschland, 15.03.2016.

Sauer, Dirk Uwe; Fuchs, Georg; Lunz, Benedikt; Leuthold, Matthias (2012): Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien. Im Auftrag der Smart Energy for Europe Plattform GmbH (SEFEP). Hg. v. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe. RWTH Aachen. Berlin.

Sauer, Dirk Uwe; Lunz, Benedikt; Magnor, Dirk (2013a): Marktanreizprogramm für dezentrale Speicher insbesondere für PV-Strom. Kurzugutachten. Unter Mitarbeit von Benedikt Lunz und Dirk Magnor. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit BMU. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen. Aachen, Berlin.

Sauer, Dirk Uwe; Lunz, Benedikt; Magnor, Dirk (2013b): Marktanreizprogramm für dezentrale Speicher insbesondere für PV-Strom. Kurzugutachten. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit BMU. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe. Aachen, Berlin. Online verfügbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/kurzugutachten_marktanreizprogramm_bf.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 02.04.2015.

Sauer, Dirk Uwe Prof. Dr. rer. nat. (2013): Marktanreizprogramm für dezentrale Speicher insbesondere für PV-Strom. Kurzugutachten. Unter Mitarbeit von Benedikt Lunz und Dirk Magnor. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit BMU. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen. Aachen, Berlin. Online verfügbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/kurzugutachten_marktanreizprogramm_bf.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

Schlesinger, Michael; Lindenberger, Dietmar; Lutz, Christian; Hofer, Peter; Kemmler, Andreas; Kirchner, Almut et al. (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Projekt Nr. 57/12 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Prognos AG; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln; Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH. Basel, Köln, Osnabrück. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerkte->

energiereferenzprognose-

endbericht,property%3Dpdf,bereich%3Dbmwi2012,sprache%3Dde,rwb%3Dtrue.pdf, zuletzt geprüft am 01.05.2015.

Schlick, Thomas; Hagemann, Bernhard; Kramer, Michael; Garrelfs, Jens; Rassmann, Alexander (2012): Zukunftsfeld Energiespeicher. Marktpotenziale standardisierter Lithium-Ionen-Batteriesysteme. Roland Berger, VDMA. Online verfügbar unter http://www.rolandberger.de/media/pdf/Roland_Berger_Zukunftsfeld_Energiespeicher_20120912.pdf, zuletzt geprüft am 20.02.2015.

Schlomann, Barbara; Wohlfarth, Katharina; Kleeberger, Heinrich; Hardi, Lukas; Geiger, Bernd; Pich, Antje et al. (2015): Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

Schoots, K.; Ferioli, F.; Kramer, G. J.; van der Zwaan, B. C. C. (2008): Learning curves for hydrogen production technology: An assessment of observed cost reductions. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 33 (11), S. 2630–2645. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2008.03.011.

Siemes, Philipp Mathias Karl (2008): Verbesserte Systemintegration von Windenergieanlagen mittels Druckluftspeichern. Aachener Beiträge zur Energieversorgung. 1. Aufl. Aachen: Klinkenberg.

Smolinka, Tom; Günther, Martin; Garche, Jürgen: NOW-Studie: Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Kurzfassung des Abschlussberichts. Stand Juli 2011. Fraunhofer ISE; FCBAT.

Spoos, David (2013): Energieautarkes Haus: Intelligent und lustvoll verschwenden. In: TALIS, S. 58–62. Online verfügbar unter <http://www.talisonline.de/2013/01/energieautark-haus-okologisch-bauen-timo-leukefeld/>, zuletzt geprüft am 05.01.2016.

Springer Professional (11.11.2015): Größter Second-Life-Batteriespeicher geht ans Netz. Online verfügbar unter <https://www.springerprofessional.de/energie/energiespeicher/groesster-second-life-batteriespeicher-geht-ans-netz/7069902?redirect=1>, zuletzt geprüft am 22.02.2016.

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2015a): Fachserie 4 Reihe 4.1.2 Produzierendes Gewerbe; Betriebe, Tätige Personen und Umsatz des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden nach Beschäftigtengrößenklassen 2014.

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2015b): Statistisches Jahrbuch - 22 - Energie.

Stenzel, Peter; Bongartz, Richard; Fleer, Johannes; Hennings, Wilfried; Linssen, Jochen; Markewitz, Peter (2014): Energiespeicher. Forschungszentrum Jülich.

Sterner, Michael; Stadler, Ingo (2014a): Energiespeicher. Bedarf, Technologien, Integration: Springer Vieweg.

Sterner, Michael; Stadler, Ingo (2014b): Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

Struck, Tobias (2015): Abschlussbericht zum Vorhaben "Batteriekraftwerk zur Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt". Hg. v. BUMB-Umweltinnovationsprogramm. Online verfügbar unter

http://www.umweltinnovationsprogramm.de/sites/default/files/benutzer/36/dokumente/20151215_bmu_abschlussbericht_uba_wemag.pdf, zuletzt geprüft am 08.04.2016.

Succar, Samir; Williams, Robert H. (2008): Compressed Air Energy Storage: Theory, Resources, And Applications For Wind Power / Energy Systems Analysis Group. Forschungsbericht: Princeton University.

Swiss Center for Life Cycle Inventories (ecoinvent) (2010): LCA database - ecoinvent 2.2. Duebendorf.

Telsnig, Thomas (2015): Standortabhängige Analyse und Bewertung solarthermischer Kraftwerke am Beispiel Südafrikas. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung.

Think (2012): Electricity Storage: How to Facilitate its Deployment and Operation in the EU. Final Report Hg v. European University Institute. Online verfügbar unter <http://think.eui.eu>.

Thomann, Robert; Schubert, Markus; Pickford, Gordon; Armin, Bossler (2014): Projekt Strombank. Innovatives Betreibermodell für Quartierspeicher. Online verfügbar unter <http://www.fachdokumente.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/111558/?COMMAND=DisplayBericht>, zuletzt geprüft am 31.07.2015.

Thomsen, Jessica; Metzger, Jochen; Senkpiel Charlotte; Schlegl, Thomas (2013): Economic PV potential in the Germany Industry – a sector and regional specific analysis.

Tiedemann, Albrecht; Srikandam, Chanthira; Kreutzkamp, Paul; Roth, Hans; Gohla-Neudecker, Bodo; Kuhn, Philipp (2008a): Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken. Hg. v. Deutsche Energieagentur (dena). Berlin.

Tiedemann, Albrecht; Srikandam, Chanthira; Kreutzkamp, Paul; Wagner, U.; Roth, Hans; Gohla-Neudecker, Bodo; Kuhn, Philipp (2008b): Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken. Abschlussbericht. Berlin, zuletzt geprüft am 07.08.2014.

TMWAT (2011): Pumpspeicherkataster Thüringen. Ergebnisse einer Potenzialanalyse. Hg. v. Thüringer ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie. Erfurt. Online verfügbar unter <http://apps.thueringen.de/de/publikationen/pic/pubdownload1272.pdf>, zuletzt geprüft am 22.03.2016.

Trechow, Peter (2014): Risiko Solarspeicher: „Einfamilienhäuser werden brennen“. In: *VDI Nachrichten*, 23.05.2014. Online verfügbar unter <http://www.vdi-nachrichten.com/Technik-Gesellschaft/Risiko-Solarspeicher-Einfamilienhaeuser-brennen>, zuletzt geprüft am 12.04.2016.

Trost, Tobias; Horn, Sönke; Jentsch, Mareike; Sterner, Michael (2012): Erneuerbares Methan. Analyse der CO₂-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland. In: *Z Energiewirtschaft* 36 (3), S. 173–190. DOI: 10.1007/s12398-012-0080-6.

Tuschy, Ilja (2008): Druckluftspeicherkraftwerke als Option zur Netzintegration Druckluftspeicherkraftwerke als Option zur Netzintegration erneuerbarer Energiequellen: Ein Vergleich der Konzepte. In: Technische Universität Dresden (Hg.): *Künftiges Brennstoff- und Technologieportfolio in der Kraftwerkstechnik*, Bd. 2. 40. Kraftwerkstechnisches Kolloquium. Dresden, 14.-15.10.2008 (2), S. 178–189.

DIN EN ISO 14040:2006, Oktober 2006: Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen.

van Oers, L. (2016): CML-IA database, characterisation and normalisation factors for mid-point impact category indicators. Version 4.5. Hg. v. Leiden University. Institute for Environmental Sciences. Leiden. Online verfügbar unter <https://www.universiteitleiden.nl/en/research/research-output/science/cml-ia-characterisation-factors>, zuletzt geprüft am 03.06.16.

Vattenfall GmbH; BTU Cottbus-Senftenberg (2014): Elektromobile als Kurzzeitspeicher. Pressemeldung. Unter Mitarbeit von Susann Thomanek und Kristina Krause. Online verfügbar unter <http://corporate.vattenfall.de/newsroom/pressemeldungen/2014/elektromobile-als-kurzzeitspeicher-geeignet/>, zuletzt geprüft am 16.03.2016.

Vazquez, Sergio; Lukic, Srdjan M.; Galvan, Eduardo; Franquelo, Leopoldo G.; Carrasco, Juan M. (2010): Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications. In: *IEEE Trans. Ind. Electron.* 57 (12), S. 3881–3895, zuletzt geprüft am 24.09.2014.

Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V. (2015): BATTERIE-SPEICHER IN DER NIEDER- UND MITTEL SPANNUNGSEBENE. Anwendungen und Wirtschaftlichkeit sowie Auswirkungen auf die elektrischen Netze.

Volkswagen AG (2012): Die e-Mission. Elektromobilität und Umwelt.

Wagner, Eberhard (2003): Inwiefern haben Pumpspeicher-Kraftwerke eine Bedeutung für die Sicherheit der Stromversorgung? Online verfügbar unter <http://www.energie-fakten.de/pdf/pumpspeicherkraftwerke.pdf>, zuletzt geprüft am 25.03.2015.

Weber, Alexander; Beckers, Thorsten; Feuß, Sebastian; Hirschhausen, Christian von; Hoffrichter, Albrecht; Weber, Daniel (2014): Potentiale zur Erzielung von Deckungsbeiträgen für Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz, Österreich und Deutschland. Berlin.

Weniger, Johannes; Bergner, Joseph; Tjaden, Tjarko; Quaschnig, Volker (2015): Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende. Berlin: BWV Berliner Wissenschafts-Verlag.

Wietschel, Martin; Arens, Marlene; Dötsch, Christian; Herkel, Sebastian; Krewitt, Wolfram; Markewitz, Peter et al. (2010): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. Technologienbericht. 1. Aufl. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.

Will, Ekkehard (2015): Einführung in den Börsenhandel mit Energie. European Energy Exchange AG. 15. E-world energy & water. Essen, 12.02.2015, zuletzt geprüft am 31.07.2015.

Wolf, Daniel; Dötsch, Christian (2009): Druckluftspeicherkraftwerke. Bewertung und Charakterisierung von netzintegrierten druckluftbasierten Energiespeicherkonzepten: Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits-, Energietechnik UMSICHT, zuletzt geprüft am 28.03.2014.

Yekini, Mohammed Suberu; Wazir, Mohd Mustafa; Bashir, Nouruddeen (2014): Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 35, S. 499–514. DOI: 10.1016/j.rser.2014.04.009.

ZAE Bayern; IBC Solar AG (05.05.2015): Quartierspeicher von IBC SOLAR als Baustein für die Energiewende in Bayern. Bad Staffelstein/Hof. Marco Siller, IBC Solar AG. Online verfügbar unter <http://www.ibc-solar.de/uploads/media/150505-Epplas-IBC-ZAE.pdf>, zuletzt geprüft am 15.04.2016.

Zunft, S. (2007): Druckluftspeicherkraftwerke - ein Element zur Netzintegration erneuerbarer Energien: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), zuletzt geprüft am 03.04.2014.

19 Vorträge und Veröffentlichungen

Im Rahmen des Forschungsprojektes wurden die erarbeiteten Ergebnisse bei verschiedenen Veranstaltungen bzw. Zeitschriften in Vorträgen/Postern/Veröffentlichungen vorgestellt:

Vorträge:

Hartmann, Niklas; Jülch, Verena: *Decentralized Market Operator (DMO) - opportunities for an effective storage use*. Grid Scale Storage Conference, 07/2014

Jülch, Verena; Hartmann, Niklas; Thomsen, Jessica; Niederberger, Marlen; Wassermann, Sandra: *Betreibermodelle für Stromspeicher - Überblick und Ergebnisse des Workshops "Betreibermodelle für lokale Energiespeicher"*. Kongress "Energie- und Energiespeichertechnologien - Forschung trifft Praxis", 11/2014

Jülch, Verena; Jürgensen, Julia: *Levelized Cost of Storage Method Applied to Compressed Air Energy Storage*. SmartER Europe, 02/2015

Jülch, Verena; Telsnig, Thomas: *A Holistic Comparative Analysis of Different Storage Systems using Levelized Cost of Storage and Life Cycle Indicators*. International Renewable Energy Storage Conference (IRES), Düsseldorf, 03/2015

Thomsen, Jessica; Jülch, Verena; Saad Hussein, Noha; Kost, Christoph: *Increase of PV Self-Consumption by DSM and Battery Storage*. PVSEC, 09/2015

Unterreiner, Lea; Jülch, Verena; Reith, Sören: *Recycling of Battery Technologies - Ecological Impact Analysis Using Life Cycle Analysis*. International Renewable Energy Storage Conference (IRES) 2016, Düsseldorf, 03/2016

Wassermann, S./Niederberger, M. (2015): *The future of energy cooperatives in the German low-carbon electricity transition project*, Vortrag auf der Mid-term conference des Sociology of Risk and Uncertainty Research Network 22 der European Sociological Association (ESA): „Risk, Uncertainty and Transition“, 8.-10. April 2015 in Stuttgart.

Poster:

Jülch, Verena; Arnold, Markus: *SmartQuarter – A Business Model for Electricity Storage Systems*. Poster auf der International Renewable Energy Storage Conference (IRES), Düsseldorf, 03/2016. Posterpreis 3. Platz

Veröffentlichungen:

Jülch, Verena; Jürgensen, Julia; Hartmann, Niklas; Thomsen, Jessica; Schlegl, Thomas (2015): *Levelized Cost of Storage Method Applied to Compressed Air Energy Storage*, proceedings SmartER Europe 2015

Unterreiner, Lea; Jülch, Verena; Reith, Sören: *Recycling of Battery Technologies – Ecological Impact Analysis Using Life Cycle Assessment (LCA)*, proceedings International Renewable Energy Storage Conference (IRES) 2016

Jülch, Verena; Telsnig, Thomas; Schulz, Maximilian; Hartmann, Niklas; Thomsen, Jessica; Eltrop, Ludger; Schlegl, Thomas (2015): *A Holistic Comparative Analysis of Different Storage Systems using Levelized Cost of Storage and Life Cycle Indicators*, in: Energy Procedia 73, S. 18-28. DOI: 10.2016/j.egypro.2015.07.553

Niederberger, M./Wassermann, S. (2015): *Die Zukunft der Energiegenossenschaften: Herausforderungen und mögliche Ansätze für zukünftige Geschäftsmodelle*, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 65. Jg. Heft 8: 55-57.

Anhang

Im Folgenden sind die Ergebnisse der drei projektbegleitenden Workshops beschrieben.

Store2Win

Ergebnisse des Workshops „zukünftige Betreibermodelle für lokale Energiespeicher“

Dr. Marlen Niederberger und Sandra Wassermann

02.12.2014

Inhalt

Einleitung.....	3
Rolle lokaler Akteure in der Energiewende.....	4
Diskussion der ökonomischen Analyse.....	8
Diskussion eines konkreten Betreibermodells.....	9
Literatur.....	11

Einleitung

Die Energiewende bedeutet eine Abkehr von fossilen Energieträgern und damit den Ausstieg aus der Atomenergie und die Nutzung erneuerbarer Energien. Bis 2050 soll der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch von rund 12% (Stand Jahr 2011) auf 60% gesteigert werden. Der Anteil des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien soll bis 2020 auf 35% und bis 2050 auf mind. 80 % ausgebaut werden (vgl. BMWi; BMU 2010).

Die damit verknüpften Herausforderungen sollen im Forschungsprojekt „Betreibermodelle für Stromspeicher“ (kurz „Store2Win“) untersucht werden. Das Forschungsprojekt wird vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), dem Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart (IER) und COMPARE Consulting im Rahmen des Programms BWPLUS des Landes Baden-Württemberg durchgeführt. Die Betreibermodelle werden durch das ISE und das IER mittels einer detaillierten ökonomischen und ökologischen Analyse für verschiedene Versorgungsaufgaben (u. a. Einzelobjekte, Regionen- und Bundeslandebene) erarbeitet. In drei Workshops mit verschiedenen Stakeholdern aus dem Bereich Stromspeicher sollen die wissenschaftlichen Ergebnisse kritisch diskutiert und reflektiert werden. Auf diese Weise soll der Praxisbezug sichergestellt und zudem das praktische Expertenwissen der Stakeholder systematisch in die wissenschaftlichen Analysen integriert werden. Die Konzeption und Durchführung der Workshops wird maßgeblich von COMPARE verantwortet.

Der erste Workshop fand am 8. Oktober 2014 am ISE in Freiburg statt und konzentrierte sich auf das Thema „lokale Stromspeicher“. Lokale Akteure gelten als Schlüsselfiguren der Energiewende. Dazu zählen Gewerbetreibende, Landwirte, Kommunen und Bürger aber auch neue Akteure wie Stadtwerke, Energiegenossenschaften und Prosumer. Jeder dieser Akteure leistet einen aktiven Beitrag zum Gelingen der Energiewende. Um die bisherige Rolle lokaler Akteure in der Energieversorgung und zukünftig in der Stromspeicherung kritisch in den Blick zu nehmen, wurde der Workshop mit 17 Experten aus den Bereichen Wissenschaft, Energieversorgung, Energiegenossenschaft, Wohnungsunternehmen und private Unternehmen durchgeführt. Zentrales Anliegen war es, Hemmnisse und Herausforderungen bei der aktuellen Debatte um Betreibermodelle für Stromspeicher kritisch zu hinterfragen.

Der Workshop gliederte sich in vier Phasen:

1. Diskussion der Rolle lokaler Akteure in der Energiewende allgemein
2. Ökonomische Analyse von Batteriespeichern
3. Diskussion des Betreibermodells „Energiedepot“
4. Konkretisierung der Erkenntnisse für zentrale lokale Akteure im Hinblick auf ihre Leistungen, ihren Bedarf und den an sie gestellten Erwartungen

In Vorbereitung des Workshops wurden acht leitfadengestützte Experteninterviews durchgeführt. Der vorliegende Bericht fasst die Ergebnisse der vorab geführten Expertengespräche und die des Workshops zusammen.

Rolle lokaler Akteure in der Energiewende

Dezentrale Strukturen der Energieversorgung, Diversifizierung der Energiemarkt-Akteure und Demokratisierung der Energieversorgung (vgl. Jakubowski & Koch 2012) sind zentrale Schlagworte mit denen die Veränderungen und Herausforderungen der Energiewende vor allem auf der lokalen Ebene beschrieben werden können. Damit werden lokale Akteure zu Schlüsselfiguren der Energiewende. Diese Entwicklungen bieten die Chance, regionale Potenziale aufzudecken, zu nutzen und bei positiven Erfahrungen mit EE-Anlagen das lokale Selbstverständnis und die Ortsbindung positiv zu beeinflussen (vgl. Hilebrand et al. 2012). Damit offenbaren sich Chancen für Kommunen (z.B. Imagesteigerung, neue Arbeitsplätze, Steuern), Wirtschaft (z.B. EE-Anlagenhersteller, Maschinenbau, Projektierer) und Bürger (z.B. Renditen). Die kommunale Wertschöpfung wurde 2011 mit ca. 9 Mrd. Euro berechnet (vgl. Hirschl et al. 2010).

Konkret spielen lokale Akteure als Unterstützer, Verbraucher, Investoren und Energieversorger eine zentrale Rolle in der Energiewende.

1. als Unterstützer: Die große Mehrheit der deutschen Bevölkerung unterstützt den Ausbau erneuerbarer Energien (Zustimmung bei allen repräsentativen Umfragen über 90 %). Es findet sich auch eine breite Akzeptanz bezüglich der möglichen Folgen des Ausbaus erneuerbarer Energien (vgl. Jahresreport Föderal-Erneuerbar 2013). So bewerten 61% der Befragten ohne Vorerfahrung und 73% der Befragten mit Vorerfahrung in der Nachbarschaft Windenergieanlagen mit „sehr gut“ bzw. „gut“. Derartige Zahlen dürfen aber, wie die Experten betonen, nicht darüber hinweg deuten, dass es auch kritische Stimmen und Beteiligungsprojekte gibt. Des Weiteren wünschen sich drei von vier Deutschen Strom aus Erneuerbaren Energien (vgl. Wunderlich & Vohrer 2012) und sind auch bereit, zu einem gewissen Teil die Kosten der Energiewende mit zu tragen. Die jährliche Zahlungsbereitschaft wird für 2013 auf 3,8 Mrd. Euro geschätzt, was jedoch nur einen Bruchteil der tatsächlichen Kosten der Energiewende darstellt (vgl. Dr. Grieger & Cie. 2013).

2. als Konsument: Einzelne alternative nachhaltige Verhaltensweisen werden zunehmend attraktiver (z.B. zunehmende Attraktivität des Nutzens statt Besitzens). Allerdings zeigt sich auch hier die für den Umweltbereich häufig diskutierte Lücke zwischen verbalisierter Unterstützung und aktiver Nutzung. Zwar wünschen sich drei von vier Deutschen Strom aus EE, aber nur 18% der Haushalte in Deutschland beziehen tatsächlich Ökostrom (vgl. Wunderlich & Vohrer 2012). Die meisten Haushalte beziehen keinen Ökostrom und planen auch keinen Wechsel.

3. als Investor: Bürger finanzieren die Energiewende mit - entweder beispielsweise als reiner Geldgeber (z.B. Schuldverschreibungen, Genussrechte, Darlehen, Private Placement, Geschlossene Fonds, stille Beteiligung) oder aber als Geldgeber und Miteigentümer (Gesellschafteranteile, Genossenschaftsanteile, Aktienanteile). Im letzten Fall finden sich vor allem Beteiligungen an Energiegenossenschaften oder Anteile an Windparks. Bei einem Bürgerenergievorhaben investieren die meisten Bürger in einem Bereich zwischen 1.000 und 10.000 Euro (vgl. Degenhart & Nestle 2014). Hauptmotive sind der Umweltschutz und das Vorantreiben der Energiewende. Allerdings sind finanzielle Motive nicht zu vernachlässigen. So erwarten Genossenschaften im PV-Bereich Renditen zwischen 2,2 und 6,4% vor Steuern (vgl. Degenhart & Nestle 2014). Die Relevanz von Mindest-Renditen wird während des Workshops immer wieder herausgearbeitet. Betont wird hierbei von einigen Experten, dass die konkrete Renditeerwartung standort- und technologieabhängig ist und weniger von der

Gesellschaftsform abhängt. Die Erfahrungen zeigen aber, dass die Renditen bei Energiegenossenschaften geringer sind als bei anderen Gesellschaftsformen, was unter anderem auf die Art der Erzeugungsanlage zurückgeführt wird. Die Ausschüttung einer Genossenschaft liegt nach Einschätzung der Experten des Workshops zwischen 0 und 5% vor Steuern. Die Experten betonen zudem, dass die Renditeerwartung ein wesentlicher Grund für die Beteiligung von Bürgern in Energiegenossenschaften ist. Für die Anleger spielt dabei der aktuelle Zinssatz eine zentrale Rolle: Liegt dieser niedriger als die erwartete Rendite, sind sie eher bereit sich finanziell zu beteiligen. Bei den Erzeugungsanlagen war die Rendite durch das EEG über 20 Jahre gesichert, bei der Speicherung gibt es diese Sicherheit jedoch nicht, wodurch nach Ansicht der Experten und Stakeholder die Renditeerwartung der Bürger und Investoren steigt.

4. als Erzeuger: Gemessen an der installierten Leistung von Erneuerbaren Energien dominieren mittlerweile Privatpersonen (vgl. Jahresreport Föederal-Erneuerbar 2013). Von der installierten Leistung 2010 in Höhe von 72.900 MW entfielen 35% auf Privatpersonen, gefolgt von Landwirten (11%) und dem Gewerbe (14%) (vgl. Jahresreport Föederal-Erneuerbar 2013). Vor allem Energiegenossenschaften (über 700 in Deutschland) spielen hierbei eine zentrale Rolle. Mehr als 90% der Mitglieder sind Privatpersonen. Die Geschäftsführung erfolgt bei nahezu allen ehrenamtlich (vgl. Volz 2012: 519). Auch Stadtwerke verzeichnen in den letzten Jahren einen kontinuierlichen Aufwärtstrend bei Neugründungen (vgl. Berlo & Wagner 2013). Die Mehrheit der Neugründungen findet sich in Gemeinden mit 10.000 bis 50.000 Einwohnern. Große Kommunen besitzen meist bereits eigene Stadtwerke. Kleineren Kommunen fehlen oftmals das Fachpersonal, die Expertise bei der Umsetzung sowie der tatsächliche Nutzen. Die meisten neuen Stadtwerke befinden sich ganz bzw. überwiegend in kommunalen Händen. Bei gesellschaftlichen Beteiligungsmodellen werden oft Stadtwerke direkter Nachbarkommunen einbezogen. Verbunden werden damit die Bündelung von Wissen, die Stärkung der regionalen Zusammenarbeit und die Kommunikation auf „Augenhöhe“.

5. zukünftige Rolle in der Stromspeicherung: Die Entwicklungen verdeutlichen die bisherige Leistung und das Engagement lokaler Akteure in der Energiewende. Inwiefern sie diese Funktion auch zukünftig, gerade im Bereich der Stromspeicherung ausüben können, ist noch unklar. Bisher finden sich auf lokaler Ebene keine konkreten Betreibermodelle, die Stromspeicher integrieren. Nach Ansicht der Experten und Stakeholder sind Stromspeicher momentan nur für Privatkunden ein Thema, vor allem für diejenigen die eine neue PV-Anlage planen. Hintergrund ist ein KfW-Programm, welches „nur“ solche Solarstromspeicher fördert, die entweder in Verbindung mit einer neu zu bauenden Photovoltaikanlage angeschafft werden oder Speicher, die eine bestehende Photovoltaikanlage nachrüsten, wenn die PV-Anlage nach dem 31.12.2012 in Betrieb genommen wurde. Ebenso soll die PV-Anlage, um förderfähig zu sein, keine Nennleistung höher 30 kWp besitzen. Ob Neubau oder Bestand ist hierbei nicht von Belang. Doch vollends wirtschaftlich wird ein Batteriespeicher durch die Förderung zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht (vgl. Leitfaden Solarstromspeicher 2013). Dies ist jedoch, wie die Experten betonen, nicht auf die Technik, sondern auch auf die Steuern und Abgaben zurückzuführen. Dennoch sind in den ersten zwei Monaten der KfW-Speicherförderung im Mai und Juni 2013 bereits über 500 Anträge für dezentrale Speichersysteme eingegangen (vgl. trend:research und der Leuphana Universität Lüneburg 2013: 58). Die hohe Nachfrage bestätigen auch einige der geladenen Experten. In einem Vorabinterview betont ein Experte die Nachfrage der Privatkunden wie folgt:

Also ich sage mal, Heimspeicher ja, auf jeden Fall im Pionierbereich, also da rechnet man in diesem Jahr schon mit 4000-5000 Anlagen, die da verkauft werden. Das ist im Verhältnis zur

Gebäudezahl natürlich immer noch im Promillebereich, aber alle Prognosen gehen davon aus, dass das in den nächsten Jahren stark zunehmen wird. Jetzt durch das EEG natürlich auch nochmal bedingt, gerade die kleinen Speicher, die 10kW-PV- Anlagen, das wird sicherlich dann eine Kombination sein, die man dann schlüsselfertig an den Endkunden verkaufen wird. (Experte Geschäftsmodelle im EE-Bereich)

Für Energiegenossenschaften, Energieversorger oder Kommunen sind Stromspeicher momentan ein interessantes Zukunftsfeld. Sowohl beim Workshop als auch bei den Interviews betonen die Experten dieses Interesse und Vertreter von Dachorganisationen und Beratungsfirmen bestätigen entsprechende Anfragen. Informationsveranstaltungen über technische und ökonomische Aspekte der Stromspeicherung werden gut frequentiert. Hintergrund ist nach Ansicht der Experten die EEG-Novelle, nach der EE-Anlagen weniger stark gefördert werden und Energiespeicher damit interessanter werden.

Allerdings können bisher keine konkreten Stromspeicher-Projekte, bei denen Energiegenossenschaften beteiligt sind, identifiziert werden.¹ Mit dem Forschungsprojekt store2win „*seien wir deshalb zu früh*“ – so der Tenor einiger Experten bei den Vorabinterviews. Einigkeit besteht aber darin, dass Energiespeicher ein großes Potenzial bieten, auch weil es in der Regel keine Akzeptanzprobleme gibt. Hintergrund der bisherigen Zurückhaltung von Energiegenossenschaften ist nach Ansicht der Experten vor allem die EEG Novelle und das Kapitalanlagengesetz. Die dortigen Formulierungen und Regelungen sorgen für Verunsicherung bei diesem lokalen Akteurstyp und deren Klärungen haben im Jahr 2014 Ressourcen gebündelt. So beschäftigt nach Experteneinschätzung Energiegenossenschaften beispielsweise die Auslegung der Formulierung „*überwiegend operativ tätig*“ des Kapitalanlagengesetzes, die erfüllt sein muss, damit die Genossenschaften nicht unter das Gesetz fallen.

Also es gibt keine allgemein gültigen Aussagen darüber, sondern im Prinzip muss jeder Einzelfall, wenn da irgendwie Beteiligungen im Spiel sind oder bestimmte GmbH-Verträge im Spiel sind, muss jeder Einzelfall von der BaFin geprüft werden. Das hat natürlich zu einer großen Unruhe bei den Genossenschaften geführt und ist letztendlich auch keine Rechtssicherheit, ... und das ist natürlich was, was für Ehrenamtliche und meistens sind es ja ehrenamtliche Akteure, zumindest bei uns im Land, einen extrem hohen Unsicherheitsfaktor ausmacht (Experte Energiegenossenschaft)²

Im Zusammenhang mit der EEG-Novelle werden von den Experten die geringen Einspeisevergütungen und das zukünftige Auktionsverfahren als kritisch und große Herausforderung bzw. Hemmnis für lokale Akteure gesehen. Die Hemmnisse im Zusammenhang mit Auktionsverfahren formuliert ein Experte folgendermaßen:

Also Ausschreibungen als solche sehen wir als sehr bedenklich für Bürgerenergieakteure, jetzt nicht nur für Energiegenossenschaften sondern grundsätzlich für Bürgerenergie. Weil die natürlich gar nicht die großen Kapazitäten haben, die man da braucht, weil sie regional beschränkt sind, in der Regel wollen die sich ja nicht um Flächen bewerben, die irgendwie Hunderte von Kilometer oder

¹ Erwähnt wird von einem Experten das Speicherprojekt von EVOHAUS, TNO und dem Kit. Dahinter verbirgt sich ein Siedlungskonzept an drei Standorten, bei denen der Wärmebedarf vorrangig umweltfreundlich und kostengünstig durch die Sonne abgedeckt wird. Mittels Solarstrom werden Wärmepumpen angetrieben. Die Wärmepumpen werden bevorzugt dann eingeschaltet, wenn genügend Solarstrom erzeugt wird. Wassertanks speichern überschüssige Wärme und versorgen die Siedlung zu sonnenarmen Zeiten. Ein Energiemanagementsystem überwacht und steuert die Speichertanks und Wärmepumpen (vgl. <http://evohaus-irq.com/>)

² Um überwiegend operativ tätige Genossenschaften handelt es sich, wenn die Genossenschaft die Anlagen selbst betreibt. Dann entstehen für die Genossenschaft keine Probleme, da sie nicht unter die Regelungen des Kapitalanlagengesetzbuches fällt. Wenn eine Genossenschaft nicht überwiegend operativ tätig ist, muss sie sich bei der BaFin registrieren lassen. Darunter können etwa Beteiligungen an Großprojekten fallen, die nicht rein genossenschaftlich, sondern in Kooperation mit Stadtwerken und Kommunen umgesetzt werden. Die Genossenschaften stehen dann vor einem umfangreichen Kriterienkatalog mit sehr hohen und kaum zu erfüllenden Anforderungen. So müssen zum Beispiel Vorstände eine umfassende Qualifikation nachweisen. Dies wird für die überwiegend ehrenamtlich geführten Bürgerenergiegenossenschaften ein riesiges Problem darstellen.

werden sich nicht um Flächen bewerben, die Hunderte Kilometer von ihrem Aktionsradius entfernt sind und wenn sie jetzt keinen Zuschlag für Flächen bekommen, die bei ihnen in der Nähe sind, dann haben sie praktisch keine Möglichkeit Projekte umzusetzen. (Experte Energiegenossenschaft)

Neben den rechtlichen Rahmenbedingungen spielt bei Energiegenossenschaften die Problematik des Ehrenamts eine zentrale Rolle, da gerade im Hinblick auf das Thema Stromspeicher ein gewisses Knowhow wichtig ist. Dadurch wächst die Relevanz von Zusammenschlüssen und Dachorganisationen.

Auf dem Workshop wird aber auch deutlich, dass es bei der Energiewende nicht darum gehen kann, ausschließlich Insellösungen und Autarkiebestrebungen einzelner zu fördern. Schlagwort ist hier das „Solidaritätsprinzip“. Denn die bestehenden stabilen Stromnetze leiden, wenn jeder einzelne autark seinen Strom erzeugt, speichert und verbraucht. Eine weitere Optimierung der dezentralen Versorgung würde das Gesamtsystem teurer machen. Deshalb wird nach Hinweisen der Experten zukünftig per Gesetz „die Optimierung der eigenen Person“ unterbunden. Wichtig ist für die Experten, mit einem solidaren Beitrag das Gesamtsystem zu optimieren. Das beinhaltet auch den Beitrag für eigenerzeugten Strom. Nicht nur der Stromverbraucher muss an den Netzkosten beteiligt werden, auch der Erzeuger.



Abbildung 1: Impressionen von dem Workshop

Diskussion der ökonomischen Analyse

In dem zweiten Vortrag wurden am Beispiel von Batteriespeichern aktuelle Erkenntnisse der ökonomischen Analyse des ISE vorgestellt. Hintergrund ist die Annahme, dass aufgrund von Überschussleistung und -energie Speichertechnologien zukünftig an Bedeutung gewinnen werden.

Es gibt verschiedene Speicher, die vor allem für die lokale Anwendung bereits die technische Reife besitzen. Dazu gehören:

- Li-Ion; Vanadium-Redox-Flow
- Saisonale Wärmespeicher
- Gasspeicher

Eine Vielzahl an Firmen bieten Stromspeicher an. Dazu gehören beispielsweise Saft, Akasol, Cellstrom, PlanEnergi oder Schüco und Vaillant.

Bis heute sind die Installationszahlen von Batteriespeichern gering. 2013 wurden ca. 2.700 Neuanlagen unter KfW-Förderung eingebaut bzw. integriert. Doch wirtschaftlich sind Speicher im lokalen Bereich bisher selten - trotz der derzeitigen KfW-Förderung von Speichern in Privathaushalten. Von den Experten wird darauf hingewiesen, dass neben der KfW-Förderung eine 100%ige Finanzierung mit Fremdkapital möglich ist.

Über die LCOS (Levelized Cost of Storage) berechnet das ISE die Kosten je ein- und ausgespeicherten kWh Strom. Berücksichtigt werden dabei die jährlichen Betriebskosten, die Investitionskosten, der jährliche Energieertrag sowie die Diskontierungsrate (WACC). Für alle anfallenden Einrichtungs- und Betriebskosten der Anlage werden jährliche Durchschnittskosten gebildet und der durchschnittlichen jährlichen Erzeugung gegenübergestellt. Speicher mit unterschiedlicher Erzeugungs- und Kostenstruktur können hierdurch miteinander verglichen werden. Es wird eine beispielhafte Berechnung des Einsatzes eines Batteriespeichers in Haushalten zur Eigenstromverbrauchserhöhung vorgestellt und diskutiert.

Von einigen Experten wird betont, dass Marktanbieter von Stromspeichern viele Interessenten und Nachfrager haben. Zurzeit herrscht ein großer Informationsbedarf. Angeboten werden Speicher momentan vor allem für einzelne Haushalte. Nach Angaben der Experten werden 30-50% der neuen PV-Anlagen mit Speichern angeboten und etwa 30% werden letztendlich mit Speichern verkauft. Dabei wird die Vorteilhaftigkeit der Kombination von PV plus Speicher in den Beratungsgesprächen in den Vordergrund gestellt und die höhere Rentabilität eines PV-Systems gegenüber einem PV-Batterie-System nicht diskontiert. Die Speicherkosten werden dabei über das System gemittelt und nicht unabhängig betrachtet, womit sich für das PV-Batteriesystem deutlich geringere LCOS ergeben als bei der allgemeinen LCOS Betrachtung. Dies ist nach Ansicht der Experten eine Erklärung für die häufige Kombination von PV-Anlagen und Speichern. Betont wird von den Experten aber auch, dass es in den Haushalten weniger um die Stromspeicher- und Stromgestehungskosten in ct/kWh geht, sondern mehr um den erreichbaren Autarkiegrad.

Die Pionierarbeit auf der Ebene einzelner Bürger ist nach Ansicht der Experten wichtig, allerdings braucht es für die Durchdringung des Marktes ökonomisch sinnvolle Modelle. Im Hinblick auf die Einbindung von Kommunen und Energiegenossenschaften ist viel Kommunikations- und Vertrauensarbeit notwendig. Mit Referenzanlagen können Unsicherheiten genommen und das Vertrauen in die Technologie erhöht werden. Nach

Ansicht der Experten wünschen sich Kunden oftmals ein komplettes Speicherpaket inklusive der gesamten Betriebsführung. Die Experten weisen darauf hin, dass bei einigen Neubaugebieten bereits eine lokale eigene Stromversorgung im Gesamtpaket mit einer Speichermöglichkeit angeboten wird.

Diskussion eines konkreten Betreibermodells

In dem dritten Vortrag ging es um die Idee eines konkreten Betreibermodells. Vorgestellt wurde das Konzept „Energiedepot“. Dahinter verbirgt sich ein Speicherverbund, bei dem verschiedene Energieerzeuger ihre überschüssige Energie speichern, d.h. „einzahlen“ können. Der Betreiber, die ‚Bank‘, wirtschaftet mit Hilfe von Speichern mit der eingezahlten Energie. Dazu werden verschiedene Strom- und Batteriespeicher integriert. Es kann flexibel zwischen den Speichertechnologien gewechselt werden (Strom ↔ Gas). Thermische Energieverluste werden minimiert bzw. diese auch effizient genutzt.

Durch geschicktes Agieren am Energiemarkt (Handeln an der Börse, Nutzung von Preisunterschieden aufgrund von Angebot und Nachfrage, Peak und Base load), kann die Bank mit dem gespeicherten Strom zusätzliche Erträge erwirtschaften. Die Erträge schüttet die Bank an ihre Anleger aus bzw. teilt sie mit diesen. Damit wird einerseits ein wirtschaftlich tragfähiges Ergebnis für die Investition in Speicher und andererseits eine Optimierung von Energieverbrauch und -erzeugung erzielt.

Dieser Vorschlag wird auf dem Workshop vor allem unter dem Blickwinkel des Mehrwertes gegenüber einzelnen Speichern diskutiert. Als Vorteile des „Energiedepots“ werden genannt: bessere Reaktionsmöglichkeit auf Preisentwicklungen, effiziente Verknüpfung verschiedener Technologien und die Chance der besseren Ausnutzung des Speichers. Die Nachteile dezentraler Energieerzeugungsanlagen können mittels eines Speicherverbundkonzeptes ausgeglichen werden. Einzelne Workshopteilnehmer kritisierten die Idee des Betreibermodells „Energiedepot“ als noch sehr abstrakt und zu „wissenschaftlich“. Gebraucht werden nach Ansicht der Teilnehmer konkretere Betreibermodelle für die lokale Ebene. In der sich daran anschließenden Diskussion wurde gemeinsam erörtert, wie ein solches konkretes Modell aussehen könnte und welche Akteure sich hier beteiligen könnten. Als mögliche Konkretisierung und Versorgungsaufgabe eines solchen Speicherverbundes wurde dann die Idee der Quartierslösung erarbeitet und diskutiert.

Diskussion der Ergebnisse und Fazit des Workshops

Während des Workshops wurde die Rolle lokaler Akteure in der Energiewende deutlich herausgearbeitet. Die Vorträge und Diskussionen bestätigen die bisherige Rolle, deuten aber auf die unsichere Zukunft im Hinblick auf das Thema Stromspeicherung hin. Konkrete Betreibermodelle mit Stromspeichern gibt es auf lokaler Ebene derzeit nicht. Stromspeicher werden bisher vor allem von einzelnen Bürgern angefragt und im Zusammenhang mit neuen PV-Anlagen installiert. Hintergründe für die bisherige Zurückhaltung von Energiegenossenschaften sind vor allem die mangelnde Wirtschaftlichkeit, der hohe technische Anspruch und die unsichere Gesetzeslage. Die Energieversorger suchen den Kontakt und die Zusammenarbeit mit den Bürgerenergie-Projekten, finden aber derzeit keine rentablen Geschäftsmodelle. Diese Rentabilität muss aber für alle lokalen Akteure gegeben sein, damit sie sich an entsprechenden Betreibermodellen beteiligen. Gleichzeitig wird deutlich, dass die Renditeerwartungen von Energiegenossenschaften geringer sind als die der Stromerzeuger und von privaten Unternehmen.

Die Diskussion bestätigt auch, dass eine Zusammenarbeit der verschiedenen lokalen Akteure gewünscht, angestrebt und lohnenswert ist. Welche unterschiedlichen Rollen verschiedene Akteure im weiteren Transformationsprozess und explizit im Hinblick auf zukünftige Stromspeicher auf lokaler Ebene einnehmen können, wurde abschließend diskutiert. Die Workshopteilnehmer sollten für verschiedene Akteurstypen jeweils Vorteile, Hemmnisse und Erwartungen formulieren (siehe Tabelle 1). Dabei zeigt sich: Die verschiedenen Akteure können sich im Hinblick auf ihre Möglichkeiten gut ergänzen. Die Energieversorger können das technische und formale Knowhow einbringen, die Energiegenossenschaften das Vertrauen der Bürger und die gute Reputation und Vernetzung vor Ort. Private Unternehmen können beispielsweise bei neuen Siedlungen ganzheitliche Lösungen integrieren und anbieten. Kooperationen zwischen den einzelnen Akteuren sind also notwendig, wenn Betreibermodelle für Stromspeicher entwickelt, umgesetzt und erprobt werden sollen. Solche Kooperationen gilt es zukünftig zu stärken und gezielt zu fördern.

Tabelle 1: Ergebnisse der Workshopdiskussion

	Was kann dieser Akteur bieten?	Was braucht dieser Akteurstyp?	Was wird von diesem Akteurstyp erwartet?
Energiegenossenschaften	<ul style="list-style-type: none"> - Netzwerk an EE-Interessierten - Intensiver Austausch zwischen den Genossenschaften (Multiplikatorenfunktion) - Akzeptanz und Vertrauen der Bürger - Lokale Verankerung (Politik, Wirtschaft,...) - Moderate Renditeerwartungen + Kapital - Besitzen EE-Anlagen - Verwaltung/Management der Anlagen - Projektentwicklung - Offenheit gegenüber neuen Projekten 	<ul style="list-style-type: none"> - Professionalisierung - Unterstützung bei der Projektumsetzung wegen mangelndem Personal - Eher limitierte Risikobereitschaft - Wirtschaftliche Planungssicherheit - Etwas „Sichtbares“ (lokal vor Ort) 	<ul style="list-style-type: none"> - Austausch zwischen den Energiegenossenschaften - Vorbildfunktion und Mitnahmeeffekte - Einbindung lokaler Akteure und Bürger - Austausch und Zusammenarbeit mit anderen Akteuren
Private Unternehmen (z.B. Wohnungswirtschaft)	<ul style="list-style-type: none"> - Lastmanagement 	<ul style="list-style-type: none"> - Speicherbetrieb unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten - Netzsicherheit 	<ul style="list-style-type: none"> - Netz wird mitgeliefert (bei neuen Siedlungen)
Netzbetreiber	<ul style="list-style-type: none"> - Investitionen - Einsatz von Speichern im Sinne der Energieversorgung rechtlich nicht möglich, Einsatz zur Netzstabilisation möglich (allerdings ist der Netzausbau i.d.R. preiswerter) 	<ul style="list-style-type: none"> - Speicher → Stabilisierung - Andere regulatorische Rahmenbedingungen - Technische Schnittstellen zur Regelung und Marktmechanismen für abschaltbare Lasten 	<ul style="list-style-type: none"> - Zuverlässigkeit
Vertrieb und Stromerzeuger	<ul style="list-style-type: none"> - Geschäftsmodellentwicklung - Newsletter/Informationen bereitstellen - Logistik/Vertragsgestaltung/Abrechnung - Betrieb und Investition - Offen gegenüber neuen Technologien - Know-How (z.B. Kombination verschiedener Technologien) - Versorgungssicherheit - Speicher (große Mengen) 	<ul style="list-style-type: none"> - Planungssicherheit - Regulierten Rahmen - Rendite/Gewinn - Zugang zu Projekten - Günstige Plattformen (z.B. für Abrechnungen) - Pilotprojekte („große“, d.h. mit Gewerbe oder Industrie) 	<ul style="list-style-type: none"> - Upgrade/Speicherleasing, um ggfs. heutige Technologien zukünftig anpassen bzw. modifizieren zu können

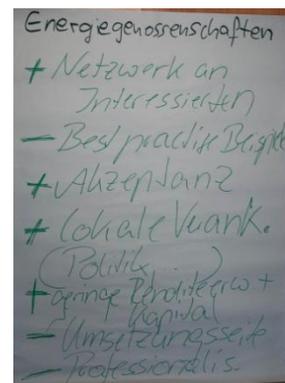
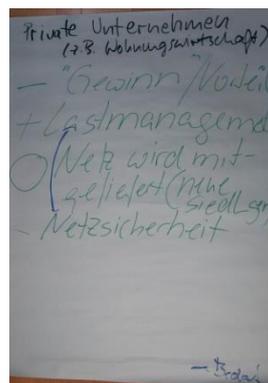
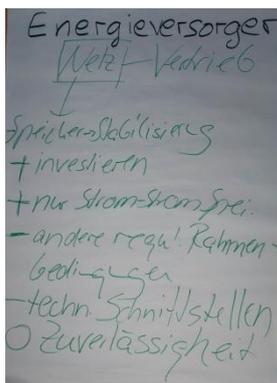


Abbildung 2: Flipcharts von dem Workshop

Literatur

- BMWi; BMU (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Abrufbar über http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf
- Berlo, K. & Wagner, O. (2013): Stadtwerke-Neugründungen und Rekommunalisierungen. Energieversorgung in kommunaler Verantwortung. Bewertung der 10 wichtigsten Ziele und deren Erreichbarkeit. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH.
- Degenhart, H. & Nestle, U. (2014): Marktrealität von Bürgerenergie und mögliche Auswirkungen von regulatorischen Eingriffen. Eine Studie für das Bündnis Bürgerenergie e.V. (BBEn) und dem Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND) durchgeführt durch die Leuphana Universität Lüneburg und Dipl. Ing. Uwe Nestle Abrufbar über http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/pdfs/klima_und_energie/140407_bund_klima_energie_buergerenergie_studie.pdf
- Dr. Grieger & Cie. (2013): Energieversorgung in Deutschland nach Fukushima. Repräsentative Befragung von 1.000 Haushaltsentscheidern zur Energiewende und ihrer Zahlungsbereitschaft. Abrufbar über <http://www.grieger-cie.de/Marktforschung/Studienergebnisse-Energiewende-und-Zahlungsbereitschaft-2013.pdf>
- Hildebrand, J.; Rau, I. & Schweizer-Ries, P. (2012): Die Bedeutung dezentraler Beteiligungsprozesse für die Akzeptanz des Ausbaus erneuerbarer Energien. Eine umweltpsychologische Betrachtung. Information zur Raumentwicklung Heft 9,10.,S. 491-501.
- Hirschl, B.; Aretz, A.; Böther, T. (2010): Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien Kurzstudie. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) Im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) abrufbar über http://www.ioew.de/uploads/tx_ukioewdb/Kommunale_Wertschoepfung_Erneuerbare_Energien_update.pdf
- Jahresreport Federal-Erneuerbar 2013: Deutschland, abrufbar über [11](http://foederal-</p>
</div>
<div data-bbox=)

erneuerbar.de/bundeslaender-mit-neuer-energie-jahresreport-foederal-erneuerbar-2013

Jakubowski, P.; Koch, A. (2012): Energiewende, Bürgerinvestitionen und regionale Entwicklung. In: Informationen zur Raumentwicklung 2012 (9/10), S. 475-490.

Leitfaden Solarstromspeicher 2013, abrufbar über <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/stromspeicher/leitfaden>

trend:research und der Leuphana Universität Lüneburg (2013). Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland. Im Auftrag der Initiative „Die Wende – Energie in Bürgerhand“ und der Agentur für Erneuerbare Energien.

Volz, R. (2012): Bedeutung und Potenziale von Energiegenossenschaften in Deutschland. Eine empirische Aufbereitung. Information zur Raumentwicklung Heft 9./10.2012, S. 515 -524.

Wunderlich, C. & Vohrer, P. (2012): Akzeptanz Erneuerbarer Energien in der deutschen Bevölkerung. Bundesländergenaue Ergebnisse einer repräsentativen Umfrage von TNS Infratest im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien, Hrsg. Agentur für Erneuerbare Energien. Abrufbar über http://www.kommunal-erneuerbar.de/fileadmin/content/PDF/56_Renews_Spezial_Akzeptanzumfrage_2011_online.pdf

Protokoll Store2Win Workshop zu lokalen Stromspeichern am 25. Juni 2015 in Stuttgart

Zusammenfassung

Im Rahmen des vom Land Baden-Württemberg geförderten Forschungsprojektes „Betreibermodelle für Stromspeicher“ (Store2Win) wurde am 25. Juni 2015 in Stuttgart ein Workshop zu lokalen Stromspeichern durchgeführt. Eingeladen hatten das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), das Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart sowie COMPARE Consulting in Kooperation mit dem Verband der Bürgerenergiegenossenschaften in Baden-Württemberg. Mit rund 40 Teilnehmern aus Wissenschaft und Praxis war der Workshop sehr gut besucht – ein Zeichen für das große Interesse an dem Thema.

Am Vormittag wurden drei Pilotprojekte vorgestellt: Franziska Heidecke von Netze BW berichtete vom „NETZlabor Sonderbuch“, Volker Dietrich von KACO new energy präsentierte den „Quartierspeicher Weinsberg“ und Markus Arnold vom Fraunhofer ISE stellte sein Konzept eines Betreibermodells für einen von einer Wohnungsbaugenossenschaft betriebenen Quartierspeicher vor. Am Nachmittag diskutierten die Teilnehmer des Workshops in Gruppenarbeit gemeinsam mit den Referenten. Ziel war es zu erarbeiten, welche Möglichkeiten der Verbesserung und der Übertragbarkeit der vorgestellten Pilotprojekte existieren. Dabei lag ein besonderer Fokus auf der zukünftigen Rolle von Energiegenossenschaften.

Hintergrund

Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien werden schon seit langem auf der Basis breit angelegter Partizipationsmodelle betrieben, häufig auch unter besonderer Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern. So erhalten sie oftmals eine besonders gute und breite Akzeptanz vor Ort. Für Speicher ist dies bisher noch nicht der Fall. Ein besonderes Hemmnis ist, dass ihr Betrieb und Einsatz deutlich komplexer bzw. weniger durchschaubar ist, wodurch eine klare Eignung und Zuordnung für bestimmte Einsatzgebiete oder Beteiligungs- und Betreibermodelle erschwert wird.

Das Ziel des Projektes Store2Win ist es, Betreibermodelle für den zukünftigen Einsatz von Stromspeichern zu entwickeln und ökonomisch sowie ökologisch zu bewerten. Neue Betreibermodelle für Speicher können beispielsweise durch den Zusammenschluss von Interessensgruppen sowie durch eine veränderte Zielsetzung für den Einsatz von Speichern entstehen.

Um eine Anbindung an die Praxis zu gewährleisten, werden im Rahmen des Projektes drei Workshops mit Stakeholdern durchgeführt. Im ersten Workshop im Oktober 2014 in Freiburg wurden erste Projektergebnisse präsentiert, etwa die Definition repräsentativer Versorgungsaufgaben, anhand derer die Speichertechnologien derzeit einer umfassenden ökonomischen und ökologischen Analyse unterzogen werden. In diesem Auftakt-Workshop wurde überlegt, wie ökonomisch-ökologisch optimierte Betreibermodelle für die lokale Ebene entwickelt werden können und wie eine noch bessere Anbindung an die Praxis gelingen kann.

Im Vorfeld des zweiten Workshops wurden dann Pilotprojekte zu lokalen Stromspeichern recherchiert und eine Liste mit Kurzbeschreibungen der Projekte erarbeitet und eine Zusammenarbeit mit dem Verband der Bürgerenergiegenossenschaften in Baden-Württemberg vereinbart. Der Verband wählte die aus seiner Sicht besonders interessanten Projekte aus. Diese wurden dann vom Projektteam angefragt, ob diese auf dem zweiten Workshop vorgestellt und diskutiert werden könnten. Parallel wurde im Rahmen des Projektes ein Konzept für einen lokalen Quartierspeicher erarbeitet.

Diese konzeptionelle Idee für einen lokalen Quartierspeicher ebenso wie zwei aktuelle Pilotprojekte wurden dann auf dem zweiten Store2Win-Workshop am 25. Juni vorgestellt und anschließend in Gruppenarbeiten mit den Referenten der Pilotprojekte sowie dem Quartierspeicher-Konzept diskutiert. Ziel war es zu erarbeiten, welche Möglichkeiten der Verbesserung und der Übertragbarkeit der vorgestellten Pilotprojekte und Konzepte existieren. Dabei war ein besonderer Fokus auf der zukünftigen Rolle von Energiegenossenschaften. Des Weiteren sollte diskutiert werden, inwiefern Kooperationen verschiedener lokaler Akteure (Energiegenossenschaften, Kommunen, Stadtwerke, örtliche Industriebetriebe oder Wohnungsunternehmen) hilfreich bei der Entwicklung zukünftiger Betreiber- und Geschäftsmodelle für lokale Stromspeicher sein können.

Der Workshop sollte auch zur Vernetzung unterschiedlicher Akteure aus der Praxis und der Wissenschaft dienen. Des Weiteren erhoffte sich das Projektteam Interessenten für die Durchführung zukünftiger Pilotprojekte zu finden, die entweder im Rahmen des Store2Win-Projektes oder in einem Anschlussprojekt entwickelt und wissenschaftliche begleitet werden könnten.

Input

Nach einer kurzen Begrüßung durch die Moderatorin der Veranstaltung, Sandra Wassermann, ein paar einleitenden Worte durch Verena Jülch, Projektleiterin beim Fraunhofer ISE, sowie einem Grußwort von Elisabeth Strobel vom Verband der Bürgerenergiegenossenschaften in Baden-Württemberg, startete der Workshop am Vormittag mit drei Input-Vorträgen.

Vortrag „NETZlabor Sonderbuch“ (Franziska Heidecke, Netze BW)

Im Pilotprojekt „NETZlabor Sonderbuch“ werden Systemlösungen zur Integration von Photovoltaik in Niederspannungsnetze entwickelt (siehe Folien). Die Analysen eines Batteriespeichersystems in einem Niederspannungsnetz mit hoher Einspeisedichte von PV-Anlagen dienen mehreren Zielen: So wird z.B. untersucht, inwiefern durch Speicher eine

Leistungsbegrenzung bei sehr hoher Einspeiseleistung bei verbrauchsarmer Zeit möglich wird, oder wie bei stark schwankender Erzeugung eine Leistungsglättung realisiert werden kann.

Momentan liegt der Fokus auf der Netzdienlichkeit, allerdings soll zukünftig auch untersucht werden, ob eine Kombination aus Netzdienlichkeit und Eigenverbrauchsoptimierung realisiert werden kann. Das Interesse am Projekt ist einerseits durch den Druck motiviert, in Regionen mit hoher Einspeisedichte von PV-Anlagen zukünftig (bei sinkenden Batteriekosten) möglicherweise günstigere Lösungen als einen Netzausbau umsetzen zu können. Andererseits ist das Interesse auch stark innovationsgetrieben, um sich im Bereich Batteriespeicher möglichst früh zu etablieren und die Entwicklungen mit voran zu treiben. In Richtung „Geschäftsmodell“ gibt es auch erste Überlegungen, wie den Endkunden die Speicher als Dienstleistung angeboten werden könnte. Ziel ist es dabei einen Einsatz des Speichers zur Eigenverbrauchsoptimierung des Kunden und als Netzbetriebsmittel zu ermöglichen.

Vortrag „Quartierspeicher Weinsberg“ (Volker Dietrich, KACO new energy)

Im zweiten Vortrag wurde ein Projekt in der Neubausiedlung Weinsberg vorgestellt, in der untersucht wird, wie mittels Batterie- und Wärmespeicher Solarstrom möglichst effizient genutzt werden kann (siehe Folien). Das Projekt folgt einem sehr idealistischen Ziel, nämlich einer möglichst autarken Energieversorgung der Siedlung. Das umfassende Konzept ist daher in der Form momentan nicht im Markt umsetzbar. Der Betrieb selbst lässt sich jedoch bereits wirtschaftlich darstellen und sollte angesichts sinkender Batteriepreise zukünftig noch interessanter werden. Im Vortrag wurden dann bereits Ideen aufgezeigt, wie sich das Konzept auf andere Anwendungen übertragen ließe. Auch Hinweise in Bezug auf zukünftige Anforderungen an Kooperationspartner und -möglichkeiten wurden gegeben. Wichtigste Erkenntnis, die auch zukünftige Projekte beachten sollten, ist es, dass Quartierspeicher einen systemischen Charakter – also mehr als nur die Aneinanderreihung einzelner technischer Module – aufweisen. Dies gelte es von Anfang an zu berücksichtigen, u.a. auch die damit verknüpften interdisziplinären bzw. gewerkeübergreifenden Herausforderungen, z.B. die Abstimmungen zwischen Wärmetechnik(ern) und Elektrotechnik(ern). Vielfältige Möglichkeiten einer Übertragbarkeit seien denkbar, etwa für öffentliche Gebäude, Industrie, Gewerbe etc.

Vortrag „SmartQuartier“ (Markus Arnold, Fraunhofer ISE)

Im dritten Vortrag ging es nicht um ein bereits umgesetztes Pilotprojekt, sondern um ein Konzept vom Fraunhofer ISE, das zukünftig als Pilotprojekt getestet werden soll (siehe Folien). In dem Konzept wurde untersucht, welche verschiedenen Geschäftsmodelle für den Vertrieb von PV-Strom und Strom aus einem BHKW durch eine Kooperation zwischen einer Wohnungsbaugenossenschaft und einer Energiegenossenschaft durch Nutzung eines Batteriespeichers möglich sind. Inwiefern diese Ideen auch in der Realität umsetzbar sind, sollten dann zunächst im Rahmen der Gruppenarbeit des Workshops und zukünftig auch mittels Pilotprojekten analysiert werden.

ERGEBNISSE DER GRUPPENARBEITEN

GRUPPENARBEIT: NETZlabor Sonderbuch

Verbesserungsvorschläge und Weiterentwicklung des Konzepts	Übertragbarkeit des Projekts (Wie und von wem?)
<p>Prämisse: Speicher sollen sich neben Netzdienlichkeit auch an Eigenbedarfsoptimierung orientieren. -> Kombination aus Netzdienlichkeit und Eigenbedarfsoptimierung.</p> <p>Zwei Konzeptvorschläge: (gekoppelte) Einzellösungen vs. größere Speichersysteme</p> <p><u>Einzellösung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Ständiger Interessenskonflikt Kunde vs. Netzbetreiber (netzdienlicher oder verbrauchoptimierter Betrieb) - Betrieb durch: Einzelkunde, Energieversorger, oder Energie-Dienstleister - Investition: Einzelkunde; Energiegenossenschaft (EG) - Vorteile <ul style="list-style-type: none"> o Technologischer Fortschritt und Kostensenkung macht Speicher (verbraucheroptimiert) für Haushalte rentabel o Autarkie o Kombinierbar mit Elektromobilität - Nachteile <ul style="list-style-type: none"> o Kein direkter Zugang (für Netzbetreiber) o Netzanschluss schwieriger o Kaum/keine Wirtschaftlichkeit für Netzoptimierung o Platzbedarf <p><u>Systemlösung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Investition offen; EG dazu bereit - Betrieb durch Dienstleister oder Energieversorger; EG zu geringe Kompetenzen dazu 	<p><u>Netze BW</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - HOFFNUNG: gesetzl. Vorschrift, inwiefern Speicher netzdienlich sein müssen - ZIEL: keine Einzellösung/Kleinspeicher aber: bei größeren Systemen: Steuern, Umlagen, keine kommerzielle rein netzdienliche Bewirtschaftung - ZIEL: Flexibilitätskonzepte Systemdienstleistung und Kundenoptimiert - Teilw. Konkurrenz mit EG <p><u>Energiegenossenschaft (EG)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - ZIEL: größere Systeme (komm. Gebäude, Wohnquartier) - Könnten in Speicher investieren → Konkurrenz zu Netze BW - Benötigen Partner für Betrieb (Energiedienstleister, EnBW oder Stadtwerke) - Vorteile <ul style="list-style-type: none"> o Sitzen vor Ort, somit Vermittler und Partner → ideale Einbettung Wissen + Sensibilität o Feldzugang <p><u>ENBW</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Möglicher Partner für Stromvertrieb <p><u>Energiedienstleister</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Möglicher Partner für Betrieb des Speichers

<ul style="list-style-type: none"> - Vorteile <ul style="list-style-type: none"> ○ Handhabung ○ Flexiblere Auswahl an Betriebsstrategien → wirtschaftlichere Nutzung möglich ○ Größere Attraktivität für Dienstleister - Nachteile <ul style="list-style-type: none"> ○ Fehlende Angebote ○ Fehlende Unterstützung 	
---	--

Anschließende Diskussion

Nachfrage, ob es für Kunden spezielle Vergütungen geben wird, wenn Speicher netzdienlich betrieben wird

- Ausmaß der Netzdienlichkeit muss in Projekten ermittelt werden
- Für NetzeBW ideal: gesetzliche Vorgaben dazu
- Heute jedoch: kein wirtschaftlicher business case mit spez. Vergütungen möglich
- gegenüber Kundenverlust (bei dessen autarker Versorgung) ist es jedoch wirtschaftlich, spezielle Vergütungen anzubieten

Weitere Anmerkungen

- Volkswirtschaftlich gesehen sind Einzellösungen die schlechtere Wahl
- Größere Speicher müssten lukrativer werden, damit sich Einzelspeicher nicht durchsetzen
- Für NetzeBW ist Projekt besonders wichtig, um Erfahrungen zu sammeln, und so auf „Speicher-Boom“ (ähnlich früherer PV-Boom) reagieren zu können

GRUPPENARBEIT: Quartierskonzept Weinsberg

kurz- und mittelfristig:

- Analyse + Bewertung der Kopplung PV + therm. Speicher; ggf. Austausch PV durch Solarthermie
- Integration Lastmanagement → Erhöhung Speicherlebensdauer
- Eigentümerbeteiligung an Betreibergesellschaft → Anteil Eigenstromverbrauch kann erhöht werden
- Kundenbindung und -motivation, z.B. durch:
 - Gründung Energiegenossenschaft
 - Selbstversorgung/Autarkie
 - Feedback zum Verbrauch
- Ggf. nur Nutzung eines therm. Speichers zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit

langfristig:

- Wahrnehmung weiterer Versorgungsaufgaben (z.B. für Industrie)
- Regenergiemarkt als möglicher business case
- Vermeidung von Netznutzungsentgelten durch eigenes Netz

Kombinierbar mit

- E-Mobilität
- Windkraft
- Power-to-Gas
- andere Wärmenutzungs- } Als Speicheroption möglichkeiten

Übertragbar auf:

- Bestandsquartiere (hier: Verlegung neuer, eigener Stromkabel für Eigenstromnutzung)
- Industrie, Hotel, Hospital
- Neubauten von städt. Quartieren
- Sanierung von großen privaten Wohnanlagen

Mögliche Akteurskonstellationen:

- Bündelung Kompetenzen bei einem Akteur (aber: kein business case); ODER
- Zusammenschluss Risikokapitalgeber + Planer + Kunden + Betreibergesellschaft (für Anlagenüberwachung zuständig); ODER
- Contractoren als Planer (aber: dann kein Eigenstromverbrauch)

Allgemein:

- Aufgrund Pilotprojektcharakter in Weinsberg sehr teure Sensorik verbaut, dadurch aktuell Energiebezug durch Speicher teurer als Netzbezug → bei zukünftigen Projekten unbedingt Profitabilität im Vordergrund!
- Verbrauch und Erzeugung zeitlich möglichst gut zusammenfallen
- Juristische Rahmenbedingung: Was fällt unter Eigenstromverbrauch?

Anschließende Diskussion

- keine Anmerkungen -

GRUPPENARBEIT: SmartQuartier

kurz- und mittelfristig:

- PV-Anlagen größer dimensionieren um zusätzliche Erlöse zu generieren (derzeit noch über EEG)
- Statt Börsenverkauf des Stroms oder Direktverkauf an Mieter, weitere Möglichkeiten für „Verkauf an Dritte“ eruieren
- Wärmespeicher in Konzept einbinden; so Freiheitsgrade der BHKW-Führung steigern
- Konzept hochskalieren, um rel. Investitionskosten zu senken (z.B. auf Straßenzug)

langfristig:

- Bereitstellung von Pedelecs + intelligentes Ladegerät → Betrieb durch Energiegenossenschaft → Deklaration Strom als Eigenstrom (weniger teuer) → Vorteil Wohnungsbaugenossenschaft: Mieterbindung kann erhöht werden

Übertragbar auf:

- Kooperation mit Betreiber von Gewerbegebieten
 - Besitzen z.T. eigene Arealnetze
 - Kleinere Unternehmen haben z.T. hohe Strompreise
 - Potenziale für „Verkauf an Dritte“ wären größer
 - Hier wäre auch Kombination mit E-Mobilität + CarSharing profitabel
- Größere Wohnquartiere; Straßenzüge
 - **Voraussetzung:** Aufgeschlossene Kommune und Netzbetreiber (wg. rechtlichen Rahmenbedingungen)

Welche Akteure notwendig?

- **Als Initiatoren notwendig:**
- Wohnungsbaugenossenschaften und Wohnungsunternehmen
 - Bei Neubauprojekten
 - Bei großen Sanierungsprojekten (z.B. anstehender Austausch Heizungsanlage)
 - vorausschauend planen
 - Akteure gezielt ansprechen (etwa von große Sanierungsvorhaben bekannt werden) zielgruppenspezifisches „Marketing“, bei manchen Akteuren Kosten interessant, bei anderen Image.
- **Für den technischen Überblick notwendig:**
- Energiegenossenschaften
 - Aber große Herausforderung, falls Genossenschaft ehrenamtlich organisiert und keine ausgewiesene technische Expertise vorhanden. Im Einzelfall aber denkbar.
 - Deshalb: eigentlich Aufgabe für externen Dienstleister (insbesondere Stromvertrieb)
 - Strittig: ein oder mehrere Dienstleister?; Rolle von EVU?

- | | |
|--|--|
| | <ul style="list-style-type: none"> ○ Offen: gibt es diese Dienstleister schon? ○ Außerdem sehr kritisch: Kosten + Risiken steigen enorm, wenn an DL vergeben; Rentabilität sinkt |
|--|--|

Anschließende Diskussion

- keine Anmerkungen -



Abbildung 1: Impressionen vom Workshop

Interessensbekundungen an einer Umsetzung

Im Laufe des Workshops wurde von zwei Teilnehmern Interesse signalisiert, sich ggf. an der Umsetzung eines Pilotprojektes – entweder noch im Rahmen des laufenden Projektes Store2Win oder im Rahmen eines zukünftigen Forschungsprojektes – beteiligen zu wollen. Inzwischen wurde bereits ein erstes Sondierungsgespräch geführt.

Gerne können sich im Nachgang noch weitere Interessenten beim Projektteam melden. Es wird auch noch ein Aufruf über den Newsletter des Verbands der Bürgerenergiegenossenschaften in Baden-Württemberg verbreitet.

Fazit

Die Suche nach zukünftigen Geschäftsmodellen für lokale Stromspeicher beschäftigt eine Vielzahl von Akteuren – von den Netzbetreibern über Technologieherstellern, Stadtwerken und Energiegenossenschaften. Auch auf lokaler Ebene können für Stromspeicher unterschiedliche Versorgungsaufgaben identifiziert werden:

- Bereitstellung von Regelleistung am Regelleistungsmarkt
- Direktvermarktung an der Strombörse
- Erhöhung des Eigenstromverbrauchs (im idealen Fall bis zu sehr hohen Anteil bis hin zur Autarkie)
- Verkauf an Dritte (z.B. als Mieterstrom)
- Netzdienlichkeit

Interessante zukünftige Geschäftsmodelle können in der Übernahme kombinierter Versorgungsaufgaben liegen, etwa in einer Kombination von Netzdienlichkeit und einem erhöhten Eigenstromverbrauch.

Der regulative Rahmen wird von den Akteuren vielfältig als Hemmnis kritisiert, gleichzeitig wird aber auch nach Lösungen gesucht, um nicht nur abzuwarten bis der regulative Rahmen durch die Politik geändert wird, sondern innovativ zukunftsweisende Ideen umzusetzen, die auch unter den gegebenen Regularien funktionieren.

- Durch den Betrieb eigener Quartiersnetze oder der Suche nach Kooperationspartnern, die Netze betreiben (etwa Gewerbegebieten mit eigenen Arealnetzen) kann z.B. das Hemmnis umgangen werden, Netznutzungsentgelte entrichten zu müssen.
- Haushaltskunden können zukünftig durch einen netzdienlichen Betrieb eines Stromspeichers eine aktive Rolle bei der Stabilisierung der Stromnetze spielen.
- Inwiefern hierzu ein regulativer Rahmen geschaffen werden muss oder ob durch intelligente Anreizmodelle oder Kombinationen mit Eigenstromverbrauchsdienstleistungen auch alternativ Geschäftsmodelle möglich sind, wird derzeit erforscht.

Komplexe Lösungen mit verschiedenen Technologien, insbesondere auch mit thermischen Speichern, scheinen einerseits anspruchsvoll (zentrale Fragen sind hier die Rolle des „Kümmerers“), andererseits auch am ehesten wirtschaftlich darstellbar. Die Wirtschaftlichkeit von Quartiersprojekten ist desto eher gegeben, desto größer die Projekte sind. Wirtschaftlich besonders interessant für lokale Speicherprojekte:

- Speicher für Straßenzüge
- Speicher für größerer Wohngebäude
- Speicher für Industriegebäude etc.

Mit zunehmender Komplexität und Größe der Projekte wächst die Bedeutung der Rolle eines zentralen „Kümmerers“. Wer diese Rolle übernehmen könnte, kann im Moment nicht eindeutig benannt werden. Offen ist, ob es momentan solche umfassende Kümmerer überhaupt schon gibt.

Kümmerer-Aufgaben wären:

- Technisch Aufgaben (den Betrieb von und die Abstimmung zwischen verschiedene Technologien)
- Betriebswirtschaftliche Aufgaben (den Stromvertrieb)
- Strombörsen-relevantes Knowhow und Infrastrukturen (falls der Strom am Regenergiemarkt oder an der Strombörse gehandelt werden soll)
- Die Organisation gewerkeübergreifender Kooperationen (sehr voraussetzungsvoll, hier besteht noch viel Lernbedarf)



Abhängig von den individuellen Kompetenzen, dem vorhandenen technischen Know-how einer Energiegenossenschaft, könnten die Energiegenossenschaften zum Teil Kümmerer-Aufgaben übernehmen. Allerdings werden sie wohl in den meisten Fällen mit Dienstleistern zusammenarbeiten, insbesondere wenn der gespeicherte Strom an zentralen Märkten gehandelt werden soll.

Kooperationen – dies ist das abschließende Ergebnis des Workshops – werden daher eine wichtige Rolle für einen erfolgreichen Markteintritt von lokalen Stromspeichern sein.

Agenda

Workshop „zukünftige Betreibermodelle für lokale Stromspeicher“

Zeit: 25. Juni 2015

Ort: Kultur- und Kongresszentrum Liederhalle
Tagungsraum 11-13
Berliner Platz 1
70174 Stuttgart

Anreiseinformationen unter: <http://www.kongresszentrum-stuttgart.de/anreise.html>

10:30 – 10.45 Begrüßung, Vorstellung des Projekts Store2Win (COMPARE)

10.45 – 11.15 Pilotprojekt „Netzlabor Sonderbuch“ (EnBW)

11.15 – 11.30 Fragen bzgl. Umsetzung, Herausforderungen

11.30 – 12.00 Pilotprojekt „Quartierspeicher Weinsberg“ (KACO)

12.00 – 12.15 Fragen bzgl. Umsetzung, Herausforderungen

12.15 – 12.45 Konzept „Betreibermodelle für Quartierspeicher“ (Fraunhofer ISE)

12.45 – 13.45 Mittagspause

13.45 – 14.15 Vorbereitung Gruppenarbeit

14.15 – 15.45 3 Gruppen: wie können die vorgestellten Pilotprojekte zukünftig funktionieren? Welcher Akteur kann welche Rolle spielen? Besonderer Fokus auf Energiegenossenschaften

15.45 – 16.30 Ergebnispräsentation und Diskussion im Plenum

16.30 – 17.00 Ausblick, nächste Schritte

17:00 Uhr Ende

Store2Win Workshop zu regionalen Stromspeichern am 10. März 2016 in Stuttgart

Zusammenfassung

Im Rahmen des vom Land Baden-Württemberg geförderten Forschungsprojektes „Betreibermodelle für Stromspeicher“ (Store2Win) wurde am 10. März 2016 in Stuttgart der letzte von insgesamt drei Workshops zu Stromspeichern durchgeführt. Rund 25 Teilnehmer aus Wissenschaft und Praxis diskutierten intensiv über zukünftige Betreibermodelle für Stromspeicher und formulierten Handlungsempfehlungen für Politik und Wissenschaft.

Zum Auftakt und als Input für die Diskussionen und Workshop-Arbeiten gab es am Vormittag drei Vorträge: Sevket Yilmaz, Masterstudent am IER der Universität Stuttgart, präsentierte seine „Untersuchung der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern im Gewerbe- und Industriesektor“. Dann folgte ein Vortrag von Julia Welsch zur systemischen Analyse und Bewertung von Stromspeichern mit dem Titel „Modellierung von Energiespeichern und Power-to-X-Technologien mit dem Energiesystemmodell TIMES PanEU“. Der dritte Input war ein Beitrag aus der Praxis: Lars Fallant von der Firma Belectric präsentierte das Geschäftsmodell für Batteriespeicher von Belectric, das u.a. im Rahmen eines Pilotprojektes am PV-Kraftwerksstandort Alt Daber getestet wurde.

Am Nachmittag diskutierten die Teilnehmer des Workshops in drei rotierenden Gruppen gemeinsam mit den Referenten die ökonomische, die systemische und die gesellschaftliche Bewertung von Stromspeichern. Dabei dienten die am Vormittag gehörten Vorträge, insbesondere das Praxisbeispiel, als Anregungen. Es wurde in den Diskussionen aber auch auf andere Konzepte und Projekte Bezug genommen.

In der zweiten Hälfte des Nachmittags wurde dann ausgehend von den Bewertungen Handlungsempfehlungen für die Politik auf verschiedenen Ebenen, sowie die Wissenschaft entwickelt, um die Diffusion der sich immer noch in der Marktnische befindenden Technologien und Geschäftsmodelle voran zu bringen.

Hintergrund

Das Ziel des Projektes Store2Win ist es, Betreibermodelle für den zukünftigen Einsatz von Stromspeichern zu entwickeln und ökonomisch sowie ökologisch zu bewerten. Neue Betreibermodelle für Speicher können beispielsweise durch den Zusammenschluss von Interessensgruppen sowie durch eine veränderte Zielsetzung für den Einsatz von Speichern entstehen.

Um eine Anbindung an die Praxis zu gewährleisten, wurden im Rahmen des Projektes drei Workshops mit Stakeholdern durchgeführt.

Im ersten Workshop im Oktober 2014 in Freiburg wurden erste Projektergebnisse präsentiert, etwa die Definition repräsentativer Versorgungsaufgaben, anhand derer die Speichertechnologien im weiteren Projektverlauf einer umfassenden ökonomischen und ökologischen Analyse unterzogen wurden. In diesem Auftakt-Workshop wurde überlegt, wie ökonomisch-ökologisch optimierte Betreibermodelle zunächst für die lokale Ebene entwickelt werden können und wie eine noch bessere Anbindung an die Praxis gelingen kann.

Gemeinsam mit dem Verband der Bürgerenergiegenossenschaften in Baden-Württemberg wurde dann der zweite Workshop konzipiert und am 25. Juni 2015 in Stuttgart durchgeführt. Dort lag der Fokus auf lokalen Betreibermodellen und der Rolle von Energiegenossenschaften beim Betrieb zukünftiger lokaler Speicher. Gemeinsam wurde diskutiert und erarbeitet, unter welchen Bedingungen theoretische Konzepte in der Praxis funktionieren bzw. erfolgreiche Pilotprojekte auch am Markt umgesetzt werden könnten.

Ziel des dritten Workshops war es nun, einerseits die lokale Ebene zu verlassen und Betreibermodelle für die regionale Ebene sowie systemische Aspekte zu diskutieren. Des Weiteren sollten Handlungsempfehlungen für die Politik und Wissenschaft erarbeitet werden.

Alle Workshops sollten auch zur Vernetzung unterschiedlicher Akteure aus der Praxis und der Wissenschaft dienen.

Input

Drei Vorträge, Vortragsunterlagen siehe beiliegende Dokumente.

Sevket Yilmaz, IER Universität Stuttgart: Untersuchung der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern im Gewerbe-und Industriesektor

Julia Welsch, IER Universität Stuttgart: Modellierung von Energiespeichern und Power-to-X-Technologien mit dem Energiesystemmodell TIMES PanEU

Lars Fallant, Belectric: Pilotprojekt Belectric



Am Nachmittag diskutieren die Teilnehmer des Workshops in drei rotierenden Gruppen gemeinsam mit den Referenten die ökonomische, die systemische und die gesellschaftliche Bewertung von Stromspeichern. Zentrale Leitfragen sind dabei in allen Gruppen dieselben:

- Bewertung der Ist-Situation,
- Bewertung der möglichen zukünftigen Entwicklungen
- Kritische Diskussion der Frage „Autarkie vs. Solidarität“ im Zusammenhang mit unterschiedlichen Speicherkonzepten.

ERGEBNISSE DER DREI ROTIENDEN GRUPPEN

GRUPPENARBEIT 1: Ökonomische Bewertung

Ist-Analyse

Es existieren grundsätzlich drei Anwendungsfelder für Stromspeicher:

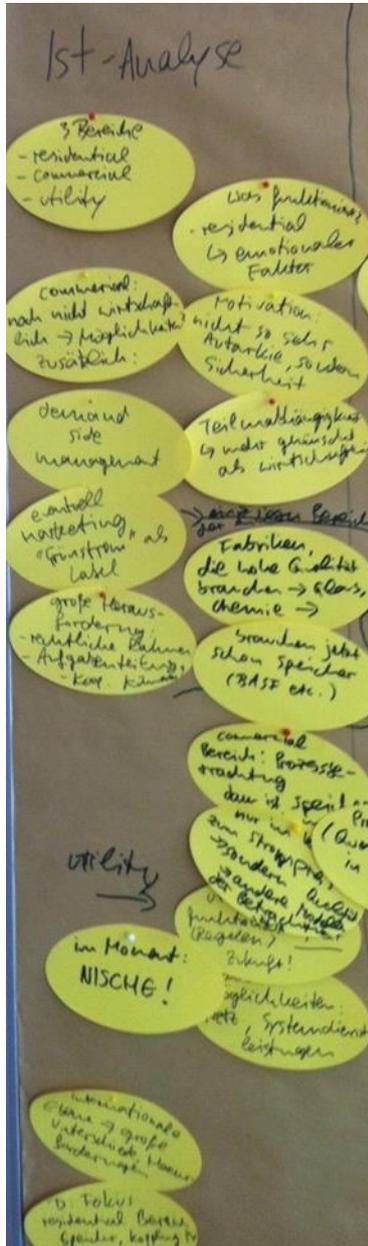
- Residential-Bereich (private Hausspeicher)
- Commercial-Bereich (gewerbliche Speicher)
- Utility-Bereich (Speicher für den Stromhandel an zentralen Märkten)

Was funktioniert zurzeit? Der Residential Bereich und der Utility Bereich, große Hemmnisse existieren dagegen im Commercial Bereich.

Der Residential Bereich funktioniert v.a. aus nicht-ökonomischen Gründen. Hier sind emotionale Faktoren entscheidende Größen, weshalb sich private Haushalte für die Anschaffung eines PV-Speichers entscheiden. Motive sind dabei nicht das Erlangen vollkommener Autarkie, aber eine (perspektivische) Erhöhung der Versorgungssicherheit und dem Anstreben einer Teil-Unabhängigkeit. Dieses Ziel wird von den Haushalten höher bewertet als ein möglichst wirtschaftlicher Betrieb der Speicher. Im Zusammenhang mit der erfolgreichen Etablierung von Geschäftsmodellen im Residential Bereich wiesen die Teilnehmer auf die besondere Situation in Deutschland hin. Hier ist Deutschland im internationalen Vergleich deutlich führend.

Neben dem Residential Bereich gibt es in Deutschland mittlerweile auch funktionierende Geschäftsmodelle im Utility Bereich (siehe z.B. das Geschäftsmodell von Belectric). Zunächst als Pilotprojekt gestartet, war die Präqualifikation am Regelenergiemarkt erfolgreich und die dort momentan erzielten Erlöse ermöglichen einen wirtschaftlichen Betrieb der Batteriespeicher. Ob dieses Geschäftsmodell allerdings auch in Zukunft funktionieren kann, wird von den Teilnehmern in Frage gestellt, da die Mehrzahl mit weiter fallenden Preisen am

Regelenergiemarkt rechnet. Vermutlich müssen sich Akteure im Utility Bereich zukünftig neue Erlösmöglichkeiten suchen.



Für den Commercial Bereich gibt es derzeit keine funktionierenden Geschäftsmodelle. Einzige Ausnahme sind Industriebetriebe mit Prozessen, die sehr sensibel auf Unterbrechungen in der Stromversorgung reagieren und wodurch hohe Kosten entstehen können, wie beispielsweise in der Halbleiter- oder Chemieindustrie. Sollte sich in Zukunft die Qualität der Stromversorgung verringern oder die Anzahl an Industriebetrieben mit einem besonders hohen Anspruch an die Qualität der Versorgungssicherheit steigen, wäre eine entsprechend größere Nachfrage nach Stromspeichern denkbar.

Ansonsten ist ein wirtschaftlicher Einsatz von Stromspeichern im Commercial Bereich derzeit kaum möglich. Die großen Herausforderungen sehen die Teilnehmer v.a. beim rechtlichen Rahmen, aber auch in der Aufgabenteilung, die bei größeren Speicherkonzepten in gewerblichen Anwendungen oder in Quartieren anfallen und die einen großen Abstimmungsbedarf zwischen unterschiedlichen Akteuren und einen „Kümmerer“ erforderlich machen. Sollte sich ein gewerbliches Demand-Side-Management durchsetzen, könnte dies helfen, Geschäftsmodelle auch im Commercial Bereich voranzubringen.

Eine mögliche Nische wird auch im Bereich Marketing gesehen: „Grünstrom“ als Label könnte ausgedehnt werden und es ist denkbar, dass einzelne Betriebe auch mit dem Betrieb eines Speichers werben könnten.

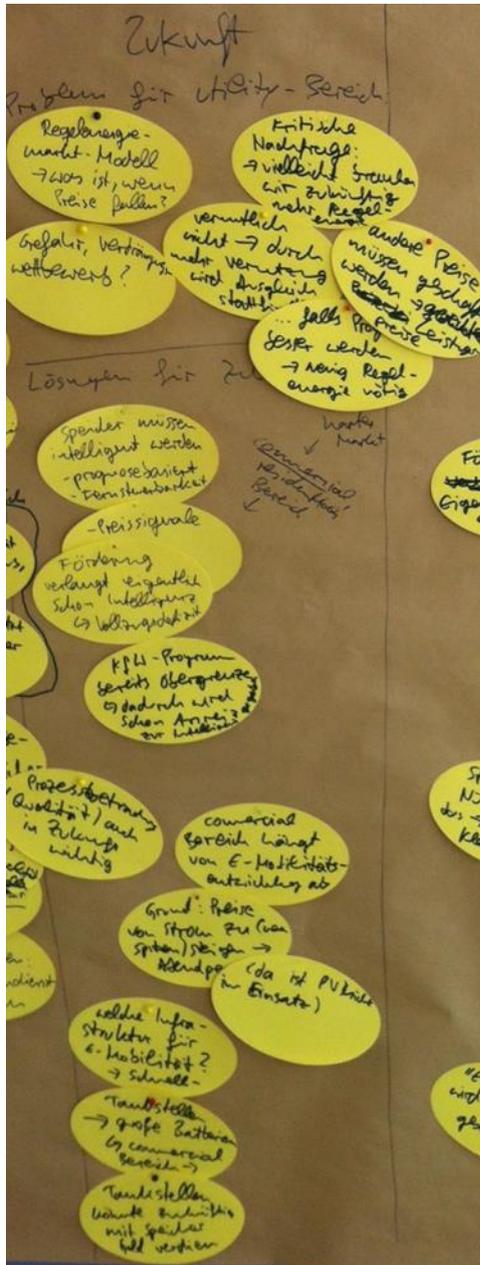
Zukunft

Die Diskussionen zu der ökonomischen Bewertung der sich abzeichnenden zukünftigen Entwicklungen zeigt zum einen große Herausforderungen für das Geschäftsmodell des Handels an zentralen Märkten, insbesondere am Regelenergiemarkt.

Zum anderen werden aber auch Lösungen im Commercial-Bereich, und dort v.a. im Zusammenhang mit der zu erwartenden Sektorenkopplung, insbesondere im Bereich der E-Mobilität, gesehen:

Zukunft Utility Bereich

Das sich gerade entwickelnde Geschäftsmodell für Großbatteriespeicher, am Regelenenergiemarkt anzubieten, wird als Modell gewertet, das nur als Nischenkonzept funktionieren kann. Die Zukunft dieses Geschäftsmodells ist von der Anzahl der Akteure und der Höhe des zukünftigen Angebots (aber natürlich auch der zukünftigen Nachfrage) nach Regelenenergie abhängig. Wenn sich zukünftig mehr Akteure auch mit neuen Speichertechnologien oder anderen Flexibilitätsoptionen für den Regelenenergiemarkt präqualifizieren und dort bieten, dann werden die Preise weiter sinken und das Geschäftsmodell wird gefährdet. Viele Diskussionsteilnehmer sehen hier die Gefahr eines zukünftigen Verdrängungswettbewerbs.



Ob die Preise tatsächlich sinken, hängt nicht nur vom steigenden Angebot und der steigenden Anzahl an Akteuren ab, sondern auch von der Höhe der Nachfrage. Hier sind sich die Teilnehmer nicht ganz einig, wie sich die Nachfrage zukünftig entwickeln wird. Die Mehrzahl der Teilnehmer prognostiziert jedoch keine steigende Nachfrage. Aufgrund einer besseren Prognosefähigkeit der dargebotsabhängigen Stromerzeugungsanlagen wird die Nachfrage nach Regelenenergie nicht stark wachsen.

Manche Teilnehmer gehen dagegen von einer steigenden Nachfrage nach Regelenenergie aus. Andere wiederum verweisen auf die Notwendigkeit eines neuen Strommarktdesigns und sprechen sich für neue Produkte/Preise, wie gesicherte Leistungspreise (die etwa in einem dezentralen Leistungsmarkt gehandelt

werden könnten) aus. Dies könnte zukünftig auch das Geschäftsmodell von Stromspeichern im Utility Bereich sichern. Andere Möglichkeiten für zukünftige Geschäftsmodelle im Utility Bereich sehen die Teilnehmer darin, dass zukünftig auch weitere Systemdienstleistungen außerhalb des Regelenenergiemarktes vergütet werden könnten.

Zukunft im Commercial Bereich

Voraussetzung dafür, dass zukünftig Geschäftsmodelle im Commercial Bereich erschlossen werden können, ist eine deutliche Verbesserung im Bereich IKT: Speicher müssen intelligenter werden! Darauf können sich die Teilnehmer einigen. Durch eine intelligente Steuerung und Vernetzung von Speichern können diese prognosebasiert und durch Preissignale gesteuert eingesetzt werden. Um hier schnelle technologische Verbesserungen zu erzielen und zu einem flächendeckenden Einsatz zu kommen, soll die Industrie aufgefordert werden, entsprechende Innovationen voranzutreiben. Erste Ansätze, Anreize für intelligentere Speicher zu setzen, sind zwar bereits durch die Förderobergrenze des KfW-Speicherförderprogramms angedeutet. Hier gibt es allerdings ein Vollzugsdefizit und außerdem reicht dieser Mechanismus als Marktanreizprogramm für intelligente Speicher nicht aus.

Ob es zukünftig Geschäftsmodelle für Speicher auch im Commercial Bereich geben wird, hängt nicht nur von der Entwicklung im IKT-Bereich, sondern sehr stark auch von der Entwicklung der E-Mobilität ab.

Bei einem deutlichen Ausbau der E-Mobilität werden sich bei der Stromnachfrage neue Peaks ergeben, etwa im Abendbereich, die nicht von Strom aus PV Anlagen gedeckt werden kann, entsprechend sind auch neue Preispeaks zu erwarten, dadurch wird der Betrieb von Speichern attraktiver. Wie die entsprechenden Geschäftsmodelle im Detail aussehen könnten, hängt auch von der Infrastrukturentwicklung im Bereich der E-Mobilität ab. Sollte sich ein flächendeckendes Schnellladen an Stromtankstellen etablieren, könnten z.B. diese Tankstellen mit dem Betrieb von Speichern erfolgreich sein.

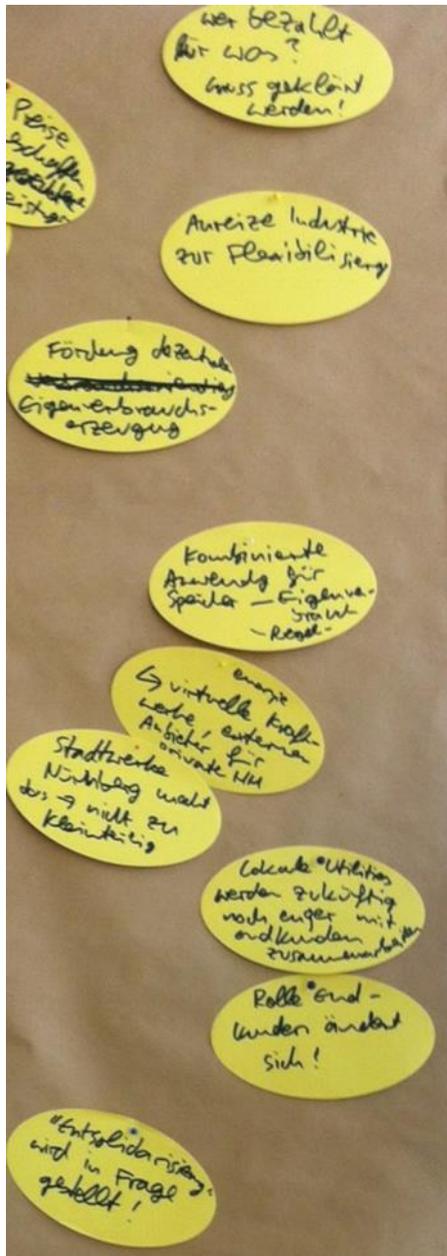
Autarkie vs. Solidarität

Die Diskussionen und Überlegungen zur Frage Autarkie vs. Solidarität im Zusammenhang mit den ökonomischen Bewertungen von Speicher-Betreibermodellen sind nicht eindeutig ablehnend oder bejahend. Sondern im Gegenteil zeigen die Diskussionen, dass dieser Gegensatz weder konflikthaft noch widersprüchlich sein müsste. Voraussetzung ist, dass Ansätze für Geschäftsmodelle verfolgt werden, die diesen Gegensatz gezielt aufheben oder verpflichtende Regularien für den netzdienlichen Betrieb von Stromspeichern eingeführt und durchgesetzt werden.

Klärungsbedarf:

Zunächst ist zu klären, wer für was bezahlt. Hier sind zum Teil tradierte Strompreislogiken in Frage zu stellen und ggf. neuen Logiken, die stärker dem sich wandelnden System der Stromerzeugung und Verteilung mit immer höheren Anteilen an fluktuierenden

Strommengen entsprechen, anzupassen. Neben neuen Tarifen oder Anreizen für die Industrie zur Flexibilisierung ist auch zu überlegen, ob eine Förderung einer „dezentralen Eigenverbrauchserzeugung“ sinnvoll ist.



Ansätze für Geschäftsmodelle:

Würden Geschäftsmodelle entwickelt, die den Widerspruch zwischen Autarkie und Solidarität explizit aufgreifen und als Brücke fungieren, könnten systemische Erfordernisse mit den bestehenden Wünschen vieler Endkunden und Energiewende-Aktivisten nach verstärkter Unabhängigkeit kombiniert werden.

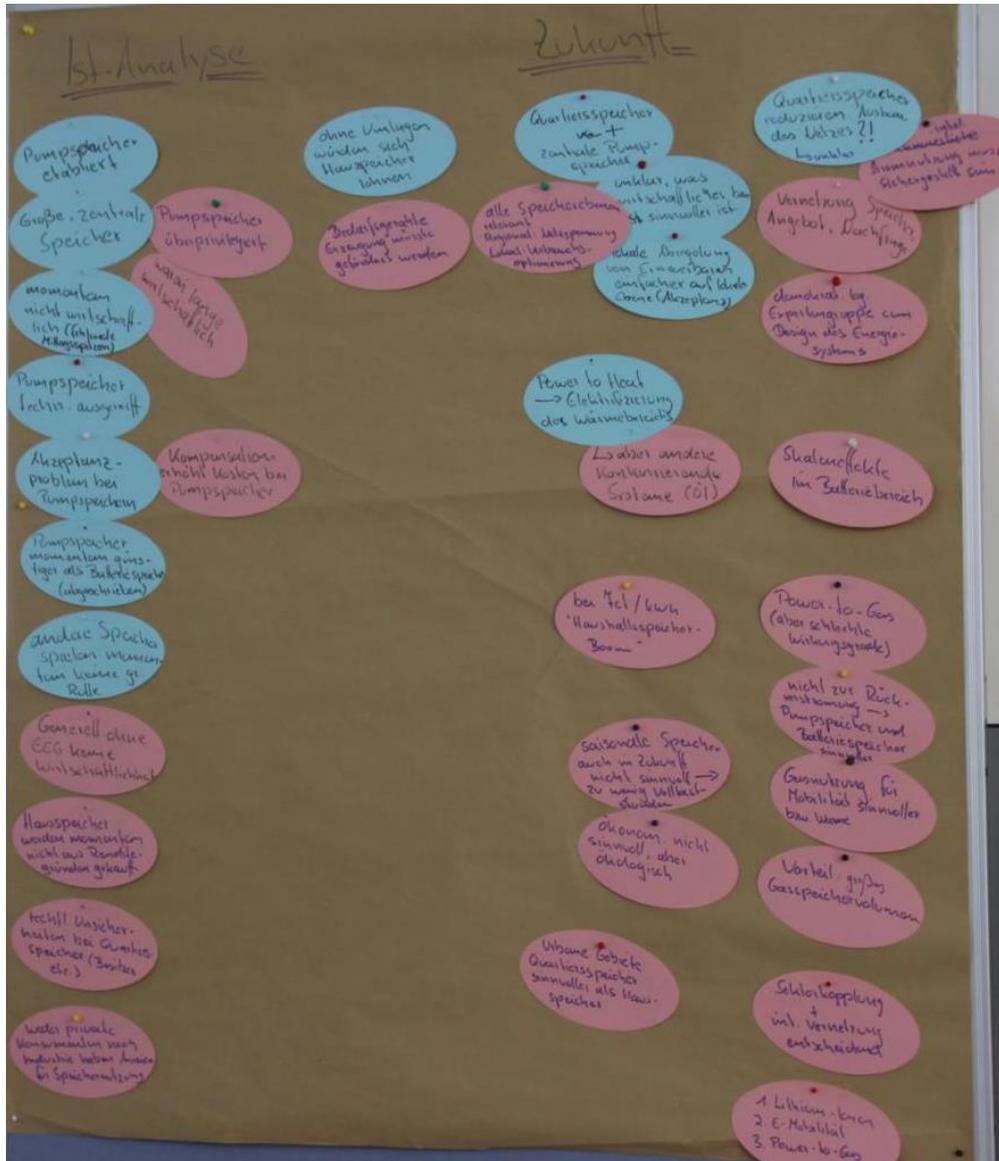
Ansätze für eine kombinierte Anwendung für Speicher, die je nach Preis- und Bedarfsituation entweder den gespeicherten Strom für den Eigenverbrauch zur Verfügung stellt, oder diesen an den zentralen Märkten handelt, sollten weiter verfolgt werden.

Um eine solche intelligente Nutzung und Steuerung dezentraler Hausspeicher zu realisieren, braucht es entsprechende Akteure, die hier Geschäftsmodelle entwickeln. Denkbar wäre, dass Betreiber und Vermarkter virtueller Kraftwerke ihre Tätigkeiten in Richtung dezentraler Hausspeicher noch weiter ausbauen.

Insbesondere innovative Stadtwerke (in der Diskussion wird auf die Stadtwerke Nürnberg verwiesen), könnten sich in einem solchen Geschäftsfeld besonders erfolgreich positionieren. Wenn Stadtwerke hier erfolgreich sein wollen (und dieses wird in der Diskussion so prognostiziert), dann werden sie zukünftig noch enger mit den Endkunden zusammenarbeiten.

Gleichzeitig wird sich die Rolle der Endkunden zukünftig noch stärker wandeln, von den Konsumenten zu den Prosumern (die sie zum Teil heute schon sind): Einer Kombination aus Stromkonsument und Stromerzeuger, der den selbst erzeugten Strom vor Ort verbraucht und zusätzlich Überschüsse in das öffentliche Netz einspeist.

GRUPPENARBEIT: Systemische Bewertung
Ist-Zustand



Pumpspeicher

Momentan sind nur Pumpspeicherkraftwerke relevant, da andere Speicherformen bisher so gut wie keine Verbreitung gefunden haben. Pumpspeicher sind große, zentrale Speicher und als Technologie ausgereift und etabliert. Lange Zeit waren Pumpspeicherkraftwerke wirtschaftlich. Im Moment sind Pumpspeicherkraftwerke nur noch schwer wirtschaftlich zu betreiben. Der Preisverfall am Regenergiemarkt macht ihnen zu schaffen und das etablierte Geschäftsmodell (zu Hochpreiszeiten während der Mittagsspitzen Strom anzubieten) kommt zunehmend in Bedrängnis. Trotzdem sind die meisten

Pumpspeicherkraftwerke zurzeit immer noch wirtschaftlicher als neue Batteriespeicher, da viele alte Anlagen im System existieren, die bereits abgeschrieben sind.

Ein Problem für Pumpspeicherkraftwerke ist allerdings ihre geringe gesellschaftliche Akzeptanz. V.a. für geplante Neuanlagen stellt diese ein zusätzliches Hemmnis dar. Die fehlende Akzeptanz hat nicht nur aus einer gesellschaftlichen Sichtweise Nachteile, sondern führt aufgrund notwendiger Kompensationszahlungen auch zu einer Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit. Die Errichtung von weiteren Pumpspeicherkraftwerken wird daher von den Teilnehmern als unwahrscheinlich eingeschätzt.

Andere Speicher

Die zunehmend fehlende Wirtschaftlichkeit von Pumpspeichern spiegelt sich auch bei neuen/anderen Speichertechnologien wieder. Aus systemischer Sicht spielen sie derzeit noch keine Rolle. So sind Batteriespeicher aufgrund der EEG-Umlage weder für Privatpersonen noch für Unternehmen rentabel, daher werden sie bisher auch kaum genutzt. Weder für private Haushalte noch für die Industrie gibt es momentan wirtschaftliche Anreize, in Batteriespeicher zu investieren. Hinzu kommen rechtliche Unsicherheiten (etwa für Quartierspeicher), die den Speicherzubau hemmen. Der derzeit beobachtbare, allerdings schwache Zubau im privaten Bereich ist auf andere, nicht wirtschaftliche Gründe, zurückzuführen. Um diesen Zubau zu verstärken, müsste die Wirtschaftlichkeit von Hausspeichern zukünftig verbessert werden. Dies ließe sich realisieren, würden die momentan existierenden Umlagen abgeschafft. Wichtig bei einem noch stärkeren Zubau an privaten Hausspeichern ist allerdings – insbesondere vor einem systemischen Hintergrund – dass dieser zur bedarfsgerechten Einspeisung des PV-Stroms beiträgt. Daher sprechen sich die Teilnehmer auch für eine Förderung der bedarfsgerechten Einspeisung und eines damit verknüpften netzdienlichen Speicherbetriebs aus.

Zukunft

Speicher werden im weiteren Verlauf der Energiewende eine immer größere Rolle spielen, hier sind sich die Teilnehmer einig. Speicher werden zukünftig auf allen Ebenen benötigt und da nicht alle Technologien auf allen Ebenen einsetzbar sind, wird der zunehmende Bedarf an Speichern vermutlich auch die ganze Bandbreite an Technologien betreffen. Auf regionaler Ebene werden Speicher insbesondere zum Erhalt der Netzspannung gebraucht, auf lokaler Ebene v.a. zur Verbrauchsoptimierung. Beides ist relevant. Momentan ist jedoch unklar, welche Technologien sich zukünftig besonders aus wirtschaftlicher Sicht entwickeln und durchsetzen werden. Die wirtschaftliche Entwicklung hängt von sehr vielen Faktoren ab. So verweisen die Teilnehmer z.B. auf einen oft unberücksichtigten Faktor: es ist zu vermuten, dass lokale Lösungen, die z.B. auch lokale Abregelungen von Erneuerbaren Energien zulassen, weniger Akzeptanzprobleme mit sich bringen, weil die Notwendigkeiten zur

zeitweiligen Abregelung sich auf lokaler Ebene nachvollziehbarer erklären lassen. Ob dagegen ein zukünftiger Fokus auf dezentrale Speichersysteme auch den Bedarf am Ausbau des Stromnetzes reduziert, was einige der Teilnehmer positiv hervorheben, wird von anderen Teilnehmern wiederum in Frage gestellt. D.h. insgesamt sind viele Punkte immer noch offen und die Zukunft der Speicher kann unterschiedliche Entwicklungen nehmen.

Was auf jeden Fall relevanter werden wird: Lithium-Ionen Batterien, E-Mobilität, Power-to-X.

Die Zukunft der Hausbatterien

Im Bereich der Batteriespeichertechnologien werden von den Teilnehmern aufgrund von Skaleneffekten deutliche Kostendegressionen erwartet. Bei gleichzeitig steigenden Strompreisen ist mittelfristig ein Boom im Bereich der Hausspeicher zu erwarten. Wichtig ist jedoch – um keinen Entsolidarisierungstrend auszulösen – dass die Entwicklung im Bereich der Hausspeicher mit einer entsprechenden Entwicklung im Bereich IKT und einer intelligenten Stromnutzung einhergeht.

Quartierspeicher

Aus systemischer Perspektive ist insbesondere in urbanen Räumen die Entwicklung von Quartierspeichern sinnvoller als ein starker Zubau an Hausspeichern. Durch eine Vernetzung von Speichern, Angebot und Nachfrage von mehreren Haushalten würde die intelligente Stromnutzung und Speicherung erleichtert.

Power-to-X

Für die verschiedenen denkbaren power-to-x Lösungen sehen die Teilnehmer v.a. die Möglichkeiten der Sektorkopplung als relevant und sinnvoll.

Power-to-x mit dem Ziel der Rückverstromung, d.h. diese Technologie als saisonalen Speicher zu nutzen, ist aufgrund der starken Wirkungsgradverluste nicht ökonomisch. Pumpspeicher und Batterien haben deutlich höhere Wirkungsgrade und werden von den Teilnehmern im Stromsystem auch langfristig die bessere Lösung gesehen.

Einen viel sinnvolleren Einsatz von power-to-x sehen die Teilnehmer im Bereich Mobilität und Wärme. Derzeit gibt es zwar noch andere konkurrierende Systeme (z.B. Öl), aber mittel- bis langfristig könnten insbesondere power-to-gas-Lösungen im Mobilitäts- und Wärmesektor erfolgreich eingesetzt werden.

Expertenbefragung

Aufgrund der zahlreichen Unsicherheiten der zukünftigen Entwicklungen und insbesondere im Hinblick auf ihre systemische Bewertung (die wiederum aufgrund der zahlreichen Wechselwirkungen sehr komplex ist), wird die Idee aufgeworfen, die Politik könnte darüber nachdenken, systematische Verfahren von (demokratisch legitimierten) Expertengruppen zum zukünftigen Design des Energiesystems und dem zukünftigen Einsatz unterschiedlicher Energiespeichertechnologien und Betreibermodellen einzusetzen.

GRUPPENARBEIT: Gesellschaftliche Bewertung

Die Diskussionen zur gesellschaftlichen Bewertung beschäftigen sich v.a. mit der Frage, welche Akteure bei der Entwicklung und der Umsetzung von Betreibermodellen für Stromspeichern erfolgreich sind, was die Gründe dafür sind und wie und warum zukünftig auch noch andere Akteure folgen können.



Ist-Analyse

Vorreiter

Bei der Frage, welche Akteure als Vorreiter beim Einsatz sowie der Entwicklung und Diffusion von Geschäftsmodellen für Stromspeicher identifiziert werden können, werden ganz unterschiedliche Akteure mit jeweils unterschiedlichen Motiven genannt. Im gewerblichen/Industriebereich sind dies:

- Stadtwerke (erweitern ihr Endkundengeschäft)
- Investoren/Finanzfonds (Interesse an hohen Renditen)
- Technologieinteressierte Firmen (im Selbstverständnis als first mover)
 - o zur Geschäftsbereichserweiterung, Standortsicherung (Bsp. Kooperation Daimler mit EnBW)
 - o um entwickelte Technologien zu testen und (oft auch in Kooperation) zu vertreiben (Bsp. Belectric).
 - Der Erfolg dieser First Mover hänge von verschiedenen Faktoren ab.
 - Bei Belectric besteht er z.B. darin, eine bereits vorhandene Technologie geschickt in neuen Geschäftsfeldern (Utility Bereich) einzusetzen und daraus ein Geschäftsmodell zu generieren

Neben den gewerblichen und industriellen Akteuren sind es (insbesondere in Deutschland) auch private Akteure, die Stromspeicher (i.d.R. PV-gekoppelt) nachfragen und installieren.

- Endkunden, die eine PV-Anlage betreiben und die zukünftige Entwicklung des EEG antizipieren
- Endkunden als „Autarkieliebhaber“, die unabhängig von wirtschaftlichen Überlegungen eine möglichst hohe Unabhängigkeit vom Stromsystem anstreben

Nachzügler

Neben der Frage nach den Vorreitern wird in der Diskussion auch nach Nachzüglern gefragt, also Akteuren, deren Kerngeschäft eigentlich gut zum Betrieb und der Vermarktung von Stromspeichern passen würden, diese hier allerdings noch nicht/wenig aktiv sind.

Nach Einschätzung der Teilnehmer sind v.a. die großen Energieversorger zu träge gewesen. Ähnlich wie beim Ausbau der Erneuerbaren Energien haben sie auch das Thema Stromspeicher zunächst ignoriert bzw. haben sich im Vergleich zu den First Mover weniger aktiv gezeigt. Inzwischen steigen „die Großen 4“ allerdings auch in dieses Geschäftsfeld ein.

Als Gründe, weshalb die großen Energieversorger sich zunächst als wenig innovativ dargestellt haben, wird von den Teilnehmern auf die typische Trägheit großer Unternehmen verwiesen. Vorangegangene Groß-Investitionen müssen sich über viele Jahre amortisieren. Daran anschließend sind der Betrieb oder der Vertrieb erprobter Technologien

wirtschaftlicher als Investitionen in neue Technologien. Neben solchen Economy of Scale-Hemmnissen sind aber auch die Organisationsformen, die großen und starren Strukturen großer Unternehmen, eher hinderlich für innovatives Verhalten und agiles Reagieren auf neue Herausforderungen oder das Antizipieren zukünftiger Geschäftsfelder.

Neben diesen sehr spezifischen Hemmnissen, die v.a. große und alteingesessene Akteure betreffen, sehen die Teilnehmer aber auch allgemeinere Hemmnisse für die Verbreitung von Stromspeichern. Hier werden v.a. regulatorische Richtlinien ins Feld geführt, die momentan den Betrieb von Stromspeichern wenig wirtschaftlich machen.

Neben den regulatorischen Hemmnissen und regulatorischen Unklarheiten, werden noch weitere Faktoren genannt, die Innovationen bremsen. So ist es für eine Reihe von Akteuren momentan nicht abschätzbar, welche Auswirkungen verstärkte Aktivitäten im Bereich Stromspeicher auf die bisherigen Kerngeschäfte (etwa der Stromerzeugung oder dem Stromvertrieb – oder auch entfernteren Tätigkeitsfeldern) haben werden.

Aufgrund fehlender Erfahrungen und eines dynamischen Umfelds sind zudem administrative Zuständigkeiten bei Speicherprojekten derzeit noch unklar, müssen erst ausgehandelt werden, können sich auch laufend weiterverändern. Dies erhöht sowohl die Chancen, als auch die Unsicherheiten bei der Realisierung von Speicherprojekten. Diese Risiken sind derzeit für viele Akteure nicht genügend abschätzbar.

Was kann motivierend auf Nachzügler wirken?

Um die Speichertechnologien aus der Nische zu führen, wird es wichtig sein, dass nicht nur First Mover, sondern sukzessive auch weitere Akteure in die Technologie investieren und Geschäftsmodelle erproben. Es wird daher auch in den Gruppen diskutiert, welche Entwicklungen, welche Faktoren zukünftig motivierend auf Nachzügler wirken könnten.

Aufgrund sinkender Kosten (die derzeit u.a. auch durch eine Batterieüberproduktion verursacht sind) könnten Hemmschwellen für weitere Akteure herabgesetzt werden. Die Technologieanbieter (Batteriehersteller) sind zunehmend auf der Suche nach neuen Kunden. D.h. durch sinkende Preise und einer gezielten Werbung durch die Technologieanbieter und Kooperationsangebote, könnten mehr und mehr Akteure über Geschäftsmodelle nachdenken.

Darüber hinaus werden Akteure zunehmend auch unter Druck gesetzt und sehen sich unter Zugzwang, je mehr Aktivitäten am Markt angestoßen werden und je mehr Wettbewerber (etwa bei den Stromversorgern) Speichertechnologien und Vermarktungs-Dienstleistungen anbieten.

Auch Pilotprojekte zeigen positive Effekte: Sie helfen, Erfahrungen zu sammeln, Kooperationen zu testen und verschiedene Aspekte im Zusammenhang mit der Entwicklung neuer Geschäftsmodelle (etwa der Entwicklung von Abrechnungsmodellen) zu erproben.

Neue Kooperationen, etwa zwischen Technologieentwicklern und Energieversorgern, sind auch unabhängig von Pilotprojekten möglich und haben in jedem Fall positive Auswirkungen auf das Innovationsverhalten der Akteure.

Zukunft

Aus technischer Sicht bringen die Teilnehmer vor, dass durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Batteriespeicher die so genannte „Spinning-Reserve“ reduziert werden könnte. Dies macht die Energiebereitstellung insgesamt effizienter und vergrößert die zur Verfügung stehende thermische Leistung.

Gefragt nach der zukünftigen Entwicklung und ihrer Bewertung auf organisatorischer Ebene, formulieren die Teilnehmer den Wunsch, dass sich grundlegende Rahmenbedingungen ändern sollten, etwa bei der momentanen Umlegung der Netzentgelte auf die Allgemeinheit oder bei den Abrechnungs- und Steuermodellen. Denn derart große Umwälzungen eines seit 100 Jahren bestehenden Energiesystems benötigen zahlreiche und tiefgreifende Änderungen auf allen Ebenen.

Es muss ganz grundsätzlich über eine gerechte Verteilung der zukünftigen Infrastrukturkosten nachgedacht werden. Bei einer zunehmenden Entsolidarisierung stellt sich die Frage, wie Infrastrukturkosten solidarisch verteilt werden können. Entweder durch Steuern, eine Grundgebühr oder aber über das bisherige verbrauchsgebundene System.

Als Voraussetzung, damit sich Speichertechnologien refinanzieren und unterschiedliche Geschäftsmodelle etablieren, sollte auch über eine veränderte/verstärkte Vergütung von Systemdienstleistungen nachgedacht werden.

Bei einer entsprechenden grundlegenden Umgestaltung des Systems, wird sich für Stromspeichertechnologien (auch für die Batterien) das Peak-Shaving als die zentrale Aufgabe im Stromsystem herauskristallisieren.

Eine wichtige, v.a. aus Akzeptanzperspektive noch ungelöste Herausforderung, ist der Datenschutz. Hier sind auch noch Anstrengungen notwendig und Lösungen zu entwickeln, um den Einsatz intelligenter Speicher flächendeckend zu ermöglichen.

Autarkie vs. Solidarität

Die Diskussionen und Überlegungen zur Frage Autarkie vs. Solidarität im Zusammenhang mit den gesellschaftlichen Bewertungen von Speicher-Betreibermodellen ist stark auf den Solidaritätsaspekt fokussiert.

Die Diskussion, so die Teilnehmer, kann allerdings nicht losgelöst vom regulativen Rahmen und Marktdesign geführt werden. Eine leistungsabhängige (maximale Nachfrage) Preisgestaltung der Netzentgelte (ähnlich den Tarifen für die Industrie) kann z.B. zu einer höheren Akzeptanz (durch die verursachergerechte Umverteilung der Netzkosten) führen. Auf diese Weise könnte sichergestellt werden, dass einer Unterfinanzierung oder einer ungerechten Finanzierung der Infrastrukturkosten entgegengewirkt wird.

Neben diesen grundsätzlichen Aspekten, wird auch das Thema Autarkie diskutiert. Hintergrund ist, dass im Zusammenhang mit dem Thema Speicher oft der Gedanken der Autarkie als Leitidee und Motiv erwähnt wird. Hier sind sich die Teilnehmer allerdings einig, dass eine 100% Autarkie technisch und wirtschaftlich schwer möglich ist und nicht angestrebt werden sollte. Es wird auch über die besondere Herausforderung in urbanen Räumen diskutiert. Dort ist der Gedanke einer Realisierung von Autarkie besonders unrealistisch. Denn urbane Räume zeichnen sich durch einen hohen Energieverbrauch bei gleichzeitig geringen Möglichkeiten der Eigenstromproduktion aus. Die Diskussionen greifen auch den Gegensatz/die Unterscheidung von Autarkie vs. Autonomie auf.

Dass ein verstärkter Speicherausbau den Bedarf an Netzausbau minimiert, welcher wiederum gesellschaftlich stark umstritten und mit Akzeptanzproblemen konfrontiert ist, wird von den Teilnehmern schließlich noch als starkes Argument pro Speicher genannt.

Handlungsempfehlungen

In der zweiten Hälfte des Nachmittags wird in drei parallelen Gruppen die Frage nach Handlungsempfehlungen gestellt. Die Teilnehmer werden gebeten, Handlungsempfehlungen für die Landespolitik, für die Kommunalpolitik, sowie die Wissenschaft zu formulieren.

Leitfragen Handlungsempfehlungen

	Politik Land	Politik Kommune	Wissenschaft
Gesellschaftlich: Wodurch kann Akzeptanz verstärkt werden? Wodurch könnten Akteure/Kooperationen gezielt unterstützt werden?			
Regulativ: Wie könnte eine sinnvolle rechtliche Regelung für den Einsatz von Speichern aussehen? Was fehlt? Welche Unterstützung bei der Rechtsberatung brauchen Speicherinvestoren aktuell?			
Ökonomisch: Würden Sie Förderinstrumente befürworten? Wie könnte eine Förderung aussehen und wie hoch sollte Sie sein? Würden Sie Leuchtturmprojekte befürworten, die unter Umständen auch stark unwirtschaftlich sind?			

In allen drei Gruppen werden dieselben Fragen gestellt, entsprechend ähneln sich auch viele der Handlungsempfehlungen. Zum Teil zeigen sich die Unterschiede v.a. in der Komplexität (manchmal wird in einer Gruppe eine komplexe Empfehlung gegeben, während in einer anderen Gruppe das gleiche Thema in mehreren Empfehlungen mündet), oder in der Konkretisierung. Da dieser Bericht die gesamte Bandbreite an möglichen Lösungen

widergeben möchte, werden im Folgenden alle Handlungsempfehlungen, auch die Dopplungen, aufgelistet.

Die Teilnehmer wurden am Schluss der Gruppendiskussionen gebeten, die Handlungsempfehlungen nach Wichtigkeit zu bepunkten. Jeder Teilnehmer erhielt drei Punkte. Da die Gruppengrößen zum Teil voneinander abwichen, geben die Punkte allerdings kein repräsentatives Voting aller Workshop-Teilnehmer wider. Trotzdem geben sie teilweise erste Hinweise, was als besonders wichtig erachtet wurde.

Politik Bund

Obwohl eigentlich explizit nicht nach Ansätzen auf Bundesebene gefragt wird, kommt das Thema – insbesondere des regulativen Rahmens – immer wieder auf.

Folgende Handlungsempfehlungen werden für diese Ebene der Politik erarbeitet:

Handlungsempfehlung	Quartierspeicher auf Verbraucherseite (netzentgeltbefreit)
Adressat	Bund (regulativer Rahmen)
Beschreibung	Infrastrukturbefreiung Steuer
Nutzen/erhoffte Wirkung	
Zeithorizont	
Punkte	8

Handlungsempfehlung	Anreize für systemdienliches Verhalten
Adressat	Bund (auch Wissenschaft und Netzbetreiber)
Beschreibung	Lokale Tarife für Priorisierung oder nach Verbraucherart (z.B. Kühlhäuser) Speicher für Netzstabilisierung bereitstellen Unternehmensbezogenes DSM Lastvariable Tarife Intelligente Verbraucher (Priorisierung) Normen
Nutzen/erhoffte Wirkung	Kostenoptimierung/Reduktion Systemdienstleistungsbedarf Angebot und Nachfrage zusammenbringen
Zeithorizont	Mittel- bis langfristig
Punkte	8

Handlungsempfehlung	EE-StromG (30%EE)
Adressat	Bund für Kommunen
Beschreibung	Ähnlich dem EEWärmeG: 15% EE -> EE-StromG: mehr als 30% EE im Neubaubereich
Nutzen/erhoffte Wirkung	
Zeithorizont	
Punkte	5

Handlungsempfehlung	Infrastrukturabgabe statt Netzentgelte
Adressat	Bund
Beschreibung	Kein Zwang zur Autarkie mehr (Konsumenten wollen keine Netzentgelte) Eventuell gekoppelt an Peak-Last (Zähler notwendig) Eventuell pro Anschluss
Nutzen/erhoffte Wirkung	Gerechtere Kostenverteilung /bessere Infrastrukturfinanzierung
Zeithorizont	mittelfristig
Punkte	4

Handlungsempfehlung	Transparente Informationsbereitstellung
Adressat	Bund und Land (Finanzierung)
Beschreibung	Lokale Ansprechpartner (Energieagenturen) Handlungsleitfaden für Speicherinstallation Best Practice Beispiele (auch Beratung)
Nutzen/erhoffte Wirkung	Hürden werden abgebaut, Vereinfachung Markteintritt, Erschließung von Anwendungsfeldern/neuen Akteuren
Zeithorizont	Kurz- bis mittelfristig
Punkte	4

Handlungsempfehlung	Netzentgelt in Abhängigkeit von Leistung (kW)
Adressat	Bundesnetzagentur
Beschreibung	
Nutzen/erhoffte Wirkung	
Zeithorizont	
Punkte	1

Handlungsempfehlung	Investitionen in Batterieherstellung
Adressat	Bund
Beschreibung	Bei Ausschreibung lokale Produkte bevorzugen (2% des Investitionspreises frei entscheidbar)
Nutzen/erhoffte Wirkung	
Zeithorizont	
Punkte	

Politik Land

Folgende Handlungsempfehlungen werden für die Landespolitik formuliert (einige davon sind sowohl an das Land als auch an Kommunen adressiert):

Handlungsempfehlung	Vorbildwirkung Land/Kommune
Adressat	Land und Kommunen
Beschreibung	Verpflichtende Umsetzung von Bundesvorgaben im Bereich EE im Land und den Kommunen
Nutzen/erhoffte Wirkung	Vorbildfunktion
Zeithorizont	
Punkte	2

Handlungsempfehlung	10.000 Keller Programm
Adressat	Land
Beschreibung	Siehe 100.000 Dächer Programm für PV: Ein solches Landesprogramm könnte ähnlich wie in Bayern oder Saarland aufgelegt und auf das KfW Programm aufsatteln Achtung: gute Abstimmung wäre wichtig
Nutzen/erhoffte Wirkung	
Zeithorizont	
Punkte	2

Handlungsempfehlung	Legal-Definition für Speicher
Adressat	Land (sollte sich dafür beim Bund einsetzen)
Beschreibung	Technologieneutrale Definition (unabhängig von technologischer Entwicklung)
Nutzen/erhoffte Wirkung	Klarheit, schnellere Umsetzung von Projekten Ein klarer rechtlicher Rahmen ist Voraussetzung für Investitionen
Zeithorizont	
Punkte	2

Handlungsempfehlung	Kampagne
Adressat	Land
Beschreibung	Nutzen für Allgemeinheit darstellen: Speichern, aber richtig!
Nutzen/erhoffte Wirkung	Netzdienliche Speicherbereitschaft erhöhen
Zeithorizont	schnell
Punkte	2

Handlungsempfehlung	Kampagne
Adressat	Land
Beschreibung	Individueller Nutzen von Speichern darstellen, breite Öffentlichkeit erreichen
Nutzen/erhoffte Wirkung	Akzeptanz erhöhen
Zeithorizont	schnell
Punkte	2

Handlungsempfehlung	Systemanalyse fördern
Adressat	Land
Beschreibung	Betreiber, Europa + Gesamtsystem betrachten, um verschiedene Wechselwirkungen zu untersuchen
Nutzen/erhoffte Wirkung	Klarheit über Wechselwirkungen: welche Technologien sind sinnvoll? Daraus dann Handlungsempfehlungen für den Rest ableiten
Zeithorizont	
Punkte	1

Handlungsempfehlung	Infrastrukturausbau E-Mobilität
Adressat	Land und Kommunen
Beschreibung	Durch die Förderung der E-Mobilität wird auch die Nachfrage nach Speichern angereizt
Nutzen/erhoffte Wirkung	
Zeithorizont	
Punkte	

Kommunen

Handlungsempfehlung	Pilotprojekte/Leuchtturmprojekte
Adressat	Kommunen
Beschreibung	Speicher und E-Mobilitätsprojekte von Kommunen sollen auf Bevölkerung und Unternehmen ausstrahlen
Nutzen/erhoffte Wirkung	Multiplikatoreffekte
Zeithorizont	
Punkte	2

Handlungsempfehlung	Netzdienlichkeit
Adressat	Kommunen
Beschreibung	Netzdienlichkeit und Kapazitäten in Einklang bringen Flächenflexibilisierung (PV, Wind)
Nutzen/erhoffte Wirkung	
Zeithorizont	
Punkte	1

Handlungsempfehlung	Netzoptimierte Erzeugung
Adressat	Kommunen in Kooperation mit Netzbetreibern (Rahmen könnte vom Land vorgegeben werden)
Beschreibung	Netzanschlusspunkte können von Bezuschussung befreit werden
Nutzen/erhoffte Wirkung	
Zeithorizont	
Punkte	1

Wissenschaft

Handlungsempfehlung	Netzdienlichkeit von EE-Standorten bewerten
Adressat	Wissenschaft
Beschreibung	Studien, um Standorte zu identifizieren, an denen eine möglichst netzdienliche Speicherung/Erzeugung von Strom realisiert werden kann.
Nutzen/erhoffte Wirkung	In Kombination mit Handlungsempfehlung „Netzoptimierte Erzeugung“ könnte der Netzausbau durch die gezielte Erzeugung/Speicherung von Strom reduziert werden.
Zeithorizont	
Punkte	3

Handlungsempfehlung	Batteriesicherheit erforschen
Adressat	Wissenschaft
Beschreibung	Lithium-Ionen Batterien bislang unsicher (Brandgefahr)
Nutzen/erhoffte Wirkung	Akzeptanz steigern
Zeithorizont	
Punkte	2

Handlungsempfehlung	Gutachten für regulatorischen Rahmen
Adressat	Wissenschaft
Beschreibung	Regularien sinnvoll ausgestalten: juristische Gutachten notwendig
Nutzen/erhoffte Wirkung	
Zeithorizont	2
Punkte	

Fazit

Rund 25 Expertinnen und Experten aus Wissenschaft und Praxis diskutierten intensiv den derzeitigen Stand der Betreibermodelle für Stromspeicher und ihre erwartete zukünftige Entwicklung.

Neben ökonomischen Überlegungen ging es auch darum, unterschiedliche Ansätze für unterschiedliche Akteurstypen zu diskutieren und zu bewerten. Von besonderer Bedeutung war darüber hinaus die Frage, inwiefern Autarkiebestrebungen im Zusammenhang mit dem Speicherausbau unterstützt werden sollten oder ob diese in eklatantem Widerspruch zu volkswirtschaftlichen Zielgrößen und dem Gedanken der Solidarität stünden.

Eines der zentralen Ergebnisse der Diskussionen zeigt, dass der Widerspruch zwischen Autarkie und Solidarität kein Widerspruch bleiben muss, dass es im Gegenteil Ansätze für erfolgreiche Geschäftsmodelle gibt, die diesen Widerspruch lösen. Insbesondere für Stadtwerke und andere lokale Akteure sahen die Teilnehmer hier Chancen, entsprechende Geschäftsmodelle noch weiter voranzutreiben.

Die Diskussionen waren von den unterschiedlichen Erfahrungen und Zugängen zum Thema der Teilnehmer geprägt. Trotzdem waren sich die Gruppen meistens einig in den Bewertungen. Die zukünftigen Entwicklungen seien immer noch sehr ungewiss und die Unsicherheiten prägten das derzeit sehr zögerliche Investitionsverhalten vieler Akteure.

Hier wurden verschiedene Vorschläge formuliert, wie die Politik einen Beitrag zur Reduktion der Unsicherheit leisten könne. Neben dem Einsatz zusätzlicher regulatorischer und finanzieller Steuerungsinstrumente wurden auch intensiv über notwendige Informations- und Öffentlichkeitsmaßnahmen diskutiert, die u.a. auch eine Sensibilisierung der Öffentlichkeit für bislang vernachlässigte Aspekte der Energiewende impliziert.

Agenda

Workshop „zukünftige Betreibermodelle für Stromspeicher in Gewerbe-, Industrie- und EE-Anlagen“

Zeit: 10. März 2016

Ort: Internationales Begegnungszentrum
der Universität Stuttgart
"Eulenhof"
Robert-Leicht-Str. 161
70569 Stuttgart

Anreiseinformationen unter: <http://www.uni-stuttgart.de/ibz/ibzplan.html>

10:30 – 10.45 Begrüßung, Vorstellung des Projekts Store2Win

10.45 – 11.00 Kurzinput: Zusammenfassung der Ergebnisse des letzten Workshops (Fokus war auf Energiegenossenschaften und der lokalen Ebene)

11.00 – 11.30 Input: Konzept für Speicher in Gewerbebetrieb

11.30 – 12.00 Input: Modellierung von Energiespeichern und Power-to-X-Technologien mit dem Energiesystemmodell TIMES PanEU

12.00 – 12.45 Input: Pilotprojekt Belectric

12.45 – 13.45 Mittagspause

13.45– 15.00 Gruppenarbeit I

3 rotierende Gruppen: Ist-Analyse und Visionen: Was läuft gut, was läuft schlecht? Was wird für die nächsten Jahre angestrebt?

Gruppe 1: Ökonomische Bewertung

Gruppe 2: Systembewertung

Gruppe 3: Gesellschaftliche Bewertung

15.00 – 16.00 Gruppenarbeit II



3 Gruppen: Handlungsempfehlungen für Politik auf allen Ebenen und die Wissenschaft

16.00 – 16.15 Kaffeepause

16.15 – 17.00 Präsentation der Handlungsempfehlungen im Plenum, Schlussdiskussion

17:00 Uhr Ende