







Analyse des wirtschaftlichen, technischen und ökologischen Nutzens von PV-Speichern

Gemeinsamer Ergebnisbericht für das Projekt PV-Nutzen,

FKZ 0325534A/B

Autoren: Janina Moshövel, Dirk Magnor, Dirk Uwe Sauer,

Swantje Gährs, Mark Bost, Bernd Hirschl, Moritz Cramer, Baris Özalay, Claas Matrose, Christoph

Müller, Armin Schnettler

Datum: Dezember 2015

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Impressum

Partner des Verbundprojekts:

Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen Jägerstr. 17/19 D-52066 Aachen www.isea.rwth-aachen.de - Verbundkoordination - Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe

Bearbeitung:
Janina Moshövel
Dirk Magnor
Univ.-Prof. Dr. rer. nat. Dirk Uwe Sauer

Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) Potsdamer Straße 105 D-10785 Berlin www.ioew.de

Bearbeitung: Mark Bost Dr. Swantje Gährs Prof. Dr. Bernd Hirschl

Institut für Hochspannungstechnik (IFHT), RWTH Aachen Schinkelstraße 2 D-52056 Aachen www.ifht.rwth-aachen.de

Bearbeitung: Moritz Cramer Baris Özalay Claas Matrose Christoph Müller Armin Schnettler





Förderinitiative Energiespeicher FKZ: 0325534A / B

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autor/innen.

Hinweis zur Projektwebsite mit weiteren Informationen und Publikationen: http://www.pv-nutzen.rwth-aachen.de Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

1	Ziel	e, Hinte	ergrund und Projektstruktur	14
	1.1	Ziele u	und Aufgabenstellung	14
	1.2	Wisse	nschaftlicher Hintergrund	15
	1.3	Planui	ng und Ablauf des Vorhabens	16
2	AP 1	1 – Met	hodenabstimmung, Schnittstellendefinition und Erstanalyse	20
	2.1	Metho	odenkonzept und Schnittstellendefinition	20
	2.2	Erstan	alyse	21
3	AP 2	2 – Fest	legung der Referenzfälle und der Basisparameter	23
	3.1	Überb	lick	23
	3.2	Haush	altslastprofile	25
	3.2.	.1 Jah	resstromverbrauch	26
	3.3	PV-Ert	räge, Wetter- und Strahlungsdaten	27
	3.3.	.1 PV-	Erträge in Deutschland	27
	3.3.	.2 We	tter- und Strahlungsdaten	28
	3.3.	.3 Eins	speisemanagement und Leistungsbegrenzung	28
	3.4	Batter	iesysteme	29
	3.4.	.1 Blei	-Säure-Technologie	29
	3.4.	.2 Lith	ium-Ionen-Technologie	30
	3.4.	.3 Ans	chluss-Topologien	31
	3.4.	.4 Mö	gliche Betriebsstrategien	32
	3	.4.4.1	Betrieb zur Maximierung des Eigenverbrauchs	33
	3	.4.4.2	Leistungsbegrenzung der Einspeisung	34
	3	.4.4.3	Zeitlich festgelegte Speicherung (Zeitschaltuhr)	35
	3	.4.4.4	Netzgesteuerter Betrieb	36
		.4.4.5	Speicher zur ausschließlichen Netzentlastung	
		.4.4.6	Ladung aus bzw. Entladung ins Netz	
		.4.4.7	Betrieb auf Basis von Prognosen	
		.4.4.8	Fazit	
_	3.5		altsstrompreis	
4			uierung der zu erwartenden Speicherlebensdauer	
	4.1		cklung einer intelligenten Betriebsstrategie	
	4.2		ngsmodelle der Batterietypen	
	4.3	-	mmodellierung inklusive Komponenten	
	4.4	Leben	sdauer für Referenzfälle und Sensitivitätsanalyse	48

	4.5	Eigenverbrauch	49
5	AP 4	4 – Optimierung der Speichersystemauslegung	53
	5.1	Zielfunktionen der Speichersystemauslegung und Implementierung	53
	5.2	Eigenverbrauch: Speichergröße und PV Ausrichtung	54
	5.3	Veränderung des Eigenverbrauchs durch Elektrofahrzeuge	56
	5.4	Zusätzliche Netzbelastung durch Speicher?	57
6		5 – Evaluierung des Nutzens der Speichersysteme für das jeweilige	
		teilungsnetzsegment	
	6.1	Einleitung und Motivation	
	6.2	Vorgehen und Modellierung	
		.1 Untersuchungsgegenstand und Szenarien	
	6.2.	See	
	6.2.		
	6.3	Ergebnisse	
	6.3.		
		.2 Auswertung der Netzengpässe	
_	6.4	Zusammenfassung	/5
7		6 – Evaluierung der Wirkung der Speichersysteme auf das deutsche ertragungsnetz	76
	7.1	Einleitung	
	7.2	Modellierung	76
	7.2.		
	7.2.	.2 Europäische Strommarktsimulation	79
	7.2.	.3 Lastflussberechnung	80
	7.3	Ergebnisse	82
	7.4	Zusammenfassung	85
8	AP 7	7 – Evaluierung des wirtschaftlichen Nutzens, der Akzeptanz und der	
	Inve	estitionsbereitschaft potenzieller Nutzer	87
	8.1	Ökonomische und technische Rahmenbedingungen	87
	8.1.	.1 Investitions- und Betriebskosten	
	8.	.1.1.1 Photovoltaik	
		.1.1.2 Speicherkosten	
		.1.1.3 Wechselrichter	
		.1.1.4 Lastverschiebungstechnologien	
	8.1.		
	8.1.	S	
	8.1.	.4 Fördermöglichkeiten	94

8.1.6.1 Weitere ökonomische Parameter 97 8.1.6.1 Börsenstrompreis 97 8.1.6.2 Inflationsrate 99 8.1.6.3 Fremdkapitalzins 99 8.1.6.4 Eigenkapitalzins 99 8.1.6.5 WACC 100 8.1.7 Eigenverbrauchswerte 101 8.1.8 Zusammenfassung der Parameter zu einem Basisszenario 102 8.2 AP 7.1 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bei unterschiedlichen Betriebsweisen und Rahmenbedingungen 103 8.2.1 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung 104 8.2.2 Auswirkungen von Änderungen in den Rahmenbedingungen 108 8.2.3 Sensitivitätsanalyse 109 8.3 AP 7.2 Empirische Untersuchung der Akzeptanz und Investitionsbereitschaft 111 8.3.1 Vorgehen und Methodik 112 8.3.2 Einzelne Ergebnisse der empirischen Untersuchung 114 8.4 AP 7.3 Beurteillung aus Sicht der öffentlichen Haushalte und weiterer Marktakteure 123 8.4.1 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf öffentliche Haushalte 125 8.4.2 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit P		8.1.	.5 Möglichkeiten zur Regelenergiebereitstellung	95
8.1.6.2 Inflationsrate 99 8.1.6.3 Fremdkapitalzins 99 8.1.6.4 Eigenkapitalzins 99 8.1.6.5 WACC 100 8.1.7 Eigenverbrauchswerte 101 8.1.8 Zusammenfassung der Parameter zu einem Basisszenario 102 8.2 AP 7.1 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bei unterschiedlichen Betriebsweisen und Rahmenbedingungen 103 8.2.1 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung 104 8.2.2 Auswirkungen von Änderungen in den Rahmenbedingungen 108 8.2.3 Sensitivitätsanalyse 109 8.3 AP 7.2 Empirische Untersuchung der Akzeptanz und Investitionsbereitschaft 111 8.3.1 Vorgehen und Methodik 112 8.3.2 Einzelne Ergebnisse der empirischen Untersuchung 114 8.4 AP 7.3 Beurteilung aus Sicht der öffentlichen Haushalte und weiterer Marktakteure 123 8.4.1 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf öffentliche Haushalte 125 8.4.2 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf öffentliche Haushalte 129 9 AP 8 – Ökologische Betrachtung 131 9.1 Be		8.1.	.6 Weitere ökonomische Parameter	97
8.1.6.3 Fremdkapitalzins		8.	.1.6.1 Börsenstrompreis	97
8.1.6.4 Eigenkapitalzins		8.	.1.6.2 Inflationsrate	99
8.1.6.5 WACC		8.	.1.6.3 Fremdkapitalzins	99
8.1.7 Eigenverbrauchswerte		8.	.1.6.4 Eigenkapitalzins	99
8.1.8 Zusammenfassung der Parameter zu einem Basisszenario 102 8.2 AP 7.1 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bei unterschiedlichen Betriebsweisen und Rahmenbedingungen 103 8.2.1 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung 104 8.2.2 Auswirkungen von Änderungen in den Rahmenbedingungen 108 8.2.3 Sensitivitätsanalyse 109 8.3 AP 7.2 Empirische Untersuchung der Akzeptanz und Investitionsbereitschaft 111 8.3.1 Vorgehen und Methodik 112 8.3.2 Einzelne Ergebnisse der empirischen Untersuchung 114 8.4 AP 7.3 Beurteilung aus Sicht der öffentlichen Haushalte und weiterer Marktakteure 123 8.4.1 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf öffentliche Haushalte 125 8.4.2 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf private Haushalte 129 9 AP 8 – Ökologische Betrachtung 131 9.1 Ziel und Untersuchungsrahmen 131 9.1.1 Betrachtete Produktsysteme 132 9.1.2 Betrachtete Wirkungskategorien 134 9.2 Sachbilanz 135 9.2.1 Gemeinsamkeiten der untersuchten Batteriesysteme 136 9.2.2 Lithium-lonen-Zellen 137 9.2.3 Bleisäure-Batterie 141 9.2.4 PV-System als Referenz 144 9.2.5 Betrieb der Batteriesysteme 145 9.3 Wirkungsabschätzung 146 9.3.1 Herstellung der Produktsysteme 146 9.3.1.1 Analyse der Prozessbeiträge ausgewählter Wirkungskategorien 149 9.3.2 Betrieb der Produktsysteme 155		8.		
8.2 AP 7.1 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bei unterschiedlichen Betriebsweisen und Rahmenbedingungen		8.1.	.7 Eigenverbrauchswerte	101
Rahmenbedingungen		8.1.	.8 Zusammenfassung der Parameter zu einem Basisszenario	102
8.2.1 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung	8	3.2	_	
8.2.2 Auswirkungen von Änderungen in den Rahmenbedingungen				
8.2.3 Sensitivitätsanalyse				
8.3 AP 7.2 Empirische Untersuchung der Akzeptanz und Investitionsbereitschaft				
8.3.1 Vorgehen und Methodik				
8.3.2 Einzelne Ergebnisse der empirischen Untersuchung	8			
8.4 AP 7.3 Beurteilung aus Sicht der öffentlichen Haushalte und weiterer Marktakteure 123 8.4.1 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf öffentliche Haushalte 125 8.4.2 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf private Haushalte 129 9 AP 8 – Ökologische Betrachtung				
8.4.1 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf öffentliche Haushalte 125 8.4.2 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf private Haushalte 129 9 AP 8 – Ökologische Betrachtung		8.3.	.2 Einzelne Ergebnisse der empirischen Untersuchung	114
8.4.2 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf private Haushalte129 9 AP 8 – Ökologische Betrachtung	8	3.4	AP 7.3 Beurteilung aus Sicht der öffentlichen Haushalte und weiterer Mar	ktakteure
9 AP 8 – Ökologische Betrachtung. 131 9.1 Ziel und Untersuchungsrahmen 131 9.1.1 Betrachtete Produktsysteme. 132 9.1.2 Betrachtete Wirkungskategorien 134 9.2 Sachbilanz 135 9.2.1 Gemeinsamkeiten der untersuchten Batteriesysteme 136 9.2.2 Lithium-lonen-Zellen 137 9.2.3 Bleisäure-Batterie 141 9.2.4 PV-System als Referenz 144 9.2.5 Betrieb der Batteriesysteme 145 9.3 Wirkungsabschätzung 146 9.3.1 Herstellung der Produktsysteme 146 9.3.1.1 Analyse der Prozessbeiträge ausgewählter Wirkungskategorien 149 9.3.2 Betrieb der Produktsysteme 155				123
9.1Ziel und Untersuchungsrahmen1319.1.1Betrachtete Produktsysteme1329.1.2Betrachtete Wirkungskategorien1349.2Sachbilanz1359.2.1Gemeinsamkeiten der untersuchten Batteriesysteme1369.2.2Lithium-Ionen-Zellen1379.2.3Bleisäure-Batterie1419.2.4PV-System als Referenz1449.2.5Betrieb der Batteriesysteme1459.3Wirkungsabschätzung1469.3.1Herstellung der Produktsysteme1469.3.1.1Analyse der Prozessbeiträge ausgewählter Wirkungskategorien1499.3.2Betrieb der Produktsysteme155		8.4.	.1 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf öffentliche Ha	
9.1.1 Betrachtete Produktsysteme			.1 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf öffentliche Ha 125	aushalte
9.1.2 Betrachtete Wirkungskategorien1349.2 Sachbilanz1359.2.1 Gemeinsamkeiten der untersuchten Batteriesysteme1369.2.2 Lithium-Ionen-Zellen1379.2.3 Bleisäure-Batterie1419.2.4 PV-System als Referenz1449.2.5 Betrieb der Batteriesysteme1459.3 Wirkungsabschätzung1469.3.1 Herstellung der Produktsysteme1469.3.1.1 Analyse der Prozessbeiträge ausgewählter Wirkungskategorien1499.3.2 Betrieb der Produktsysteme155	9	8.4.	 .1 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf öffentliche Ha 125 .2 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf private Haush 	aushalte nalte 129
9.2Sachbilanz1359.2.1Gemeinsamkeiten der untersuchten Batteriesysteme1369.2.2Lithium-Ionen-Zellen1379.2.3Bleisäure-Batterie1419.2.4PV-System als Referenz1449.2.5Betrieb der Batteriesysteme1459.3Wirkungsabschätzung1469.3.1Herstellung der Produktsysteme1469.3.1.1Analyse der Prozessbeiträge ausgewählter Wirkungskategorien1499.3.2Betrieb der Produktsysteme155		8.4. AP 8	 .1 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf öffentliche Ha 125 .2 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf private Haush 8 – Ökologische Betrachtung. 	aushalte nalte 129 131
9.2.1 Gemeinsamkeiten der untersuchten Batteriesysteme1369.2.2 Lithium-Ionen-Zellen1379.2.3 Bleisäure-Batterie1419.2.4 PV-System als Referenz1449.2.5 Betrieb der Batteriesysteme1459.3 Wirkungsabschätzung1469.3.1 Herstellung der Produktsysteme1469.3.1.1 Analyse der Prozessbeiträge ausgewählter Wirkungskategorien1499.3.2 Betrieb der Produktsysteme155		8.4. AP 8 9.1	 .1 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf öffentliche Ha 125 .2 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf private Haush 8 – Ökologische Betrachtung Ziel und Untersuchungsrahmen 	aushalte nalte 129 131
9.2.2 Lithium-Ionen-Zellen1379.2.3 Bleisäure-Batterie1419.2.4 PV-System als Referenz1449.2.5 Betrieb der Batteriesysteme1459.3 Wirkungsabschätzung1469.3.1 Herstellung der Produktsysteme1469.3.1.1 Analyse der Prozessbeiträge ausgewählter Wirkungskategorien1499.3.2 Betrieb der Produktsysteme155		8.4. AP 8 9.1 9.1.	 .1 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf öffentliche Ha 125 .2 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf private Haush 8 – Ökologische Betrachtung	nalte 129 131 132
9.2.3 Bleisäure-Batterie1419.2.4 PV-System als Referenz1449.2.5 Betrieb der Batteriesysteme1459.3 Wirkungsabschätzung1469.3.1 Herstellung der Produktsysteme1469.3.1.1 Analyse der Prozessbeiträge ausgewählter Wirkungskategorien1499.3.2 Betrieb der Produktsysteme155	(8.4. AP 8 9.1 9.1.	 .1 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf öffentliche Ha 125 .2 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf private Haush 8 – Ökologische Betrachtung	nalte 129 131 132 134
9.2.4 PV-System als Referenz1449.2.5 Betrieb der Batteriesysteme1459.3 Wirkungsabschätzung1469.3.1 Herstellung der Produktsysteme1469.3.1.1 Analyse der Prozessbeiträge ausgewählter Wirkungskategorien1499.3.2 Betrieb der Produktsysteme155	(8.4. AP 8 9.1 9.1. 9.2	.1 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf öffentliche Ha 125 .2 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf private Haush 8 – Ökologische Betrachtung	nalte 129 131 132 134
9.2.5 Betrieb der Batteriesysteme 145 9.3 Wirkungsabschätzung 146 9.3.1 Herstellung der Produktsysteme 146 9.3.1.1 Analyse der Prozessbeiträge ausgewählter Wirkungskategorien 149 9.3.2 Betrieb der Produktsysteme 155	(8.4. AP 8 9.1 9.1. 9.1. 9.2	.1 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf öffentliche Ha 125 .2 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf private Haush 8 – Ökologische Betrachtung	nalte 129 131 132 134 135
9.3 Wirkungsabschätzung 146 9.3.1 Herstellung der Produktsysteme 146 9.3.1.1 Analyse der Prozessbeiträge ausgewählter Wirkungskategorien 149 9.3.2 Betrieb der Produktsysteme 155	(8.4 AP 8 9.1 9.1 9.2 9.2	.1 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf öffentliche Ha 125 .2 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf private Haush 8 – Ökologische Betrachtung	nalte 129 131 132 134 135 136 137
9.3.1 Herstellung der Produktsysteme	(8.4 AP 8 9.1 9.1 9.2 9.2 9.2	.1 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf öffentliche Ha 125 .2 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf private Haush B – Ökologische Betrachtung	aushalte alte 129 131 132 135 136 137
9.3.1.1 Analyse der Prozessbeiträge ausgewählter Wirkungskategorien	(8.4 AP 8 9.1 9.1. 9.1. 9.2 9.2. 9.2. 9.2.	.1 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf öffentliche Ha 125 .2 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf private Haush 8 – Ökologische Betrachtung	aushalte alte 129 131 132 135 136 137 141 144
9.3.2 Betrieb der Produktsysteme	9	8.4 AP 8 9.1. 9.1. 9.2. 9.2. 9.2. 9.2. 9.2.	.1 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf öffentliche Ha 125 .2 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf private Haush B – Ökologische Betrachtung	aushalte nalte 129 131 132 135 136 137 141 144
	9	8.4 AP 8 9.1. 9.1. 9.2. 9.2. 9.2. 9.2. 9.2.	.1 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf öffentliche Ha 125 .2 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf private Haush B – Ökologische Betrachtung	aushalte nalte 129 131 132 134 135 136 141 144 145 146
9.4 Recycling	9	8.4 AP 8 9.1 9.1. 9.2 9.2. 9.2. 9.2. 9.2. 9.3 9.3	Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf öffentliche Ha 125 2 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf private Haush B – Ökologische Betrachtung	aushalte nalte 129 131 132 135 136 141 144 145 146
	9	8.4 AP 8 9.1. 9.1. 9.2. 9.2. 9.2. 9.2. 9.3. 9.3. 9.3.	.1 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf öffentliche Har 125 .2 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf private Haush B – Ökologische Betrachtung	aushalte nalte 129 131 132 134 135 136 141 144 145 146 149

	9.5	E۲۱	weiterte Betrachtung möglicher Auswirkungen im Kraftwerkspark	. 160
	9.5.	.1	Mögliche Veränderungen im Kraftwerkspark	. 160
	9.5.	.2	Berücksichtigung von Systemdienstleistungen	. 161
	9.6	Ве	urteilung der Datenqualität	. 163
	9.7	Sch	hlussfolgerungen und Empfehlungen	. 166
10	AP 9) – Z	Zusammenführung und Dissemination der Ergebnisse	169
	10.1	Pro	ojektwebsite	. 169
	10.2	W	orkshops	. 169
	10.3	Ke	rnergebnisse und Handlungsempfehlungen	. 170
	10.3	3.1	Themenfeld: Betriebsweisen von Photovoltaik-Speichern	. 170
	10.3	3.2	Themenfeld: Betriebsweise technologiespezifisch	. 171
	10.3	3.3	Themenfeld: Eigenverbrauch und PV-Ausrichtung	. 171
	10.3	3.4	Themenfeld: Wirkung von Speichern auf die Residuallast	. 171
	10.3	3.5	Themenfeld: Verteilungsnetzrückwirkung unterschiedlicher Betriebsweisen	. 172
	10.3		Themenfeld: Gesamtsystemische Auswirkungen unterschiedlicher Betriebsweisen	172
	10.3	3.7	Themenfeld: Ökonomische Bewertung aus Sicht der Haushalte	. 173
	10.3	3.8	Themenfeld: Akzeptanz und Investitionsbereitschaft der Haushalte	. 173
	10.3		Themenfeld: Auswirkungen für Haushalte ohne Eigenverbrauch und öffentlic Haushalte	
	10.3	3.10	Themenfeld: Ökologische Bewertung	. 174
11	Lite	ratu	ırverzeichnis	176

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1:	Ablaufstruktur und Abhängigkeiten der Arbeitspakete 17
Abbildung 2.1:	Lastprofil im 1-Minuten-Takt nach IÖW-Prosumer-Modell für einen
	Dienstag im Herbst (grüne Fläche) sowie über ein Jahr gemittelter
	Tageslastgang im Vergleich zu 15-minütigen Standardlastprofilen (SLP) 21
Abbildung 2.2:	Graphischer Überblick über die Verknüpfung von den in Form von Thesen
	aufgestellten potenziellen Wirkungen und des Nutzens von PV-Speichern.
	Dadurch wird die Komplexität des Projektziels verdeutlicht
Abbildung 3.1:	Übersicht zu PV- und PV-Speicher Ausbauszenarien25
Abbildung 3.2:	Durchschnittlicher Stromverbrauch in Ein- und Zweifamilienhäusern (BMUB
J	2014)
Abbildung 3.3:	Prinzip des Entlade- und Ladevorgangs in einer Blei-Säure-Zelle (ISEA) 29
Abbildung 3.4:	Prinzip des Entlade- und Ladevorgangs in einer Lithium-Ionen-Zelle (ISEA)
J	30
Abbildung 3.5:	Netzanschlusstopologie eines PV-Speichersystems (ISEA)31
Abbildung 3.6:	Denkbare Betriebsstrategien von Speichern mit PV-Anlagen und deren
	Kombinationsmöglichkeiten, sowie notwendige Überlegungen und
	Fragestellung bei der Auswahl der geeigneten Betriebsstrategie (ISEA) 33
Abbildung 3.7:	Betriebsstrategie zur Maximierung des Eigenverbrauchs (ISEA)
Abbildung 3.8:	Eigenverbrauchsoptimierte Betriebsstrategie (ISEA)
Abbildung 3.9:	Betriebsstrategie zur Leistungsbegrenzung der Einspeisung (ISEA)35
Abbildung 3.10:	Einspeicherung nur zu festgelegten Zeiten (ISEA)
Abbildung 3.11:	Betriebsstrategie einer Netzgesteuerten Speicherung (ISEA)
Abbildung 3.11:	Zusätzliche Bedingung für eine netzgesteuerte Speicherung (ISEA)
Abbildung 3.13:	Qualitativer Verlauf des Spotmarktpreises an einem Tag im August 2013
Abbildulig 3.13.	(berechnet mit Daten von http://www.eex.com)
Abbildung 3.14:	Entwicklung des Strompreises für Haushalte
Abbildung 4.1:	Berechnung des Lade-Leistungslimits
Abbildung 4.1:	Prinzip des PI-Reglers: Das Ladelimit wird an den aktuellen Ladezustand der
Abbildulig 4.2.	Batterie angepasst
Abbildung 4.3:	Veränderung des Leistungslimits durch den PI-Regler und resultierende
Applicating 4.5.	
۸ ام ام ادام ا	Wirkung auf die Netzaustauschleistung
Abbildung 4.4:	Exemplarischer Sommertag zur Demonstration des Einflusses auf die
Alabilala. 4 F.	Netzaustauschleistung bei verschiedenen Betriebsstrategien
Abbildung 4.5:	Jährlicher Abregelungsverlust durch Einspeisebegrenzung der
ALL:11 4.6	Betriebsstrategien
Abbildung 4.6:	Abhängigkeit der Lebensdauer vom zulässigen Zyklenhub links: Lithium-
	Batterie, rechts: Blei-Batterie
Abbildung 4.7:	Links: Unterschied der zu erwartenden Lebensdauer in Abhängigkeit vom
	zulässigen Zyklenhub zwischen den Betriebsstrategien <i>MaxEig</i> und
	PersProg für Lithium-Batterien. Rechts: Verweildauer bei unterschiedlichen
	Ladezuständen
Abbildung 4.8:	Unterschied in dem erreichbaren Eigenverbrauch zwischen den
	Betriebsstrategien zur Maximierung des Eigenverbrauches und der
	Persistenzprognose. Positive Werte bedeuten, dass die Maximierung des
	Eigenverbrauches einen höheren Eigenverbrauch erzielt50

Abbildung 4.9:	Unterschied in der jährlich eigenverbrauchten Energiemenge zwischen de Betriebsstrategien zur Maximierung des Eigenverbrauches und der Persistenzprognose. Positive Werte bedeuten, dass mit der Maximierung des Eigenverbrauches eine größere Energiemenge aus der PV-Anlage selb verbraucht wird.	st
Abbildung 5.1:	Batteriespeicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchs in Abhängigkeit der F Anlagengröße und des jährlichen Haushaltverbrauches. Diese Berechnungen gelten für die Betriebsstrategie zur Maximierung des Eigenverbrauches	PV-
Abbildung 5.2:	Änderung des Eigenverbrauchs durch unterschiedliche Ausrichtungen der PV-anlage sowie durch den Einsatz eines Speichers für eine 5 kWp PV-Anlage in einem repräsentativen 4-Personen-Haushalt mit einem Jahresenergieverbrauch von 4,5 MWh und einer 6,2 kWh Lithium-Batterichtungen der Generalen der G	
Abbildung 5.3:	Änderung des Eigenverbrauches durch Elektrofahrzeuge für eine 5 kWp P Anlage in einem repräsentativen 4-Personen-Haushalt mit einer Jahresenergie von 4,5 MWh mit einer 6,2 kWh Lithium Batterie	PV-
Abbildung 5.4:	Eigendeckungsanteil von E-Fahrzeugen	57
Abbildung 5.5:	Änderung der Residualleistung eines Haushaltes in 15 Minuten Schritten	58
Abbildung 5.6:	Netzaustauschleistung eines exemplarischen Tages zur Demonstration de	
Abbildung 5.7:	LeistungsänderungLadezustandsverlauf (SOC) aller Batterien in einem Netz für zwei exemplarische Tage. Durch unterschiedliche Entlade- und	59
	Volladezeitpunkte wird die Leistungsänderung im Netz geglättet	59
Abbildung 6.1:	Ablaufdiagramm der Netzberechnungen	
Abbildung 6.2:	Szenarioraum der Untersuchungen	
Abbildung 6.3:	Ablauf der probabilistischen Lastflussberechnung	
Abbildung 6.4:	Örtliche Betriebsmittelauslastung	
Abbildung 6.5:	Zeitlicher Verlauf der Betriebsmittelauslastung	
Abbildung 6.6:	Örtliches oberes Knotenspannungsquantil	66
Abbildung 6.7:	Zeitlicher Verlauf der oberen Spannungsquantile	
Abbildung 6.8:	95 % Quantile der Knotenspannungen im Fall ohne Speicher	68
Abbildung 6.9:	Anteil der Zeitpunkte mit kritischen Spannungen im Referenzfall ohne Speicher	69
Abbildung 6.10:	Mittlere Dauer der Zeitpunkte mit kritischen Spannungen (ohne Speicher	
Abbildung 6.11:	Vergleich der Spannungsmaxima für unterschiedliche Netzstrukturen und Betriebsweisen	
Abbildung 6.12:	Höhe der kritischen Spannungen in Extremnetzen bei Variation der Betriebsstrategie und Leistungsgrenze	71
Abbildung 6.13:	Mittlere Dauer von Spannungsbandverletzungen	
Abbildung 6.14:	Anteil der Zeitpunkte mit Spannungsbandverletzungen	
•	Auftrittszeitpunkte der Spannungsbandverletzungen im Tagesverlauf	
Abbildung 6.16:	Netzausbaukosten im Vergleich	
Abbildung 6.17:	Integrationspotenzial weiterer erneuerbarer Erzeugung	
Abbildung 7.1:	Vorgehen zur Evaluierung des Einflusses von PV-Speichern auf das	
	Übertragungssystem	76

Abbildung 7.2:	Verteilung der PV-Speicherleistung in DE für 36 GW installierte PV-Leistung
	(Links: PLZ2-Ebene; Rechts: PLZ5-Ebene)
Abbildung 7.3:	Schematischer Ablauf des Strommarktmodells80
Abbildung 7.4:	IFHT-Netzmodell (inklusive fixer Ausbaumaßnahmen bis 2023)81
Abbildung 7.5:	Simulierte stündliche Stromgestehung im Jahr 2023 (für die Strategie ohne PV-Speicher)
Abbildung 7.6:	Abweichungen der Fahrpläne der thermischen Kraftwerke im Falle der
	Betriebsstrategie maximiere Eigenverbrauch im Vergleich zur
	Referenz (ohne Speicher)84
Abbildung 7.7:	Abweichungen der Strategien maxEig im Vergleich zum Referenzfall ohne PV-Speicher
Abbildung 8.1:	Kostendegression für PV-Anlagen88
Abbildung 8.2:	Lernkurvenbasierte Prognose von Stromgestehungskosten erneuerbarer
_	Energien in Deutschland bis 203089
Abbildung 8.3:	Entwicklung der Blei- und Lithium-Batteriepreise91
Abbildung 8.4:	Wirtschaftlichkeit eines PV-Speicher-Systems mit Lithium-Batterie im Jahr 2015
Abbildung 8.5:	Wirtschaftlichkeit eines PV-Speicher-Systems mit Lithium-Batterie im Jahr
Abbildulig 0.5.	2020
Abbildung 8.6:	Wirtschaftlichkeit eines PV-Speicher-Systems mit Lithium-Batterie im Jahr
Abbildarig C.C.	2030
Abbildung 8.7:	Vergleich der Annuitäten verschiedener Eigenverbrauchssystemen mit dem
, to bridge the	reinen Stromkauf für die Jahre 2015, 2020 und 2030107
Abbildung 8.8:	Vergleich der Kapitalwerte verschiedener Eigenverbrauchssysteme im
	Verlauf von 2015 bis 2030
Abbildung 8.9:	Vergleich der Kapitalwerte verschiedener Eigenverbrauchssysteme im
	Verlauf von 2015 bis 2030 bei Abrechnung von Netzentgelten als Festpreis
	108
Abbildung 8.10:	Ermittlung der Sensitivitäten des Kapitalwertes von Strompreisentwicklung
S	und EK-Rendite eines PV-Speicher-Systems mit Li-Ionen-Batterie mit
	Investitionszeitpunkt 2015
Abbildung 8.11:	Ermittlung der Sensitivitäten des Kapitalwertes von Eigenverbrauch, Kosten
	und Lebensdauer der Batterie und Investitionshorizont eines PV-Speicher-
	Systems mit Li-Ionen-Batterie mit Investitionszeitpunkt 2015 110
Abbildung 8.12:	Investitionsbereitschaft in PV-Speicher unter verschiedenen
	Rahmenbedingungen114
Abbildung 8.13:	Investitionsbereitschaft in PV-Speicher bei verschiedenen
	Installationsjahren der PV-Anlage115
Abbildung 8.14:	Gründe für PV-Speicher
Abbildung 8.15:	Gründe gegen PV-Speicher
Abbildung 8.16:	Informationsgrad der Befragten beim Speicherkauf und der KfW-Förderung
Abbildung 0 17.	Geschätzte Amortisationsdauer eines PV-Speichers 118
	Maximal vertretbare Kosten eines PV-Speichers, welcher sich in seiner
Applicating 0.18:	Lebenszeit genau amortisiert und den Eigenverbrauch von 30 % auf mind.
	60 % verdoppelt
Ahhildung 8 19.	Renditeerwartungen von PV-Anlage mit Speicher in Prozent
, NII G G I I J .	The indicate that tall per total to a family could be applied that in the continuum in the

Abbildung 8.20:	Effekte und Akzeptanz von gemeinnützigen Speicheranteil und
	Kommunikations- und Datenschnittstelle
Abbildung 8.21:	Bereitschaft zum Betrieb des Speichers im Sinne des Gemeinwohls unter
	bestimmten Voraussetzungen122
Abbildung 8.22:	Bereitschaft zum Fremdzugriff des Netzbetreibers auf den Speicher unter
	bestimmten Voraussetzungen123
Abbildung 8.23:	Vergleich der entgangenen Stromkosten durch Eigenverbrauch in
	verschiedenen Sektoren 2015
Abbildung 8.24:	Bisheriger PV-Zubau und zukünftiger Entwicklungspfad in verschiedenen
	Leistungsklassen
Abbildung 8.25:	Szenarien für die Entwicklung des PV-Eigenverbrauchs127
Abbildung 8.26:	Gegenüberstellung der entgangenen Umlagen und vermiedenen EEG-
	Vergütungszahlungen in verschiedenen Szenarien des PV-Eigenverbrauchs
Abbildung 8.27:	Saldo der entgangenen Umlagen und vermiedenen EEG-
	Vergütungszahlungen in verschiedenen Szenarien des PV-Eigenverbrauchs
Abbildung 8.28:	Vergleich der jährlichen Strombezugskosten für einen durchschnittlichen
	Haushalt mit 3.440 kWh ohne Eigenverbrauch bei verschiedenen Szenarien
	des Eigenverbrauchs
Abbildung 9.1:	Schematischer Aufbau einer Lithium-Ionen-Zelle (Cepheiden 2008, CC BY-
	SA 2.0 de)
Abbildung 9.2:	Schematische Darstellung vom Aufbau eines Bleisäureakkumulators
	(Mühlpfordt 2009, CC BY-SA 3.0)141
Abbildung 9.3:	Kumulierter Energieverbrauch der Herstellung im Vergleich147
Abbildung 9.4:	Relativer Vergleich der potenziellen Umweltwirkungen ausgewählter
	Wirkungskategorien für die Herstellungs-Phase148
Abbildung 9.5:	Normierte potenzielle Umweltwirkungen aus der Herstellungs-Phase 148
Abbildung 9.6:	Logarithmische Darstellung der normierten potenziellen Umweltwirkungen
	aus der Herstellungs-Phase149
Abbildung 9.7:	Sankey-Diagramm für das Ozonabbaupotenzial durch die Herstellung der
	Li-NCA-Batterie (CML-IA 3.02; 1 % Cut-off)
Abbildung 9.8:	Sankey-Diagramm für das Versauerungspotenzial durch die Herstellung der
	Li-NCA-Batterie (CML-IA 3.02; 2,2 % Cut-off)
Abbildung 9.9:	Sankey-Diagramm für das Potenzial zur marinen aquatischen Ökotoxizität
	durch die Herstellung der Li-NCA-Batterie (CML-IA 3.02; 8,6 % Cut-off) 153
Abbildung 9.10:	Sankey-Diagramm für den potenziellen Ressourcenverbrauch durch die
	Herstellung der Blei-Batterie (CML-IA 3.02; 1 % Cut-off)
Abbildung 9.11:	Klimaänderungspotenzial von Herstellung und Betrieb unterschiedlicher
	PV-Speicher und Betriebsstrategien im Vergleich zu einer PV-Anlage 155
Abbildung 9.12:	Klimaänderungspotenzial von Herstellung und Betrieb unterschiedlicher
	PV-Speicher und Betriebsstrategien im Detail
Abbildung 9.13:	Relativer Vergleich der potenziellen Umweltwirkungen ausgewählter
	Wirkungskategorien für die Herstellungs- und Nutzungs-Phase 157
Abbildung 9.14:	Normierte potenzielle Umweltwirkungen der Herstellungs- und Nutzungs-
-	Phase
Abbildung 9.15:	Logarithmische Darstellung der normierten potenziellen Umweltwirkungen
	der Herstellungs- und Nutzungs-Phase

Abbildung 9.16:	Vergleich der potenziellen Umweltwirkungen bei unterschiedlichen	
	Annahmen zum verdrängten fossilen Energieträgermix1	61
Abbildung 9.17:	Relative Ergebnisunsicherheit für die Li-NCA-Batterie1	65
Abbildung 9.18:	Vergleich einer Bleibatterie mit einem Anteil von 70 % Sekundär-Blei (Pb-	-
	Mix) zu einer Batterie, die nur aus Primär-Blei besteht	.66

Tabellenverzeichnis

Tabelle 4.1:	Eigenverbrauch bei unterschiedlichen Betriebsstrategien für ein Haushalt
	mit 4,5 MWh Jahresenergiebedarf, einer 5 kWp PV-Anlage und einem
	6 kWh Lithium Speicher47
Tabelle 6.1:	Eigenschaften typischer Verteilungsnetze62
Tabelle 6.2:	Grenzwerte der Versorgungsspannung in Deutschland64
Tabelle 7.1:	Szenariorahmen "NEP 2013" für Deutschland im Jahr 2023 (Szenario B) 77
Tabelle 7.2:	Summe der Einspeisung der PV-Kleinanlagen (inkl. Speicherprozess) im Jahr
	202382
Tabelle 7.3:	Vergleich der Gesamtkosten und der CO2-Emissionen84
Tabelle 8.1:	Freie Batteriekapazität nach Jahreszeiten in 4-Stunden-Bändern bei
	verschiedenen Betriebsweisen (Eigenverbrauchsmaximierung /
	Persistenzprognose)97
Tabelle 8.2:	Eigenverbrauchsanteile im 4-Personen-Haushalt bei einer PV-Anlage mit
	5 kWp Leistung102
Tabelle 8.3:	Übersicht über die wichtigsten verwendeten Parameter und ihre
	zukünftige Entwicklung103
Tabelle 8.4:	Ausschöpfungsquote der Befragung113
Tabelle 9.1:	Wirkungskategorien nach CML-IA baseline v3.02 (2013)135
Tabelle 9.2:	Mögliche aktive Materialien für die Kathodenseite (Korthauer 2013) 138
Tabelle 9.3:	Beispiele für passive Materialien in einer Lithium-Ionen-Zelle (Korthauer
	2013)
Tabelle 9.4:	Zusammensetzung der untersuchten NCA-Batterie (Bauer 2010) 139
Tabelle 9.5:	Ökobilanzstudien von Lithium-Ionen-Batterien (eigene Recherche) 140
Tabelle 9.6:	Übersicht zu Bleisäureakkumulatoren (GNB Industrial Power 2012) 142
Tabelle 9.7:	Zusammensetzung der untersuchten PbA-Batterie144
Tabelle 9.8:	Verdrängung fossiler Stromerzeugung durch PV in Deutschland (UBA 2014,
	S. 38)
Tabelle 9.9:	Verluste durch den Betrieb von PV-Speichern bei unterschiedlichen
	Betriebsstrategien (ISEA 2015)146
Tabelle 10.1:	Zuordnung der im Rahmen der Dissemination erstellten Produkte und
	deren Zielgruppen169

Abkürzungsverzeichnis

AbLa Abschaltbare Lasten

AblaV Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten

AC Wechselstrom
AP Arbeitspaket
BAT Batterie

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.

BMS Batterie-Management-System

BSRN Baseline Surface Radiation Network
BSW Bundesverband Solarwirtschaft

C/Si Kohlenstoff-Silizium C/Sn Kohlenstoff-Zinn DC Gleichstrom

EE Erneuerbare Energien

EEG Erneuerbare Energien Gesetz

EFH Einfamilienhaus EK Eigenkapital EV Eigenverbrauch

EVU Energieversorgungsunternehmen

EZFH Ein- und Zweifamilienhaus

FK Fremdkapital

GLO global GW Gigawatt

GWP Global Warming Potential

HH Haushalt

KEA Kumulierter Primärenergieaufwand KfW Kreditanstalt für Wiederaufbau

kW Kilowatt

kWh Kilowattstunden

KWK Kraft-Wärme-Kopplung kWp Kilowatt Peakleistung

LCA Life Cycle Assessment (Ökobilanzierung)

Li Lithium

LiMn2O4 Lithium-Mangan-Spinell

LTO Lithium-Titanat

maxEig Maximierung des Eigenverbrauchs

Me Metall

MFH Mehrfamilienhaus MRL Minutenregelleistung

MSDS Material Safety Data Sheets

MW Megawatt

NCA Nickel-Kobalt-Aluminium-Oxid

PA Polyamid Pb Blei PbA Bleisäure

PerfProg Perfekte Prognose

Pers. Personen

PersProg Persistenzprognose

PP Polypropylen

PRL Primärregelleistung

PV Photovoltaik

SDL Systemdienstleistungen

SOC State of Charge (Ladezustand Anteilig an Kapazität)

SRL Sekundärregelleistung
Syst. Opt. Systematische Optimierung

THG Treibhausgase
TWh Terrawattstunden

VRLA ventilgeregelte Blei-Säure-Batterie WACC Weighted Average Cost of Capital

Wp Watt peak

1 Ziele, Hintergrund und Projektstruktur

1.1 Ziele und Aufgabenstellung

Ziel dieses Projektes war es, systematisch den Nutzen von Stromspeichern in Verbindung mit PV-Anlagen in verschiedenen Nutzungsszenarien zu untersuchen. Dabei sollten sowohl der Einsatz solcher Speicher basierend auf existierenden Marktmechanismen als auch verschiedene Ansätze zur Förderung des Ausbaus solcher Speicher analysiert werden. In allen Fällen sollten

- der betriebswirtschaftliche,
- · der volkswirtschaftliche,
- der technische und
- · der ökologische

Nutzen solcher Speichersysteme untersucht werden. Ziel war es, den Anlagenbetreibern, den Investoren in die Entwicklung der Speichersysteme und dem Staat Entscheidungshilfen für Investitionsentscheidungen oder Fördermechanismen an die Hand zu geben.

Bislang wurde nicht systematisch unter Berücksichtigung

- der spezifischen Eigenschaften der Batterien insbesondere in Bezug auf deren Lebensdauer in Abhängigkeit des Nutzungsprofils,
- der Auswirkungen der Speicher auf das Niederspannungsnetz und die Stabilität des Gesamtnetzes,
- des Energiemarktes insgesamt,
- der ökologischen Folgen der Installation solcher Systeme und
- von Fragen der Akzeptanz, Investitionsbereitschaft und Interessen privater Investoren

untersucht, welchen Nutzen der einzelne Betreiber, der Strommarkt als Ganzes und die technische Stabilität des Netzes vom Betrieb solcher Speicheranlagen haben. Dies ist zwingend notwendig, damit eine umfassende Bewertung der Technologie vorgenommen werden kann und damit mögliche Unterstützungsmaßnahmen jeder Art seitens des Staates für die Volkswirtschaft insgesamt entwickelt werden können. Dazu musste auch untersucht werden, in welcher Weise die Speicher neben der direkten Anwendung zur Erhöhung des Eigennutzungsanteils auch an anderen Märkten (z. B. Regelenergiemarkt) aktiv werden und Geld verdienen könnten. Auch die Netzstabilität und die Netzentlastung mussten entsprechend bewertet werden.

Erste Untersuchungen außerhalb des Projekts zu dieser Thematik haben gezeigt, dass insbesondere bei dezentralen PV-Speichern ein potenzieller Interessenkonflikt zwischen dem Anlagenbetreiber und dem netzseitigen Energiesystem besteht, die unter ungünstigen Umständen sogar zusätzliche Belastungen für das Netz zur Folge haben könnten. Gleichzeitig kann seitens

der Betreiber insbesondere vor dem Hintergrund der Netzparität von einem gewissen Interesse bzw. einer Investitionsbereitschaft für solche Systeme ausgegangen werden. Vor diesem Hintergrund war es notwendig, im Rahmen dieses Vorhabens auch die folgenden Fragestellungen zu beantworten:

- 1. Wie können dezentrale PV-Speicher so betrieben werden, dass Sie aus energiewirtschaftlicher/ technischer Sicht einen sinnvollen Beitrag zur Verbesserung der PV-Integration leisten?
- 2. Mit welchen Rahmenbedingungen (z. B. Rechtsvorschriften, technischen Regeln, Vergütungs- oder Fördermodellen) lässt sich eine solche Betriebsweise sicherstellen oder motivieren?
- 3. Wie verhält sich die Investitionsbereitschaft und Akzeptanz seitens potenzieller Betreiber gegenüber solchen Betriebsweisen?

Das Ergebnis der Studie ist die quantitative Darstellung des Nutzens von Speichern in PV-Anlagen in Bezug auf die relevanten wirtschaftlichen, technischen und ökologischen Fragestellungen. Durch die Identifikation von Speicher-Betriebsweisen, die sich auf das gesamte Energieversorgungssystem positiv auswirken, den damit verbundenen Rahmenbedingen und deren Untersuchung hinsichtlich ihrer Akzeptanz bei potenziellen Anlagenbetreibern sollten klare Empfehlung für die technische Realisierung und mögliche Fördermechanismen abgeleitet werden.

1.2 Wissenschaftlicher Hintergrund

Es gibt bereits eine Reihe von kommerziellen und auch öffentlich geförderten Projekten in dem Bereich der PV-Batteriesysteme. Bei diesen Projekten steht aber in der Regel eine konkrete Systementwicklung für eine vorbestimmte Speichertechnologie im Vordergrund und weniger die technologieoffene Bewertung und Untersuchung von Systemkonfigurationen.

Verschiedene Studien zu Einzelaspekten wurden in der Vergangenheit angefertigt, ohne dabei ein vollständiges Gesamtbild zu ergeben. Unter der wissenschaftlichen Leitung eines der Antragssteller (Prof. Sauer) wurde im November 2010 im Rahmen der International Renewable Energy Storage Conference (IRES V) in Berlin ein ganztägiger Workshop mit eingeladenen Beiträgen und einem Call for Papers zu dem Thema veranstaltet. Dabei wurde klar, dass verschiedene Einzelaspekte von Wissenschaftlern und Unternehmen in Deutschland, Österreich oder Belgien untersucht wurden. Insbesondere aber der konkrete Netznutzen und die Rechtfertigung von öffentlicher Unterstützung konnten aus den Beiträgen nicht abgeleitet werden. Auch die ökologischen Aspekte wurden nicht umfänglich untersucht. An dem Workshop haben etwa 150 Teilnehmer teilgenommen.

Viele vorangegangene Projekte der Projektpartner haben andere Schwerpunkte als das hier durchgeführte Projekt PV-Nutzen. Im Projekt SOLION wurde ein Prototyp entwickelt, in HE-LIOS allgemein Hochenergiezellen analysiert, in PV-HOST wurde die Auslegung eines konkreten Systems in Bezug auf Wirtschaftlichkeit optimiert und in ESPEN wurden vielfältige Einsatzmöglichkeiten von Speichern in Netzen analysiert.

Bei den Untersuchungen am lÖW wurden technische Optimierungsmöglichkeiten bei den Speichern bislang nicht betrachtet und deren Auswirkungen auf die Netze und das gesamte Energiesystem nur qualitativ betrachtet (Bost et al. 2011). Auch die ökologischen Folgen, Fragen der Akzeptanz sowie die Wirkung möglicher Instrumente oder Anreizmechanismen wurden bisher nicht ausreichend betrachtet. Im Gegensatz dazu wurden in dem hier vorgestellten Projekt alle relevanten Aspekte für die Bewertung der Anwendung von Batteriespeichern zur Integration von PV-Strom im Zusammenhang untersucht, und darauf aufbauend möglichst klare Handlungsempfehlungen für alle relevanten Akteure im Energiesystem abgeleitet. Dies umfasst die technische Optimierung und Bewertung des Speichersystems, die Analyse der Auswirkung auf die Netze bis hin zu ökologischer Folgeabschätzung und Nutzerakzeptanz bzw. Investitionsbereitschaft.

1.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Das Projekt PV-Nutzen wurde als Verbundprojekt konzipiert, in dem die folgenden Forschungseinrichtungen kooperiert und ihre Fachexpertise zu den für das Projekt wichtigen Themenschwerpunkten eigebracht haben:

- 1. Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule (RWTH) Aachen, mit den folgenden Instituten:
 - a. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA) Verbundkoordination und Themenschwerpunkt "Speichertechnologien"
 - b. Institut für Hochspannungstechnik (IFHT) Themenschwerpunkt "Netzintegration dezentraler Speicher und Erzeuger"
- 2. IÖW Institut für ökologische Wirtschaftsforschung GmbH, gemeinnützig, Berlin Themenschwerpunkt "Wirtschaftliche Bewertung und sozial-ökologische Aspekte".

Aus den in Kapitel 1 definierten Zielen ergibt sich die nachfolgend aufgeführte Struktur an Arbeitspaketen (AP) für eine Projektlaufzeit von 2,5 Jahren. Um möglichst frühzeitig Ergebnisse zu diskutieren und zu präsentieren, wurden Konsultationen mit den Interessenverbänden der Industrie durchgeführt. Eine schematische Gesamtübersicht des Arbeitsplanes und der gegenseitigen Abhängigkeiten der einzelnen Arbeitspakete liefert Abbildung 1.1.

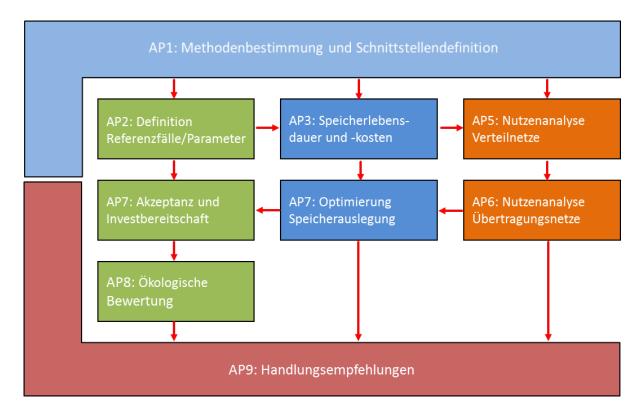


Abbildung 1.1: Ablaufstruktur und Abhängigkeiten der Arbeitspakete.

Die Arbeitsteilung zwischen den Projektpartnern wurde auf Basis der Arbeitspakete realisiert, die in der Regel durch den jeweils zuständigen Projektpartner eigenverantwortlich bearbeitet wurden. Da einige Arbeitspakete gemeinsame Inputs benötigten oder die gemeinsame Expertise mehrerer Projektpartner erforderten gab es auch gemeinsame AP. Dabei waren die Mitarbeit und Verantwortlichkeiten folgendermaßen aufgeteilt:

- AP 1 und AP 9: ISEA unter Mitarbeit aller Partner
- AP 2: IÖW unter intensiver Mitarbeit aller Partner
- AP 3 und 4: ISEAAP 5 und 6: IFHTAP 7 und 8: IÖW

Zur gemeinsamen Abstimmung des Vorgehens und für gegenseitiges fachliches Feedback fanden regelmäßige Projekttreffen und Telefonkonferenzen statt.

Das AP 1 hat vorrangig einen Überblick über bereits bestehende Arbeiten und Werkzeuge der Projektpartner geliefert und dazu gedient die ggf. notwendigen Arbeiten zur Nutzbarmachung innerhalb des Projektes zu definieren. Hierzu war auch zu erarbeiten, an welchen Stellen die einzelnen Werkzeuge miteinander interagieren.

Diese Studie konzentrierte sich auf Privathaushalte mit ihren entsprechenden Lastprofilen. Zunächst wurden Referenzfälle (repräsentative Beispielkonfigurationen) und Basisparameter festgelegt, die als Grundlage für die Simulationen und Berechnungen dienten.

Basierend auf vorliegenden experimentellen Laborergebnissen zur Lebensdauer verschiedener Speichertechnologien wurden existierende Lebensdauermodelle mit aktuellen Parametern versehen (AP 3). Die Lebensdauermodelle wurden in ein Gesamtsystemmodell zur Zeitreihensimulationen integriert. Für die Modellierung der Batterielebensdauer wurde auf vorhandene Modellansätze zurückgegriffen.

Die zentrale Frage für die Wirtschaftlichkeit der Batteriesysteme ist die Auslegung bzgl. der Anschlussleistung und der Energiekapazität. Die Größe des Speichers bestimmt das Nutzungsprofil und damit die Steigerung des Eigenverbrauchs und die Möglichkeit zur Erbringung anderer Systemdienstleistungen. Daraus ergibt sich die zentrale Größe der Batterielebensdauerkosten für das Speichersystem. Ziel des Arbeitspaketes 4 war es, die optimale Speichersystemgröße zu bestimmen, um die Wirtschaftlichkeit für den Nutzer zu optimieren.

Durch Speicher kann das Niederspannungsnetzsegment bei hoher solarer Einstrahlung durch teilweise Aufnahme der Energie entlastet werden. In AP 5 wurde untersucht, um wie viel die Aufnahmefähigkeit von Netzsegmenten mit unterschiedlicher Struktur in Abhängigkeit der Zahl und der Größe der installierten PV-Anlagen sowie Zahl und Größe der Speichersysteme gesteigert werden kann. Daraus ergibt sich ein Nutzen für die Betreiber der PV-Anlagen durch zukünftig vermiedene Abregelung der Anlagen und ggf. die Vermeidung der Netzausbaus für das Niederspannungsnetzsegment.

In AP 6 wurden die Auswirkungen des Einsatzes des dezentralen Speichers auf das deutsche Energiesystem untersucht, wobei die Änderungen in der Kraftwerkseinsatzplanung ebenso untersucht wurden, wie die technischen Auswirkungen auf ein vereinfachtes Hochspannungsstromnetz.

Auf Basis der vorangegangen Arbeitspakete wurden für das gesamte Energieversorgungssystem vorteilhafte Betriebsweisen für dezentrale Speicher abgeleitet. Es ist noch weitgehend ungeklärt, inwieweit die damit verbundenen Rahmenbedingungen (bspw. smart grids, smart metering, Fernzugriff auf Speicher durch Netzbetreiber) und die dadurch ggf. implizierten Verhaltensweisen auf die Akzeptanz der Anlagenbetreiber stoßen. Daher wurde in AP 7 der Nutzen von Speichern für den Anlagenbetreiber ermittelt und dessen Investitionsbereitschaft und Inkaufnahme der entsprechenden Rahmenbedingungen empirisch untersucht. Neben den schwerpunktmäßig untersuchten Batteriesystemen wurden auch Betriebsweisen ohne elektrochemische Speicher bzw. alternative Maßnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs für Haushalte in diesen Teil der Untersuchung mit einbezogen.

Für ein nachhaltiges Wirtschaften ist die Berücksichtigung der ökologischen Perspektive von hoher Bedeutung. Die Wirkung des Gesamtsystems, das auf Haushaltsebene aus einer PV-Anlage und einem Speicher besteht, setzt sich aus mehreren Aspekten zusammen und wird in AP 8 untersucht.

Die Zusammenführung und Dissemination der Ergebnisse und daraus abgeleiteter Handlungsempfehlungen in Form von Konferenzbeiträgen, zwei Experten-Workshops und mehrerer Publikationen wurde im Rahmen von AP 9 realisiert.

Im Folgenden werden das methodische Vorgehen und die zentralen Ergebnisse des Projekts gegliedert nach Arbeitspaketen (AP) dargestellt.

2 AP 1 – Methodenabstimmung, Schnittstellendefinition und Erstanalyse

Im Arbeitspaket 1 sollte ein Überblick über bereits bestehende Arbeiten und Werkzeuge der Projektpartner gegeben werden. Zudem sollte ein Arbeitsplan sowie eine Erstanalyse entwickelt werden.

2.1 Methodenkonzept und Schnittstellendefinition

Zunächst mussten die Werkzeuge und Simulationsumgebungen der Projektpartner aufeinander abgestimmt und die Art und Weise des Datenaustauschs festgelegt werden. Dies umfasste die folgenden Modelle, die Schwerpunktmäßig in den jeweils genannten AP zum Einsatz kamen:

- Prosumer-Modell des IÖW zur Erstellung zeitlich hoch aufgelöster Lastprofile für Haushalte. Diese dienen der Untersuchung verschiedener Beispiel-Haushalte, wobei Annahamen zur Personenanzahl, typischen Anwesenheitszeiten, Geräteausstattung, Energieeffizienz der Geräte und Nutzerverhalten getroffen werden können (AP 2+7).
- 2. PV-Modell des ISEA zur Ermittlung der Stromerzeugung einzelner PV-Anlagen bei hoher zeitlicher Auflösung (AP 2–4).
- 3. Batteriemodelle des ISEA zur Simulation von Betrieb und Alterung bestimmter Typen von Lithium-Ionen- und Bleisäure-Batterien unter verschiedenen Betriebsstrategien bei hoher zeitlicher Auflösung (AP 3–4).
- 4. Netz-Simulationsmodelle des IFHT mit probabilistischer Simulation von Verbrauchern (Haushalte, Gewerbe, Industrie) zur Untersuchung der Betriebsmittelauslastung insbesondere im Elektrizitätsnetz mit besonderem Fokus auf die Verteilnetzebene (AP 5).
- 5. Europaweites Strommarkt- und Übertragungsnetzmodell des IFHT zur Ermittlung der Auswirkungen des strategieabhängigen Einsatzes dezentraler Speicher auf den deutschen Stromerzeugungssektor und das Übertragungsnetz (AP 6).

Alle Modelle basieren auf MATLAB, sodass die Modelle oder Modell-Module teils direkt miteinander gekoppelt werden konnten oder Zwischenergebnisse in Form von MATLAB-Dateien untereinander ausgetauscht wurden. Dazu wurden zwischen den Projektpartnern Regeln und Austauschformate erarbeitet und vereinbart. Die Modelle eins bis vier zeichnen sich durch eine sehr hohe zeitliche Auflösung von einer Minute aus, wodurch auch kurzzeitige PV-Erzeugungsschwankungen bspw. durch Wolkenzug abgebildet werden. Gleichzeitig ist ergibt sich für individuelle Haushalte eine sehr viel realistischere Darstellung der Lastgänge als dies bspw. mit den in der Energiewirtschaft üblichen Standardlastprofilen möglich ist. Diese Standardlastprofile basieren auf einer statistischen Mittelung vieler tausend Haushalte, wodurch sich eine im Vergleich zum einzelnen Haushalt zu hohe Grundlast und viel zu geringe Lastspitzen

ergeben (vgl. Abbildung 2.1). Würde man z. B. den für die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage mittlerweile wichtigen Eigenverbrauch anhand von Standardlastprofilen abschätzen, so würde man deutlich zu hohe Werte ermitteln. Eine hohe zeitliche Auflösung daher für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen, Batteriealterungssimulationen und Effekte auf Verteilnetzebene dringend erforderlich (Bost et al. 2011). Eine genauere Beschreibung der unterschiedlichen Modelle erfolgt in den jeweiligen Arbeitspaketen.

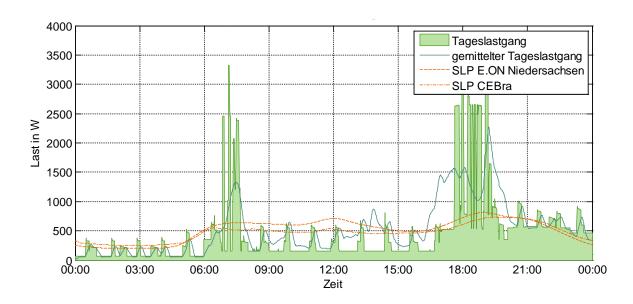


Abbildung 2.1: Lastprofil im 1-Minuten-Takt nach lÖW-Prosumer-Modell für einen Dienstag im Herbst (grüne Fläche) sowie über ein Jahr gemittelter Tageslastgang im Vergleich zu 15-minütigen Standardlastprofilen (SLP)

Quellen: Eigene Berechnungen und CEBra (2007)

2.2 Erstanalyse

Ein Thesenkatalog zur Übersicht des Nutzens von netzintegrierten, dezentralen PV-Speichern wurde in Zusammenarbeit aller Projektpartner erstellt. Hiermit soll ein Überblick über die möglichen Unterthemen gegeben werden. Zudem wird dadurch die Komplexität des Projektziels verdeutlicht. Diese Zusammenstellung dient zur Strukturierung des Arbeitsplanes sowie als Grundlage der Erstanalyse. Siehe dazu Abbildung 2.2.

Zunächst wurde die Zusammenstellung eines Thesenkataloges angestoßen. Die Thesen wurden dann in Zusammenarbeit aller Projektpartner erfasst, ausgewählt, strukturiert und diskutiert. Dabei wurde inhaltlicher Input zum Hintergrund der Thesen und zum aktuellen Stand der Diskussion in Politik, Energiewirtschaft und Medien geliefert. Der in diesem AP entwickelte Thesenkatalog inklusive einer ausformulierten Erstanalyse wurde im ersten Workshop als Arbeitsmaterial für die Teilnehmer genutzt, sowie zum freien Download auf der Projektwebseite

zur Verfügung gestellt ("Thesen und Hintergründe zum Nutzen von Speichern in netzgekoppelten PV-Anlagen"¹). Im Rahmen der Ergebniszusammenfassung in AP 9 wurden diese Thesen bestätigt oder widerlegt.

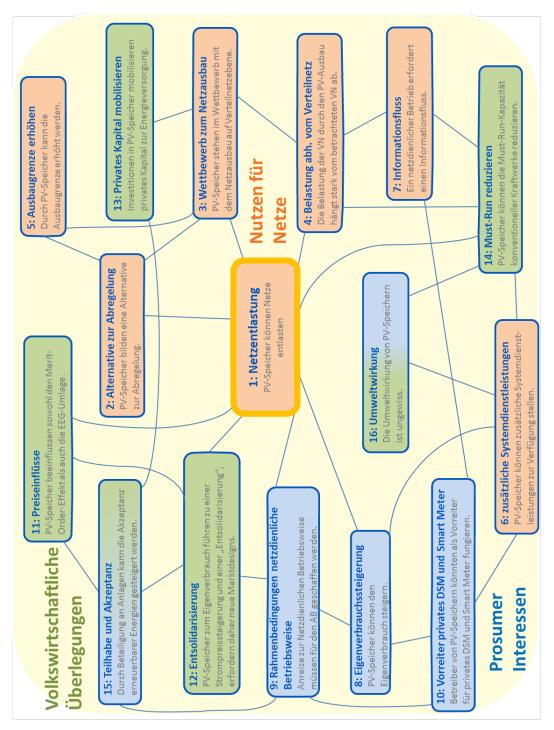


Abbildung 2.2: Graphischer Überblick über die Verknüpfung von den in Form von Thesen aufgestellten potenziellen Wirkungen und des Nutzens von PV-Speichern. Dadurch wird die Komplexität des Projektziels verdeutlicht

¹ http://www.pv-nutzen.rwth-aachen.de/wp-content/uploads/2013/05/Thesen_Hintergründe_PV-Nutzen.pdf

3 AP 2 – Festlegung der Referenzfälle und der Basisparameter

3.1 Überblick

In diesem AP wurden Referenzfälle und Basisparameter festgelegt, die als Grundlage für die Simulationen und Berechnungen dienten. Grundlage dafür bildeten eine Markt- und Nutzergruppenanalyse, Literaturdaten sowie ergänzende Annahmen.

Das Speichersimulationsmodell für Batteriespeicher wurde um verschiedene Speicherbetriebsweisen erweitert. Dadurch konnte der Einfluss von Betriebsstrategien hinsichtlich ihrer Netzdienlichkeit untersucht werden.

Bei der Netzsimulation wurden unterschiedliche Netztopologien (z. B. repräsentative Dorfnetzstrukturen, Vorstadtnetze etc.) berücksichtigt.

Insgesamt wurden folgende Parameter untersucht und für das Projekt festgelegt. Details dazu finden sich in den jeweiligen Arbeitspaketen:

- 1. Haushalte: Charakterisierung möglichst repräsentativer Haushalte als Basis für die technischen Simulationen und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen.
- 2. Photovoltaik-System: Festlegung von Leistungs- und Ertragsgrößen.
- 3. Speichersystem (AP 3+4): Festlegung der betrachteten technischen Systeme (Fokus: Lithium-Ionen- und Blei-Batterien) sowie deren Leistung und Kapazität.
- 4. Festlegung der betrachteten Speicher-Betriebsweisen (AP 3+4): Unterschiedliche Modelle wurden herausgearbeitet und wurden u. a. im Rahmen des Validierungs-Workshops im Dezember 2013 mit verschiedenen Marktakteuren (bspw. Netzbetreiber, EVU) diskutiert (Betriebsweisen siehe weiter unten).
- 5. Festlegung der betrachteten Netztopologien (AP 5+6): Aufgrund der ausgewerteten Daten wurde eine geringe Anzahl repräsentativer Netzstrukturen synthetisiert, die im weiteren Verlauf des Projektes als "Netzgrundlage" dienten.
- 6. Berücksichtigung unterschiedlicher regulatorischer Rahmenbedingungen (AP 7): Die regulatorischen Rahmenbedingungen spielen sowohl für die Betriebsweise als auch die Rentabilität eine entscheidende Rolle. Die Betrachtungen werden sowohl die heutigen Rahmenbedingungen als auch mögliche Änderungen in der Zukunft berücksichtigen.

Die daraus erarbeiteten PV- und Haushaltslastgänge (Referenzfälle) im 1-min-Takt für unterschiedliche Haushaltsgruppen berücksichtigen sowohl kurzfristige Witterungsschwankungen und saisonale Effekte sowie unterschiedliche Annahmen bzgl. Geräteausstattungen und Verbrauchsverhalten. Diese Zeitreihen gingen vor allem in die AP 3, AP 4 und AP 7 ein.

In diesem Arbeitspaket wurden zudem zu betrachtende Zukunftsszenarien festgelegt. Dabei wurde die Zuständigkeit gemäß der Expertise der Projektpartner aufgeteilt. Sie stellen einen für alle AP einheitlichen Szenariorahmen dar und sind wie folgt definiert (Abbildung 3.1).

1. Nutzung von Energie-Speichern (RWTH in Kooperation mit dem IÖW)

Um den Nutzen von Speichern für Netze zu untersuchen, wurde als Referenz das gleiche Netz ohne Speicher, nur mit PV-Anlagen, berechnet. Zur Darstellung des maximalen Nutzens wurden die Betriebsweisen mit einer 100-%igen Speicherdurchdringung bei vorhandener PV-Anlage simuliert.

2. Investitionskosten von Speichern und PV-Anlagen (RWTH in Kooperation mit dem IÖW)

Basierend auf Systemkosten aktuell am Markt erhältlicher Speicher und PV-Anlagen wurden die Investitionskosten berechnet. Zudem wurden erste Abschätzungen zur Kostenentwicklung in den kommenden Jahren durchgeführt, welche in Form eines Preiskorridors mit Hoch- und Niedrigpreisen dargestellt und als Berechnungsgrundlage benutzt wurden (vgl. Kapitel 8.1.1.2, S. 90).

3. Netzausbau und EE-Ausbau (RWTH)

Um zukünftige Konfigurationen, sowie den maximal möglichen PV-Ausbau zu betrachten, wird der nötige Netzausbau untersucht. Die Dimensionierung der im Netz verteilten PV-Anlagen erfolgt stochastisch, da auch Dach- und Verschattungsflächen sowie die Investitionsbereitschaft variieren. Für den Ausbau der erneuerbaren Energien werden die Annahmen des "Netzentwicklungsplans Strom 2013" (NEP 2013, Szenario B) verwendet (vgl. Kapitel 7.2.1, S. 76). Der Netzausbau findet dabei nur im Falle von Grenzwertverletzungen (z. B. Spannungsband, Betriebsmittelauslastung) statt und wird anhand einfacher Netzausbau- bzw. Netzverstärkungsheuristiken abgebildet.

4. Veränderung von Bedarfsprofilen durch Elektrofahrzeug im Haushalt (RWTH)

Durch die steigende Nutzung von Elektrofahrzeugen ändern sich die jährliche Haushaltslast sowie das Bedarfsprofil. Um diesen Einfluss auf den Eigenverbrauch zu untersuchen, werden exemplarische Bedarfsprofile für Elektrofahrzeuge untersucht. Abgesehen davon wird die Haushaltslast für künftige Szenarien zunächst gegenüber heute nicht verändert. Für mindestens ein Szenario mit hoher PV-Durchdringung wird jedoch auch eine exemplarische Simulation mit energieeffizienter Geräteausstattung durchgeführt.



Abbildung 3.1: Übersicht zu PV- und PV-Speicher Ausbauszenarien

Im Folgenden werden zu ausgewählten Aspekten Details und Hintergrundinformationen dargestellt. Weitere Details zur Umsetzung sowie zu den anderen oben genannten Aspekten sind in den jeweiligen Arbeitspaketen zu finden.

3.2 Haushaltslastprofile

Zur Generierung von Lastprofilen wurden im Projekt zwei unterschiedlicher Herangehensweisen und Modelle genutzt:

- 1. Das Prosumer-Modell des IÖW zur Untersuchung verschiedener Beispiel-Haushalte (AP 2+7).
- 2. Die probabilistische Simulation von Verbrauchern (Haushalte, Gewerbe, Industrie) in den Netz-Simulationsmodellen des IFHT zur Abbildung aller übrigen Verbraucher im Netz (AP 5).

Beiden Modellen gemein ist die hohe zeitliche Auflösung im Minuten-Takt. Der Haupt-Unterschied besteht darin, dass im IÖW-Modell mehr Annahmen und Einschränkungen bspw. zur Personenanzahl, typischen Anwesenheitszeiten, Geräteausstattung, Energieeffizienz der Geräte und Nutzerverhalten getroffen werden können. Das IFHT-Modell arbeitet dagegen vollständig probabilistisch, d. h. die Geräteausstattung sowie deren Effizienz und Nutzung wird wahrscheinlichkeitsbasiert tagtäglich neu ermittelt. Die Modelle ergänzen sich durch die unterschiedlichen Ansätze ideal für das Projekt PV-Nutzen: Der IÖW-Ansatz erlaubt die kontrollierte Untersuchung bestimmter Haushaltstypen während der IFHT-Ansatz hervorragend das diese Haushalte umgebene Stromnetz simuliert.

Im Folgenden wird das IÖW Prosumer-Modell und die zu Grunde liegenden Annahmen näher dargestellt weitere Details und Daten können Bost et al. (2011) entnommen werden.

Für die Verbrauchsseite wurden zeitlich hoch aufgelöste Lastprofile für 29 typische Haushaltsgeräte in das Modell integriert, wobei saisonale Nutzungsunterschiede genauso berücksichtigt

wurden wie die dynamischen Lastverläufe bestimmter Verbraucher, die während der Nutzung keinen konstanten Stromverbrauch aufweisen. Dies betrifft bspw. Waschmaschinen oder Geschirrspüler, deren Stromverbrauch während der Aufheizphase besonders hoch und während des restlichen Programmablaufs vergleichsweise gering ist. Die zeitliche Auflösung lag erzeugungs- und verbrauchsseitig bei jeweils einer Minute. Die Auswahl der Geräte orientiert sich an einer Studie des Öko-Instituts zum Nutzungsverhalten von Privathaushalten (PROSA 2014) und weiteren Datenerhebungen (Energieagentur NRW 2011).

Um den Einfluss des Nutzerverhaltens zu untersuchen wurden drei Nutzungsvarianten entwickelt: Im Status Quo erfolgen die meisten Aktivitäten im Haushalt morgens und abends, während in der Variante "Systematische Optimierung" viele Verbraucher wie bspw. Waschmaschine und Spülmaschine mittels Zeitschaltuhren pauschal in die Mittagszeit verlegt wurden. In der Variante "Smart" erfolgt diese Verlegung abhängig vom Wetter. Bezüglich des Stromverbrauchs der einzelnen Elektrogeräte wurden ebenfalls zwei Varianten betrachtet, nämlich einerseits der Durchschnittsverbrauch gemäß Marktdaten und andererseits die ausschließliche Verwendung besonders sparsamer Geräte ("Energiesparer").

Das Modell wurde für das Projekt angepasst und weiter entwickelt. Gegenüber der Modellierung auf Wochenbasis zwar unterschiedlichen Wochentagen aber meist identischen Wochen innerhalb einer Jahreszeit (Sommer, Winter, Übergangszeit) erfolgt nun ein wahrscheinlichkeitsbasierter Einsatz der Geräte, der täglich neu ermittelt und durch bestimmte Restriktionen wie Anwesenheitszeiten und Nutzerverhalten beeinflusst wird. Zudem wurden für den Eigenverbrauch eher ungünstige aber für Deutschland nicht untypische Urlaubs-Abwesenheiten angenommen (im Sommer 3 Wochen, im Frühjahr 1 Woche sowie im Herbst 4 Tage).

Der Fokus bei der Betrachtung von Haushalten liegt auf 4-Personen-Haushalten im Einfamilienhaus, da dies für die Verwendung von PV-Anlagen die interessanteste Zielgruppe ist. Ausschließen kann man die isolierte Betrachtung von Einperson-Haushalten, da diese zumeist in Gebäuden mit vielen Wohneinheiten leben und i. d. R. nur geringe Eigenverbrauchquoten erzielen können. Eine zusätzliche Betrachtung von 2-Personen-Haushalten ist dagegen durchaus sinnvoll, da sich Mehrpersonen-Haushalte perspektivisch meist verkleinern – vor allem wenn Zeiträume von mehr als 20 Jahren betrachtet werden. Ausführliche Vergleiche des möglichen Eigenverbrauchs zwischen 2- und 4-Personen-Haushalten wurden in Bost et al. (2011) dargestellt.

3.2.1 Jahresstromverbrauch

Der Jahresstromverbrauch privater Haushalten ist vor allem abhängig von der Haushaltsgröße, der Geräteausstattung sowie vom Nutzerverhalten. Dabei steigt zwar der Jahresstromverbrauch mit der Haushaltsgröße, jedoch nicht proportional. Dies lässt sich durch Synergieeffekte bei gemeinsamer Nutzung von Haushaltsgeräten und den geringeren spezifischen Wohnraum pro Person erklären. In dieser Studie werden die Daten vom Stromspiegel 2014

(BMUB 2014) verwendet, welcher auf zahlreichen empirischen Daten beruht. Der durchschnittliche Verbrauch in Ein- und Zweifamilienhäusern (EZFH) aufgeteilt nach Haushaltsgröße sowie dem Vorhandensein einer elektrischen Warmwasserbereitung (EWW) ist der Abbildung 3.2 zu entnehmen.

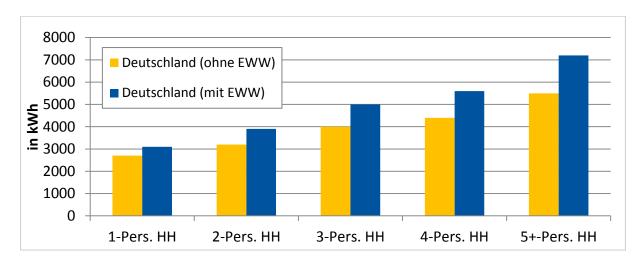


Abbildung 3.2: Durchschnittlicher Stromverbrauch in Ein- und Zweifamilienhäusern (BMUB 2014)

Die in der Simulation verwendeten Werte orientieren sich an diesen Ergebnissen. Die Verteilung des Stromverbrauchs über das Jahr (Sommer, Winter, Übergangszeit) ist dabei der Verteilung im Standardlastprofil des BDEW (2014b) und damit an statistischen Daten angelehnt. Neben einer elektrischen Warmwasserversorgung können weitere elektrische Großverbraucher den Stromverbrauch und somit auch den Eigenverbrauch von PV-Strom stark beeinflussen, z. B. Klimaanlagen, Saunen, beheizte Swimmingpools etc. Da solche Geräte aber eher selten sind, werden sie im Projekt nicht weiter betrachtet.

3.3 PV-Erträge, Wetter- und Strahlungsdaten

3.3.1 PV-Erträge in Deutschland

Maßgeblich für die Stromerträge einer PV-Anlage ist neben Ausrichtung und Neigung der Anlage vor allem die Solar- bzw. Globalstrahlung am Standort. Sie lag laut dem Deutschen Wetterdienst (DWD) in Deutschland gemittelt über den Zeitraum 1981–2010 zwischen 951–1.257, im Mittel bei 1.055 kWh/m² (Riecke 2011; Wirth 2013).

Als **Bundesdurchschnitt** wird in den meisten Studien ein spezifischer Ertrag von 900 kWh/(kWp a) angesetzt (z. B. Hauff et al. 2010). Die Auswertung der Anlagenregister hat jedoch gezeigt, dass die Erträge mit durchschnittlich 977 kWh/(kWp a) deutlich über diesem Wert liegen. Dies kann daran liegen, dass PV-Anlagen bisher tendenziell eher an "besseren" Standorten mit höherer Globalstrahlung errichtet wurden. Gleichzeitig wird berichtet, dass

die spezifischen Erträge durch klimatische Veränderungen in den letzten Jahren deutlich zugenommen haben (Röpcke 2012a). Einige Wissenschaftler halten daher für Deutschland eine Zunahme der Globalstrahlung um 4 kWh/m² pro Dekade für ein realistisches Szenario (Hauff et al. 2010, S. 25). In neueren Studien des BSW wird daher mittlerweile mit einer Ertragsspanne von 950–1.050 kWh/(kWp a) und einem typischen Wert von 1.000 kWh/(kWp a) gerechnet (BSW-Solar 2013).

3.3.2 Wetter- und Strahlungsdaten

Für die Untersuchung einzelner Haushalte wurden einige Umgebungsparameter festgelegt, da der Haushalt für die temperatur- und wetterabhängigen Simulationen an einem Standort gebunden sein muss. Da die Simulation mit einer Schrittweite von einer Minute stattfindet, mussten auch die Wetterdaten in dieser Auflösung gegeben sein. Deshalb wurde der Haushalt im Süden von Berlin verortet und die Daten des Meteorologischen Observatoriums in Lindenberg verwendet. Dieses stellt im Rahmen des Baseline Surface Radiation Network (BSRN) für wissenschaftliche Zwecke im Minutentakt aufgelöste Messwerte zu direkter, diffuser und globaler Strahlung, weitere Strahlungsdaten, Temperatur, Luftfeuchtigkeit und Luftdruck zur Verfügung (Behrens 2011). Auch die Nähe des Observatoriums zum Referenzstandort Potsdam nach Energieeinsparverordnung (EnEV 2013) spricht für die Verwendung dieser Daten.

Genutzt wurden BSRN-Daten für das Jahr 2004, da für dieses Jahr die Angaben am vollständigsten sind. Der Datensatz 2004 hat auch einige "-1"-Einträge, jedoch nur zwischen 4 und 7 Uhr morgens, welche auf 0 gesetzt wurden. Der 31.12. des Jahres wurde verworfen, um ein repräsentatives Jahr mit 365 Tagen abzubilden. Mit Hilfe dieser Daten wurde eine PV-Anlage in Südrichtung simuliert, die über das gesamte Jahr einen Stromertrag von 1.025 kWh/kWp erreicht, was nah am heutigen Bundesdurchschnitt liegt. Zudem wurde auch eine PV-Anlage mit Ost-West-Ausrichtung simuliert.

3.3.3 Einspeisemanagement und Leistungsbegrenzung

Über das sogenannte Einspeisemanagement können Netzbetreiber per Fernzugriff die Einspeisung von Strom aus PV-Anlagen drosseln oder ganz abschalten, wenn dies zu einem sicheren Netzbetrieb notwendig ist. Bis Ende 2011 waren nur PV-Anlagen mit einer Leistung von über 100 kW vom Einspeisemanagement betroffen. Seit der EEG-Novelle 2012 müssen auch Anlagen zwischen 30–100 kW über die entsprechende Technologie verfügen. Kleinere PV-Anlagen können alternativ auch die Wirkleistung am Netzverknüpfungspunkt grundsätzlich auf 70 % reduzieren, was bisher häufiger genutzt und als Abregelung bezeichnet wird. Wird zusätzlich ein Batteriespeicher installiert und dabei eine staatliche Förderung über die KfW in Anspruch genommen, so muss die Einspeiseleistung grundsätzlich sogar auf 60 % der PV-Nennleistung reduziert werden.

3.4 Batteriesysteme

In diesem Projekt werden schwerpunktmäßig diejenigen Speichertechnologien untersucht, welche sich aufgrund ihrer technischen Eigenschaften am ehesten für den dezentralen Einsatz in Privathaushalten eignen. Dies sind nach heutigem Kenntnisstand Lithium-Ionen- und Blei-Batterien. Mit Batterien sind in diesem Projekt wiederaufladbare Batterien auf Basis von Sekundärzellen (Akkumulatoren) gemeint. Einen kurzen Überblick über diese Technologien wird im Folgenden gegeben.

3.4.1 Blei-Säure-Technologie

Die Blei-Säure-Batterie ist die heute nach installierter Kapazität mit Abstand am weitesten verbreitete Batterietechnologie und zählt zudem zu den ältesten und am weitesten entwickelten Batterietechnologien. Blei-Säure-Batterien finden vor allem als Starterbatterien von Kraftfahrzeugen, Backupspeicher zum Beispiel in unterbrechungsfreien Stromversorgungen (USV) von IT-Anlagen, Krankenhäusern, Telekommunikationsanlagen etc. Verbreitung.

Bleibatterien haben eine positive und eine negative Elektrode, die in verdünnter Schwefelsäure eingetaucht sind. Durch einen ionenleitenden Separator werden die beiden Elektroden voneinander separiert. Die verdünnte Schwefelsäure dient hierbei sowohl als Elektrolyt als auch als Reaktionspartner. Durch den Separator wird zum einen ein Schutz vor Kurzschlüssen und zum anderen eine zusätzliche Stabilität des Elektrodenmaterials über die Lebensdauer der Batterie sichergestellt.

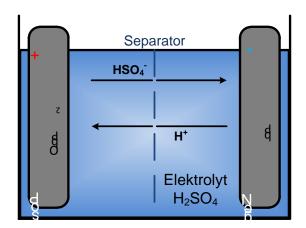


Abbildung 3.3: Prinzip des Entlade- und Ladevorgangs in einer Blei-Säure-Zelle (ISEA)

Für stationäre Anwendungen unterscheiden sich Blei-Säure-Batterien durch die interne Auslegung, d. h. durch die Form und Legierung der Ableiter, die Menge und Zusammensetzung der eingesetzten Materialien etc. von Blei-Säure-Starterbatterien. Die chemische Reaktion ist bei Blei-Batterien jedoch bei allen Bauarten stets die gleiche.

Dem Recycling von Blei-Säure-Batterien kommt aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit und der Toxizität von Blei eine spezielle Bedeutung zu. Die Recyclingrate ist bereits sehr hoch, sodass das zurückgewonnene Blei für die Produktion neuer Batterien verwendet werden kann.

Aufgrund der niedrigen Investitions- und relativ geringen Lebenszyklus-Kosten sind Blei-Säure-Batterien auf kurz- und mittelfristige Sicht somit eine wichtige Technologie.

3.4.2 Lithium-Ionen-Technologie

Als Lithium-Ionen-Batterien wird eine ganze Familie elektrochemischer Reaktionspaare bezeichnet. Die positive Elektrode, bestehend aus Lithium-Metalloxid oder -Phosphat, und die negative Elektrode, bestehend aus Kohlenstoff oder Graphit, befinden sich in einem Elektrolyten, der aus in organischen, flüssigen Lösungsmitteln gelöst Lithiumsalzen besteht. Die Ionen werden im Elektrodenmaterial eingelagert anstatt chemisch gebunden zu werden.

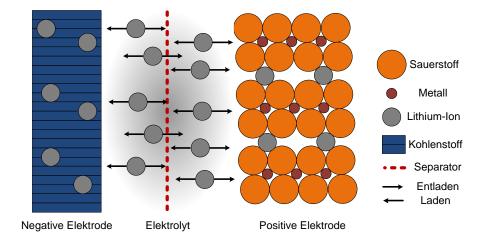


Abbildung 3.4: Prinzip des Entlade- und Ladevorgangs in einer Lithium-Ionen-Zelle (ISEA)

Lithium-Ionen-Batterien können aus ganz unterschiedlichen Elektrolyten sowie verschiedenen Kombinationen von Elektrodenmaterialien zusammengesetzt werden, wodurch unterschiedliche Charakteristika entstehen. Durch die große Anzahl möglicher Materialkombinationen gibt es noch immer umfangreiche Entwicklungsarbeiten. Bis heute ist nicht geklärt, welche Kombination die besten Eigenschaften für die Anwendung in großen Speichersystemen und auf dem Gebiet elektrischer Antriebe darstellt.

Die größte Herausforderung besteht darin, für Lithium-Ionen-Batterien eine deutliche Kostensenkung bei gleichzeitig akzeptabler Lebensdauer und Betriebssicherheit zu erzielen.

3.4.3 Anschluss-Topologien

Anlagen können sowohl über Gleichstrom (DC) als auch über Wechselstrom (AC) an das PV-System angeschlossen werden (siehe Abbildung 3.5).

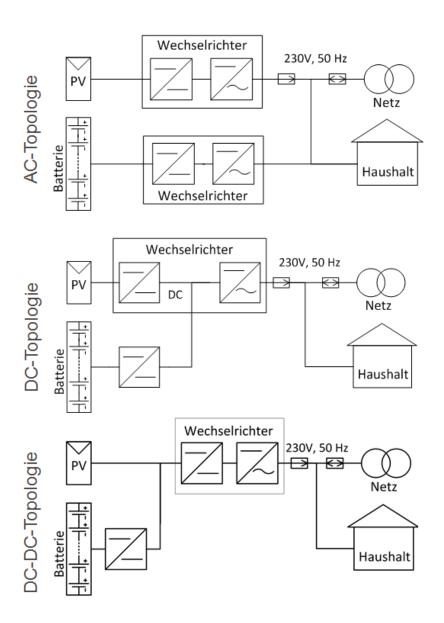


Abbildung 3.5: Netzanschlusstopologie eines PV-Speichersystems (ISEA)

Die AC-Topologie bietet dabei den Vorteil, dass eine Integration in bereits bestehende Anlagen möglich ist, jedoch wird damit ein schlechterer Wirkungsgrad als bei der DC-Topologie erzielt. Zudem wird ein eigener Wechselrichter benötigt, wodurch die Kosten erhöht werden.

Die DC-Topologie hingegen lässt sich deutlich schwieriger in Bestandsanlagen integrieren, weist aber bessere Wirkungsgrade auf Grund der selteneren Wandlungsgänge auf.

Eine weitere Möglichkeit entsteht durch eine DC-DC-Topologie, bei der der DC-DC-Wandler direkt an den Gleichstrom des DC-Generators angeschlossen wird. Vorteil hierbei ist eine mögliche Integration in Bestandsanlagen mit weniger Verlusten als bei der AC-Topologie. Hierbei muss allerdings das Spannungsniveau dem Wechselrichter angepasst sein.

Die wirtschaftlichste Lösung für den Anschluss einer Batterie hängt von dem vorhandenen PV-System ab.

3.4.4 Mögliche Betriebsstrategien

Speicher können mit **unterschiedlichen Betriebsstrategien** betrieben werden. Diese sind in unterschiedlichem Maße netzdienlich, eigenverbrauchsoptimiert oder eine Kombination daraus. Mögliche Strategien sind beispielsweise:

- Statische Leistungsbegrenzung der Einspeisung
- Maximierung des Eigenverbrauchs
- Zeitlich festgelegte Speicherung abhängig typischer Strahlungsprofile (Zeitschaltuhr)
- Netzgesteuerte Speicherung (Spannungs- und/ oder Frequenzgesteuert)
- · Ladung bzw. Entladung aus und ins Netz
- Optimierung basierend auf Prognosen (Last, Einstrahlung, Strompreis, Netzbelastung)

In Abbildung 3.6 sind die unterschiedlichen Betriebsstrategien und deren Kombinationsmöglichkeiten, sowie notwendige Überlegungen und Fragestellung bei der Auswahl der geeigneten Betriebsstrategie gezeigt.

Bei der Wahl der Betriebsstrategie müssen unterschiedliche Aspekte berücksichtigt werden. So muss zunächst geklärt werden, ob der Speicher zur reinen Eigenverbrauchsoptimierung genutzt, oder ob die Netzdienlichkeit oder eine Teilnahme an Energiemärkten mit berücksichtigt werden soll. Prinzipiell sind verschiedene Kombinationsmöglichkeiten einiger Betriebsstrategien möglich. So kann beispielsweise eine Kombination aus einer zeitlich festgelegten Speicherung (Zeitschaltuhr) und der Maximierung des Eigenverbrauchs dennoch eine Netzentlastung erreicht werden, da die netzbelastende, hohe Einspeisung zur Mittagszeit reduziert wird.

In Abhängigkeit des Einsatzbereiches und somit der Betriebsstrategie muss auch die **technische Auslegung** der Batterie angepasst werden. Dabei müssen Wirkungsgrad, Lebensdauer, Zyklenzahl und -tiefe etc. berücksichtigt werden. Auch die Dimensionierung in Relation zur PV-Anlage und der Höhe des Verbrauchs müssen mit einbezogen werden. **Ökonomische Aspekte** wie Gewinne und Kosten spielen bei der Beschaffung einer solchen Anlage eine wichtige Rolle. So kann eine weniger wirtschaftliche Betriebsstrategie durch gezielte Förderung wieder interessant werden. Die Stabilisation des Netzes sowie eine gewisse Autarkie stellen **gesellschaftliche Aspekte** bei der Wahl des geeigneten Systems inklusive aller Komponenten dar. Im Folgenden werden einige mögliche Betriebsstrategien vorgestellt.

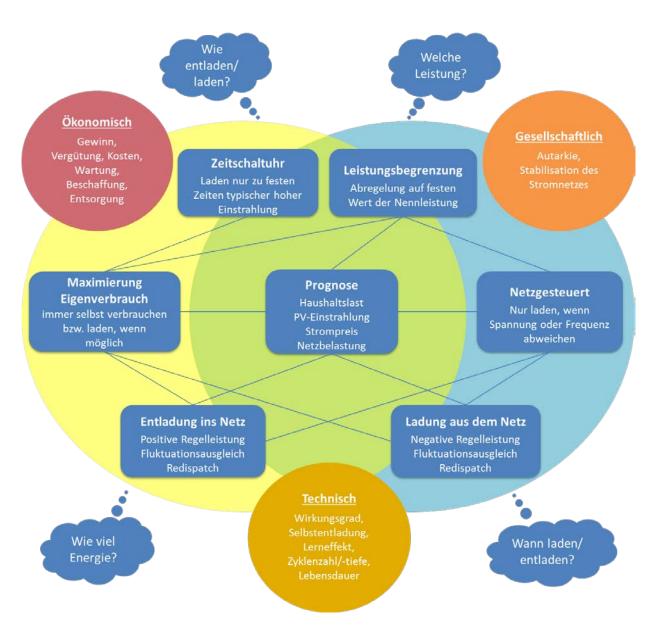


Abbildung 3.6: Denkbare Betriebsstrategien von Speichern mit PV-Anlagen und deren Kombinationsmöglichkeiten, sowie notwendige Überlegungen und Fragestellung bei der Auswahl der geeigneten Betriebsstrategie (ISEA)

3.4.4.1 Betrieb zur Maximierung des Eigenverbrauchs

Eine einfache Betriebsstrategie **optimiert den Eigenverbrauch**. Dabei wird der erzeugte PV-Strom direkt genutzt bzw. eingespeichert, sobald er vorhanden ist und ins Netz eingespeist, wenn kein direkter Bedarf vorliegt und der Speicher vollgeladen ist. Diese Strategie wird in der folgenden Abbildung schematisch dargestellt.

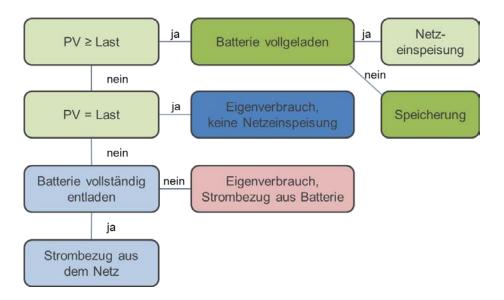


Abbildung 3.7: Betriebsstrategie zur Maximierung des Eigenverbrauchs (ISEA)

Durch diese Betriebsstrategie wird jedoch das Netz nicht gezielt entlastet. Oft ist der Speicher schon vor der hohen Einstrahlung zu Mittagszeiten vollgeladen, sodass der PV-Strom dann ins Netz eingespeist wird und dieses dadurch maximal belastet (siehe Abbildung 3.8).

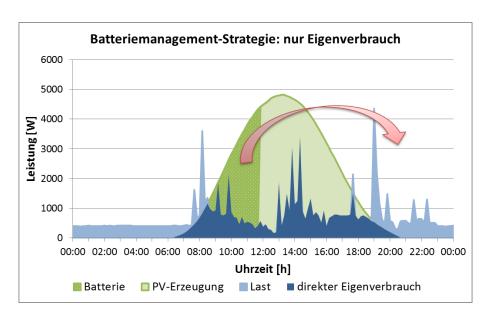


Abbildung 3.8: Eigenverbrauchsoptimierte Betriebsstrategie (ISEA)

3.4.4.2 Leistungsbegrenzung der Einspeisung

Bei einer Leistungsbegrenzung der Einspeisung wird die maximal zulässige Einspeiseleistung der PV-Anlage festgelegt. Dadurch bleibt allerdings ggf. erzeugter PV-Strom ungenutzt und könnte stattdessen gespeichert und zu Zeiten hoher Last genutzt werden.

Wie im EEG seit 01.04.2012 festgehalten, müssen Anlagenbetreiber von Anlagen kleiner 30 kW_p wahlweise die maximale Leistungseinspeisung auf 70 % der installierten Nennleistung begrenzen oder die Anlage mit technischen Einrichtungen ausstatten, sodass die Einspeiseleistung bei Bedarf ferngesteuert reduziert werden kann. Anlagen ab 30 kW_p müssen zwingend ferngesteuert regelbar sein (vgl. Kapitel 3.3.3 "Einspeisemanagement und Leistungsbegrenzung", S. 28).

Durch diese Regelung sollen Netze trotz weiter steigendem Zubau von PV-Anlagen stabil gehalten werden. Die Netzbetreiber können bei zu hoher Belastung die Anlagenleistung reduzieren und ggf. abschalten. Bei kleinen Anlagen (<30 kW_p) reicht die technisch einfachere permanente Leistungsbegrenzung auf 70 % aus, da diese nur an wenigen Stunden im Jahr überschritten werden würde. Eine Betriebsstrategie, die eine Ladung des Speichers nur in diesen Fällen zulässt, ist somit nicht wirtschaftlich. Die Verluste durch Abregelung können jedoch auch in der Regel mit einigen Betriebsstrategien reduziert werden.

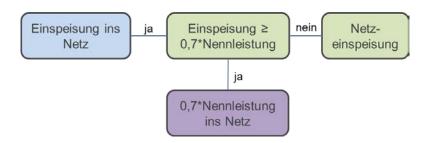


Abbildung 3.9: Betriebsstrategie zur Leistungsbegrenzung der Einspeisung (ISEA)

Die Betriebsstrategie der Leistungsbegrenzung der Einspeisung kann Teil jeder anderen Strategie sein und immer dann zur Anwendung kommen, wenn eine Einspeisung ins Netz stattfinden soll.

3.4.4.3 Zeitlich festgelegte Speicherung (Zeitschaltuhr)

Eine zeitlich festgelegte Speicherung kann die Netze durch eine sehr einfach realisierbare Betriebsstrategie entlasten. Dabei wird die Speicherung nur zu typischen Zeiten hoher PV-Stromerzeugung zugelassen. Dadurch wird die hohe Einspeisung während der Mittagsspitze abgefangen und die Netze entlastet, jedoch wird der Speicher nicht optimal ausgelastet und der Nutzen für den Anlagenbetreiber fällt geringer aus, da in dem festgelegten Zeitraum möglicherweise nicht genug PV-Strom aufgrund von Wolken etc. erzeugt werden kann, um den Speicher für die Deckung des Verbrauchs in den Abend- und Nachtstunden ausreichend zu füllen. In Abbildung 3.10 ist eine solche Betriebsstrategie dargestellt. Diese Betriebsstrategie ist ähnlich zur Strategie "Leistungsbegrenzung" mit jeder anderen Betriebsstrategie kombinierbar. Dadurch wird lediglich das Zeitfenster festgelegt, in dem der Speicher zum Einsatz kommen darf.

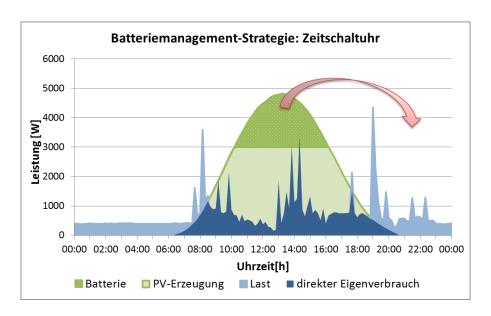


Abbildung 3.10: Einspeicherung nur zu festgelegten Zeiten (ISEA)

3.4.4.4 Netzgesteuerter Betrieb

Eine weitere Möglichkeit einer Betriebsstrategie stellt die netzgesteuerte Speicherung dar. Dabei wird beispielsweise durch Reaktion auf die Netzspannung (lokales Netzkriterium) oder auf die Frequenz (globales Netzkriterium) die Einspeisung ins Netz zugelassen beziehungsweise nicht erlaubt (Abbildung 3.11). Die interne Speichernutzung kann dabei beispielsweise durch die Betriebsstrategie zur Maximierung des Eigenverbrauches festgelegt werden. Durch das netzregulierte Verhindern der Einspeisung bei kritischen Spannungs- bzw. Frequenzwerten, kann es dabei dazu kommen, dass vorhandener PV-Strom ungenutzt bleibt, wenn die Batterie zu solchen Zeiten bereits voll geladen ist und kein Eigenbedarf besteht.

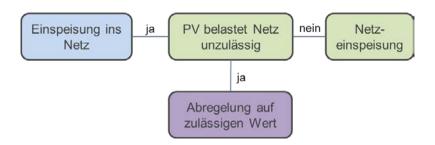


Abbildung 3.11: Betriebsstrategie einer Netzgesteuerten Speicherung (ISEA)

Diese Betriebsstrategie ist sehr ähnlich zur "Leistungsbegrenzung" mit dem Unterschied, dass hier nicht starr auf einen festen Wert abgeregelt wird, sondern die Begrenzung der Einspeiseleistung ins Netz in Abhängigkeit der aktuellen Netzsituation erfolgt.

3.4.4.5 Speicher zur ausschließlichen Netzentlastung

Bei einer rein netzdienlichen Variante der netzgesteuerten Betriebsweise, ohne Rücksicht auf den Eigenverbrauch, wird eine Speicherung nur erlaubt, wenn die zulässige Netzspannung überschritten werden würde. Ist der Speicher bereits voll, wird auch hier analog zu Abbildung 3.11 die Einspeisung auf einen zulässigen Wert reduziert.

Zusätzliche Bedingung könnte die Entladung des Speichers unabhängig von der aktuellen PV-Erzeugung sein, sodass der Speicher jederzeit möglichst leer ist und somit im Fall der Spannungsüberschreitung PV-Strom eingespeichert werden kann (siehe Abbildung 3.12). Diese Betriebsstrategie maximiert den Netznutzen, stellt allerdings für den Anlagenbetreiber keine wirtschaftliche Lösung dar.

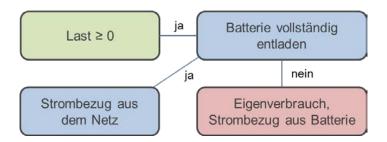


Abbildung 3.12: Zusätzliche Bedingung für eine netzgesteuerte Speicherung (ISEA)

3.4.4.6 Ladung aus bzw. Entladung ins Netz

Prinzipiell sind eine Ladung des Speichers mit Strom aus dem Netz (entspricht negativer Regelleistung) sowie eine Entladung des Speichers ins Netz (entspricht positiver Regelleistung) denkbar. Dadurch können das Netz stabilisiert und Fluktuationen bis zu einem gewissen Grad ausgeglichen werden. Dazu ist allerdings eine intelligente Steuerung oder für den Redispatch eine vom Netzbetreiber regelbare technische Einrichtung notwendig. Unter Redispatch versteht man Eingriffe in die Kraftwerksleistung, um Überlastungen zu vermeiden. Werden Speicher je nach Bedarf geladen oder entladen kann somit Engpässen entgegengewirkt werden.

Für den Anlagenbetreiber bedeutet dies jedoch bei Entladung des Speichers ins Netz Verluste, die durch entsprechende Rahmenbedingungen geregelt werden müssten. Wird der Speicher mit Strom aus dem Netz geladen, müssten auch diese Kosten festgelegt werden, da der Strom dann auf der einen Seite dem Anlagenbesitzer zur Verfügung steht, auf der anderen Seite aber dadurch der Speicher möglicherweise vollgeladen wird und somit der eigene erzeugte PV-Strom nicht mehr ganz gespeichert werden kann. Besonders im Hinblick auf die Netzparität (Einspeisevergütung für den selbst erzeugten Strom liegt unterhalb des Strombezugspreises) müsste eine Regelung für das Laden aus dem Netz und Entladen des Speichers ins Netz gefunden werden.

3.4.4.7 Betrieb auf Basis von Prognosen

Um einen Kompromiss zwischen rein Eigenverbrauchsoptimierter und rein netzdienlicher Betriebsstrategie zu finden, sind **kombinierte Last- und Einspeiseprognosen** notwendig. Dazu ist ein Informationsfluss nötig sowie ein Energiemanagementsystem, das bspw. auf Signale vom Netz reagieren kann. Verluste entstehen dabei durch ungenaue Vorhersagen für die erwarteten Lasten (Betrieb elektrischer Geräte) und PV-Erträge. Diese Betriebsstrategie berücksichtigt dafür aber sowohl die Interessen des Anlagenbetreibers wie auch die Netzstabilität.

Eine sehr einfache Prognose stellt die **Persistenzprognose** dar, die auch Erhaltungsneigung genannt wird. Dabei wird davon ausgegangen, dass sich die zu betrachtende Größe nur so langsam ändert, dass eine konstante Annahme für einen bestimmten Zeitraum möglich ist.

Bei stabiler Wetterlage kann prognostiziert werden, dass das Wetter heute so wird, wie es gestern war. Bei einer Untersuchung der Jahre 1971–1976 lag die Genauigkeit dieser Prognose bei etwa 78 %. Die hier verwendeten PV-Erzeugungsdaten für ein Jahr zeigen bei einer erlaubten Abweichung von Prognose und tatsächlich eingetroffenen PV-Erzeugungsdaten um 10 % der Nennleistung eine Übereinstimmung von 77,8 %.

Ein großer Vorteil dieser Prognose als Basis der Betriebsstrategie liegt darin, dass keine Wetterdaten von außerhalb des Systems geliefert werden müssen. Das System muss lediglich die Daten des Vortages aufzeichnen und diese als aktuellen Verlauf annehmen.

Für das Lastprofil eines Haushaltes muss die Persistenzprognose leicht modifiziert werden, da sich die einzelnen Wochentage, im Besonderen Werktag vom Wochenende, deutlich voneinander unterscheiden. Hier wurde der jeweilige Wochentag aus der vorangegangenen Woche als Prognose für das Lastprofil verwendet. Bei einer zulässigen Abweichung von Prognose und tatsächlich eingetroffenem Lastgang von 50 W wird eine Übereinstimmung von 95,2 % erreicht.

In der implementieren Persistenzprognose wird zunächst für jeden Tag der Gang der Residualleistung ermittelt indem die prognostizierte Haushaltslast von der prognostizierten Erzeugungsleistung abgezogen wird. Die Steuerung des Energiespeichers erfolgt dann derart, dass eine Ladung ausschließlich innerhalb der Zeiträume der größten Residualleistungen zugelassen wird. Durch Einstellen der maximalen Ladeleistung kann die aggregierte Zeitdauer der Ladung festgelegt und somit die Breite des geglätteten Gebiets geregelt werden. So kann für jeden Tag sichergestellt werden, dass die Batterie

- am Ende des Tages möglichst vollgeladen ist
- die Energie vor allem zu netzkritischen Zeitpunkten (hohe Residualleistung) einspeichert und somit das Netz wirksam entlastet wird.

Die beschriebene Strategie wird durch eine kontinuierliche Regelung der Ladeleistung weiter verbessert und somit unempfindlicher gegenüber Prognosefehlern. Mit Durchführung der

Prognose wird für jeden Zeitpunkt des Tages ein erwarteter Ladezustand der Batterie ermittelt. Liegt der gemessene Ladezustand der Batterie im Laufe des Tages unter dem geplanten Ladezustand, so wird die maximal zulässige Ladeleistung sukzessiv angehoben; liegt er darunter, wird sie abgesenkt.

Eine weitere denkbare Prognose bezieht sich auf den aktuellen Strompreis. Diese Vorgehensweise liefert für den Anlagenbetreiber allerdings nur dann wirtschaftliche Anreize, wenn durch variable Strompreise Einsparungen erzielt werden können.

Hohe Strompreise fallen in der Regel mit Zeiten hoher Nachfrage zusammen und umgekehrt liegen niedrigere Strompreise zu Zeiten von Stromüberschuss vor (siehe Abbildung 3.13). Durch eine strompreisgesteuerte Betriebsstrategie können also die Netze entlastet werden, da die Nutzung des eigenen, gespeicherten PV-Stroms am wirtschaftlichsten zu Zeiten hoher Preise, also in den Abend- und Morgenstunden, am sinnvollsten ist. Da der Strom zur Mittagszeit am günstigsten ist, lohnt ist dort die Einspeicherung des PV-Stroms, um ihn während hoher Strombezugskosten nutzen zu können.

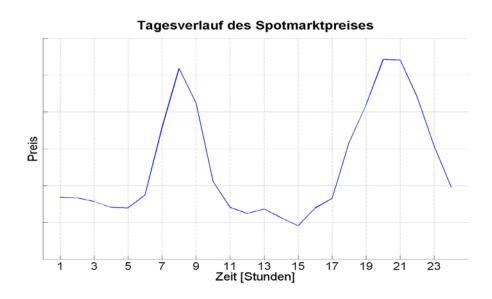


Abbildung 3.13: Qualitativer Verlauf des Spotmarktpreises an einem Tag im August 2013 (berechnet mit Daten von http://www.eex.com)

Um die Betriebsstrategie preisgesteuert agieren zu lassen, muss jedoch im Gegensatz zur Persistenzprognose eine Kommunikationsschnittstelle geschaffen werden, sodass prognostizierte Strompreise dem Batteriesystem mitgeteilt werden können.

Ebenso erfordert eine netzoptimierte Steuerung ein Eingangssignal mit zulässigen Spannungs-, bzw. Leistungswerten, das vom Netzbetreiber bereitgestellt werden muss. Wird beispielsweise eine Spannungsüberschreitung zur Mittagszeit für den kommenden Tag prognostiziert, so kann das Managementsystem die Batteriekapazität bis zu diesem Zeitraum freihal-

ten und dann durch Speicherung das Netz entlasten. Sollten durch ungenaue Prognosen dennoch Zeiten vorkommen, in denen die zulässigen Spannungswerte überschritten werden, könnte eine bedarfsgesteuerte Abregelung der Anlage als zusätzliche Bedingung eingeschaltet werden.

3.4.4.8 Fazit

Die meisten derzeit am Markt vorhandenen Batteriesysteme werden mit der Strategie der Eigenverbrauchsmaximierung betrieben, da sie für den Betreiber und Käufer des Systems den vermeintlich größten Nutzen darstellt. Aus Sicht der Stromnetze ist der Nutzen jedoch gering. Eine einfache und trotzdem sehr wirkungsvolle Methode die Netze zu entlasten und trotzdem für den Betreiber einen hohen Nutzen zu gewährleisten ist die Persistenzprognose, welche im Rahmen von AP 3 näher untersucht und weiterentwickelt wurde. Das Projekt PV-Nutzen fokussiert daher in den folgenden Untersuchungen auf einen Vergleich dieser beiden Betriebsstrategien.

3.5 Haushaltsstrompreis

Der Haushaltsstrompreis beinhaltet nicht nur den Preis für die Erzeugung des Stromes (Börsenstrompreis), sondern setzt sich zusätzlich aus Umlagen, Abgaben, Entgelten und Steuern zusammen. So zahlt der Endkunde im Jahr 2014 ein Entgelt für die Netznutzung (Netzentgelt), eine Abgabe für die Nutzung öffentlicher Wege für Stromleitungen (Konzessionsabgabe), die Umlage zur Förderung Erneuerbarer Energien (EEG-Umlage), eine Umlage zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Umlage), eine Umlage für Netzentgeltermäßigung und -befreiung nach der Stromnetzentgeltverordnung für große Stromverbraucher (§-19-Umalge), eine Umlage für Entschädigungszahlungen und Ausgleichszahlungen für Offshore-Windenergieanlagen (Offshore-Umlage), sowie Stromsteuer (Ökosteuer) und Mehrwertsteuer (Energy Brainpool 2013). Die Zusammensetzung für einen durchschnittlichen 3-Personen-Haushalt mit einem Gesamtpreis von 29,13 ct/kWh im Jahr 2014, angelehnt an die BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014, ist in der Abbildung 3.14 angegeben.

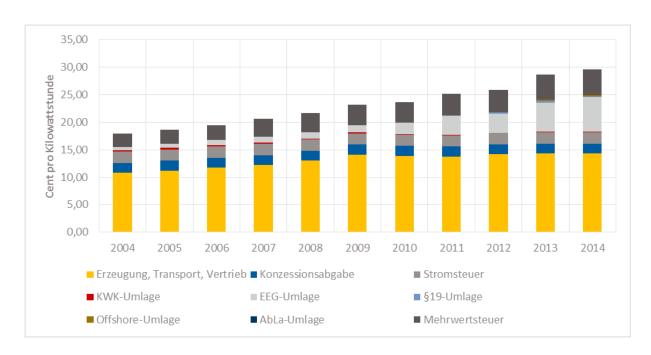


Abbildung 3.14: Entwicklung des Strompreises für Haushalte

Quelle: Eigene Grafik, Datengrundlage: BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014

Die statistisch ausgewiesenen Haushaltsstrompreise sind in der Regel Mischpreise, bei denen der monatliche, vom Verbrauch unabhängige Grundpreis auf den eigentlichen Arbeitspreis pro verbrauchter kWh aufgeschlagen wird. Für die Wirtschaftlichkeit von Eigenverbrauchslösungen ist jedoch der reine Arbeitspreis entscheidend, da der verbrauchsunabhängige Grundpreis weiterhin in unveränderter Höhe bezahlt werden muss. Die Höhe des Grundpreises variiert zwischen den unterschiedlichen Stromanbietern und deren Tarifoptionen erheblich und lag 2013 nach Angaben des BDEW zwischen 60 und 150 € pro Jahr, während der durchschnittliche Arbeitspreis bei 26,5 ct/kWh lag (Bantle 2014). Damit ergibt sich eine Differenz von 2,34 ct/kWh zu dem vom BDEW im Rahmen der Jährlichen Strompreisanalyse ausgewiesenen Mischpreis von 28,84 ct/kWh respektive ein durchschnittlicher Grundpreis von 82 €/a für den vom BDEW ausgewiesenen Durchschnittshaushalt mit drei Personen und einem Stromverbrauch von 3.500 kWh/a (BDEW 2014a). Die Arbeitspreise werden zumeist jährlich angepasst, da auch bestimmte Strompreiskomponenten wie die EEG-Umlage jährlich neu bestimmt werden. Im Gegensatz dazu gelten die Grundpreise als relativ stabil und ändern sich vergleichsweise selten. Daher wird im Folgenden davon ausgegangen, dass auch die Differenz zwischen den statistisch ausgewiesenen Mischpreisen und den tatsächlichen Arbeitspreisen von 2,34 ct/kWh konstant bleibt, sofern nicht bestimmte Strompreiskomponenten vom Arbeitspreis in den Grundpreis verlagert werden. Ausgehend vom statistisch ausgewiesenen Mischpreis für 2014 von 29,13 ct/kWh (BDEW 2014a) wird daher von einem durchschnittlichen Arbeitspreis von 26,79 ct/kWh für das Jahr 2014 ausgegangen.

Zur künftigen Entwicklung der Strompreise gibt es nur sehr wenig Aussagen, insbesondere für einen Zeithorizont bis 2030. Die Unternehmensberatung Roland Berger prognostiziert bis zum

Jahr 2030 einen durchschnittlichen Anstieg von 2 % pro Jahr (Henzelmann 2013). Die Energiereferenzprognose im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums geht von einer durchschnittlichen nominalen Steigerung der Strompreise von knapp 3 % aus (Schlesinger et al. 2014).

Die Berechnungen im Projekt gehen daher von einer jährlichen Strompreissteigerung von 3 % bis 2030 aus. Allerdings deuten neuere Untersuchungen darauf hin, dass sich der relativ starke Anstieg der EEG-Umlage der vergangenen Jahre nicht weiter fortsetzen wird und die Höhe der EEG-Umlage ab etwa 2023 und stärker noch ab 2030 wieder zurückgehen dürfte (Haller et al. 2015). Hauptgrund dafür ist, dass dann immer mehr hoch vergütete EE-Altanlagen aus der 20-jährigen Vergütung fallen, während die Vergütung von Neuanlagen stark gesunken ist. Der Hauptpreistreiber der letzten zehn Jahre dürfte künftig also kaum noch zu Strompreissteigerungen und ab 2030 sogar zu zurückgehenden Strompreisen führen. Allerdings könnten andere Strompreiskomponenten wie bspw. die Netzentgelte stärker steigen, was eine Prognose der Haushaltsstrompreise sehr schwierig macht. Darüber hinaus sind auch Verschiebungen zwischen Grund- und Arbeitspreis-Komponenten denkbar, was die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen stark betreffen kann und in AP 7 untersucht wird. Aufgrund dieser Unsicherheiten wird der Einfluss der Strompreissteigerung im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse in AP 7 geprüft.

4 AP 3 – Evaluierung der zu erwartenden Speicherlebensdauer

In diesem Arbeitspaket wird die Speicherlebensdauer evaluiert. Besonderes Augenmerk liegt auf der Berücksichtigung technologiespezifischer Abhängigkeiten der Lebensdauern von der Betriebsweise. Hierdurch wird eine Aussage über den Einfluss verschiedener Betriebsstrategien auf die Speicherlebensdauer und -kosten ermöglicht.

4.1 Entwicklung einer intelligenten Betriebsstrategie

Intelligente Betriebsstrategien, die einerseits das Netz durch Reduktion der Einspeiseleistung entlasten und andererseits gleichzeitig den Eigenverbrauch im Haushalt maximieren, benötigen dazu Prognosen von Erzeugung und Last (vgl. Kapitel 3.4.4.7, S. 38). Eine sehr einfache Möglichkeit diese Prognosen zu erhalten, ist über die **Persistenzprognose**. Dabei wird angenommen, dass sich das Lastverhalten eines Haushaltes an gleichen Wochentagen ähnelt (montags wie montags etc.) und sich die Erzeugung der PV-Energie täglich nur gering verändert (heute wie gestern). Entscheidender Vorteil dieser simplen Prognose ist die Unabhängigkeit von Wetterstationen, die Prognosen beispielsweise über eine Internetschnittstelle zur Verfügung stellen könnten. Durch die Persistenzprognose kann das System autark arbeiten und bietet somit kein potenzielles Sicherheitsrisiko.

Basierend auf diesen Vorhersagen berechnet die Betriebsstrategie unter Berücksichtigung der noch verfügbaren Batteriekapazität ein Leistungslimit oberhalb dessen PV-Energie gespeichert wird, sodass die Batterie am Ende der überschüssigen Erzeugung (Einspeisung) vollgeladen ist (siehe Abbildung 4.1).

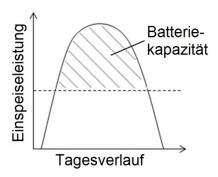


Abbildung 4.1: Berechnung des Lade-Leistungslimits.

Da Eine Berechnung basierend auf Prognosen immer Ungenauigkeiten beinhaltet, wurde ein PI-Regler (Proportional-Integral-Regler) implementiert, der diese Ungenauigkeiten minimiert. Dabei wird der aktuelle Ladezustand (SOC_{akt}, SOC = state of charge) der Batterie mit dem Ladezustand verglichen, der über die Prognose berechnet wurde (SOC_{prog}). Wird die Batterie zu schnell geladen (SOC_{akt}>SOC_{prog}), so wird das Leistungslimit erhöht; wird hingegen die Batterie zu langsam geladen (SOC_{akt}<SOC_{prog}), wird es verringert, siehe Abbildung 4.2.

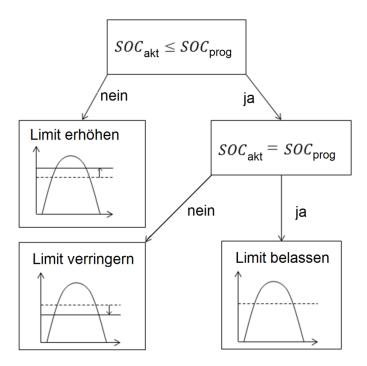


Abbildung 4.2: Prinzip des PI-Reglers: Das Ladelimit wird an den aktuellen Ladezustand der Batterie angepasst.

In Abbildung 4.3 ist die Netzaustauschleistung für zwei beispielhafte Tage im August zu sehen. Dort ist neben der Einspeiseleistung ohne Batterie (graue Kurve) auch die Einspeiseleistung mit einer Batterie, die mit der Betriebsstrategie Persistenzprognose betrieben wird zu sehen (blaue Kurve). Die Regelung des PI-Reglers ist in der Veränderung der schwarzen zur pinken Kurve zu erkennen. Insgesamt wird trotz der einfachen Prognoseart eine deutliche Reduktion der Einspeiseleistung erzielt, wodurch das Stromnetz entlastet wird.

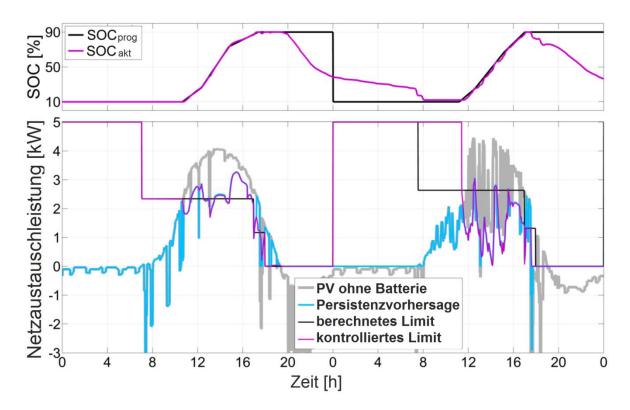


Abbildung 4.3: Veränderung des Leistungslimits durch den PI-Regler und resultierende Wirkung auf die Netzaustauschleistung.

4.2 Alterungsmodelle der Batterietypen

In diesem Arbeitspaket wurden die bereits vorhandenen Batterielebensdauermodelle für Blei-Säure- und Lithium-Ionen-Batterien auf Basis aktueller Labormessergebnisse parametriert und für den Einsatz in einer Systemsimulation aufbereitet.

Das Alterungsmodell der Lithium-Ionen-Batterie wurde anhand des auf dem Markt erhältlichen BPT-S 5 Hybrid Speichersystems parametriert (Bosch, 2015). Dazu wurden Daten aus dem öffentlich geförderten Projekt Sol-ion (FKZ: 0325044A) verwendet, in dem dieses Speichersystem entwickelt und vermessen wurde.

Für die Blei-Säure-Batterie wurde ein vorhandenes Alterungsmodell mit den Alterungsparametern des SENEC Home G2 Speichers aktualisiert (SENEC, 2015). Dabei wurden auf die Angaben im Datenblatt sowie Experteneinschätzungen aus langjähriger Mess- und Betriebserfahrung mit Bleibatterien zurückgegriffen. Auch dieser Speicher ist derzeit am Markt verfügbar, sodass die Simulationen reale Systeme abbilden.

4.3 Systemmodellierung inklusive Komponenten

Vorhandene Komponentenmodelle zur Abbildung des gesamten PV-Batteriesystems wurden für die durchzuführenden Simulationen angepasst. Unter anderem wurden die Schnittstellen zu den hier zu verwendenden Eingangsdaten (PV-Profile, Lastprofile) definiert und angepasst. Sowohl das Lithium-Lebensdauermodell als auch das Gesamtmodell zur PV-Speicher-Analyse wurden in diesem AP fertiggestellt und mit aktuellen Messergebnissen parametriert. Das Komponentenmodell (inklusive Lebensdauermodell) der Bleibatterie wurde ebenfalls abgeschlossen und in das Gesamtmodell integriert. Die bereits existierenden Lebensdauermodelle wurden in das aktuelle Modell integriert, sodass die Auswirkungen verschiedener Betriebsweisen auf die Lebensdauer untersucht werden können.

In Abbildung 4.4 ist die Netzaustauschleistung für einen exemplarischen Sommertag gezeigt. Grau im Hintergrund ist der Verlauf ohne Speicher zu erkennen. Wie bereits beschrieben und in der Abbildung gut zu sehen, ist bei *MaxEig* der Speicher bereits vor der Mittagszeit vollgeladen (gelbe Kurve) und kann somit dort nicht mehr die Netzaustauschleistung reduzieren. Eine perfekte Prognose (*PerfProg*) würde die Einspeisung ideal abschneiden (dunkelblaue Kurve). In der Realität tauchen jedoch Prognosefehler auf. In hellblau ist die im Projekt entwickelte Betriebsstrategie basierend auf Persistenzprognosen zu sehen. Diese schneidet die Austauschleistung zwar nicht perfekt ab, reduziert diese jedoch deutlich. Da es sich hier um eine Beispielanlage mit 5 kWp handelt, würde eine Leistungsbegrenzung auf 70 % eine maximale Einspeisung von 3,5 kW bedeuten, was oberhalb der *PersProg* liegt. Für diesen exemplarischen Tag entlastet also die intelligente Prognosestrategie das Netz stärker als die statische Einspeisebegrenzung.

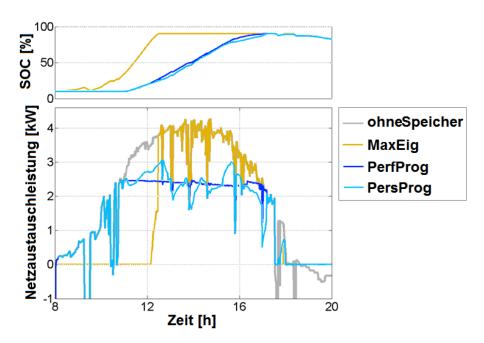


Abbildung 4.4: Exemplarischer Sommertag zur Demonstration des Einflusses auf die Netzaustauschleistung bei verschiedenen Betriebsstrategien.

In Tabelle 4.1 sind die Eigenverbräuche für ein Jahr bei unterschiedlichen Betriebsstrategien gezeigt. Alle hier vorgestellten Betriebsstrategien erhöhen den Eigenverbrauch maßgeblich. Durch Prognosefehler, werden in diesem Beispiel lediglich 3,9 %-Punkte im Eigenverbrauch eingebüßt. Bei Betriebsstrategien mit genaueren Vorhersagen muss zwischen dem Verwaltungsaufwand und dem zusätzlichen Gewinn abgewogen werden.

Tabelle 4.1: Eigenverbrauch bei unterschiedlichen Betriebsstrategien für ein Haushalt mit 4,5 MWh Jahresenergiebedarf, einer 5 kWp PV-Anlage und einem 6 kWh Lithium Speicher.

Energiemanagement	Eigenverbrauch [%]
ohneSpeicher	20,0
MaxEig	51,5
PerfProg	50,8
PersProg	47,6

Da bei der Persistenzprognose vorwiegend zu Zeiten hoher PV-Erzeugung gespeichert wird, geht weniger Energie durch Abregelung verloren (siehe Abbildung 4.5). Unter Inkaufnahme des gleichen jährlichen Energieverlustes bei der Strategie MaxEig und der in 2015 üblichen Leistungsbegrenzung auf 70 %, kann die Grenze bei der PersProg sogar auf 55 % gesenkt werden, ohne dass mehr Energie verloren geht.

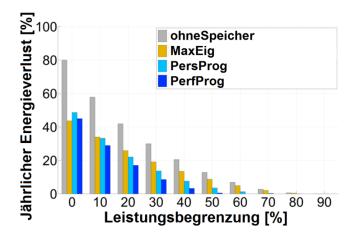


Abbildung 4.5: Jährlicher Abregelungsverlust durch Einspeisebegrenzung der Betriebsstrategien.

4.4 Lebensdauer für Referenzfälle und Sensitivitätsanalyse

Eine erste Analyse zum Einfluss der Betriebsstrategie auf die Lebensdauer wurde anhand einer Parametervariation durchgeführt. In Abbildung 4.6 ist beispielhaft die Abhängigkeit der Lebensdauer von verschiedenen Ladezustandsbereichen bei der Betriebsstrategie zur Maximierung des Eigenverbrauches gezeigt. Diese Berechnungen wurden mit einem nach Süden ausgerichteten 5 kWp PV-System (Neigungswinkel 35°) und einem vom IÖW zur Verfügung gestelltem Haushaltslastprofil durchgeführt. Dieser Haushalt hat einen Jahresenergieverbrauch von 4,5 MWh, wobei im Sommer 3 Wochen, im Frühjahr 1 Woche sowie im Herbst 4 Tage Urlaub angenommen wurden. Die beispielhaft verwendete Batteriekapazität beträgt 6 kWh.

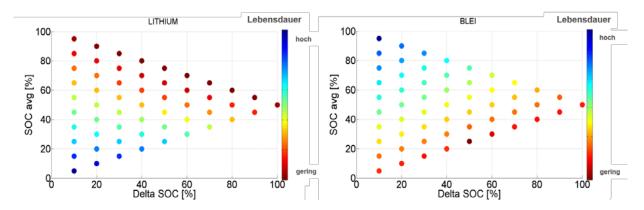


Abbildung 4.6: Abhängigkeit der Lebensdauer vom zulässigen Zyklenhub links: Lithium-Batterie, rechts: Blei-Batterie

Der Zyklenhub beschreibt dabei die Differenz zwischen maximalem und minimalem SOC, also den nutzbaren Anteil der installierten Kapazität. Da Lithium-Batterien bei hohen Ladezuständen (hoher SOC avg = mittlerer Ladezustand) stärker altern, wird dort erwartungsgemäß eine geringere Lebensdauer erreicht. Bei Bleibatterien verhält es sich hingegen genau anders herum.

Für die Wahl des geeigneten Zyklenhubs ist der Einfluss auf Lebensdauer und Eigenverbrauch genau gegensätzlich, da eine Batterie am wenigsten altert, wenn sie möglichst wenig genutzt werden würde. Einem zunehmenden Eigenverbrauch steht somit eine Verringerung der Lebensdauer gegenüber. Es muss also berücksichtigt werden, ob mit größerem Zyklenhub der Zugewinn im Eigenverbrauch den Verlust durch die geringere Lebensdauer kompensiert.

Für die Berechnungen im Projekt PV-Nutzen wurden ein mittlerer SOC von 40 % und ein Zyklenhub von 80 % gewählt, da diese Parameter einen guten Kompromiss zwischen langer Lebensdauer und großer nutzbarer Kapazität der Batterie und somit großem Eigenverbrauch darstellen. Diese Ergebnisse gehen als Input in die AP 7 und 8 ein.

Ein Vergleich der zu erreichenden Lebensdauer zwischen den Betriebsstrategien *MaxEig* und *PersProg* ist in Abbildung 4.7 zu sehen. Mit der Persistenzprognose wird bei Lithium-Batterien sogar eine höhere Lebensdauer als bei der Maximierung des Eigenverbrauches erreicht. Dies

liegt daran, dass bei der *PersProg* die Batterie zu einem späteren Zeitpunkt (hoher Erzeugung) geladen wird. Dahingegen wird bei *MaxEig* so schnell wie möglich geladen, sodass die Batterie länger im vollgeladenen Zustand ist (siehe Abbildung 4.7 rechts). Wie schon in der obigen Abbildung 4.6 gezeigt, bedeutet ein hoher Ladezustand für Lithium-Batterien eine beschleunigte Alterung.

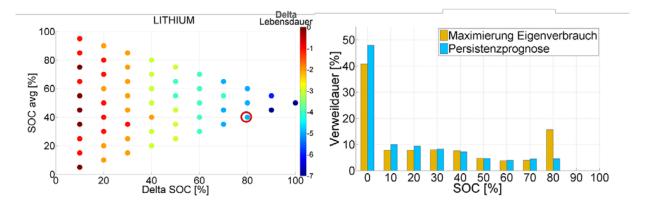


Abbildung 4.7: Links: Unterschied der zu erwartenden Lebensdauer in Abhängigkeit vom zulässigen Zyklenhub zwischen den Betriebsstrategien *MaxEig* und *Pers-Prog* für Lithium-Batterien.

Rechts: Verweildauer bei unterschiedlichen Ladezuständen.

Zwar müssen durch Prognosefehler bei der *PersProg* geringe Einbußen im Energiedurchsatz in Kauf genommen werden (siehe Tabelle 4.1), jedoch wird gleichzeitig eine höhere Lebensdauer erreicht. Die Einflüsse auf die Wirtschaftlichkeit werden näher in AP 7 untersucht.

4.5 Eigenverbrauch

In Abbildung 4.8 sind alle für die Netzsimulationen verwendeten Haushalte gezeigt. Auf der x-Achse ist dabei der Jahresenergiebedarf und auf der y-Achse die Nennleistung des PV-Systems des Haushaltes zu sehen. Farblich hervorgehoben ist der Unterschied im Eigenverbrauch zwischen *MaxEig* und *PersProg*.

Die Batteriegröße wurde dabei mit einer bewährten Faustformel wie folgt berechnet:

Falls die jährlich erzeugte Energiemenge des PV-Systems $E_{\rm PV}$ größer ist als der jährliche Energiebedarf $E_{\rm Bedarf}$ des Haushaltes, dann wird die nutzbare Kapazität der Batterie $C_{\rm bat}$ auf die Hälfte des täglichen Bedarfes skaliert:

$$E_{\text{PV}} [\text{kWh}] > E_{\text{demand}} [\text{kWh}] :$$

 $C_{\text{bat}} = 0.5 \times E_{\text{demand}} / 365$

Wobei sich die erzeugte Energiemenge des PV-Systems durch Multiplikation der PV-Nennleistung $P_{\rm PV}$ und den jährlichen Vollaststunden (in Deutschland ca. 1.000 h) berechnen lässt.

Falls die jährlich erzeugte Energiemenge des PV-Systems hingegen kleiner ist als der jährliche Energiebedarf des Haushaltes, dann wird die nutzbare Kapazität der Batterie auf die Hälfte der täglichen Erzeugung skaliert:

$$E_{PV}$$
 [kWh] < E_{demand} [kWh] : $C_{bat} = 0.5 \times E_{PV} / 365$

Im Durchschnitt erreicht ein Haushalt mit einer nach Süden ausgerichteten PV-Anlage einen um 2,7 %-Punkte größeren Eigenverbrauch mit der Strategie zur Maximierung des Eigenverbrauches als mit der Persistenzprognose und bei einer ostwestlich ausgerichteten PV-Anlage einen um 2,5 %-Punkte größeren Eigenverbrauch (Abbildung 4.8). Diese Verluste bei der Persistenzprognose waren zu erwarten, da durch Prognoseungenauigkeiten der Speicher nicht optimal genutzt werden kann. Diese Verluste fallen jedoch nur recht gering aus, sodass diese Strategie in Kombination mit der verlängerten Lebensdauer wahrscheinlich sogar wirtschaftlicher als die Maximierung des Eigenverbrauches ist. Untersuchungen dazu finden sich in AP 7.

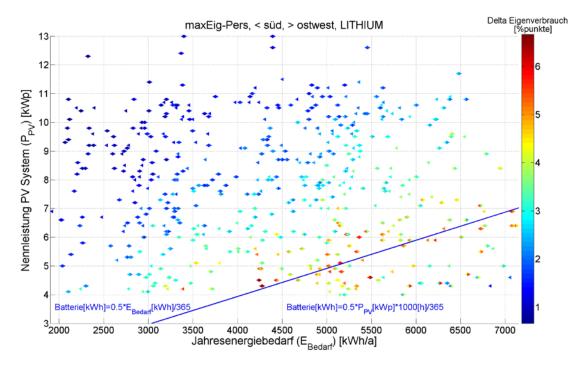


Abbildung 4.8: Unterschied in dem erreichbaren Eigenverbrauch zwischen den Betriebsstrategien zur Maximierung des Eigenverbrauches und der Persistenzprognose. Positive Werte bedeuten, dass die Maximierung des Eigenverbrauches einen höheren Eigenverbrauch erzielt.

Beim Eigenverbrauch verteilt sich die Änderung zwischen den Strategien nicht homogen auf den gesamten Betrachtungsbereich. Haushalte mit einer sehr großen PV-Anlage im Verhältnis zum Jahresenergiebedarf haben nur einen etwas kleineren Eigenverbrauch bei der Persistenzprognose als Haushalte mit verhältnismäßig kleiner PV-Anlage. Dies liegt zum einen daran, dass eine Prognoseungenauigkeit bei großen PV-Anlagen nicht so viel ausmacht, da trotzdem

viel PV-Strom erzeugt wird und die Batterie am späten Nachmittag noch genügend Strom bekommt um nahezu vollladen zu können. Zum anderen ist der Eigenverbrauch definiert als das Verhältnis von genutztem PV-Strom zu erzeugtem PV-Strom.

Wenn die Menge des erzeugten PV-Stroms sehr groß ist (bei großen Anlagen), dann ist der Eigenverbrauch bei kleinen Haushalten nur klein, da anteilig nicht viel Energie selbst genutzt wird. Verringert sich diese Energie durch ungenaue Prognosen, hat diese kleine Veränderung kaum Einfluss auf den prozentualen Eigenverbrauch. Die tatsächlich dem Haushalt pro Jahr verloren gehende Energiemenge bei Verwendung der Persistenzprognose ist in Abbildung 4.9 zu sehen. Auch hier hat die Betriebsstrategie keinen einheitlichen Einfluss auf alle Haushalte. Dies kann zum einen an der Wahl der Speichergröße mit der Faustformel liegen, da diese nicht die optimale Dimensionierung berechnet, sondern einen Wert nahe dem idealen Wert angibt. Zum anderen liegt es aber auch daran, dass die kleinen Haushalte insgesamt auch weniger Energie aus der PV-Anlage benötigen um ihren Energiebedarf zu decken. Anteilig betrachtet verlieren kleine Haushalte (von 2.000-4.000 kWh/a Jahresenergiebedarf) im Schnitt ca. 117 kWh/a bei einem Energiebedarf von ca. 3.049 kWh/a, also etwa 3,8 % und große Haushalte (von 5.000-7.000 kWh/a Jahresenergiebedarf) etwa 229 kWh/a bei ca. 5.643 kWh/a Energiebedarf, also 4,1 %. Anteilig hat die Wahl der Betriebsstrategie also einen ähnlichen Effekt. Im extremsten Fall verliert ein Haushalt 350 kWh/a, was bei einem Strompreis von 28 ct/kWh keine 100 € im Jahr bedeuten. Der Mehrwert durch die verbesserte Lebensdauer durch die Persistenzprognose ist dabei noch nicht berücksichtigt.

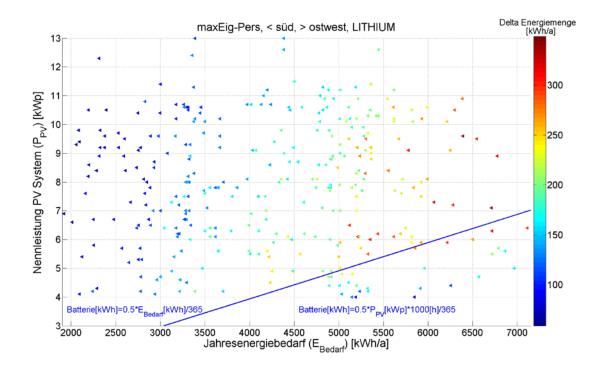


Abbildung 4.9: Unterschied in der jährlich eigenverbrauchten Energiemenge zwischen den Betriebsstrategien zur Maximierung des Eigenverbrauches und der Persistenzprognose. Positive Werte bedeuten, dass mit der Maximierung des Eigenverbrauches eine größere Energiemenge aus der PV-Anlage selbst verbraucht wird.

5 AP 4 – Optimierung der Speichersystemauslegung

Der Betrieb von Speichern im Stromnetz unter den gegebenen Förderbedingungen stellt einen wirtschaftlichen Interessenkonflikt zwischen privatem Anlagenbetreiber und Netzbetreibern dar. Ziel dieses Arbeitspaketes war es, die optimale Speichersystemgröße zu bestimmen, um auf der einen Seite die Wirtschaftlichkeit für den Nutzer zu optimieren und um gleichzeitig auf der anderen Seite eine möglichst hohe Netzentlastung zu erzielen. Die Ergebnisse sind in die Entwicklung des PV-Speicherrechners eingeflossen, der über die Projektwebsite zum Download zur Verfügung steht.

5.1 Zielfunktionen der Speichersystemauslegung und Implementierung

Die Zielfunktionen für die Optimierung werden entsprechend definiert. Die folgenden Optimierungsszenarien wurden dabei bereits berücksichtigt und in Form von Betriebsstrategien erfolgreich in das Gesamtmodell integriert:

- 1) Betriebswirtschaftliche Optimierung aus Sicht des Anlagenbetreibers (Eigen-verbrauch); aktueller Stand der Förderrahmenbedingungen
- Betriebswirtschaftliche Optimierung aus Sicht des Netzbetreibers (Netzentlastung);
 aktueller Stand der Förderrahmenbedingungen
- 3) Betrachtung verschiedener Fördermechanismen mit dem Ziel den betriebswirtschaftlichen Nutzen beider Parteien gleichermaßen zu maximieren
- 4) Betrachtung der definierten Zukunftsszenarien (AP 2.3) aus betriebswirtschaftlicher Sicht von Netz- und Anlagenbetreiber

Die wirtschaftlichste Betriebsweise aus Sicht des Anlagenbetreibers (1.) stellt die Maximierung des Eigenverbrauches dar. Zum Vergleich des Eigenverbrauches, monetärer Verluste durch Abregelung und netzdienlichen Betriebsweisen, wird diese Betriebsstrategie simuliert. Aus den Vergleichen können notwendige Rahmenbedingungen abgeleitet werden. Die betriebswirtschaftlichste Strategie aus Sicht des Netzbetreibers (2.) erlaubt eine Nutzung des Speichers nur zu Zeiten hoher Netzbelastung und regelt im Belastungsfall die PV-Anlage entsprechend ab. Diese Strategie erzielt den größten Netznutzen, jedoch auch erhebliche Verluste aus Anlagenbetreiber-Sicht. Um die optimale Balance für die Interessen beider Parteien zu ermitteln, wurde eine prognosebasierte Betriebsstrategie entwickelt. Für die in diesem Arbeitspaket entwickelte Speicherauslegung und Betriebsweise, werden die Auswirkungen für die in AP 2 festgelegten Zukunftsszenarien analysiert.

Zusätzlich werden Analysen des Netzverhaltens ganz ohne PV-Anlagen und mit PV-Anlagen jedoch ohne Speicher durchgeführt, sodass deren Auswirkungen sowie der Einfluss von verschiedenen Betriebsstrategien analysiert werden können.

5.2 Eigenverbrauch: Speichergröße und PV Ausrichtung

In Abbildung 5.1 ist die Möglichkeit der Steigerung des Eigenverbrauchs durch den Einsatz von PV-Batteriespeichern dargestellt. Zur Analyse der optimalen Speicherauslegung wird zudem eine Lebensdauer- sowie eine Kostenanalyse (AP 3 und 7) benötigt, um die wirtschaftlichste Dimensionierung zu ermitteln. Die Steigerung des Eigenverbrauches durch PV-Speicher hängt neben der Haushaltslast, der PV-Anlagengröße und der Batteriegröße auch von der Betriebsweise ab. Abbildung 5.1 zeigt diesen Zusammenhang beispielhaft für die Betriebsweise zur Maximierung des Eigenverbrauches.

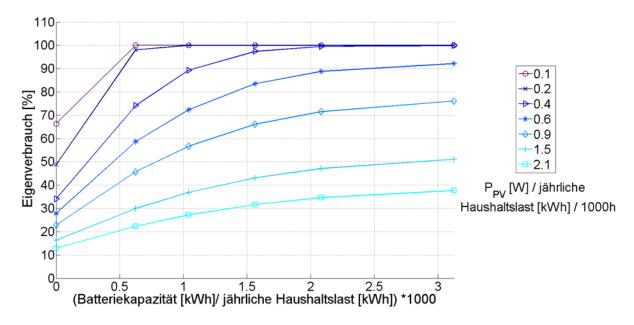


Abbildung 5.1: Batteriespeicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchs in Abhängigkeit der PV-Anlagengröße und des jährlichen Haushaltverbrauches. Diese Berechnungen gehren für die Betriebsstrategie zur Maximierung des Eigenverbrauches.

Die Ausrichtung einer PV-Anlage hat aufgrund des unterschiedlichen PV-Ertrags ebenso Einfluss auf den Eigenverbrauch des Haushaltes. Eine nach Süden ausgerichtete PV-Anlage erzeugt zwar in Summe mehr Energie, jedoch wird diese Energie hauptsächlich zur Mittagszeit erzeugt. Die meisten Haushalte weisen aber einen höheren Energiebedarf vor- und besonders nachmittags auf, sodass die erzeugte Energie mit einer Ost-West ausgerichteten PV-Anlage mehr Übereinstimmung mit dem Bedarfsprofil hat und somit mehr der erzeugten Energie im Haushalt direkt genutzt werden kann.

Dadurch, dass bei einer Ost-West ausgerichteten PV-Anlage die Erzeugung des Photovoltaikstroms einen höheren Deckungsgrad mit dem Lastprofil hat, steigt der Eigenverbrauch. In Abbildung 5.2 ist zu erkennen, dass mit einer solchen Anlage auch ohne Batterie ein um 5,7 %-Punkte höherer Direktverbrauch erreicht werden kann (ca. 60 kWh), als mit einer nach Süden ausgerichteten Anlage.

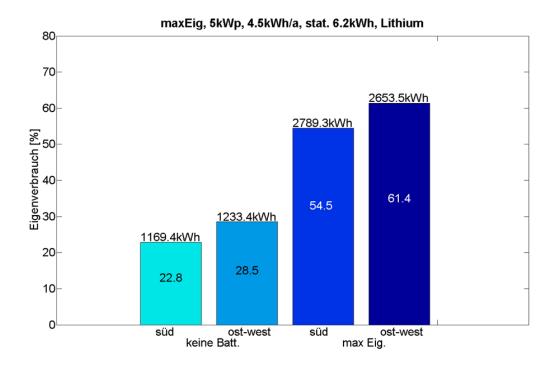


Abbildung 5.2: Änderung des Eigenverbrauchs durch unterschiedliche Ausrichtungen der PV-anlage sowie durch den Einsatz eines Speichers für eine 5 kWp PV-Anlage in einem repräsentativen 4-Personen-Haushalt mit einem Jahresenergieverbrauch von 4,5 MWh und einer 6,2 kWh Lithium-Batterie.

Durch einen Speicher kann die erzeugte Energie zu Zeiten in denen sie nicht direkt verbraucht werden kann, gespeichert und so zu einem späteren Zeitpunkt zur Verfügung gestellt werden. Durch den Einsatz eines Speichers steigt somit der Eigenverbrauch im Vergleich zu einem System ohne Batterie bei Südanlagen um ca. 1.600 kWh und bei Ost-West-Anlagen um 1.400 kWh.

Prozentual gesehen ist jedoch Eigenverbrauch bei Ost-West-Anlagen größer, was an der Definition des Eigenverbrauches liegt:

$$Eigenverbrauch = \frac{genutzer\ PV - Strom}{erzeugter\ PV - Strom}$$

Die Bezugsgröße "erzeugter PV-Strom" ist bei Ost-West-Anlagen kleiner, sodass prozentual ein größerer Wert herauskommt.

Ist die Installation eines Speichers geplant, sollte die PV-Anlage somit möglichst nach Süden ausgerichtet werden.

5.3 Veränderung des Eigenverbrauchs durch Elektrofahrzeuge

Zur Abschätzung zukünftiger Auswirkungen müssen Annahmen bzgl. des Ausbaus und der Nutzung von PV-Anlagen, Speichern und Netzen getroffen werden. Um die zusätzliche Veränderung des Bedarfsprofils durch Elektrofahrzeuge zu untersuchen, wurden in AP 2 beispielhafte Referenzprofile für das Laden von Elektrofahrzeugen erstellt. Dabei wurde unter Berücksichtigung der im Mobilitätspaneel (MOP) angegebenen durchschnittlichen Fahrstrecken je ein Pendlerprofil (30 km/Tag) sowie ein Profil eines Zweitwagens (25 km/Tag) erstellt. Dabei wird ein Energiebedarf von 18 kWh/100 km für das elektrische Fahren, sowie 0,5 kWh/100 km für Heizen und 0,3 kWh/100 km für die Klimaanlage angenommen. Beim Pendlerprofil wird der Wagen erst abends nach Feierabend am Haus geladen, der Zweitwagen lädt nach jeder Fahrt die Batterie mit einer konstanten Ladeleistung von 3 kW wieder auf.

In Abbildung 5.3 ist der Einfluss auf den Eigenverbrauch durch diese zusätzlichen Lasten im Haushalt für eine 5 kWp PV-Anlage mit Süd- bzw. Ost-West-Ausrichtung für das Szenario ohne Batterie sowie beispielhaft mit der Batteriemanagementstrategie zur Maximierung des Eigenverbrauches gezeigt (analog zu Abbildung 5.2).

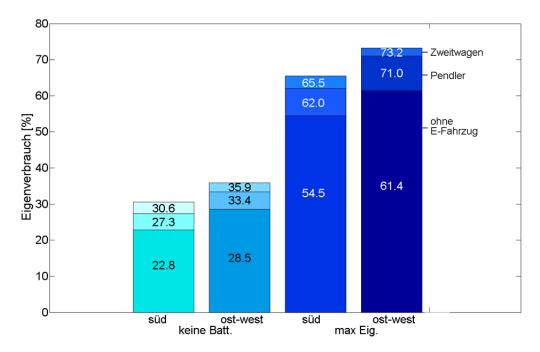


Abbildung 5.3: Änderung des Eigenverbrauches durch Elektrofahrzeuge für eine 5 kWp PV-Anlage in einem repräsentativen 4-Personen-Haushalt mit einer Jahresenergie von 4,5 MWh mit einer 6,2 kWh Lithium Batterie.

Da der Eigenverbrauch definiert ist als das Verhältnis von genutzter zu erzeugter PV-Energie, steigt der Eigenverbrauch, wenn mehr Energie genutzt wird bei gleichbleibender Erzeugung (PV-Anlage). Wie bereits im vorherigen Abschnitt diskutiert kann also mit einer Ost-West ausgerichteten PV-Anlage mehr Energie direkt verbraucht werden, sodass dadurch der Eigenver-

brauch steigt. Wie in Abbildung 5.3 zu sehen, erhöht die zusätzliche Last durch ein Elektrofahrzeug den Eigenverbrauch ebenfalls, da durch einen höheren Bedarf mehr der erzeugten Energie genutzt wird.

Da das Pendlerfahrzeug nur abends seine Batterie auflädt und zu dieser Zeit nur noch wenig PV-Energie erzeugt wird, erhöht es den Eigenverbrauch also etwas weniger als der Zweitwagen. Dieser wird nach jeder Fahrt geladen, also auch zu Zeiten hoher PV-Erzeugung, sodass zum Laden mehr Energie direkt aus der PV-Anlage genutzt werden kann.

Des Weiteren können Elektrofahrzeuge, besonders Zweitwagen, die auch tagsüber geladen werden, zu einem Großteil über den selbst erzeugten PV-Strom geladen werden (Abbildung 5.4). Der Mehrwert einer zusätzlichen stationären Batterie ist dadurch jedoch nur noch sehr gering.

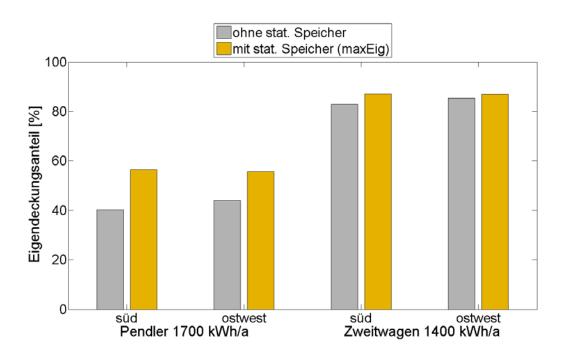


Abbildung 5.4: Eigendeckungsanteil von E-Fahrzeugen

5.4 Zusätzliche Netzbelastung durch Speicher?

Während der Projektlaufzeit wurde durch Fragen bei Konferenzen und auf dem ersten Workshop deutlich, dass die Sorge besteht, PV-Speicher (besonders zur Maximierung des Eigenbedarfs) könnten das Netz zusätzlich belasten, da bei Vollladung schlagartig die ganze Erzeugung ins Netz eingespeist werden würde. Um dieser Vermutung auf den Grund zu gehen, wurden im Projekt einige Untersuchungen durchgeführt.

In Abbildung 5.5 ist die Änderung der Residualleistung eines Haushaltes in 15 Minuten Schritten auf der y-Achse abgebildet. Auf der x-Achse ist die Anzahl dieser Leistungsänderung logarithmisch dargestellt. Negative Werte beinhalten sowohl Einspeise- als auch Lastverringerungen und positive Werte somit Einspeise- und Lastvergrößerungen.

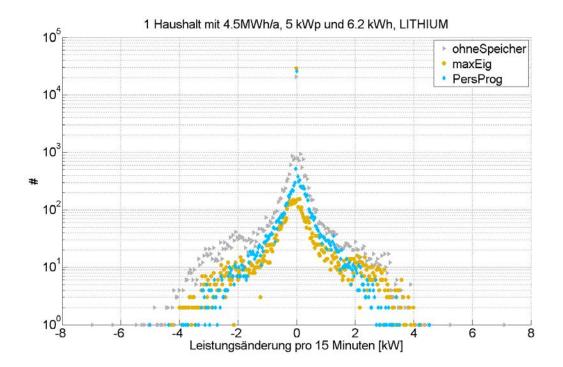


Abbildung 5.5: Änderung der Residualleistung eines Haushaltes in 15 Minuten Schritten

Wie in Abbildung 5.5 zu sehen ist, kommen nahezu alle Leistungsänderungen, besonders die hohen, als kritisch für die Netzstabilität angesehenen, am häufigsten vor, wenn gar kein Speicher installiert ist und nur die PV-Anlage betrieben wird (ohneSpeicher). Grund dafür sind Wechsel von Last zu Erzeugung wie beispielhaft in Abbildung 5.6 bei ca. 9:30 Uhr zu sehen. Dort folgt für den Fall ohneSpeicher auf eine nicht vollständig von der PV-Anlage gedeckte Last von 4,5 kW ein Überschuss an PV-Strom von ca. 3 kW, sodass eine Leistungsänderung im Netz von 7,5 kW resultiert.

Bei beiden hier gezeigten Speicherstrategien (*MaxEig* und *PersProg*) beträgt die Leistungsänderung nur ca. 3 kW. Das liegt daran, dass Speicher immer in der Lage sind, mindestens einen der beiden Effekte zu reduzieren: entweder der Speicher hat noch Energie und reduziert somit die Last im Netz (den Bezug) und/oder der Speicher ist leer und kann somit die Überschüssige Erzeugung speichern und reduziert die Einspeisung. Das bedeutet, dass Speicher, auch solche die nur zum Eigenbedarf betrieben werden, immer das Netz entlasten indem sie die hohen Leistungsänderungen reduzieren.

Zur Verbreitung dieser Erkenntnis und um dem Vorurteil, Speicher würden das Netz zusätzlich belasten, entgegen zu wirken, wurde zu dieser Thematik ein Newsletter-Artikel mit dem BMWi verfasst und veröffentlicht (BMWi, 2015).

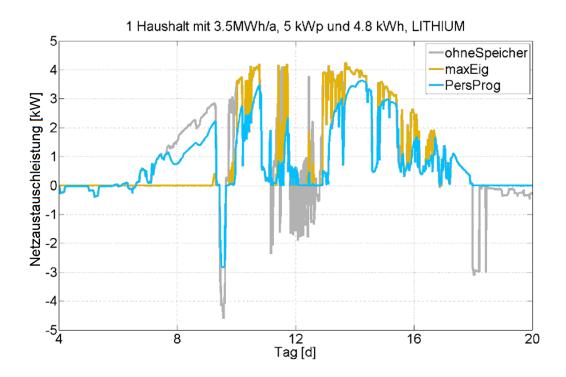


Abbildung 5.6: Netzaustauschleistung eines exemplarischen Tages zur Demonstration der Leistungsänderung

An dieser Stelle sei zudem darauf hingewiesen, dass hier nur ein einziger Haushalt betrachtet wurde und sogar dort Speicher einen positiven Effekt auf die Leistungsänderung im Netz haben. Bei mehreren Speichern im Netz wird die Last noch weiter geglättet, da es unterschiedliche Entlade- und Volladezeitpunkte gibt (siehe Abbildung 5.7).

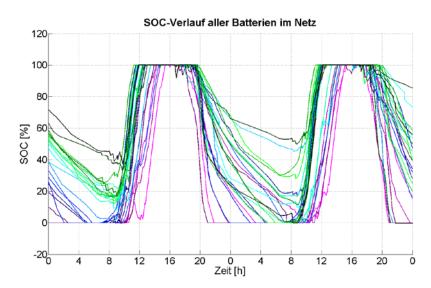


Abbildung 5.7: Ladezustandsverlauf (SOC) aller Batterien in einem Netz für zwei exemplarische Tage. Durch unterschiedliche Entlade- und Volladezeitpunkte wird die Leistungsänderung im Netz geglättet.

6 AP 5 – Evaluierung des Nutzens der Speichersysteme für das jeweilige Verteilungsnetzsegment

Anknüpfend an die Untersuchungen einzelner Speichersysteme werden in den folgenden beiden Kapiteln systemische Aspekte des PV-Speichereinsatzes betrachtet – sowohl lokal im jeweiligen Verteilungsnetz als auch im europäischen Verbundsystem (Kapitel 7). Diese Betrachtungen unterliegen erheblichen Unsicherheiten aufgrund der Vielzahl unterschiedlicher äußerer Einflussgrößen, welche an entsprechender Stelle herausgearbeitet werden.

6.1 Einleitung und Motivation

Die massive Einspeisung dezentraler Energiewandlungsanlagen, wie etwa Photovoltaikanlagen, in die Niederspannungsnetze stellt den Verteilungsnetzbetreiber vor die Herausforderung, den sicheren Netzbetrieb trotz der gänzlich neuen Versorgungsaufgabe zu gewährleisten. Dabei stellen das einzuhaltende Spannungsband und die Belastbarkeit der eingesetzten Betriebsmittel (BM) die Betriebsgrenzen dar, deren Verletzung als Netzengpass aufgefasst wird. Die Kombination von PV-Anlagen mit Batteriespeichern eröffnet einerseits die Möglichkeit Netzengpässe zu beheben und andererseits besteht die Gefahr diese zu verschärfen, da der Speichereinsatz Einfluss auf die zeitliche Verteilung der ins Netz eingespeisten und entnommenen Leistung der Kunden nimmt. Im Rahmen des Arbeitspakets 5 wurde untersucht, wie sich unterschiedliche Betriebsstrategien auf die lokalen Verteilungsnetze auswirken, insbesondere wie sich in Abhängigkeit der Speicherbetriebsweise lokale Engpässe vermeiden lassen. Darauf aufbauend erfolgt eine technische und ökonomische Bewertung der Ergebnisse aus Verteilungsnetzbetreibersicht.

6.2 Vorgehen und Modellierung

Aufgrund der Heterogenität der Verteilungsnetzstrukturen ist zur umfassenden Bewertung der Auswirkungen des Speichereinsatzes auf das Verteilungsnetz die Bildung von repräsentativen Netzen notwendig. Im Rahmen vorangegangener Arbeiten konnten typische und in einzelnen Ausprägungen extreme Netzstrukturen gebildet werden (Hille et al., 2013). Darauf aufbauend wurden vier Niederspannungsnetze, jeweils zwei typische und zwei extreme, mit ländlicher und vorstädtischer Besiedelung für die Untersuchungen in AP 5 modelliert. Zur Abbildung der Unsicherheit der Erzeugung und Last in verschiedenen Netzen wird ein probabilistischer Berechnungsansatz gewählt.

Die durchgeführten Berechnungen folgen dabei dem in Abbildung 6.1 dargestellten Ablaufdiagramm.



Abbildung 6.1: Ablaufdiagramm der Netzberechnungen

6.2.1 Untersuchungsgegenstand und Szenarien

Für die Modellierung der Verteilungsnetze sind verschiedene Netzeigenschaften zu unterscheiden, die Einfluss auf die Netzzustände mit und ohne Speicher bzw. PV-Anlagen haben. Erste wesentliche Netzeigenschaft ist die Netztopologie, beispielsweise Strahlen-, Ring- oder Maschenstrukturen. In den untersuchten Niederspannungsverteilungsnetzen finden sich typischerweise Strahlennetze. Neben der Topologie bilden die Stranglänge, d. h. die Länge der eingesetzten Kabel entlang eines Abgangs sowie der Anschlussabstand zwischen den Kunden weitere relevante Eigenschaften. Zusätzlich variieren die Netze in Bezug auf die eingesetzten Betriebsmittel. Es werden unterschiedliche Leitungen modelliert (sowohl Erdkabel als auch Freileitungen), die sich insbesondere in ihrem Leitermaterial und -querschnitt unterscheiden. Die daraus resultierenden verschiedenen Impedanzen und Stromtragfähigkeiten haben wesentlichen Einfluss auf die entstehenden Spannungsbandabweichungen und Überlastungen, die im Rahmen der Netzberechnungen analysiert werden. Neben den Leitungen stellen Ortsnetztransformatoren verschiedener Leistungsklassen, welche die Versorgungsspannung aus der Mittelspannung auf 400 V in der Niederspannungsebene transformieren, weitere abgebildete Betriebsmittel dar.

Eine unmittelbar mit dem Netz verknüpfte Eigenschaft ist die elektrische Versorgungsaufgabe. Diese beschreibt mit welchem Anteil verschiedene Lasttypen, jeweils mit spezifischem Verhalten, im Netz enthalten sind. Dabei werden im Verteilungsnetz insbesondere private Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistung sowie Landwirtschaft unterschieden. Zusätzlich zu den Lasten bildet die Durchdringung des Netzes mit dezentralen Erzeugern den zweiten Teil der Versorgungsaufgabe. Der Einfluss der dezentralen Erzeugungsanlagen, in den durchgeführten Untersuchungen ausschließlich PV, resultiert vor allem aus deren Anzahl, dem Anschlussort innerhalb des Netzes und der installierten Leistung.

Aus der Vielzahl möglicher Merkmalsausprägungen der Netzeigenschaften ergibt sich in Kombination für die Verteilungsnetze eine hohe Heterogenität. Für eine genaue Bewertung der Auswirkungen sind somit individuell für jedes spezifische Netz Untersuchungen durchzuführen. Die Erzielung möglichst übertragbarer Aussagen zur Technologiebewertung lässt sich nur mit synthetischen Netzen erreichen. Tabelle 6.1 stellt die Eigenschaften typischer Verteilungsnetze klassifiziert nach dem zu versorgenden Gebietstyp, städtisch, vorstädtisch und ländlich, dar.

	Städtisch	Vorstädtisch	Ländlich
Abstand zwischen Anschlusspunkten	Gering ca. 5-15 m	Mittel 15-30 m	Hoch >30 m
Länge der Netzstränge	Kurz ≤ 250 m	Mittellang 100-500 m	Lang 250 bis >800 m
Durchdringung DEA	Gering < 5 %	Mittel 5-10 %	Hoch > 10 %
Verhältnis Einspeisung zu Last	Gering	Mittel	Hoch
Transformatorscheinleistung	Hoch >400 kVA	Mittel 160-400 kVA	Gering ≤ 250 kVA
Anzahl Abgänge	Hoch >4	Mittel 3-6	Gering 2-4

Tabelle 6.1: Eigenschaften typischer Verteilungsnetze

Im Rahmen der Untersuchungen wurden Netzstrukturen typischer Netze in ländlichen und vorstädtischen Regionen modelliert. Die Auswirkungen von PV-Ausbau in städtischen Regionen sind üblicherweise als gering einzustufen (Kerber, 2011) und wurden daher im Projekt nicht betrachtet. Zusätzlich zu den typischen Netzen werden in einzelnen Ausprägungen (z. B. Abgangslänge) extreme Netze für ländliche und vorstädtische Gebiete modelliert. Für die Analyse der PV-Speicherauswirkungen ergeben sich die in Abbildung 6.2 dargestellten, im Rahmen des Projekts betrachteten, Szenariodimensionen mit ihren unterschiedlichen Ausprägungen (hier Li-Ionen-Speicher). Zur vollumfassenden Bewertung der Auswirkungen wurden alle möglichen Kombinationen der gezeigten Eigenschaften simuliert. Das Vorgehen zur Berechnung der Netzrückwirkungen wird im Folgenden dargestellt.

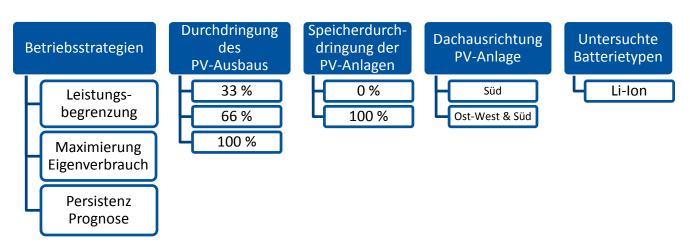


Abbildung 6.2: Szenarioraum der Untersuchungen

6.2.2 Probabilistische Bestimmung der Netzengpässe

Zunächst wurden für die unterschiedlichen Betriebsstrategien der Batteriespeicher (vgl. Kapitel 3.5) die Last- und Einspeiseprofile in Abhängigkeit der Durchdringungsrate mit Photovoltaikanlagen für den Jahresverlauf mithilfe des Batteriemanagementmodells durch das ISEA aufbereitet. Anschließend erfolgte die zufällige örtliche Verteilung der resultierenden Residualleistungsprofile. Diese entsprechen der Differenz von Last und Einspeisung für jeden Anschlussnehmer und damit der aus dem Netz bezogenen bzw. ins Netz eingespeisten Leistung. Mit der nun vorliegenden Leistung zu jedem Zeitpunkt an jedem Netzknoten konnten Leistungsflussrechnungen in minütlicher Auflösung durchgeführt werden. Entsprechend ergibt sich der Netzzustand, d. h. Spannung an allen Knoten und Stromfluss über alle Leitungen, für alle Zeitpunkte. Um die Unsicherheit über die tatsächliche Verteilung von Lasten und Einspeisern abzubilden, erfolgten im Anschluss eine neue zufällige Verteilung der Residualleistungszeitreihen im Netzgebiet sowie die erneute Berechnung der Netzzustände. Dieser Vorgang wird mehrfach wiederholt, sodass anschließend für jeden Zeitpunkt und Ort mehrere mögliche Zustände vorliegen. Aufgrund der Vielzahl einzelner Berechnungen, mehrere Millionen Leistungsflussrechnungen je betrachtetem Szenario, erfolgten diese automatisiert auf dem High Performance Computing Cluster des Instituts für Hochspannungstechnik. Aus der Ergebnisschar für jeden Ort und Zeitpunkt wurde mittels einer Quantilsbildung der zur Engpassanalyse herangezogene Wert für Spannung und Auslastung berechnet. Für die Bestimmung von Spannungsbandverletzungen wurde dabei für den Fall der Einspeisung durch PV-Anlagen das 95 % Quantil der Knotenspannung über die durchgeführten Wiederholungen gebildet. Analog wurde zur Identifikation von Betriebsmittelüberlastungen das 95 % Quantil der relativen Betriebsmittelauslastung aller im Netz enthaltenen Kanten berechnet. Der Ablauf der probabilistischen Berechnungen ist in Abbildung 6.3 dargestellt.

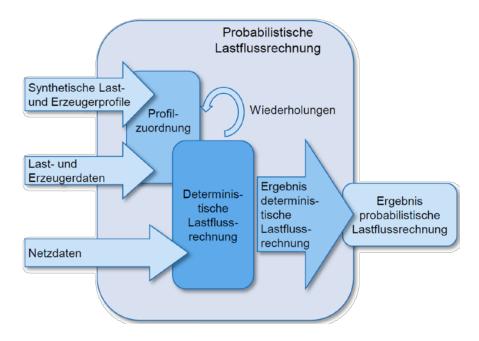


Abbildung 6.3: Ablauf der probabilistischen Lastflussberechnung

Die Ergebnisse der probabilistischen Berechnung ermöglichen die Erfassung von Ort, Dauer und Höhe der Überlastungen und Spannungsbandverletzungen. Tabelle 6.2 stellt die Grenzwerte der einschlägigen Norm für die Höhe der Netzspannung am Anschlusspunkt dar. Werden diese Grenzwerte verletzt, liegt eine Spannungsbandverletzung vor. Für die maximale Auslastung der Betriebsmittel wird 100 % der maximal zulässigen Stromtragfähigkeit bzw. für Transformatoren 100 % der Nennscheinleistung angesetzt. Im praktischen Einsatz im Netzbetrieb stellt eine nur kurzzeitig auftretende Auslastung von über 100 % üblicherweise noch kein Problem dar, allerdings sind auch solche Zustände in der Auslegung der Netzplanung nicht erwünscht.

Tabelle 6.2: Grenzwerte der Versorgungsspannung in Deutschland

DIN EN 50160	Werte bzw. Wertebereich		
	Niederspannung	Mittelspannung	
Langsame Spannungsänderungen	230 V ±10 %	U _c ±10 %	
Schnelle Spannungsänderungen	5 %, max. 10 %	4 %, max. 6 %	
Spannungseinbrüche (<1 Min)	Einige 10 bis 1000 p.a. (unter 85 % U _c)		
Kurze Versorgungsunterbrechungen (< 3Min)	Einige 10 bis mehrere 100 p.a. (unter 1 % U_c)		

Die Art der erzeugten Netzberechnungsergebnisse wird im Folgenden beispielhaft für einen Fall mit hoher Photovoltaikdurchdringung ohne Speicherbetrieb dargestellt. Im verwendeten ländlichen Netz zeigt sich, dass die Betriebsmittelauslastung selbst bei hoher PV-Einspeisung in weiten Teilen des Netzes moderat ist, während in der Nähe des Ortsnetztransformators (rechteckig dargestellt) hohe Aus- und teilweise Überlastungen auftreten (siehe Abbildung 6.4).

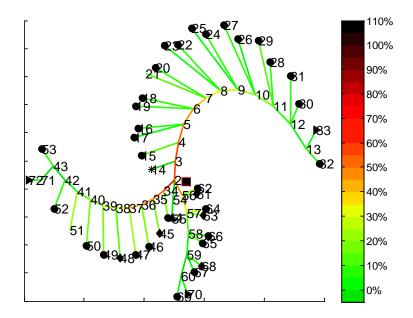


Abbildung 6.4: Örtliche Betriebsmittelauslastung

Wie in Abbildung 6.5 erkennbar ist, treten die Belastungsspitzen dabei in den Mittagsstunden auf, wenn die Sonneneinstrahlung und die resultierende Photovoltaikleistung ihre Spitzenwerte erreichen.

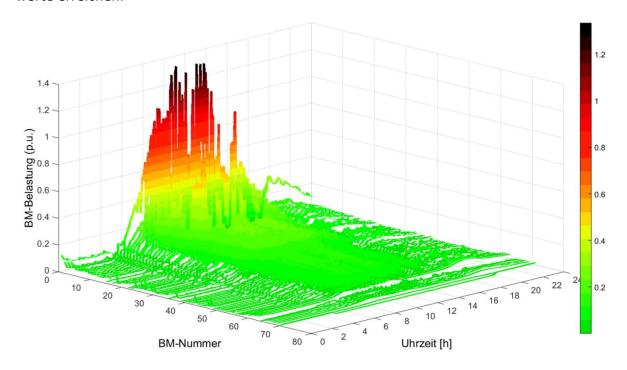


Abbildung 6.5: Zeitlicher Verlauf der Betriebsmittelauslastung

Bei den 95 %-Quantilen der Spannung zeigt sich bezogen auf den Ort ein gegenteiliges Bild (vgl. Abbildung 6.6). So liegen die Knoten mit den höchsten Spannungen entfernt vom Orts-

netztransformator und weisen aufgrund der Photovoltaikeinspeisung erhebliche Abweichungen von der Nennspannung bis an die Grenzen des 10 % Spannungsbandes auf (DIN EN 50160, 2011).

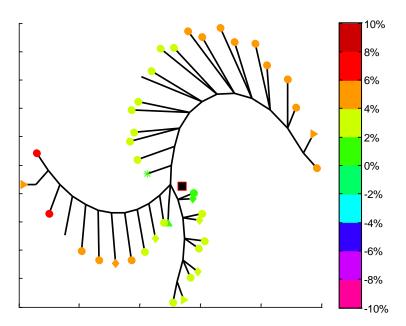


Abbildung 6.6: Örtliches oberes Knotenspannungsquantil

Analog zur Betriebsmittelauslastung zeigt Abbildung 6.7 für den zeitlichen Verlauf der 95 %-Quantile der Knotenspannungen die maximalen Werte in der Mittagszeit. In den Abendstunden zeigt sich aufgrund der dann vorherrschenden höheren Last bei geringer dezentraler Einspeisung eine Absenkung der Spannung.

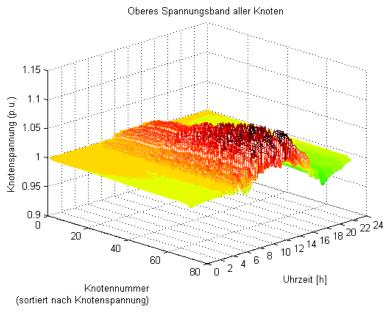


Abbildung 6.7: Zeitlicher Verlauf der oberen Spannungsquantile

Anhand dieser Kennzahlen wurde für jedes Netz in jedem Szenario eine technische Bewertung durchgeführt.

6.2.3 Bewertung des notwendigen Netzausbaus

Aufbauend auf den Ergebnissen der technischen Bewertung wird im Folgenden das Vorgehen zum Netzausbau dargelegt. Für den Fall, dass Überlastungen oder Spannungsbandverletzungen auftreten, ist das Ziel der Netzausbaumaßnahmen die Beseitigung all dieser berechneten Netzengpässe. Es erfolgt im Rahmen des Projekts eine Abschätzung der Ausbaumaßnahmen anhand von heuristischen Regeln und keine Optimierung des Ausbaus. Dabei werden überlastete Transformatoren und Leitungsabschnitte durch leistungsfähigere Betriebsmittel ersetzt. Bei Spannungsbandverletzungen wird durch parallele Leitungen die Spannungsänderung im Verteilungsnetzabgang reduziert.

Die resultierenden Netzausbaumaßnahmen werden in Bezug auf die damit verbunden Kosten bewertet. Dazu wird der Investitionsbedarf aus Erfahrungswerten nach Hille et al. (2013), dena (2012) und E-Bridge et al. (2014) abgeschätzt.

Die Ausbaukosten bilden die Basis für die wirtschaftliche Bewertung des Speichereinsatzes im Verteilungsnetz.

In Fällen, in denen kein Engpass auftritt, wird überprüft, welche zusätzliche Photovoltaikleistung unter Einhaltung der Betriebsgrenzen ins Netzgebiet eingebracht werden könnte. Auf diese Weise liefert die zusätzliche Installation erneuerbarer Energien ein Maß für die Nützlichkeit einer Strategie über die Vermeidung von Netzengpässen hinaus.

6.3 Ergebnisse

Im Folgenden werden die Resultate der Netzberechnungen vorgestellt und es werden dabei die Höhe, die Dauer sowie die zeitliche und örtliche Häufigkeit der Netzengpässe ausgewertet. Zusätzlich erfolgt eine Betrachtung der zeitlichen Verteilung der Engpässe im Tagesverlauf. Anschließend werden anhand der Ergebnisse der Netzausbauanalyse die Ausbaukosten und das Integrationspotenzial weiterer PV-Anlagen dargelegt.

6.3.1 Ergebnisse der Netzberechnungen

Zum Vergleich der Netzrückwirkungen werden die hochaufgelösten Ergebnisse, wie in Kapitel 6.2.2 dargelegt anhand von Kennzahlen aggregiert. So wird in Bezug auf die Höhe der Spannung und Betriebsmittelauslastung das Maximum der 95 % Quantile der Knotenspannungen bzw. Auslastung betrachtet. Die Dauer der Engpässe wird durch die maximale und mittlere Dauer zusammenhängender Zeiträume bewertet.

Als Referenz für den Vergleich dient die Netzsituation ohne Speicher in PV-Anlagen. Dazu wird ein Jahr in minütlicher Auflösung mit 20 Wiederholungen zur Gewährleistung der Probabilistik simuliert.

Mit steigender Photovoltaik-Durchdringung zeigen sich deutliche Spannungsanhebungen in allen untersuchten Netzstrukturen. Dabei werden allerdings deutliche Unterschiede zwischen den verschiedenen Netzstrukturen deutlich. Die betrachteten Extremnetze sind besonders von durch PV-Einspeisung bedingten Spannungsbandverletzungen betroffen (vgl. Abbildung 6.8).

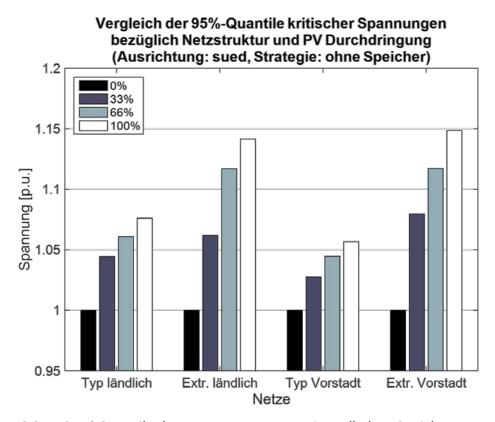


Abbildung 6.8: 95 % Quantile der Knotenspannungen im Fall ohne Speicher

Zusätzlich zur Höhe erfolgt die Auswertung nach Häufigkeit und Dauer der Spannungsbandverletzungen. Bei hohen Durchdringungen weist ein signifikanter Anteil der Zeitpunkte Spannungsbandverletzungen auf, siehe Abbildung 6.9.

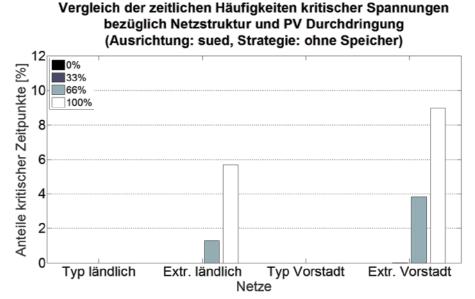


Abbildung 6.9: Anteil der Zeitpunkte mit kritischen Spannungen im Referenzfall ohne Speicher

Allerdings treten im Mittel nur sehr kurze Engpässe von wenigen Minuten Dauer auf (vgl. Abbildung 6.10). Die maximale Dauer der Spannungsbandverletzung erreicht bei Durchdringungen >66 % jedoch bereits mehrere Stunden.

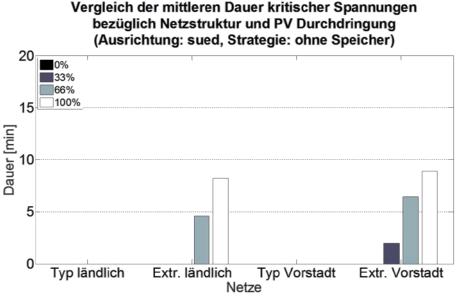


Abbildung 6.10: Mittlere Dauer der Zeitpunkte mit kritischen Spannungen (ohne Speicher)

Zur Quantifizierung der Auswirkungen einer hohen Durchdringung mit PV-Speicher-Systemen auf die Netze werden im Folgenden im Vergleich die Netzengpässe für die verschiedenen Szenarien analysiert.

Bei 100 % Durchdringung treten für den Fall der Dachausrichtung nach Süden in zwei von vier Netzen Spannungserhöhungen von über 10 % auf. In Abbildung 6.11 ist zu erkennen, dass nun der Fall ohne Speicher vom Vergleichsfall mit Speicher dominiert wird. Bei dieser hohen

Durchdringung mit Erzeugungsanlagen stellt der Speicher stets einen Vorteil gegenüber der Einspeisung ohne Speicherung dar. Es treten dabei sowohl in ländlichen als auch vorstädtischen Netzen Engpässe aufgrund der Spannungshaltung auf.

Vergleich der 95%-Quantile kritischer Spannungen bezüglich Netzstruktur und Strategie (Ausrichtung: sued, PV Durchdr.: 100%)

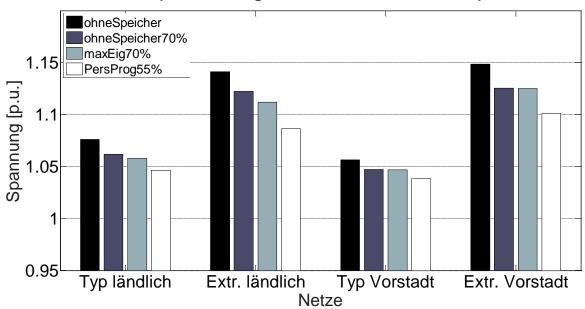


Abbildung 6.11: Vergleich der Spannungsmaxima für unterschiedliche Netzstrukturen und Betriebsweisen

Der Einsatz von Speichern bewirkt bei hoher Durchdringung eine Senkung des durch PV-Anlagen verursachten Spannungshubs. Insbesondere zeigt sich aber, dass die Leistungsbegrenzung einen höheren Einfluss auf das Spannungssenkungspotenzial hat als die Betriebsweise. Die Reduktion des Spannungshubs steigt bei zuvor vorliegenden starken Überhöhungen der Spannung an. Weiterhin wird deutlich, dass das Spannungssenkungspotenzial abhängig von der Netzstruktur ist. Die Persistenzprognose erlaubt eine stärkere Begrenzung der Leistung (55 % im Vergleich zu 70 %) bei ähnlichem Eigenverbrauch (vgl. AP 3, Kapitel 4.3) und wirkt daher besonders spannungssenkend (vgl. Abbildung 6.12 für die Extremnetze).

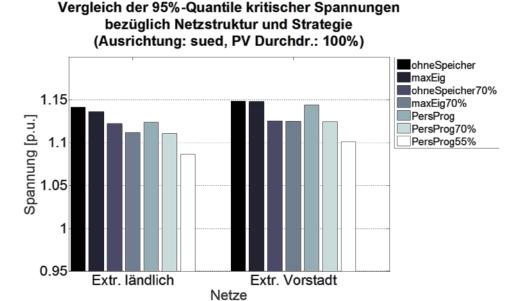


Abbildung 6.12: Höhe der kritischen Spannungen in Extremnetzen bei Variation der Betriebsstrategie und Leistungsgrenze

Neben der Höhe der Spannungsbandverletzung und Betriebsmittelüberlastung ist vor allem die Dauer dieser Engpässe von Bedeutung für die Bewertung. Wie in Abbildung 6.13 dargestellt, liegen die Spannungsbandverletzungen in den beiden betroffenen Netzen im Mittel je nach Strategie zwischen 8 und 11 Minuten (vgl. Abbildung 6.12). Es ist hier kein eindeutiger Einfluss der Strategie auf die Dauer erkennbar. Es wird deutlich, dass die durchschnittliche Dauer der Engpässe unter 15 Minuten liegt. Die zeitlich hoch aufgelöste Betrachtung erscheint also sinnvoll und notwendig. Eine niedrigere zeitliche Auflösung, d. h. größere Zeitintervalle der Berechnung, hätte zur Folge, dass Engpässe teilweise nicht identifiziert oder mit falscher Dauer bestimmt würden.

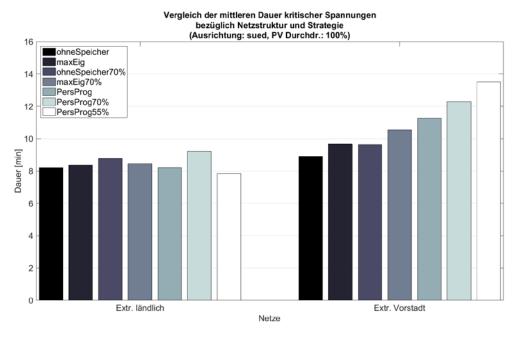


Abbildung 6.13: Mittlere Dauer von Spannungsbandverletzungen

Durch die Analyse der Dauer und Häufigkeit der Engpässe konnte gezeigt werden, dass der Speichereinsatz die Häufigkeit von Spannungsbandproblemen, vor allem in den Extremnetzen, reduziert. Die Betriebsstrategie liefert einen stärkeren Beitrag als die Leistungsbeschränkung zur Reduktion der Häufigkeit der Zeitpunkte mit Spannungsbandproblemen. Die Persistenzprognose hat wiederrum einen besonders starken Einfluss, siehe Abbildung 6.14.

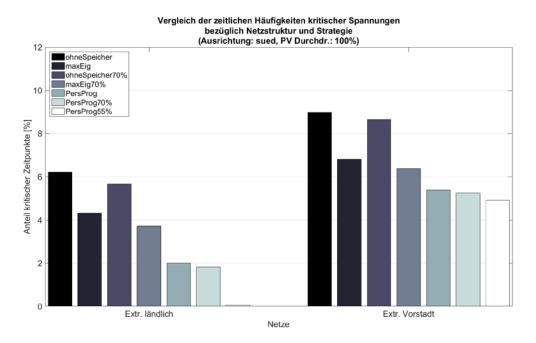


Abbildung 6.14: Anteil der Zeitpunkte mit Spannungsbandverletzungen

Werden die Auftrittszeitpunkte von Spannungsbandverletzungen im Tagesverlauf betrachtet, wird die zeitliche Verschiebung der unterschiedlichen Strategien erkennbar. In Abbildung 6.15 ist dies exemplarisch für das vorstädtische Netz dargestellt. Durch den Speichereinsatz wird der Zeitraum in dem Spannungsbandverletzungen auftreten reduziert.

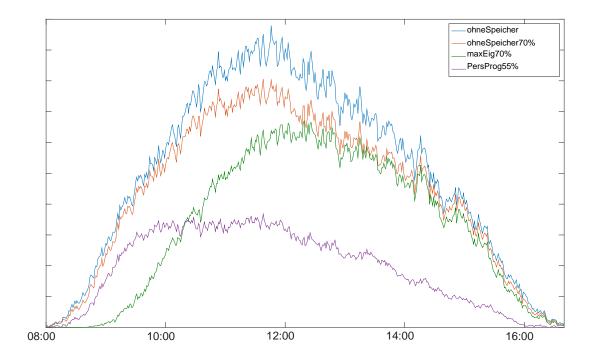


Abbildung 6.15: Auftrittszeitpunkte der Spannungsbandverletzungen im Tagesverlauf

Für die vergleichende Auswertung der unterschiedlichen Betriebsstrategien aus Netzbetreibersicht wurden neben der Analyse der unmittelbaren Netzengpässe die zur Engpassbehebung notwendigen Netzausbaumaßnahmen monetär bewertet.

6.3.2 Auswertung der Netzengpässe

Basierend auf der technischen Bewertung der Auswirkungen der unterschiedlichen PV-Durchdringungen und Betriebsstrategien können die zur Beseitigung der Engpässe notwendigen Netzausbaumaßnahmen und die damit verbundenen Netzausbaukosten für eine zusätzliche ökonomische Dimension der Bewertung ermittelt werden. Dazu wurde ein heuristisches Vorgehen gewählt, das die verschiedenen Arten der Engpässe wie folgt behebt. Bei Überlastungen von Betriebsmitteln erfolgt deren Ersatz, beispielsweise der Tausch des Transformators oder die Verlegung von Parallelkabeln zu überlasteten Leitungen. Im Falle von Spannungsbandverletzungen wird der jeweilige Strang abschnittsweise mit Parallelkabeln verstärkt, bis das Spannungsproblem im Netzabschnitt behoben ist. Zur anschließenden Kostenbewertung wurden fixe Kosten für die verschiedenen Ausbaumaßnahmen angesetzt, beispielsweise leistungsbezogene Kosten für Transformatortausch und längenbezogene Kosten für Leitungsbau.

Die Ergebnisse der Netzausbauberechnung weisen unabhängig von der Strategie, insbesondere bei hoher Durchdringung, ähnliche Ergebnisse auf (vgl. Abbildung 6.16 für 100 % Durchdringung). Dies ist in erster Linie darauf zurückzuführen, dass die Engpassbeseitigung insbesondere vom Ort der Engpässe, nicht jedoch von Höhe, Häufigkeit und Dauer der Engpässe abhängig ist. Unterschiedliche Strategien führen daher zu gleichen Ausbaumaßnahmen. Allerdings variieren die Kosten zwischen den verschiedenen Netzen deutlich.

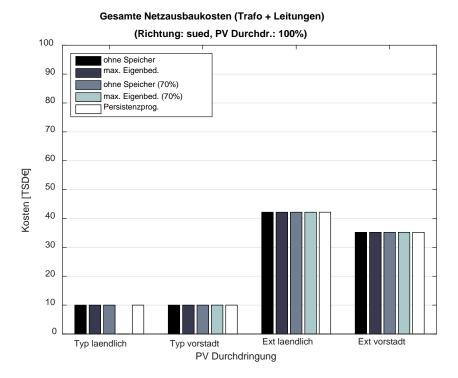


Abbildung 6.16: Netzausbaukosten im Vergleich

In Fällen, in denen kein Engpass auftritt, wird zusätzlich überprüft, welche zusätzliche Photovoltaikleistung ("Zubauleistung", auch "Integrationspotenzial") unter Einhaltung der Betriebsgrenzen ins Netzgebiet eingebracht werden könnte. Auf diese Weise liefert die zusätzliche Installation erneuerbarer Energien ein Maß für die Nützlichkeit einer Strategie über die Vermeidung von Netzengpässen hinaus. Dabei wird die eingespeiste Leistung gleichmäßig im Netzerhöht, d. h. es wird schrittweise an allen Knoten die eingespeiste Leistung erhöht bzw. die Residuallast gesenkt, bis ein Engpass in Bezug auf Spannungsband oder Betriebsmittelbelastung erreicht wird. In Abhängigkeit von der tatsächlichen Verteilung der Zubauleistung im Netzgebiet, kann dies schon früher, d. h. bei geringerer Leistung, oder später passieren. Die ermittelte Kenngröße der Zubauleistung je Knoten ist daher insbesondere für den Vergleich der Netze sowie der Strategien geeignet. In Abbildung 6.17 sind die möglichen Zubauleistungen pro Knoten dargestellt. Für die Fälle mit mehr als 33 % PV-Durchdringung kann, außer im ländlichen Typnetz, keine zusätzliche Leistung installiert werden. Dieses Typnetz bietet unabhängig von der Durchdringung und Strategie das höchste Zubaupotenzial.

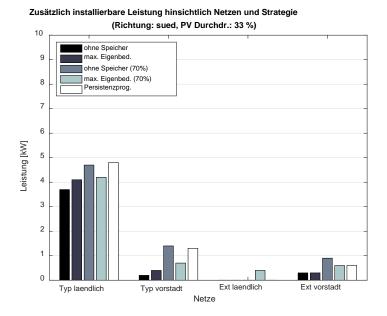


Abbildung 6.17: Integrationspotenzial weiterer erneuerbarer Erzeugung

6.4 Zusammenfassung

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass Speicher in Privathaushalten den durch PV-Anlagen verursachten Spannungshub reduzieren können. Die Auswirkungen sind in erster Linie abhängig vom individuellen Netz inkl. Anlagendurchdringung. Die Betriebsweise beeinflusst die Zeitpunkte und Häufigkeit von Spannungsbandverletzungen. Die statische Leistungsbegrenzung (70 %) hat einen höheren Einfluss auf die Spannungssenkung als die Betriebsstrategie des Speichers, allerdings wird dann die Einspeisung erneuerbarer Energien reduziert ("abgeregelt"). Eine Speichereinsatzstrategie mit Persistenzprognose reduziert die Häufigkeit von Spannungsbandproblemen, auch ohne Beschränkung der Einspeiseleistung. Prognosefehler führen jedoch zu Restspitzen bei der ins Netz abgegebenen Leistung. Bei Persistenzprognose führt eine zusätzliche Leistungsbeschränkung nur zu geringen abgeregelten Energiemengen.

Es bietet sich daher an, die Persistenzprognose und die Abregelung zu kombinieren. Dadurch kann das Netz verlässlich entlastet werden ohne dabei viel Energie durch Abregelung zu verlieren.

7 AP 6 – Evaluierung der Wirkung der Speichersysteme auf das deutsche Übertragungsnetz

7.1 Einleitung

Die Teilergebnisse der Arbeitspakete 4 und 5 bilden die Grundlage für die Ausarbeitungen in diesem Arbeitspaket (AP 6). Im Folgenden werden die Auswirkungen des strategieabhängigen Einsatzes dezentraler Speicher auf den deutschen Stromerzeugungssektor und das Übertragungsnetz dargestellt. Zur Bewertung werden ein europaweites Strommarktmodell und Übertragungsnetzmodell eingesetzt. Der Fokus der Betrachtungen liegt auf dem Untersuchungsgebiet Deutschland im Jahr 2023. Die Simulationen werden in den gesamteuropäischen Kontext eingebettet, um die internationalen Handels- und Stromflüsse adäquat zu berücksichtigen. Das Kapitel 7.2 beschreibt die gewählte Methodik. Die Ergebnisse und Schlussfolgerungen werden in Kapitel 7.3 dargestellt.

7.2 Modellierung

In diesem Kapitel wird das Vorgehen zur Aufbereitung der Inputdaten (PV-Kleinanlagen, Speicherstrategien) dargelegt. Zudem werden die Modelle zur Abbildung des Strommarktes (Kraftwerkseinsatz) und des Übertragungsnetzes (Lastfluss) beschrieben. Abbildung 7.1 zeigt das Vorgehen zur Bewertung der Auswirkungen von PV-Speichern auf das deutsche Übertragungssystem. Auf die einzelnen Schritte wird im Folgenden näher eingegangen.



Abbildung 7.1: Vorgehen zur Evaluierung des Einflusses von PV-Speichern auf das Übertragungssystem

7.2.1 Regionale Aggregation der strategieabhängigen PV/Speicher-Systeme

Als Ausgangsbasis der Modellierung dient die derzeitige Verteilung der installierten PV-Anlagen aus dem EEG-Anlagenregister (Stand 2014), wodurch die installierten Leistungen sowohl

nach Anlagengrößen sowie nach Anlagenstandort (Postleitzahl (PLZ) und Geokoordinaten) differenziert werden können. Basierend auf den verwendeten PV-Anlagengrößen aus den Arbeitspaketen 3 bis 5 (AP 3 – AP 5) im Bereich von 5–15 kWp, wird die maximale PV-Anlagengröße für den Einsatz eines PV-Speichers zu 15 kWp festgelegt. Die zukünftige Entwicklung von PV-Anlagen basiert auf den Annahmen des "Netzentwicklungsplans Strom 2013" (NEP 2013), siehe Tabelle 7.1 (50Hertz Transmission GmbH et al. 2013).

Tabelle 7.1: Szenariorahmen "NEP 2013" für Deutschland im Jahr 2023 (Szenario B)

Netto Nennleistung [GW]		
Kernenergie	0,0	
Braunkohle	17,6	
Steinkohle	25,7	
Erdgas	33,0	
Mineralölprodukte	2,7	
Speicher (inkl. Pumpspeicher)	11,0	
Sonstige konv. Leistung	3,3	
Summe konv. Leistung	93,3	
Wind Onshore	49,3	
Wind Offshore	14,1	
Photovoltaik	61,3	
Biomasse	8,5	
Wasserkraft	4,8	
Sonstige reg. Leistung	1,5	
Summe reg. Leistung	139,5	
Summe konv. und reg. Leistung	232,8	

Diesbezüglich wird der verhältnismäßige Anteil an PV-Kleinanlagen kleiner 15 kWp an der gesamten installierten Leistung an PV-Anlagen konstant gehalten, so dass im Jahr 2023 insgesamt 13,89 GW an PV-Kleinanlagen installiert sind. Darüber hinaus wird für die weiteren Untersuchungen eine Speicherdurchdringung von 100 % (für alle Betriebsstrategien) angenommen.

Anschließend wird eine Regionalisierung der PV-Speicher auf die fünfstellige Postleitzahl-Ebene (PLZ5) vorgenommen, um in der Folge mit Hilfe von Geokoordinaten eine Zuordnung aller PV-Speicher je PLZ5 zu Ü-Netzknoten vornehmen zu können. Die Regionalisierung erfolgt, entsprechend der Annahme einer Speicherdurchdringung von 100 %, proportional zur regionalen Anlagenleistung an PV-Anlagen kleiner 15 kWp. Die Dimensionierung der Speicher wird in AP 4 erläutert. Abbildung 7.2 verdeutlich die regionale Verteilung der PV-Speicher in Deutschland für das Szenario 2023 für PV-Anlagen kleiner 15 kWp in der PLZ2-Ebene (links) und der PLZ5-Ebene (rechts).

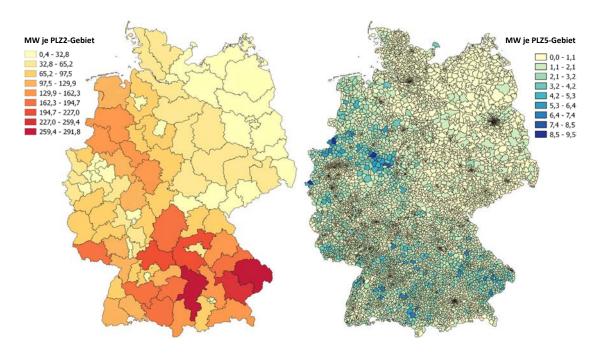


Abbildung 7.2: Verteilung der PV-Speicherleistung in DE für 36 GW installierte PV-Leistung (Links: PLZ2-Ebene; Rechts: PLZ5-Ebene)

Über die erfolgte Zuordnung der PV-Speicher je PLZ5 zu Netzknoten kann sodann für jede PV-Speicher-Strategie die Veränderung der Residuallast an den einzelnen Netzknoten ausgewertet werden. Dabei werden die Einspeise- und Speicherfahrpläne der PV-Anlagen/-Speicher-Kombinationen der einzelnen Gebäude innerhalb einer PLZ5 sowie deren Lasten basierend auf den Daten der Arbeitspakete (AP 4 und AP 5) strategiespezifisch aggregiert und mit der regionalen Solarstrahlung gewichtet. Die Speicherensembles werden in das Modell zur Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes integriert, um anschließend die technischen und volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Speichernutzung zu analysieren.

Die Aggregation der Betriebsführungsstrategien wird für die verfügbaren, dezentralen Strategien ohne lokale Abhängigkeiten durchgeführt. Lokal abhängige Betriebsführungsstrategien, z. B. zur Minderung der Netzauslastung (netzgesteuerte Strategien), basierend auf sehr lokalen Netzengpässen konnten aufgrund der fehlenden Repräsentativität der in AP 5 untersuchten Verteilungsnetze nicht auf Gesamtdeutschland verallgemeinert werden, so dass für diese Strategien auf die Analyse der systemischen Auswirkungen verzichtet wird.

Aus der beschriebenen Modellierung ergeben sich sodann strategieabhängige und regional aufgelöste Erzeugungsprofile der PV-Anlagen sowie die zugehörigen Fahrpläne der elektrischen Speicher. Diese können anschließend zu einem Einspeiseprofil der PV-Kleinanlagen verrechnet werden.

7.2.2 Europäische Strommarktsimulation

Die sich aus verschiedenen Betriebsführungsstrategien ergebenden aggregierten PV-Einspeiseprofile dienen als Eingangsdaten für das Modell zur Strommarktsimulation. Durch ihr unterschiedliches Speicherverhalten und aufgrund der daraus resultierenden unterschiedlichen Einspeiseprofile haben die Betriebsführungsstrategien Einfluss auf die in der Strommarktsimulation zu deckende Residuallast (Last abzüglich der Einspeisung erneuerbare Energien inkl. PV-Speicher).

Die Aufgabe der Strommarktsimulation ist die Modellierung marktbasierter Erzeugungszeitreihen für alle thermischen Kraftwerke und Speichereinheiten in Europa. Die Marktmodellierung erfolgt dabei unter Berücksichtigung des grenzüberschreitenden europäischen Stromhandels und durch die Verwendung europaweit konsistenter Wetterdaten unter Berücksichtigung der raum-zeitlichen Korrelation der Einspeisung aus erneuerbaren Energien in den verschiedenen Ländern.

Das Modell zur europäischen Strommarktsimulation besteht aus drei aufeinander aufbauenden Optimierungsstufen (vgl. Abbildung 7.3). Durch die Zerlegung der Gesamtsimulation wird dabei eine hoch detaillierte Betrachtung des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems im europäischen Verbundnetz ermöglicht. Damit lässt sich insbesondere der netzknotenscharfe Einsatz aller Kraftwerke und Speicher unter Berücksichtigung sämtlicher technischer und wirtschaftlicher Eigenschaften der Erzeugungsanlagen abbilden. Hierzu wird unter anderem ein – dem internationalen Stand der Wissenschaft entsprechendes – Dekompositionsverfahren auf Basis der Lagrange Relaxation genutzt.

Als Resultat liefert die Marktsimulation neben den für jeden Kraftwerksblock und Speicher in Europa stündlich aufgelösten Einspeisefahrplänen auch die Austauschmengen im internationalen Stromhandel sowie die Entwicklung der Strompreise in den einzelnen europäischen Ländern (unter Berücksichtigung der Entwicklungen der Brennstoffpreise, CO₂-Preise, etc.). Darüber hinaus lassen sich auch die Emissionen innerhalb des europäischen Verbundsystems bewerten.

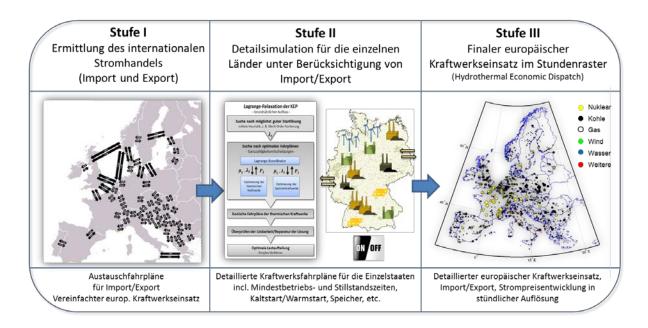


Abbildung 7.3: Schematischer Ablauf des Strommarktmodells

Die Modellierung des Kraftwerksparks inkl. technischer Anlagenparameter und möglicher Zubauten erfolgt anhand der europäischen Kraftwerksdatenbank des IFHT. Diese speist sich sowohl aus öffentlich verfügbaren Daten als auch aus kommerziellen Kraftwerkslisten und konnte in verschiedenen Studien und Untersuchungen validiert werden. Die Brennstoffpreise für die verschiedenen Kraftwerkstechnologien wurden dabei entsprechend des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Strom 2013 angenommen. Die Abbildung der Kuppelkapazitäten zwischen den europäischen Staaten erfolgt auf Basis historischer Realwerte. Diese werden anhand der im ENTSO-E TYNDP skizzierten Ausbaumaßnahmen bis 2023 fortgeschrieben. Auch Kraftwerksausfälle werden unterteilt in Revisionen, Totalausfälle und Teilausfälle im Rahmen der Strommarktsimulation berücksichtigt. Für jeden Kraftwerkstyp werden dabei abhängig von dessen Alter verschiedene Ausfallhäufigkeiten berücksichtigt. Auch die Dauer von Revisionen und Ausfällen sind abhängig von Typ und Baujahr. Revisionen fallen im Modell (wie auch in Realität) mit höherer Wahrscheinlichkeit auf einen Sommermonat, da hier die Strompreise i. A. aufgrund der verminderten Stromnachfrage niedriger sind.

7.2.3 Lastflussberechnung

Als Grundlage für die Netzanalysen wird ein am IFHT entwickeltes, georeferenziertes europäisches Übertragungsnetzmodell (siehe Abbildung 7.4) verwendet, in das die Daten der deutschen Netzbetreiber gemäß EnWG §12f(2) eingeflossen sind und welches um die Projekte des ENTSO-E Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) erweitert wurde. Es wurden alle Projekte ausgewählt, die im TYNDP mit einer hohen Realisierungswahrscheinlichkeit eingestuft sind. Demnach wird für die Berechnung des Jahres 2023 das Netzmodell für 2014 inklusive aller bis zum Jahr 2023 absehbar realisierten TYNDP-Projekte verwendet. Ebenfalls berücksichtigt wurden die *Projects of Common Interest* (PCI). Diese beschreiben Schlüssel-Projekte,

die von der europäischen Kommission als besonders wichtig für den Ausbau der Energieversorgungsinfrastruktur in Europa eingestuft werden. Die PCI-Projekte sollen von einem schnelleren und effizienteren Genehmigungsprozess sowie von finanzieller Unterstützung profitieren.

Für die Netzberechnung erfolgt zunächst eine Zuordnung der Lasten und Erzeuger zu den Netzknoten nach der "Nearest-Neighbour"-Methode. Aus den regional aufgelösten Einspeisezeitreihen für Last und erneuerbare Energien werden für jede Stunde netzknotenscharfe Bilanzen erstellt und dem Netzmodell als Last bzw. Einspeisung vorgegeben. Die Arbeitspunkte der Kraftwerke und Speicher werden aus der Marktsimulation übernommen.

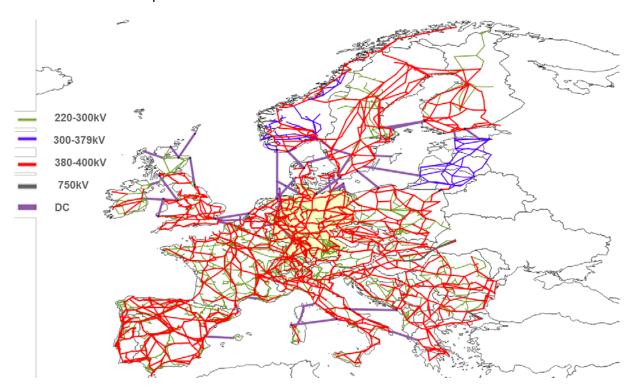


Abbildung 7.4: IFHT-Netzmodell (inklusive fixer Ausbaumaßnahmen bis 2023)

Die Berechnung der Leistungsflüsse erfolgt mithilfe erweiterter *DC Optimal Power Flow* (DCOPF) Ansätze. Der Optimal Power Flow ist ein Optimierungsmodell zur Bestimmung des kostenoptimalen Kraftwerkseinsatzes der im Netz vorhandenen Kraftwerke unter Einhaltung von Netzrestriktionen. Die Erweiterung des OPF erfolgt dahingehend, dass Stellgrößen von leistungsflusssteuernden Netzkomponenten, wie HGÜ-Verbindungen und Phasenschiebertransformatoren (PST), in die Optimierung integriert werden und folglich deren Betriebsführung durch den OPF modelliert wird. Zum anderen wird dieser Ansatz zur Abschätzung der notwendigen netzbedingten Erzeugungsanpassungen in der netzkonformen Leistungsflussberechnung verwendet. "DC" steht für eine mathematische Vereinfachung des Leistungsflussproblems. Hierbei werden Leitungen lediglich durch ihre Längsreaktanz modelliert. Netzverluste, Blindleistung und Spannungsabweichungen werden nicht berücksichtigt. Angesichts des räumlich und zeitlich sehr großen Untersuchungsraums sind dies angemessene Modellvereinfachungen.

Für die Darstellung der Ergebnisse der Netzsimulationen wird das über den Simulationszeitraum (8.760 h) gemittelte Verhältnis von tatsächlicher Leitungsbelastung zur Nennleistung der Leitung ("mittlere Leitungsauslastung") herangezogen.

7.3 Ergebnisse

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der im Rahmen des AP 6 durchgeführten Simulationen vorgestellt. Zur Einordnung der Ergebnisse ist die strategieabhängige nutzbare Erzeugung der PV-Kleinanlagen (inkl. Speicher) in Tabelle 7.2 exemplarisch für den Fall ohne Speicher sowie für den Fall der Eigenverbrauchsmaximierung (maxEig) dargestellt. Die nutzbare Erzeugung beinhaltet die Netzeinspeisung sowie den eigenverbrauchten Strom. Der energetische Unterschied liegt bei ca. 0,5 TWh. Dieser geringe Unterschied resultiert aus Verlusten im Speicherbetrieb.

Die Untersuchung des zukünftigen europäischen Energiesystems ist mit vielen Unsicherheiten verbunden. Dies umfasst insbesondere die Entwicklung des regulatorischen Rahmens, des Kraftwerksparks, den Ausbau erneuerbarer Energien sowie die zukünftige Last etc.. Die Einflüsse der Betriebsstrategien von Batteriespeichern sind im Vergleich zu diesen allgemeinen Unsicherheiten im Zuge der Untersuchung eines zukünftigen europäischen Energiesystems sehr gering.

Tabelle 7.2: Summe der Einspeisung der PV-Kleinanlagen (inkl. Speicherprozess) im Jahr 2023

Strategie	ohne Speicher	maxEig
Summe (TWh)	14,373	13,832

Die Abbildung 7.5 zeigt die deutschlandweite Stromgestehung der einzelnen Technologien bzw. Energieträger für das Jahr 2023 (Referenzfall ohne Speicher für PV-Kleinanlagen). Hierbei dominieren bei den fossilen Energieträgern Braun- und Steinkohlekraftwerke, während die Erzeugung aus erneuerbaren Energien insbesondere auf Windenergieanlagen (Onshore und Offshore) und Photovoltaik basiert.

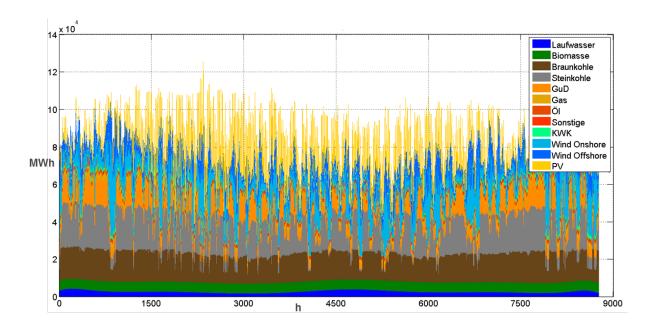


Abbildung 7.5: Simulierte stündliche Stromgestehung im Jahr 2023 (für die Strategie ohne PV-Speicher)

Im Folgenden werden die Auswirkungen des strategieabhängigen Speicherbetriebs auf die Fahrpläne des thermischen Kraftwerksparks analysiert. Aus Sicht eines Haushalts kann durch den Betrieb eines Speichers der Eigenverbrauch erhöht und somit aufgrund des geringeren notwendigen Netzbezugs ein Nutzen für den Haushalt erzeugt werden. Allerdings fallen beim Speicherbetrieb insbesondere beim Auflade- und Entladeprozess Verluste an². Diese Verluste resultieren auf gesamtsystemischer Ebene in einer geringeren Nutzung des durch PV-Anlagen erzeugten Stroms und müssen durch konventionelle Erzeugung ausgeglichen werden. Die Höhe der Speicherverluste und somit auch die erhöhte Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken sind wiederum von der Betriebsstrategie des Speichers abhängig.

In Abbildung 7.6 sind exemplarisch die Abweichungen der Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke für die Speicher-Betriebsstrategie maxEig im Vergleich zur Referenz ohne Speicher dargestellt. Dieser Vergleich dient zur Einordnung der Größenordnung der resultierenden Abweichungen in der Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke im Falle verschiedener Betriebsstrategien dezentraler Speicher. Die resultierende Erzeugung konventioneller Kraftwerke steigt aufgrund der erläuterten Zusammenhänge leicht um 0,48 TWh an. Die Differenz zu den auftretenden Speicherverlusten wird durch den internationalen Stromhandel sowie den Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken ausgeglichen. Im Vergleich zur gesamten konventionellen Erzeugung von 401,2 TWh entspricht dies einer Veränderung von nur ca. 0,1 %.

² Zusätzlich existieren Füllstandsverluste im Zeitverlauf.

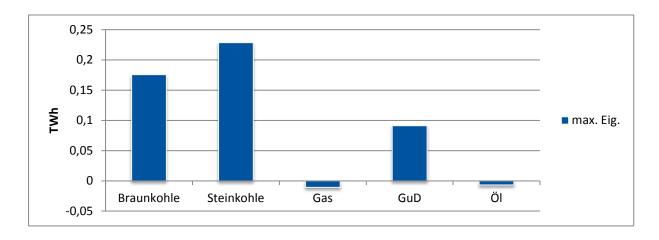


Abbildung 7.6: Abweichungen der Fahrpläne der thermischen Kraftwerke im Falle der Betriebsstrategie maximiere Eigenverbrauch im Vergleich zur Referenz (ohne Speicher)

Aufgrund der geringfügig höheren Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken steigen ebenso die Erzeugungskosten des Gesamtsystems sowie die resultierenden CO₂-Emissionen (Tabelle 7.3). Auch an dieser Stelle liegen die Auswirkungen in einem sehr niedrigen Bereich von ca. 0,1 %

Tabelle 7.3: Vergleich der Gesamtkosten und der CO₂-Emissionen

Abweichung der Strate- gien	Ohne Speicher	maxEig
Gesamtkosten	20,78 Mrd. €	+0,088 %
CO ₂ -Emissonen	315,78 Mio. tCO₂	+0,112 %

Die Netzbetrachtungen zeigen ebenfalls geringe Auswirkungen der PV-Speicher mit den jeweiligen Betriebsstrategien auf das Übertragungsnetz im Vergleich zur Referenzstrategie ohne Speicher. Abbildung 7.7 stellt die Veränderungen der mittleren Auslastung einer jeden Leitung exemplarisch für die Strategie maxEig im Vergleich zur Referenz ohne Speicher dar. Hierbei berechnen sich die Abweichungen jeweils aus der mittleren Auslastung des Referenzfalls abzüglich der mittleren Auslastung der jeweiligen Strategie.

Die Abweichungen der durchschnittlichen Auslastung liegen jeweils für alle Leitungen in Deutschland unter 1 %, so dass die Betriebsstrategien der PV-Kleinanlagen nur zu minimalen, vernachlässigbaren Lastflussänderungen im Übertragungsnetz führen. Es kommt zu leichten regionalen Steigerungen (rot) bzw. Reduktionen (grün) der durchschnittlichen Leitungsauslastungen. Der marginale Einfluss wird insbesondere durch die Tatsache erklärt, dass in der Realität die Vielzahl an PV-Anlagen, im Gegensatz zu z. B. Windenergieanlagen, in das Verteilungsnetz einspeisen.

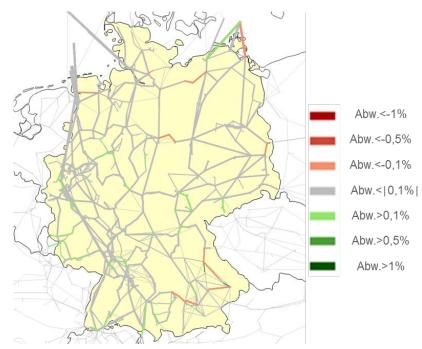


Abbildung 7.7: Abweichungen der Strategien maxEig im Vergleich zum Referenzfall ohne PV-Speicher

Insgesamt ergeben sich somit im gewählten Szenariorahmen nur sehr geringe Auswirkungen des Speicherbetriebs auf das Verhalten des Gesamtsystems. Weder marktseitig noch netzseitig konnten nennenswerte Veränderungen identifiziert werden.

7.4 Zusammenfassung

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass PV-Speicher (für die angenommene Durchdringung von PV-Anlagen) keine großen Auswirkungen auf den deutschen Stromerzeugungssektor und das Übertragungsnetz haben. Sowohl die Kraftwerksfahrpläne der konventionellen Kraftwerke als auch die durchschnittlichen Leitungsauslastungen im Übertragungsnetz unterliegen nur sehr geringen Veränderungen im Vergleich zum Referenzfall ohne Speicher für das Untersuchungsjahr 2023. Es ergibt sich eine leicht erhöhte Stromerzeugung von konventionellen Kraftwerken aufgrund der geringeren nutzbaren elektrischen Energie aus PV-Kleinanlagen im Vergleich zum Referenzfall ohne Speicher. Dies liegt an Wirkungsgradverlusten der PV-Speicher (Ein- und Ausspeichervorgang der Batterie). Aufgrund des beschriebenen Sachverhalts fallen leicht höhere Gesamtkosten und CO₂-Emissionen des Energiesystems bei den unterschiedlichen Betriebsstrategien der PV-Speicher an.

Insgesamt bleibt festzuhalten, dass größere Einflüsse bzw. Auswirkungen der PV-Speicher erst bei deutlich höheren installierten Leistungen von PV-(Klein-)Anlagen zu erwarten sind. Insbe-

sondere würde dabei im Referenzfall ohne Speicher mehr elektrische Energie aus erneuerbaren Energien bereits im Strommarkt abgeregelt werden³. Diese könnte dann mit entsprechenden Betriebsstrategien der Speicher noch genutzt werden. Hierbei sollten neben der haushaltsscharfen Optimierung auch die systemische Nutzung (u. a. Einspeicherung von elektrischer Energie aus dem Netz) der Speicher durch spezielle Dienste (z. B. Regelleistung) integriert und untersucht werden.

Hier ist eine Abregelung aufgrund von Überproduktion gemeint. Dies bezieht sich nicht auf eine netzseitige Abregelung im Sinne eines Einspeisemanagements durch die Übertragungsnetzbetreiber.

8 AP 7 – Evaluierung des wirtschaftlichen Nutzens, der Akzeptanz und der Investitionsbereitschaft potenzieller Nutzer

Die bisherigen Untersuchungen zeigen, dass bestimmte Betriebsstrategien wie die Persistenzprognose mit einem deutlich höheren Nutzen für die Stromnetze und somit auch für die Allgemeinheit verbunden sind als die bisher etablierte Maximierung des Eigenverbrauchs. Allerdings ist noch weitgehend ungeklärt, inwieweit die damit verbundenen Rahmenbedingungen
(bspw. Smart Grids, Smart Metering, Fernzugriff auf Speicher durch Netzbetreiber) und die
dadurch ggf. implizierten Verhaltensweisen auf die Akzeptanz der Anlagenbetreiber stoßen.
Daher sollte der Nutzen von Speichern für den Anlagenbetreiber ermittelt und dessen Investitionsbereitschaft und Inkaufnahme der entsprechenden Rahmenbedingungen empirisch untersucht werden. Neben den schwerpunktmäßig untersuchten Batteriesystemen wurden
auch Betriebsweisen ohne elektrochemische Speicher bzw. alternative Maßnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs für Haushalte in diesen Teil der Untersuchung mit einbezogen.

Die Unterarbeitspakete wurden durch zwei Teilberichte abgeschlossen, von denen der erste die Ergebnisse von AP 7.1 und AP 7.3 zusammenfasst und der zweite die von AP 7.2. Die Berichte werden auf der Projektwebsite zum Download angeboten. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse und die Beschreibung von Vorhaben und Methodik finden sich in den nächsten Abschnitten.

8.1 Ökonomische und technische Rahmenbedingungen

Im Folgenden sollen die wichtigsten Rahmenbedingungen und Parameter diskutiert werden, die für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen notwendig sind. Dabei wird nicht nur die aktuelle Situation dargestellt, sondern auch mögliche zukünftige Pfade diskutiert. Einige weitere Parameter wurden bereits in AP 2 dargestellt.

8.1.1 Investitions- und Betriebskosten

Im Folgenden sind die Investitions- und Betriebskosten für die in diesem Bericht betrachteten Systeme hergeleitet und festgelegt. Dabei geht es zum einen um PV und Batteriespeicher und zum anderen um alternative Technologien zur Steigerung des Eigenverbrauchs durch Lastverschiebung.

8.1.1.1 Photovoltaik

Die durchschnittlichen Anschaffungskosten für eine Photovoltaikanlage sind in den letzten Jahren stark gesunken. Im ersten Quartal 2014 lag der durchschnittliche Preis (ohne Umsatzsteuer) für eine fertig installierte Aufdachanlage laut Bundesverband Solarwirtschaft bei 1.640 €/kWp (BSW-Solar 2014). Abbildung 8.1 gibt einen Überblick über die Kostendegression für Photovoltaik-Anlagen bis zu einer Größe von 10 kWp der letzten Jahre nach BSW (2014).

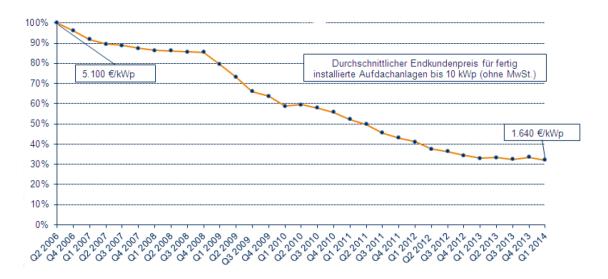


Abbildung 8.1: Kostendegression für PV-Anlagen (BSW-Solar 2014)

Entscheidend bei der zukünftigen Entwicklung von Photovoltaik sind neben der technischen Optimierung verschiedene wirtschaftliche Parameter, welche auch weiterhin über die Attraktivität dieser Technologie entscheiden. Untersucht man dafür die Kosten eines Photovoltaik-Systems gerade in den letzten Jahren, zeigt sich hier eine starke Degression, wobei den größten Anteil an diesem Trend der Preisverfall bei den Solarmodulen hat. Neben generell zu verzeichnenden Lernkurveneffekten wurden hier, vor allen in den letzten 5 Jahren, weltweit enorme Überkapazitäten in der Produktion geschaffen, welche zu einem hohen Kostendruck bei der Herstellung von kristallinen und Dünnschicht-Modulen führten. Allein im Jahr 2011 sind die Kosten für kristalline Module von 1,71 EUR/Wp auf 1,07 EUR/Wp bzw. für Dünnschichtzellen von 1,25 EUR/Wp auf 0,68 EUR/Wp gefallen. Dies entspricht somit einer Kostendegression von 37 % bzw. 46 % (Kost et al. 2012, S. 13). Auch wenn die Preise für die weiteren Systemkomponenten (Wechselrichter, Montagesystem, Kabel usw.) nicht in ähnlicher Weise gesunken sind, haben oben genannte Entwicklungen auch einen preissenkenden Effekt auf die Kosten eines PV-Systems.

Das Fraunhofer ISE veröffentlicht regelmäßig Lernkurvenbasierte Prognosen für die Stromgestehungskosten für Wind und PV und geht davon aus, dass diese für PV-Kleinanlagen bis 2030 auf knapp 11 ct/kWh sinken und damit nur noch geringfügig über denen des fossil-nuklearen Kraftwerksmix liegen.

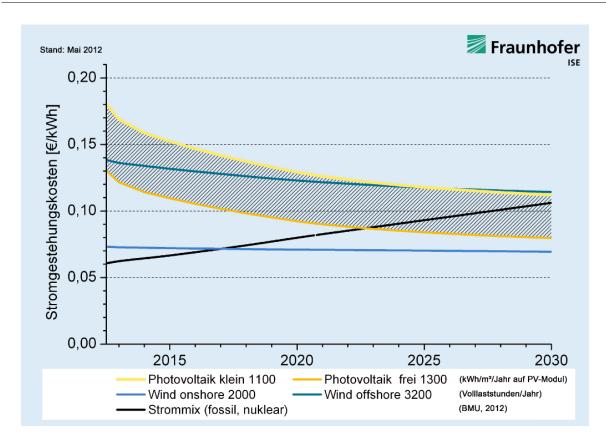


Abbildung 8.2: Lernkurvenbasierte Prognose von Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien in Deutschland bis 2030

Quelle: Fraunhofer ISE (Kost et al. 2012, S. 4)

In der PV-Roadmap 2.0 des BSW-Solar (2013) sehen die Autoren den künftigen Zubau von PV-Anlagen auf Wohngebäuden in einem Korridor von 0,6 bis 0,7 GW p.a. für Ein- und Zwei-Familienhäuser und von 0,6 bis 1,1 GW p.a. für Mehrfamilienhäuser für die Jahre 2013 bis 2016. Obwohl das für diese Objektkategorien einen Rückgang der Zubauraten bedeutet, kommt der Photovoltaik auch weiterhin eine große Bedeutung zu. Wichtige Treiber für die weitere Entwicklung sind dabei die sinkenden Systemkosten und die steigende Attraktivität eines hohen Eigenverbrauchsanteils. Die Systemkosten einer PV-Anlage lagen im Jahr 2012 bei geschätzten 1,4 bis 1,75 EUR/kWp. Der BSW prognostiziert bis 2014 eine weitere jährliche Kostendegression von 7,5 %. In den Jahren 2015 bzw. 2016 soll diese Degression auf 5 % bzw. 4 % sinken und anschließend bis zum Jahr 2030 rund 3 % jährlich betragen (BSW-Solar 2013, S. 21). Langfristig ermittelt das ISE (Wirth 2013) einen allgemeinen Trend zu einer Preisreduktion von 20 % bei Verdopplung der kumulierten installierten Leistung.

Für die folgenden Berechnungen werden für die PV-Anlage spezifische Investitionskosten für das Jahr 2015 von 1.350 € angesetzt. Nicht enthalten sind hierin die Kosten für den Wechselrichter, die nach der Formel des ISEA in Kapitel 8.1.1.3 berechnet werden. Die Kostendegression der Investitionskosten der PV-Anlage wird mit jährlich 3 % angenommen.

Neben den Anschaffungs- und Installationskosten fallen auch bei Photovoltaikanlagen Betriebskosten an. Zum einen fallen Kosten für die Instandhaltung an, welche bei Anlagen bis

10 kWp laut eines Solaranlagen Ratgebers etwa 200 € pro Jahr betragen. Auch Reinigungskosten können in ähnlicher Höhe anfallen. Darüber hinaus stellen auch die Versicherungszahlungen einen regelmäßig anfallenden Posten dar. Sowohl die Haftpflichtversicherung, wie auch die Allgefahrenversicherung für Photovoltaikanlagen sichern gegen Ausfälle der Einspeisevergütung, sowie gegen hohe Reparaturkosten oder unbezahlbare Haftpflichtfälle ab. Die Kosten für die Versicherung liegen bei 50-200 € pro Jahr. Geht man davon aus, dass der Wechselrichter nicht so langlebig wie die Solarmodule ist, so muss auch dieser innerhalb der Betriebsdauer ausgetauscht werden. Diese Kosten sind ebenfalls den Betriebskosten zuzurechnen. Insgesamt können für eine 5 kWp Anlage demnach Betriebskosten von 700-800 € pro Jahr entstehen (SolarRatgeber 2014).

Andere Studien gehen teilweise von deutlich geringeren Betriebskosten aus (IE Leipzig 2014; Fraunhofer ISE 2013). So geht die Studie vom IE Leipzig nur von 20 € Betriebskosten pro Jahr aus. Dies liegt daran, dass die Kosten für einen Wechselrichteraustausch hier bereits in den Anschaffungskosten integriert sind. Auch wird davon ausgegangen, dass bestehende Wohngebäude- und Haftpflichtversicherungen den Versicherungsschutz der Photovoltaikanlage übernehmen. Die ISE-Studie geht von Betriebskosten einer PV-Anlage von 35 € pro kWp aus, welches bei einer 4 kWp-PV-Anlage jährliche Kosten von 140 € veranschlagen würde. Das pv magazine geht bei einer durchschnittlichen 5 kWp PV-Anlage inklusive Batteriespeicher mit einer nutzbaren Kapazität von 2,98 kWh von Gesamtbetriebskosten von 6.317 € in 20 Jahren im konservativen Szenario aus. Mit eingerechnet ist hierbei die Ersatzinvestition für den Wechselrichter, so dass die reinen geschätzten Betriebskosten bei etwa 200 € pro Jahr liegen dürften (pv magazine 2013a).

Die reinen Betriebskosten wurden für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung angelehnt an die oben genannten Recherche auf 40 € pro kWp festgesetzt. Es wird davon ausgegangen, dass der Realpreis der Betriebskosten konstant bleibt.

8.1.1.2 Speicherkosten

Um die Speicherkosten zu bestimmen, sind neben dem Batterietyp und der Systemkopplung weitere Parameter entscheidend. Allen voran ist die Speicherkapazität von Bedeutung. Sie gibt an, wie viel Strom mit einer vollen Aufladung gespeichert werden kann. Die Speicherkapazität ist eine technische Angabe des Herstellers und wird in Kilowattstunden angegeben. Die technische Speicherkapazität einer Batterie ist allerdings nur theoretisch erreichbar, da die Entladetiefe berücksichtigt werden muss, wobei die Entladetiefe die mögliche prozentuale Stromentnahmemenge einer Batterie darstellt. Die letztendlich entscheidende nutzbare Speicherkapazität ergibt sich daher aus der Multiplikation aus technischer Speicherkapazität und möglicher Entladetiefe (SolarPortal 2014).

Die Investitionskosten für einen Speicher sind sehr unterschiedlich. Das pv magazine gibt Werte anhand einer Anbieterumfrage zwischen 938 € und 5.270 € pro Kilowattstunde Kapazität an (pv magazine 2013a). In einer 2014 aktualisierten Datenbank werden auch schon

Bleibatterien ab 465 €/kWh angeboten. Bei Lithiumbatterien liegen die preisgünstigsten Systeme bei 1.320 €/kWh (pv magazine 2014b). Das Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA) kalkuliert für das Jahr 2014 Preise von im Mittel 610 € (Blei, DC) und 1.400 € (Lithium, DC) jeweils bezogen auf eine nutzbare Kilowattstunde (Moshövel 2015). Diese Werte liegen leicht oberhalb der im pv magazine genannten preisgünstigsten Systeme.

Um die Entwicklung der Batteriepreise abzuschätzen wurden im Rahmen des PV-Nutzen-Projektes vom Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA) Lernkurven für Batteriespeicher erstellt. Hierbei wurden die Preisentwicklungen von Großbatterien und von Kleinstbatterien (z. B. in Mobiltelefonen) berücksichtig, um so mehrere Dimensionen von Batterien abbilden zu können und hierdurch eine Abschätzung für die Lernkurve von Batteriespeichern für PV-Systeme vorzunehmen. Als Ausgangsdaten dienen hierbei die aktuelle Marktwerte von Speichersystemen, wobei die teuersten 12,5 % und die günstigsten 12,5 % der angebotenen Speichersysteme nicht in die Prognose einfließen, da davon ausgegangen wird, dass die teuersten Systeme sich nicht im Markt etablieren und die günstigsten eine zu schlechte Performance besitzen (Moshövel 2015).

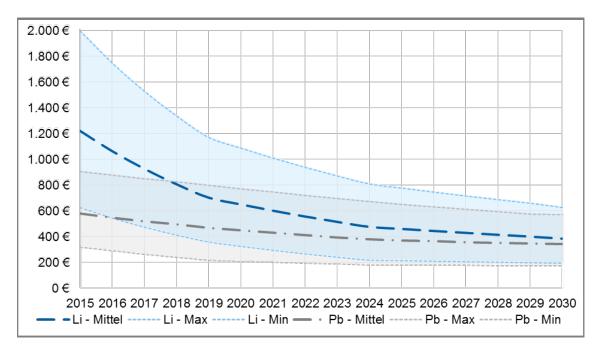


Abbildung 8.3: Entwicklung der Blei- und Lithium-Batteriepreise

Quelle: Eigene Darstellung nach den vom ISEA erstellten Lernkurven (Moshövel 2015)

Die angenommenen Werte scheinen durchaus realistisch zu sein, da unter Anderem das weltweit agierende Beratungsunternehmen IHS bereits für die nächsten 5 Jahre eine Kostenreduktion bei PV-Speicher-Systemen von 45 % annimmt (pv magazine 2014a). Ab dem Jahr 2030 wird in der Wirtschaftlichkeitsberechnung davon ausgegangen, dass die Speicherpreise nur gering weiter fallen werden (Sättigung bei Blei, 4 %-Degression bei Lithium) und der Realpreis entsprechend nur leicht fallen wird.

8.1.1.3 Wechselrichter

Der Preis für einen durchschnittlichen PV-Wechselrichter liegt laut pv magazine im Jahr 2013 bei 0,14 €/Wp (ohne MwSt.). Für eine 5 kWp PV-Anlage würde sich somit ein Wert von 700 € (ohne MwSt.) bzw. 833 € (mit MwSt.) ergeben (pv magazine 2013b). Das ISEA hat im Rahmen des Projekts auf Basis einer Marktrecherche eine Formel zur Berechnung der Wechselrichterkosten ermittelt. Die Formel führt bei einer 5 kWp PV-Anlage zu Kosten für den Wechselrichter von ca. 995 € und liegt damit leicht über den im pv magazine veranschlagten Kosten. Gleichzeitig wird vereinfachend davon ausgegangen, dass der Realpreis die nächsten Jahre konstant bleibt.

Der Wechselrichter für die PV-Anlage und die Batterie wird nach 10 Jahren einmalig ersetzt, welches den aktuellen Annahmen des pv magazine entspricht. Auch bei einer Lebensdauer der Photovoltaikanlage oder Batterie von über 20 Jahren wird kein weiterer Wechselrichteraustausch berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass ein in 10 bis 15 Jahren installierter Wechselrichter eine entsprechend längere Lebensdauer besitzen wird.

8.1.1.4 Lastverschiebungstechnologien

Die Kosten für verschiedene Lastmanagementvarianten wurden über eine Internetrecherche ermittelt und geschätzt. Für die systematische Optimierung (also eine pauschale Verschiebung der Verbraucher in die Mittagszeit) sind nur geringe Investitionen zu tätigen. Die pauschale Lastverschiebung von Haushaltsgeräten kann in modernen Geräten bereits mit installierten Zeitschaltuhren erfolgen. Darüber hinaus können Zeitschaltuhren günstig zugekauft werden. In dieser Arbeit wurde der Kauf von drei Zeitschaltuhren für die Waschmaschine, den Wäschetrockner und den Geschirrspüler angenommen. Der Preis beläuft sich auf 10 € pro Zeitschaltuhren uhr.

Die Anschaffungskosten für die smarte Betriebsvariante (eine haushaltsinterne zeitliche Optimierung von Erzeugung und Verbrauch) werden auf Grundlage des SMA Sunny Home Mangers berechnet. Das System zur intelligenten Steuerung von Privathaushalten der Firma SMA unterstützt die Erhöhung der Eigenverbrauchsquote und wird beispielhaft für diese Arbeit verwendet, da anhand dieses Systems auch die möglichen Eigenverbrauchsanteile der smarten Betriebsvariante modelliert wurden. Die Kosten belaufen sich hierbei auf ca. 700 € und setzen sich aus dem SMA Sunny Home Manager, drei SMA Funksteckdosen und einem SMA D0 Meteradapter zusammen (Photovoltaik4all 2014). Pauschale Preisaussagen für eine intelligente Haushaltssteuerung sind nur schwer möglich, da intelligente Regelungstechnik immer den individuellen Standortbedingungen und Bedürfnissen angepasst werden sollte. Grundsätzlich kann angenommen werden, dass die smarte Betriebsvariante höherer Investitionskosten als die systematische Optimierung bedarf, jedoch deutlich günstiger als der Kauf einer Speicherbatterie sein sollte.

8.1.2 Einspeisevergütung

Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien erhalten auf Grundlage des Gesetzes für den Ausbau Erneuerbarer Energien (EEG) eine feste Einspeisevergütung. Die Höhe der Vergütungssätze soll dabei in etwa den Stromgestehungskosten inklusive einer Risikoprämie entsprechen. Die Einspeisevergütung richtet sich nach der Technologie, sowie nach der Anlagengröße und dem Installationszeitpunkt. Grundsätzlich gilt, dass kleinere und ältere Anlagen höhere Einspeisevergütungen erhalten (EEG 2014).

Die Vergütungsätze sind in den letzten Jahren stark gesunken. So lag der Vergütungssatz für Photovoltaikanlagen bis 10 kWp im ersten Quartal 2012 noch bei über 19 ct/kWh. Im Jahr 2006 wurden noch über 50 ct/kWh gezahlt. Im Januar 2015 wurde eine Festvergütung für Photovoltaikanlagen mit einer Nennleistung unterhalb von bis zu 10 kWp von 12,56 ct/kWh gezahlt. Dieser Wert wird für die Wirtschaftlichkeitsrechnung verwendet.

Die Einspeisevergütung verringerte sich bis zum August 2014 monatlich um mindestens 1 %. Mit Inkrafttreten der EEG-Novelle zum 1. August 2014 wird die Basisdegression auf 0,5 % gesenkt. Bereits 2012 wurde der so genannte "atmende Deckel" eingeführt. Befindet sich der Zubau neuer Photovoltaikanlagen innerhalb eines definierten Korridors, gilt standardmäßig die Basisdegression der Einspeisevergütung von 0,5 % pro Monat. Übersteigt der Zubau dem festgelegten Korridor, wird die Degression entsprechend angehoben. Liegen die Zubauzahlen unterhalb des angestrebten Wertes, kann die Degression allerdings auch gesenkt werden (EEG 2014).

Da die Zubauzahlen seit Oktober 2014 in einem Rahmen liegen, der eine monatliche Degression von 0,25 % fordert, wird diese Degression im Projekt fortgeschrieben. Beachtet werden muss, dass die festgeschriebene Festvergütung für 20 Jahre gilt. Die Degression hat demnach nur Einfluss auf die Höhe der EEG-Festvergütung zum jeweiligen Installationszeitpunkt.

8.1.3 Verdienst aus Eigenverbrauch

Der "Verdienst" aus dem Eigenverbrauch errechnet sich in dieser Studie aus der für den Eigenverbrauch verwendeten Strommenge (Produkt aus Eigenverbrauchsquote und der jährlichen Stromerzeugungsmenge der Photovoltaikanlage), multipliziert mit dem Arbeitspreis der Strombezugskosten. Da dieser Betrag im Vergleich zu einem externen Strombezug eingespart wird, kann dieser Betrag im Sinne des Modells als Einnahme gewertet werden. Es ist wichtig, dass nur der arbeitsbezogene Wert der Strombezugskosten für die Berechnung verwendet wird, da nur dieser Anteil des Strombezugspreises durch den Eigenverbrauch eingespart werden kann. Zudem wird die Mehrwertsteuer aus dem Strombezugspreis herausgerechnet, da diese nach aktuellem Recht auch für den Eigenverbrauch gezahlt werden muss (pv magazine 2014c).

Seit dem EEG 2014 wird der Verdienst aus Eigenverbrauch teilweise gemindert. Das Gesetz sieht vor (§61), dass der Eigenverbrauch ab dem Jahr 2015 mit 30 % – 40 % der EEG-Umlage belegt wird. Dabei gelten diverse Ausnahmen. Im Rahmen des Projektes relevant ist dabei, dass die Regelung nicht für Bestandsanlagen gilt und dass Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 10 kW sowie höchstens 10 MWh Eigenverbrauch pro Jahr von der Regelung ebenfalls ausgenommen sind. Die in diesem Projekt betrachteten PV-Anlagen fallen damit unter diese Bagatellgrenze. Allerdings ist eine zukünftige Ausweitung dieser Regelung denkbar.

Ebenfalls gibt es seitens der Bundesregierung Überlegungen, die regional recht unterschiedlichen Netzentgelte zukünftig nicht weiter über die aus dem Netz bezogene Kilowattstunde umzulegen. Stattdessen würde der Stromkunde dann unabhängig von der bezogenen Strommenge eine pauschale Netzgebühr zahlen. Zwar blieben hierdurch die Gesamtstromkosten für den Stromkunden gleich, jedoch würde sich der Arbeitspreisanteil im Mittel um etwa 6 Cent verringern (Welter 2014).

Die Auswirkungen der Belegung des Eigenverbrauchs mit EEG-Umlage und Netzentgelten auf die Wirtschaftlichkeit werden in Kapitel 8.2.2 diskutiert.

8.1.4 Fördermöglichkeiten

Seit dem 01.05.2013 kann der Kauf einer Photovoltaikanlage inklusive Speicher durch die KfW-Bankengruppe gefördert werden. Gefördert wird dies durch die Gewährung eines günstigen Kredites ab 1 % (effektiver Jahreszins). Der Kredit kann vollständig für die Finanzierung des gesamten PV-Speicher-Systems in Anspruch genommen werden. Neben dem günstigen Kredit ist darüber hinaus ein 30-prozentiger Tilgungszuschuss für die Finanzierung des Speichers möglich, welcher durch das Bundeministerium für Wirtschaft und Energie finanziert wird. Die maximale Förderhöhe des Tilgungszuschusses liegt hierbei für Neuanlagen bei 600 €/kWp (KfW 2013a). Der genaue Tilgungszuschuss kann über das Formular "Handreichung zur Ermittlung des Tilgungszuschusses KfW-Programm Erneuerbare Energien – Speicher (275)" errechnet werden (KfW 2013b).

Voraussetzung für die Förderung ist, dass die Leistungsabgabe der Photovoltaikanlage am Netzanschlusspunkt maximal 60 % der installierten Leistung der Photovoltaikanlage beträgt. Zudem darf die installierte Leistung der Photovoltaikanlage, die mit dem Batteriespeichersystem verbunden wird, 30 kWp nicht überschreiten. Außerdem muss der Wechselrichter über eine geeignete elektronische und offen gelegte Schnittstelle zur Fernparametrierung verfügen. Durch die verschiedenen Einschränkungen verspricht sich der Gesetzgeber PV-Speicher-Systeme zu fördern, welche systemdienlich betrieben und gegebenenfalls extern durch den Netzbetreiber geschaltet werden können (KfW 2013a).

Im November hatte die Bundesregierung zunächst beschlossen die Förderung nicht weiterzuführen und am 31.12.2015 auszusetzen (KfW 2015a). Ende November wurde dieser Beschluss

vom Bundeswirtschaftsminister Gabriel jedoch revidiert (KfW 2015b). Aufgrund der Unsicherheit der Zukunft des Förderprogramms, spielt die Förderung der PV-Speichersysteme durch die KfW nur für die Berechnungen im Jahr 2015 eine Rolle.

8.1.5 Möglichkeiten zur Regelenergiebereitstellung

Um ein stabiles Stromversorgungssystem zu gewährleisten, muss das Verhältnis zwischen erzeugter und verwendeter Energie immer ausgeglichen sein. Überschüssig eingespeister Strom kann nicht als solcher direkt gespeichert werden. Eine indirekte Speicherung etwa durch Pumpspeicherkraftwerke oder durch andere Speichertechniken ist zwar grundsätzlich möglich, allerdings im heutigen Stromversorgungssystem nur in sehr begrenztem Umfang realisiert. Zudem erfordert auch die Einspeisung in und die Ausspeisung aus Speichern eine aktive Steuerung.

Sinn des von den Übertragungsnetzbetreibern organisierten Regelenergiemarktes ist es daher, die Lastschwankungen im Stromnetz durch die Bereitstellung von sogenannter Regelleistung auszugleichen. Dabei werden drei Arten von Regelenergie unterschieden:

- 1. Primärregelleistung (PRL), die innerhalb von 30 Sekunden verfügbar sein muss und für den Zeitraum einer Woche gehandelt wird.
- 2. Sekundärregelleistung (SRL), die innerhalb fünf Minuten verfügbar sein und innerhalb von 30 Sekunden ansprechen muss. Sie wird in Wochen-Bändern gehandelt wobei jeweils zwischen HT- und NT-Bändern differenziert wird.
- 3. Minutenregelleistung (MRL) bzw. Minutenreserve, die innerhalb von 15 Minuten verfügbar sein muss und in 4-Stunden-Bändern gehandelt wird.

Die Reserveleistungen werden nochmals differenziert in negative (zu viel Strom im Netz) und positive (zu wenig Strom im Netz) Regelleistung. Aus technischer Sicht äußert sich die Erhaltung des Leistungsgleichgewichts darin, dass die Netzfrequenz in einem sehr engen Bereich um den Sollwert von 50 Hertz herum gehalten wird (consentec 2014).

Während beim Energy-Only-Markt zeitlich aufgelöste Strommengen in Form von Einspeiseprofilen bzw. Kraftwerkseinsatzplänen gehandelt werden, wird beim Regelenergiemarkt lediglich verfügbare (einsatzbereite) Leistung gehandelt, deren Vergütung sich aus einem
Grund- bzw. Leistungspreis und einem Einsatz- bzw. Arbeitspreis zusammensetzt. Dabei wird
der Leistungspreis in €/MW auf jeden Fall fällig und vergütet die reine Verfügbarkeit der Regelenergie und wird über die Netzentgelte auf alle Stromverbraucher umgelegt. Demgegenüber wird der Arbeitspreis nur im Abruffall für die tatsächlich erzeugte Energie in €/MWh gezahlt und muss von den Bilanzkreisverantwortlichen, in deren Bilanzkreisen es zu entsprechenden Abweichungen zwischen Angebot und Nachfrage kam, beglichen werden. Da Re-

gelenergie gemäß aufsteigendem Preis abgerufen wird, hat die Höhe des Arbeitspreises direkten Einfluss auf die tatsächliche Häufigkeit des Abrufs, während der Leistungspreis darüber entscheidet, ob man überhaupt einen Zuschlag für die Regelenergiebereitstellung bekommt.

Die Nutzer des Stromversorgungssystems sind somit darauf angewiesen, dass die Leistungsbilanz in sehr kurzen Zeitabständen überwacht und durch geeignete Regelungssysteme im Gleichgewicht gehalten wird. Die Regelungssysteme müssen Zugriff auf steuerbare Einspeisungen oder auch steuerbare Verbrauchseinrichtungen haben, um die Leistungsbilanz gezielt beeinflussen zu können.

Um am Regelenergiemarkt teilnehmen zu dürfen, sind erhebliche Markteintrittshürden zu überwinden. Zunächst verpflichtet sich der Betreiber, seinen Strom im Rahmen der Direktvermarktung abzusetzen, was dazu verpflichtet, Einspeiseprognosen seiner Anlage für den nächsten Tag zu erstellen. Darüber hinaus müssen technische Anforderungen erfüllt werden. So muss eine Kommunikation mit der Anlage bzw. eine externe Steuerung möglich sein. Auch muss im Rahmen einer "Präqualifikation" die tatsächlich zur Verfügung stehende Leistungsmenge geprüft und getestet werden, ob die Anlage den zeitlichen Reaktionskriterien des Regelenergiemarktes entspricht. Eine weitere Bedingung für die Teilnahme am Regelenergiemarkt stellt die Mindestleistung von 5 MW für die Minuten- und Sekundenreserve dar, welche zurzeit faktisch die Einbindung von PV-Speicher-Systemen am Regelenergiemarkt ausschließt. Dieses Problem kann durch den Zusammenschluss mehrerer Anlagen zu einem sogenannten "virtuellen Kraftwerk" gelöst werden.

Grundsätzlich ist der Markt der Minutenreserve durch die größere Produktdifferenzierung und die kürzeren Ausschreibungszeiträume auch für kleinere Erzeuger und steuerbare Verbraucher attraktiv und beherrschbar. Daher sollen mögliche Erlöse für PV-Speicher zunächst nur in diesem Bereich des Regelenergiemarktes betrachtet werden. Die Minutenreserve bietet jedoch die geringsten Vergütungsmöglichkeiten. Für die positive Minutenreserve wurde im Jahr 2014 ein durchschnittlicher Leistungspreis von etwa 0,02 € pro zugesicherter Kilowattstunde gezahlt.

Zur Ermittlung der für die Regelenergie bereitstehenden Batteriekapazitäten, wurden die Ladezustände der Batterie in den verschiedenen Jahreszeiten untersucht. Dafür wurden jeweils 4-Stunden-Bänder gebildet und die mindestens freie Batteriekapazität in der jeweiligen Jahreszeit als Grundlage genommen. Die prozentuale freie Batteriekapazität, die sich damit zur Regelenergiebereitstellung ergibt ist in Tabelle 8.1 abgebildet.

Tabelle 8.1: Freie Batteriekapazität nach Jahreszeiten in 4-Stunden-Bändern bei verschiedenen Betriebsweisen (Eigenverbrauchsmaximierung / Persistenzprognose)

	Frühling	Sommer	Herbst	Winter
0 – 4 Uhr	32 % / 32 %	24 % / 25 %	24 % / 54 %	71 % / 100 %
4 – 8 Uhr	24 % / 41 %	10 % / 36 %	10 % / 63 %	83 % / 99 %
8 – 12 Uhr	0 % / 14 %	0 % / 34 %	0 % / 29 %	0 % / 38 %
12 – 16 Uhr	0%/0%	0%/0%	0%/0%	0 % / 13 %
16 – 18 Uhr	0%/0%	0%/0%	0%/1%	0 % / 13 %
18 – 24 Uhr	5%/6%	2%/3%	2 % / 25 %	28 % / 63 %

8.1.6 Weitere ökonomische Parameter

Neben den bereits diskutierten Parameter, die besonders großen Einfluss auf die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit von PV-Speichern haben, spielen noch weitere Parameter eine Rolle, die hier kurz diskutiert werden sollen.

8.1.6.1 Börsenstrompreis

Der Spotmarktpreis hat im Energy-Only-Markt eine herausragende Bedeutung. Neben den daraus bedingten Erlösen für Kraftwerke, welche keine gesetzlich garantierte Vergütung bekommen, gibt der Preis näherungsmäßig die Strombeschaffungskosten für energieintensive Unternehmen an. Darüber hinaus bestimmt der Spotmarktpreis die Höhe der EEG-Umlage, da diese aus den Differenzkosten zwischen den Erzeugungskosten für die erneuerbaren Energien (festgelegte Vergütungssätze) und den Verwertungserlösen der erneuerbaren Energien (Spotmarkpreis) gebildet wird. Letztendlich stellt der Spotmarktpreis auch die Beschaffungskosten der Stromvertriebe dar und hat damit entscheidenden Einfluss auf den an die Haushalte weitergegebenen Endkundenstrompreis.

Der aktuelle Grundlastpreis (Phelix Day Base EEX) für das Jahr 2014 liegt bei etwa 3,5 - 4,5 ct/kWh, wobei der Preis in den Wintermonaten signifikant höher liegt als in den Sommermonaten (EEX 2014). Damit liegt der aktuelle Spotmarktpreis in etwa auf dem Niveau der Realpreise der Jahre 2002–2004 (Mayer und Burger 2014).

Spätestens seit 2005 ist bis 2008 eine steigende Tendenz der Spotmarktpreise erkennbar. Im Jahr 2008 waren Grundlastpreise von bis zu 9 ct/kWh erzielbar (Energy Brainpool 2013). Aufgrund der Wirtschaftskrise und der draus folgenden sinkenden Stromnachfrage kam es 2009 zu einem deutlichen Preisrückgang. Mit der Erholung der Wirtschaft in Deutschland konnte von 2009 bis 2011 wieder ein leichter Preisanstieg verzeichnet werden. Interessant ist jedoch, dass die Börsenstrompreise seit 2011 kontinuierlich sinken und im ersten Quartal 2014 den niedrigsten Stand seit der Eröffnung der Strombörse im Jahr 2002 erreichten (Mayer und Burger 2014). Grund hierfür ist der intensive Ausbau der erneuerbaren Energien von 2011 bis

2013 und die damit dämpfende Wirkung der Erneuerbaren Energien auf den Börsenstrompreis.

Um den zukünftigen Börsenstrompreis zu prognostizieren, müssen Annahmen über die Entwicklung der Brennstoffpreise und der CO₂-Emmissionspreise, sowie über die zukünftige Stromnachfrage getroffen werden. Verschiedene Studien befassen sich mit der Vorhersage des Börsenstrompreises für die nächsten 20, teilweise für die nächsten 40 Jahre. Eine fundierte Übersicht bietet die Vergleichsstudie der Agentur für Erneuerbare Energien vom Dezember 2013. Hierin werden 14 verschiedene Entwicklungspfade des Börsenstrompreises unterschiedlicher Forschungsinstitute verglichen (AEE 2013).

Die Spannbreite der zu erwartenden Börsenstrompreise ist enorm. Für das Jahr 2020 werden Preise (inflationsbereinigt, Basisjahr 2012) zwischen 3,9 ct/kWh (Energy Brainpool 2013b) und 9,8 ct/kWh (DLR et al. 2012) prognostiziert. Für das Jahr 2030 liegen die erwarteten Realpreise zwischen 4,1 ct/kWh (IHS 2013) und 9,7 ct/kWh (UBA 2013) Im Jahr 2050 werden Strombörsenpreise zwischen 4,6 ct/kWh (dena 2012) und 10 ct/kWh (frontier und r2b 2013) angenommen. Interessant ist, dass die Studie von IHS – Energiewende im globalen Wandel, welche das Ziel verfolgt die Vorteile der Schiefergasförderung in Deutschland mit hohen zukünftigen Energiepreisen für die deutsche Industrie zu begründen, ebenfalls mit geringen Strompreiserhöhungen rechnet (IHS 2013).

Gründe der sehr unterschiedlichen Preisprognosen liegen neben methodischen Unterschieden vor allem in den unterschiedlichen Annahmen für die zukünftigen Brennstoff- und CO₂-Emissions-Preise. Niedrige Strompreise ergeben sich tendenziell bei einem Fortbestand des bisherigen Marktdesigns und aus moderaten Preisen für Brennstoffe und CO₂-Emissionen. Studien, die von ambitionierten Klimaschutzzielen ausgehen, streben eine maximierte Internalisierung externer Kosten, also einen hohen CO₂-Preis für fossile Energien an und gehen zusätzlich von einem stärkeren Anstieg der Brennstoffpreise aus (AEE 2013).

Neben den CO₂- und den Brennstoffpreisen hat auch die Entwicklung des Bruttostromverbrauches in Deutschland einen Einfluss auf den zukünftigen Spotmarktpreis. Auch hierbei gibt es unterschiedliche Prognosen, welche sich vor allem in verschiedenen Annahmen über Energieeffizienzsteigerungen und in verschiedenen Annahmen über die zukünftige Elektromobilität begründen. Für das Jahr 2030 werden beispielsweise Bruttostromverbrauchswerte zwischen 400 und 650 Terrawattstunden angegeben (AEE 2012).

Insgesamt kann festgehalten werden, dass die Vorhersage des Börsenstrompreises äußerst komplex ist und keine eindeutige Antwort auf die Höhe des zukünftigen Börsenstrompreises gegeben werden kann. Bei den Berechnungen innerhalb dieses Projekts findet der Börsenstrompreis deshalb nur eine geringe Betrachtung. Der Börsenstrompreis findet hier zur Vergütung der eingespeisten Strommenge nach 20 Jahren, also nach Auslaufen der EEG-Vergütung, Verwendung. Dabei wurde der Börsenstrompreis im Jahr 2014 auf 4 ct/kWh festgelegt und es wird von einer jährlichen Steigerung von 2 % ausgegangen.

8.1.6.2 Inflationsrate

Um alle Preise auch in der Zukunft miteinander vergleichbar zu machen ist es wichtig zwischen realen und nominalen Preisen zu unterscheiden. Der Realpreis entspricht hierbei dem inflationsbereinigten Preis. Eine reale Preissteigerung bedeutet somit beispielsweise, dass der zukünftige Preis auch nach Abzug des entsprechenden Inflationswertes über dem heutigen Preis liegt (ausgehend von einer positiven Inflationsrate).

Die Inflationsrate lag in Deutschland im Jahr 2013 bei 1,6 % (Statistisches Bundesamt 2014). Im Jahr 2009 lag die Inflationsrate aufgrund der Wirtschaftskriese bei nur 0,3 %, im Jahr zuvor (2008) allerdings noch bei 2,6 %. Gemittelt auf die letzten 10 Jahre ergibt sich eine Inflationsrate von 1,5 %, welcher für die Berechnungen verwendet wurde.

8.1.6.3 Fremdkapitalzins

Die Finanzierung des PV-Speicher-Systems kann durch Fremdkapital, Eigenkapital oder einer Mischform hieraus erfolgen. Ein Fremdkapitalanteil ist aufgrund zurzeit günstiger Kredite zu empfehlen, allerdings muss beachtet werden, dass in dieser Studie Investitionsentscheidungen bis zum Jahr 2030 betrachtet werden und für diesen Zeitraum eine exakte Vorhersage über mögliche Förderprogramme und Kredite unmöglich ist. Beachtet werden muss auch, dass für Photovoltaikanlagen mit Speicher und ohne Speicher andere Kredite erreicht werden können. Die aktuell günstigsten Kredite der KfW-Bankengruppe von 1,26 % beziehen sich immer auf PV-Speicher-Systeme. Zudem ist die Höhe des Kredites stark von der Bonität des Investors und von der Laufzeit des Kredites abhängig (KfW 2014).

Bei guter Bonität (Bonitätsklasse C) und einer Laufzeit von 20 Jahren ist ein Zinssatz von 3 % realistisch (KfW 2014). Daher wurde für diese Untersuchung ein Fremdkapitalzinssatz von 3 % angenommen.

8.1.6.4 Eigenkapitalzins

Die Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes ist weitaus schwieriger, da hier eigene Interessen und Ansprüche sehr unterschiedlich ausfallen können. Empirische Untersuchungen haben ergeben, dass die meisten Kapitalanleger risikoscheu sind. Zu beachten ist allerdings, dass nicht alle Kapitalgeber denselben Grad der Risikoabneigung besitzen. In der Theorie kann diese Risikoaversion durch eine mathematische Nutzenfunktion abgebildet werden. Diese umfasst die Zusammenhänge von ökonomischen Entscheidungen, Erwartungen und Risiken der Entscheidungsträger. Diese Nutzenfunktionen sind in der Praxis jedoch schwer aufzustellen, da die Präferenzen der Akteure nicht exakt ermitteln werden können (Kruschwitz et al. 2009).

Exemplarisch soll daher in dieser Untersuchung ein Investorentyp betrachtet werden und die Eigenkapitalrendite im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung variiert werden. Da sich die Batterie-Technologie noch in den Anfängen befindet betrachten wir einen Investor, der auch Interesse an Nachhaltigkeit, Technik und nicht-monetären Effekten zeigt. Der Kauf eines

PV-Speicher-Systems ist vor allem Konsumprodukt und nur bedingt ökonomisches Investitionsgut. Hauptziel dieses Investors ist eine entsprechende "Emotionalrendite", wobei hierunter das positive Gefühl durch eine soziale bzw. ökologischer Handlung verstanden wird (Rogall 2008). Für diesen Investorentypen wird daher ein pauschaler Eigenkapitalzins von 3 % angenommen, welches etwas über dem Zinssatz eines Bundesschatzbriefes liegt (BuScha 2012).

8.1.6.5 WACC

Um die Mindestrendite für die Investition zu bestimmen, ist es wichtig den Anteil von Fremdund Eigenkapital richtig zu gewichten. Neben den unterschiedlichen Zinssätzen bzw. Renditeerwartungen für Fremd- und Eigenkapital, sollte auch die unterschiedliche Besteuerung berücksichtigt werden. So müssen gezahlte Zinsen bei Kreditgebern nicht besteuert werden, Gewinne des Unternehmens bzw. des Einzelunternehmers jedoch schon (Busse von Colbe und Laßmann 1990). Die Investitionsentscheidung hängt somit neben dem Risiko auch von der Kapitalstruktur des Investors ab. Der modifizierte Kapitalzins (WACC – Weighted Average Cost of Capital) ist daher aus den gewichteten Eigen- und Fremdkapitalanteilen wie folgt zu ermitteln:

Formel 8.1: Berechnung des modifizierten Kapitalzins (WACC)

$$WACC = \frac{EK}{EK + FK} r_{EK} + \frac{FK}{EK + FK} r_{FK} (1 - s)$$

wobei EK = Eigenkapital

FK = Fremdkapital

 r_{EK} = Eigenkapitalrendite

 r_{FK} = Fremdkapitalzins

s = Steuersatz

Für den Steuersatz wurde vereinfachungshalber der Wert der Umsatzsteuer von 19 % gewählt. Zu beachten ist, dass das deutsche Steuerrecht hier sehr komplex ist. Kleinunternehmer, welche von der Kleinunternehmerregelung Gebrauch machen, können die Abführung von Umsatzsteuer verzichten, sind dann aber auch vom Vorsteuerabzug aus Rechnungen anderer Unternehmer ausgeschlossen. Auch ist die Abführung von Umsatzsteurer auf selbst verbrauchten Strom Teil aktueller Diskussionen und nicht endgültig geklärt (pv magazine 2014c). Gemäß dem letzten Anwendungserlass des Bundesfinanzministeriums vom 19.9.2014 gilt als Bemessungsgrundlage für diese der Strombezugspreis, sofern beim Kauf der Anlage die Option des Vorsteuerabzugs gewählt wurde und diese ins Netz einspeist. Der sehr viel geringere Selbstkostenpreis darf künftig nicht mehr als Bemessungsgrundlage angesetzt werden (En-BauSa 2014; Hörstmann-Jungemann 2015; Bayerisches Landesamt für Steuern 2015).

Entsprechend Formel 8.1 und den genannten Annahmen für die Eigenkapitalrendite und den Fremdkapitalzins ergeben sich die Kalkulationszinssätze. Die Wahl der Finanzierung erfolgt nach individuellen Bedürfnissen. Eine komplette Eigenfinanzierung setzt entsprechend liquide Mittel voraus, wohingegen bei der Fremdfinanzierung ein Kapitalgeber mit möglichst geringen

Fremdkapitalzinsen gefunden werden muss. In dieser Untersuchung wurde eine Mischfinanzierung mit 70 % Eigenkapital und 30 % Fremdkapital gewählt, um eine höhere Bandbreite der möglichen Kalkulationszinssätze abzubilden.

8.1.7 Eigenverbrauchswerte

Der Eigenverbrauch entspricht der Strommenge, die direkt aus der Photovoltaikanlage oder indirekt über die Batterie verbraucht wird. Der Eigenverbrauchsanteil (Eigenverbrauchsquote) ergibt sich als Quotient des Eigenverbrauches zur insgesamt erzeugten Strommenge. Der Autarkiegrad beschreibt dagegen den Quotienten, der sich aus Eigenverbrauch und Jahresstromverbrauch ergibt (Weniger und Quaschning 2013).

Da die Eigenverbrauchsquote vom individuellen Nutzerverhalten abhängig ist, ist es schwer die genaue Eigenverbrauchsquote vorherzusagen. Die meisten Studien gehen daher von Standartlastprofilen aus. In diesem Projekt wurden, wie bereits erwähnt, eigene Lastprofile ermittelt, die auch als Grundlage für die Eigenverbrauchsanteile dienen. Da Standardlastprofile meist eine gleichmäßigere Verteilung der Last über den Tag haben, ergeben sich bei Nutzung dieser Profile deutlich höhere Eigenverbrauchswerte, die in der Realität kaum erreicht werden können.

Aus den simulierten Erzeugungsdaten und den modellierten Lastprofilen wurden im Rahmen des PV-Nutzen-Projektes konkrete Eigenverbrauchsquoten für verschieden dimensionierte PV-Speicher-Systeme sowie für Photovoltaikanlagen ohne Speicher ermittelt. Neben der Möglichkeit den Eigenverbrauch durch die Installation eines Speichers zu erhöhen, bietet sich die Möglichkeit, das Nutzerverhalten dem Stromerzeugungsprofil anzupassen und hierdurch höhere Eigenverbrauchswerte zu erzielen (Bost et al. 2011). Hierbei werden zwei Möglichkeiten unterschieden: Die statische Verschiebung energieintensive Verbraucher in die Mittagszeit (systematische Optimierung) und die smarte Verschiebung der Last unter Berücksichtigung der tatsächlichen Stromerzeugung der Photovoltaikanlage.

Die ermittelten Eigenverbrauchswerte durch die Simulationen können der Tabelle 8.2 entnommen werden. Dabei wurde neben dem Batterietyp auch die Betriebsweise der Batterie unterschieden, da beides einen großen Einfluss auf den Eigenverbrauch haben kann:

- 1. Maximierung des Eigenverbrauchs, was die übliche Betriebsstrategie bei den meisten bisher am Markt befindlichen PV-Speichern darstellt. Hierbei wird der Speicher immer dann geladen, wenn die PV-Anlage mehr Strom erzeugt als aktuell im Haushalt verbraucht wird. Häufig ist der Speicher dann schon vor der Stromerzeugungsspitze zur Mittagszeit vollgeladen, sodass die maximale Netzeinspeiseleistung kaum reduziert wird. Da eine Begrenzung der Einspeiseleistung auf 60 % der PV-Nennleistung angenommen wird, kommt es zu entsprechend hohen Abregelungsverlusten.
- 2. **Persistenzprognose:** Hierbei wird angenommen, dass PV-Erzeugung des aktuellen Tages sich genauso entwickeln wird, wie die des Vortages (konstante Wetterlage). Auch

der Stromverbrauch im Haushalt wird aus vorangegangen Beobachtungen prognostiziert. Daraus wird jeden Tag ein neues optimiertes Ladeprofil erstellt, welches die Einspeiseleistung während der Stromerzeugungsspitze in der Mittagszeit möglichst effektiv mindern und so die PV-Kapazität der Stromnetze erhöhen soll. Abregelungsverluste werden dadurch deutlich reduziert.

Tabelle 8.2: Eigenverbrauchsanteile im 4-Personen-Haushalt bei einer PV-Anlage mit 5 kWp Leistung

	Batterie zur Maximierung des Eigenverbrauchs	Batterie mit Persistenzprog- nose
PV-Anlage	21,9 %	
PV-Anlage mit Li-Speicher	54,5 %	49,8 %
PV-Anlage mit Pb-Speicher	46,0 %	49,6 %
Systematische Optimierung	29,5 %	
Smarte Gerätenutzung	37,1 %	

Des Weiteren wird auf Basis der Simulationen am ISEA davon ausgegangen, dass Speicherverluste zwischen ca. 40 kWh und 320 kWh je nach Batterietyp und Betriebsweise auftreten.

Es ist zu beachten, dass ein eventueller Nutzennachteil eines intelligenten Energiemanagements gegenüber einer Speicherbatterie in dieser Arbeit nicht monetär abgebildet wird. Der Nutzenvorteil einer Batterie liegt darin, dass der Haushalt sein Verhalten im Bezug zur Stromnutzung nicht ändern muss. Bei einer systematischen Optimierung bzw. der smarten Betriebsvariante, muss der Haushalt gegebenenfalls sein Gerätenutzungsverhalten ändern, welches den gewöhnlichen Tagesablauf beeinflussen kann (Wäsche kann z. B. erst später aufgehängt werden etc.). In dieser Arbeit wird allerdings davon ausgegangen, dass zwischen Batteriespeicher und intelligenten Lastmanagement Nutzengleichheit besteht.

8.1.8 Zusammenfassung der Parameter zu einem Basisszenario

Die wichtigsten bisher ermittelten Parameter für die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit werden in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst. Dabei sind die Werte als erste Einordnung zu sehen. Im Folgenden werden mit Hilfe dieser Werte Untersuchungen der Wirtschaftlichkeit gemacht und insbesondere bei den kritischen Parametern Rechnungen zur Sensitivität der Wirtschaftlichkeit unternommen.

Tabelle 8.3: Übersicht über die wichtigsten verwendeten Parameter und ihre zukünftige Entwicklung

Parameter	Wert (in 2015)	Zukünftige Entwicklung (bis 2030)
Spezifische Investitionskosten PV ⁴	1.350 €/kWp	-3 % p.a.
Installierte Kapazität PV	5 kWp	
Jährlicher Stromertrag PV	1.025 kWh/kWp	
Spezifische Investitionskosten Batterie (Blei) ²	610 €/kWh	Dynamische Entwicklung mit -5 % bis -2 %
Lebensdauer Batterie (Blei)	10 Jahre	
Spezifische Investitionskosten Batterie (Lithium) ²	1.400 €/kWh	Dynamische Entwicklung mit -13 % bis -3 %
Lebensdauer Batterie (Li- thium)	20 Jahre	
Nutzbare Speicherkapazität	6 kWh	
Strompreis (Arbeitspreis netto)	23 ct/kWh	+3 % p.a.
EEG-Vergütung	0,1256 €/kWh	-0,25 % p.a.
Investitionshorizont	20 Jahre	
Fremdkapitalzins	3 %	
Eigenkapitalrendite	3 %	
Eigenkapitalanteil	30 %	
Jahresstromverbrauch Haushalt	4.500 kWh	

8.2 AP 7.1 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bei unterschiedlichen Betriebsweisen und Rahmenbedingungen

Es wurden Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für unterschiedliche Referenzsysteme und Betriebsweisen durchgeführt. Dazu wurden die in AP 2 festgelegten Referenzfälle und Basisparameter in einem festgelegten Rahmen variiert und unterschiedliche Rahmenbedingungen berücksichtigt. Teilergebnisse der betriebswirtschaftlichen Aspekte aus AP 3 und AP 4 (z. B. spezifische Speicherkosten in €/kWh, Teilnahme am Regelenergiemarkt etc.) wurden verschiedenen Betriebsweisen ohne elektrochemische Speicher bzw. alternativen Maßnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs gegenübergestellt. Als Ergebnis sollte gezeigt werden, unter welchen Rahmenbedingungen insbesondere diejenigen Betriebsweisen für die Nutzer

⁴ Bei den hier angegebenen Kosten ist der Wechselrichter nicht enthalten.

wirtschaftlich realisierbar sind, die aufgrund der Ergebnisse der vorangegangenen AP einen für das gesamte Energiesystem vorteilhaften Betrieb der Speicher ermöglichen.

8.2.1 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung

Im ersten Schritt soll die Wirtschaftlichkeit der Systeme aus Sicht der privaten Haushalte dargestellt werden. Dargestellt sind in den folgenden Grafiken jeweils die Kapitalwerte. Ein Kapitalwert von 0 € bedeutet daher, dass genau die gewünschte Rendite von 3 % erreicht wird. Um Aufschluss darüber zu bekommen, welche Kosten auf welche Positionen zurückzuführen sind, wurden in den folgenden Abbildungen die Kapitalwerte nach verschiedenen Positionen aufgeschlüsselt. Für eine Investition in ein PV-Speicher-System mit einer Lithium-Batterie ist diese Rechnung in Abbildung 8.4 zu sehen.

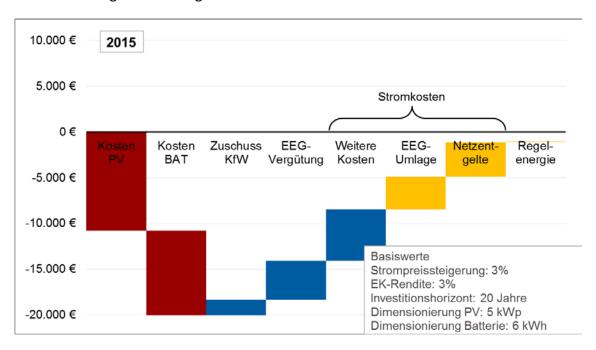


Abbildung 8.4: Wirtschaftlichkeit eines PV-Speicher-Systems mit Lithium-Batterie im Jahr 2015

Dabei sind im Block *Kosten PV* die Investitionskosten und Betriebskosten der PV-Anlage abgezinst über den Investitionshorizont von 20 Jahren zu sehen. Ebenso enthält der Block *Kosten BAT* die Investitions- und Betriebskosten der Batterie. Positiv auf den Kapitalwert rechnen sich alle übrigen Positionen an. Zum einen ist dort der *Zuschuss KfW*, der nur für 2015 in die Berechnungen eingegangen ist. Dann kommt die *EEG-Vergütung* für den eingespeisten Strom der PV-Anlage positiv hinzu, sowie die *Stromkosten*, die durch Eigenverbrauch eingespart werden. Die Stromkosten sind dabei nochmal aufgeteilt in die eingesparte *EEG-Umlage*, die eingesparten *Netzentgelte* und alle übrigen Bestandteile der Stromkosten (*Weitere Kosten*). Als letztes ist noch die Position *Regelenergie* zu sehen, die der Vergütung der Minutenreserve durch den nicht genutzten Anteil der Batterie entspricht.

Bei der Betrachtung des Ergebnisses in Abbildung 8.4 lässt sich neben der Tatsache, dass ein PV-Speicher-System nicht wirtschaftlich ist, gut erkennen, welche Bestandteile den größten Ausschlag geben. PV und Batterie haben ungefähr die gleichen Kostenanteile, die eingesparten Stromkosten machen jedoch mit 61 % den größten Effekt bei den Einnahmen. Bei einer Investition im Jahr 2020 wird dieser Effekt sogar noch größer (vgl. Abbildung 8.5).

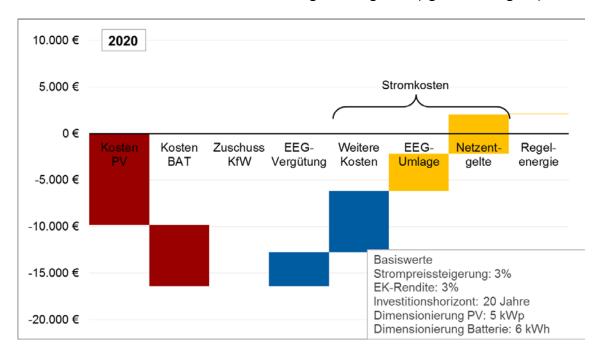


Abbildung 8.5: Wirtschaftlichkeit eines PV-Speicher-Systems mit Lithium-Batterie im Jahr 2020

Hier beträgt der Anteil, den die eingesparten Stromkosten an den gesamten Einnahmen haben sogar 75 %. Aufgrund der sinkenden EEG-Vergütung sowie steigenden Strompreisen verlagert sich die Grundlage der Wirtschaftlichkeit von PV-Speicher-Systemen damit immer mehr auf die zukünftigen Strompreise. Das macht die Investition in PV-Speicher-Systeme zunehmend unsicherer. Jedoch zeigt sich bei den im Projekt getroffenen Annahmen im Jahr 2020 ein positiver Kapitalwert und somit eine lohnende Investition in PV-Speicher-Systeme. Die Abbildung zeigt aber auch, dass der Kapitalwert negativ wird, sobald EEG-Umlage oder Netzentgelte beim Eigenverbrauch nicht mehr eingespart werden.

Die Wirtschaftlichkeit ist erst bei einer Investition in 2030 nicht mehr durch die Belegung des Eigenverbrauchs mit EEG-Umlage oder Netzentgelten gefährdet (vgl. Abbildung 8.6).

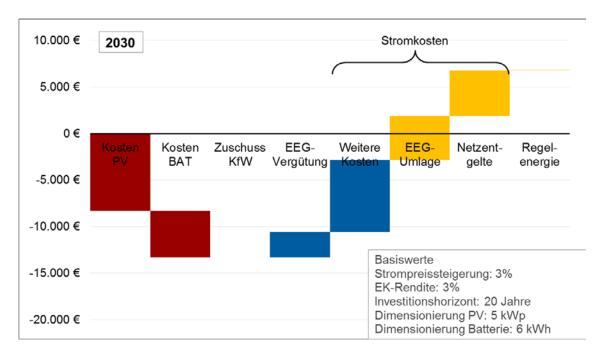


Abbildung 8.6: Wirtschaftlichkeit eines PV-Speicher-Systems mit Lithium-Batterie im Jahr 2030

Die Berechnungen im Jahr 2030 sind jedoch maßgeblich von der Entwicklung des Strompreises abhängig. Da durch die zu erwartende Marktdurchdringung von einer höheren Kostendegression bei den Batterien im Gegensatz zu PV-Anlagen auszugehen ist, nimmt der Anteil der Kosten der Batterie im Vergleich zu den Kosten der PV-Anlage im Laufe der Jahre deutlich ab.

Ziel der Arbeiten war jedoch nicht nur die Wirtschaftlichkeit von verschiedenen PV-Speicher-Systemen zu betrachten, sondern diese auch im Vergleich mit anderen Maßnahmen zur Eigenverbrauchssteigerung zu betrachten und ein Vergleich zu einer reinen Anschaffung einer PV-Anlage zu ziehen. Eine Aufrüstung bestehender PV-Anlagen mit PV-Speichern wurde jedoch nicht berücksichtigt, da durch die bisher noch ausreichende EEG-Vergütung und die hohen Batteriepreise keine Wirtschaftlichkeit erreicht werden kann.

Im Folgenden sollen diese Alternativen zunächst mit dem reinen Stromkauf in einem 4-Personen-Haushalt verglichen werden. Dabei wurden jeweils die jährlichen Annuitäten berechnet und die prozentuale Abweichung vom reinen Stromkauf aufgetragen. Das Ergebnis ist in Abbildung 8.7 zu sehen. Dabei wurde sowohl bei den Blei- als auch bei den Lithium-Batterien eine Spannbreite in den Kosten abgebildet (*Min, Max, Referenz*) und mit einer systematischen Optimierung (*Syst. Opt.*) des Eigenverbrauchs durch Lastverschiebung großer Verbraucher bspw. mittels Zeitschaltuhren in die Mittagszeit verglichen. Erkennbar ist, dass in allen Jahren eine PV-Anlage mit Eigenverbrauch und insbesondere verbunden mit kostengünstigen Maßnahmen zur Eigenverbrauchssteigerung wirtschaftlich darstellbar ist und einen Vorteil gegenüber einem reinen Strombezug hat.

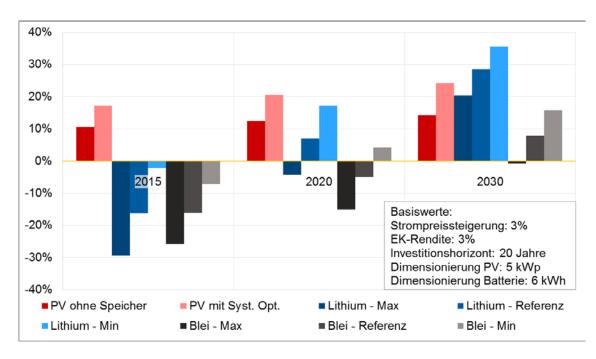


Abbildung 8.7: Vergleich der Annuitäten verschiedener Eigenverbrauchssystemen mit dem reinen Stromkauf für die Jahre 2015, 2020 und 2030

Die PV-Speicher-Systeme hingegen lassen sich in 2015 gar nicht rentabel gegenüber dem reinen Strombezug betreiben. In 2020 können besonders günstige Batterien, sowohl im Falle von Lithium als auch von Blei, wirtschaftlich dargestellt werden. In 2030 macht der reine Strombezug wirtschaftlich kaum Sinn, da alle Systeme einen positiven Effekt haben.

Eine andere Darstellung dieser Tatsche ist in Abbildung 8.8 zu sehen. Hier wurden die Kapitalwerte im Verlauf von 2015 bis 2030 dargestellt.

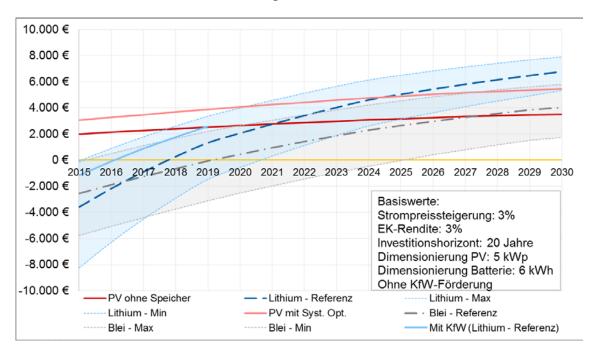


Abbildung 8.8: Vergleich der Kapitalwerte verschiedener Eigenverbrauchssysteme im Verlauf von 2015 bis 2030

Dabei sind in dieser Abbildung wieder Bandbreiten für die Batteriekosten abgebildet sowie die Optionen der PV-Anlage ohne Speicher und mit Optimierung des Eigenverbrauchs durch Lastverschiebung. Da Blei-Batterien am Markt schon deutlich etablierter sind, wird hier keine so starke Kostendegression angenommen wie bei Lithium-Batterien. Hieraus ergibt sich, dass Lithium-Batterien schon ab 2017 lohnenswerter sind als Blei-Batterien. Insbesondere da Lithium-Batterien mit einer deutlich längeren Lebensdauer aufwarten können. Aber auch Lithium-Batterien lassen sich erst ab 2018 wirtschaftlich darstellen. Eine Besserstellung gegenüber einer PV-Anlage mit Eigenverbrauch tritt sogar erst ab 2021 ein.

Nimmt man an, dass es doch eine Fortführung der KfW-Förderung für Speicher gibt, so lässt sich ein PV-Speicher-System mit Lithium-Batterie bereits ab 2016 wirtschaftlich darstellen, ein Überholen der PV-Anlage tritt dann in 2019 ein.

8.2.2 Auswirkungen von Änderungen in den Rahmenbedingungen

Die wichtigste derzeit diskutierte Änderung in den Rahmenbedingungen ist die Belegung des Eigenverbrauchs mit Netzentgelten. In Abbildung 8.4 bis Abbildung 8.6 konnten bereits erste Effekte dieser Maßnahme abgeschätzt werden. In Abbildung 8.9 ist nur der Verlauf der Kapitalwerte zwischen 2015 und 2030 zu sehen.

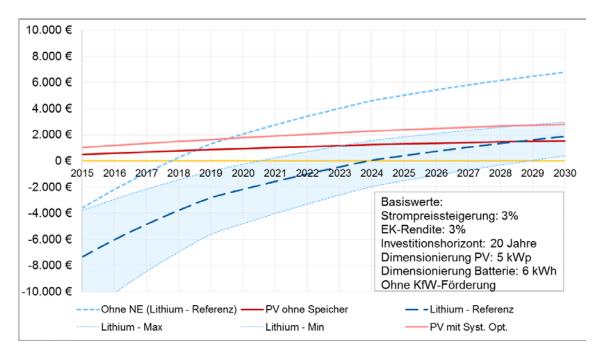


Abbildung 8.9: Vergleich der Kapitalwerte verschiedener Eigenverbrauchssysteme im Verlauf von 2015 bis 2030 bei Abrechnung von Netzentgelten als Festpreis

Dabei ist für Lithium-Batterien eine Referenzlinie eingezeichnet, um einen Vergleich zu den Werten ohne pauschale Abrechnung der Netzentgelte (*Ohne NE*) zu haben. Neben der sehr späten Wirtschaftlichkeit von PV-Speicher-Systemen in 2024 und der Besserstellung eines PV-Speicher-Systems gegenüber einer reinen PV-Anlage in 2028 fällt auf, dass auch der Betrieb

einer PV-Anlage mit Eigenverbrauch nur sehr knapp rentabel ist und mit dem Risiko der Strompreisentwicklung behaftet ist. Es ist also anzunehmen, dass diese Maßnahme nicht nur die Marktdurchdringung der Batterien ausbremst, sondern auch den PV-Zubau weiter schrumpfen lässt.

8.2.3 Sensitivitätsanalyse

Um zu ermitteln, wie sensibel das Modell auf Änderungen in den Parametern reagiert, wurden die einflussreichsten Parameter einer Sensitivitätsanalyse unterzogen. Dabei wurden zunächst die Steigerung der Haushaltsstrompreise und der erwartete Eigenkapitalzins variiert. Die Haushaltsstrompreise haben, wie bereits diskutiert, einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen. Zusätzlich sind sie nur sehr schwer zu prognostizieren. Das erschwert die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von PV-Speicher-Systemen. Die Ergebnisse der Parametervariation sind in Abbildung 8.10 abgebildet. Dabei ist auf Abszisse die Änderung der Entwicklung in Prozentpunkten aufgetragen und auf der Ordinate die absolute Änderungen der Kapitalwerte.

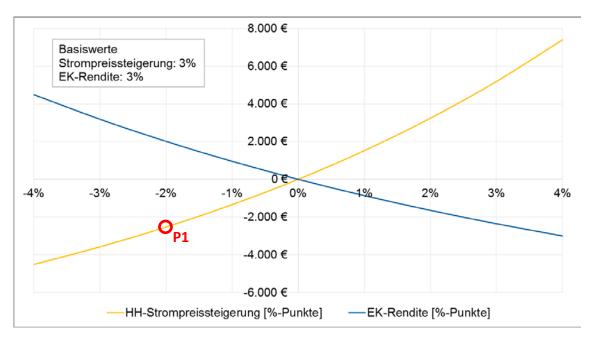


Abbildung 8.10: Ermittlung der Sensitivitäten des Kapitalwertes von Strompreisentwicklung und EK-Rendite eines PV-Speicher-Systems mit Li-Ionen-Batterie mit Investitionszeitpunkt 2015

Als Basiswert für die jährliche Strompreissteigerung waren 3 % festgelegt. Liegt die Strompreissteigerung beispielsweise nur bei 1 %, dann verringert sich der Kapitalwert um ca. 2.500 € (P1 in Abbildung 8.10). Für zukünftige Investitionen erhöht sich dieser Wert sogar noch. Einen etwas geringeren Einfluss hat der Eigenkapitalzins. Es ist davon auszugehen, dass die Erwartungen der privaten Haushalte genauso wie die Gründe sich einen PV-Speicher anzuschaffen

weit auseinander gehen. Die in dieser Studie angenommenen 3 % können daher nur ein Richtwert sein. Bei deutlich höheren Erwartungen von bspw. 6 % aufgrund des hohen Risikos, würde sich der Kapitalwert bereits um ca. 2.350 € mindern.

Etwas kleinere, aber immer noch deutliche Effekte auf die Wirtschaftlichkeit haben die Parameter des Eigenverbrauchsanteils, der Kosten und der Lebensdauer der Batterie und des Investitionshorizonts. Die Ergebnisse sind in Abbildung 8.11 abgebildet.

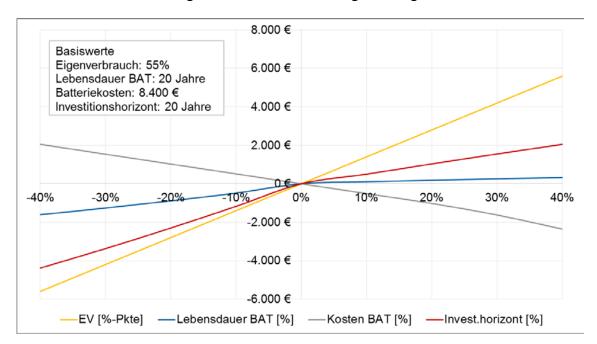


Abbildung 8.11: Ermittlung der Sensitivitäten des Kapitalwertes von Eigenverbrauch, Kosten und Lebensdauer der Batterie und Investitionshorizont eines PV-Speicher-Systems mit Li-Ionen-Batterie mit Investitionszeitpunkt 2015

Dabei sei zunächst auf die Eigenverbrauchsanteile verwiesen. Diese sind wie bereits in vorherigen Kapiteln dargestellt für den privaten Haushalt a priori sehr schwer abzuschätzen. Zusätzlich hat hier die Betriebsweise der Batterie ebenfalls großen Einfluss ebenso wie das Nutzungsverhalten des Haushalts. Dabei sind Schwankungen im Eigenverbrauch von 10 % keine Seltenheit. Gleichzeitig bedeuten eine Erhöhung bzw. Verminderung des Eigenverbrauchs von 10 % eine positive bzw. negative Änderung im Kapitalwert von ca. 1.400 €.

Auch ist die Prognose der Batteriekosten abhängig von technologischen Entwicklungen und Innovationen. Es kann daher sein, dass die Kostendegression deutlich schneller oder langsamer verläuft. Die Auswirkungen auf den Kapitalwert bewegen sich dabei um ca. 500 € bei einer 10 %-igen Änderung der Kosten.

Ebenso wichtig sind der Einfluss der Lebensdauer der Batterie und der Investitionshorizont. Dieser kann ebenfalls je nach Einstellung des privaten Haushalts variieren. Um diese Variationen abzubilden wurde davon ausgegangen, dass bei einem größeren Investitionshorizont gegenüber der Lebensdauer der Batterie keine Neuanschaffung erfolgt, sondern ein verminder-

ter Eigenverbrauch alleine durch die PV-Anlage erreicht werden kann. Bei der Annahme hingegen, dass die Lebensdauer der Batterie den Investitionshorizont übertrifft, wurde für die Batterie ein Restwert angesetzt, der anteilig dem Neuwert einer Batterie zu dem Zeitpunkt entspricht. Untersuchungen des ISEA haben gezeigt, dass netzdienliche Betriebsweisen die Lebensdauer der Lithium-Batterie um bis zu 30 % erhöhen können. Das würde in diesem Fall einer Erhöhung des Kapitalwertes um ca. 260 € entsprechen. Die Verringerung des Investitionshorizonts bspw. auf 15 Jahre hätte eine Verminderung des Kapitalwertes um ca. 2.800 € zur Folge.

8.3 AP 7.2 Empirische Untersuchung der Akzeptanz und Investitionsbereitschaft

Aufbauend auf den Ergebnissen von AP 7.1 soll untersucht werden, inwieweit unterschiedliche Betriebsweisen und mögliche Rahmenbedingungen auf die Akzeptanz der Anlagenbetreiber stoßen und inwieweit diese Faktoren ihre Investitionsbereitschaft für PV-Speichersysteme beeinflussen. Wesentliche Aspekte der Befragung waren dabei:

- 1. Investitionsbereitschaft von Haushalten für PV-Speichersysteme
- 2. Akzeptanz der Haushalte gegenüber Rahmenbedingungen, welche sich im Rahmen der vorangegangen AP als potenziell vorteilhaft für das gesamte Energiesystem herausgestellt haben
- 3. Potenzieller Einfluss der Rahmenbedingungen auf die Investitionsbereitschaft

Die Durchführung der Erhebung wurde in Zusammenarbeit mit dem SOKO-Institut in Bielefeld durchgeführt, einem professionellen empirischen Forschungsinstitut mit dem eine erfolgreiche langjährige Kooperation besteht. Die Stichprobe sollte etwa 500 Haushalte umfassen und sowohl Betreiber von PV-Speichersystemen als auch potenzielle Interessenten solcher Systeme einschließen. Als potenzielle Interessenten wurden im Rahmen des Antrags dabei vor allem jene Betreiber von PV-Anlagen gesehen, die

- a) seit Juli 2010 eine PV-Anlage mit möglicher Eigenverbrauchsoption betreiben und somit durch den seitdem erhöhten Eigenverbrauchs-Bonus im EEG für das Thema Eigenverbrauch entsprechend sensibilisiert sind; oder
- b) in Kürze aus der 20-jährigen EEG-Förderung herausfallen und dadurch ein hohes Interesse an der Maximierung des Eigenverbrauchs haben dürften.

Zur repräsentativen Befragung dieser Zielgruppen schlug das SOKO-Institut das Random-Route-Verfahren vor. Dabei werden Ortschaften durch die Befrager zu Fuß begangen und Betreiber von PV-Anlagen zunächst zur Zugehörigkeit zur Zielgruppe befragt.

8.3.1 Vorgehen und Methodik

Zur Ermittlung der Investitionsbereitschaft in PV-Speicher und deren Akzeptanz wurde eine empirische Untersuchung in Form von persönlichen Interviews anhand eines standardisierten Fragebogens durchgeführt. Die Zielgröße war eine Befragung von 500 Haushalten, die bereits eine PV-Anlage jedoch keinen PV-Speicher installiert haben. Um eine bundesweit repräsentative Befragung durchzuführen, wurde die Gruppe der Befragten weiter eingeschränkt. Kriterien zur Teilnahme an der Befragung waren:

- Installationsdatum der PV-Anlage in den Jahren 2010 bis 2014⁵
- Installierte Leistung der PV-Anlage kleiner als 15 kWp
- Besitzer der PV-Anlage ist eine Privatperson

Die Befragung wurde im Zeitraum vom 22. Mai bis 30. August 2014 durch das SOKO Institut⁶ durchgeführt. Als Befragungsdauer waren 15 Minuten geplant. Tatsächlich dauerte ein Interview jedoch etwa eine halbe Stunde, abhängig vom Interesse der Zielpersonen am Thema. Der Fragebogen enthielt für die Befragten teilweise schwierige Fragen, die einen hohen Klärungsbedarf erforderten, so dass einige Interviews sogar bis zu einer Stunde dauerten.

Die Grundgesamtheit der Haushalte mit seit 2010 errichteten Anlagen wurde dem EE-Anlagenregister entnommen. Der Gesamtdatensatz enthält Angaben zu PLZ, Ort und Nennleistung sowie Straße und Hausnummer (außer in Baden-Württemberg) der Anlage. Die Namen der privaten Betreiber sind aus Datenschutzgründen grundsätzlich nicht enthalten. Aus allen vierstelligen PLZ-Regionen wurden 20 zufällig gezogen.

Als quantifizierendes Merkmal wurde in die Auswahl die Gesamtleistung aller Anlagen unter 15 kWp einbezogen und nicht die Einwohnerzahl. Dadurch erhielten PLZ-Regionen mit hoher Gesamt-PV-Nennleistung kleinerer Anlagen eine höhere Chance, in die Stichprobe zu gelangen als solche mit einer niedrigen Gesamt-PV-Nennleistung.

Durch diese Art der Stichprobenziehung erhält jeder Haushalt mit PV-Anlage der gewünschten Altersgruppe eine gleich große Chance, in die Stichprobe zu gelangen, was dem Erfordernis einer repräsentativen Stichprobe entspricht. Bei der Auswahl der Adressen kamen aufgrund der Datenlage zwei unterschiedliche Verfahren zum Einsatz. Außerhalb von Baden-Württemberg waren die kompletten Adressen durch das PV-Anlagenregister bekannt und es wurden jeweils 250 zufällig ausgewählte Adressen (10fache-Übersetzung) in den PLZ-Regionen gezogen. In den PLZ-Regionen mit weniger als 250 Anlagen wurden Adressen aus den Nachbar-

Hintergrund: Vor dem Jahr 2010 installierte PV-Anlagen speisen den erzeugten Strom vollständig ins Netz ein und erhalten dafür eine Vergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Seit 2010 besteht die Möglichkeit, einen Teil des erzeugten Stroms direkt selbst zu verbrauchen und dadurch einen finanziellen Vorteil zur erhalten. Erst seit diesem Zeitpunkt spielt als das Thema Eigenverbrauch von PV-Strom und dessen Steigerung bspw. durch PV-Speicher überhaupt eine Rolle, sodass auch erst seit diesem Zeitpunkt ein zunehmendes Bewusstsein dazu erwartet werden kann.

⁶ SOKO-Institut GmbH, Ritterstraße 19, 33602 Bielefeld, http://www.soko-institut.de

PLZ-Regionen hinzugezogen. Für die PLZ-Regionen in Baden-Württemberg war keine vollständige Adresse bekannt, so dass dort das Random-Route-Verfahren zum Einsatz kam, also auf einem Zufallsweg die Adressen der PV-Anlagen ermittelt wurden. Hierbei wurden in jeder PLZ-Region 5 Startadressen (Sample-Points) ausgewählt; in den PLZ-Regionen mit geringerer Fallzahl wurden Nachbar-PLZ-Regionen hinzugezogen, um die Auswahlchancen etwa gleich zu halten.

Der Zufallsweg konnte durchaus auch über die Grenzen der ursprünglich vorgegebenen PLZ-Region hinausführen, was für die Repräsentativität unerheblich ist, weil die Startadresse als zufälliger Ausgangspunkt die Gewähr für eine Zufallsauswahl bietet. Sofern die Startadresse auf der linken Straßenseite liegt, geht der Interviewer so lange links weiter, bis er nach rechts abbiegen kann. Dort geht er auf der rechten Straßenseite so lange weiter bis er links abbiegen kann etc. Auf dem Zufallsweg werden alle Dächer inspiziert, ob sich dort eine PV-Anlage befindet. Pro Samplepoint wird solange auf dem Zufallsweg weiter gegangen, bis 50 Adressen von Wohnhäusern aufgelistet sind, auf deren Dach sich eine PV-Anlage befindet. Insgesamt wurden also 250 PV-Anlagen pro PLZ-Region gefunden. Da nicht alle PV-Anlagen auf Hausdächern von der Straße aus einsehbar sind, wurde die Suche durch den Einsatz von Luftaufnahmen von Google-Earth und dem Katasteramt unterstützt.

In Tabelle 8.4sind die Ausschöpfungsquote der Befragung und die Ausfälle aufgelistet. Die häufigsten Ausfälle kamen dadurch zustande, dass kein Eigentümer ermittelt werden konnte.

Tabelle 8.4: Ausschöpfungsquote der Befragung

Ausschöpfungsprotokoll	Anzahl Adressen
PLZ-Regionen	20
Brutto-Adressen	5.500
neutrale Ausfälle	
Kein Eigentümer zu ermitteln	3.592
PV-Anlage zu groß	234
PV-Anlage zu alt	485
Besitzt schon einen PV-Speicher	55
Eigentümer keine Privatperson	166
Gesamt Ausfälle	4.532
Netto-Stichprobe	968
Verweigerungen	436
Netto-Interviews	532
Ausschöpfungsquote	54,96 %

Wenn die Eigentümer ermittelt werden konnten, kam es dennoch zu weiteren neutralen Ausfällen, wenn sie sich als Nicht-Privatpersonen entpuppten bzw. ihr Dach verpachtet hatten, die PV-Anlage zu alt war, oder bereits ein PV-Speicher vorhanden war.

Wenn alle Randbedingungen erfüllt waren, dann war die Teilnahmebereitschaft recht hoch, so dass die Ausschöpfungsquote bei 55 % lag. Begründungen für Verweigerungen waren neben den üblichen "keine Zeit" auch Befürchtungen, dass die Interviewer/innen selbst PV-Speicher an der Haustür verkaufen wollten.

8.3.2 Einzelne Ergebnisse der empirischen Untersuchung

Den PV-Anlagenbesitzern wurden eine Reihe von Fragen zu ihrer Motivation beim Kauf der PV-Anlage gestellt, sowie Fragen zu Jahr und Motivation des Anlagenkaufs. Diese Daten sind hier nicht dargestellt und können im separaten Ergebnisbericht eingesehen werden. Die hier dargestellten Ergebnisse konzentrieren sich auf die Investitionsbereitschaft und ökonomischen Erwartungen bei PV-Speichern sowie die Akzeptanz von netzdienlichen Betriebsweisen.

Zunächst sind hier die Ergebnisse zur grundsätzlichen Bereitschaft der Investition in einen PV-Speicher dargestellt (vgl. Abbildung 8.12). Dabei gaben 69 % der Befragten an grundsätzlich eher schon oder auf jeden Fall in einen PV-Speicher investieren zu wollen. Eher nicht oder auf keinen Fall wollten 28 % in einen Speicher investieren. Den Teilnehmern wurden im Laufe der Befragung noch zwei verschiedene Fördermöglichkeiten geboten und ihre Einschätzung zu ihrer Investitionsbereitschaft unter diesen Rahmenbedingungen abgefragt. Bei einer Erstattung von 25 % der Kosten eines PV-Speichers aus öffentlichen Mitteln wäre ein Großteil der Befragten bereit in einen Speicher zu investieren und antworteten mit "auf jeden Fall" oder "eher ja". Verglichen mit der vorherigen Frage bleiben insgesamt bei den Angaben zu 'eher ja' und 'ja auf jeden Fall' die Anzahl der Befragten in etwa gleich, jedoch verschiebt sich die Schwerpunkt merklich auf 'eher ja'.

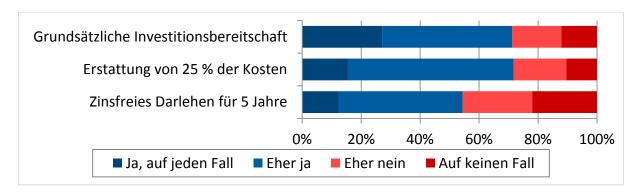


Abbildung 8.12: Investitionsbereitschaft in PV-Speicher unter verschiedenen Rahmenbedingungen

Bei einem zinsfreien Darlehen über 5 Jahre sinkt der Anteil der Befragten, die sich einen PV-Speicher zulegen würden, deutlich. Vergleicht man dies mit den Angaben der Teilnehmenden zu den Fragen zur grundsätzlichen Bereitschaft und einer Erstattung von Kosten, scheint ein zinsfreies Darlehen einen geringeren Anreiz zu bieten als eine Erstattung eines Anteils der Kosten. Interessant ist, dass bei beiden Aspekten (Teilerstattung der Kosten, zinsfreies Darlehen) die Zustimmung der Befragten nicht eindeutig zu der grundsätzlichen Investitionsbereitschaft verläuft.

Die Auswertung der grundsätzlichen Investitionsbereitschaft verteilt über die Jahre in denen die PV-Anlagen installiert wurden, zeigt einen deutlichen Trend hin zu einer positiven Einstellung gegenüber PV-Speichern (vgl. Abbildung 8.13). Der prozentuale Anteil von den Befragten die "auf jeden Fall' oder "eher ja" (innerhalb eines jeweiligen Installationsjahres) in einen PV-Speicher investieren würden, steigt beim Vergleich der Installationsjahres der PV-Anlage fast jedes Jahr.

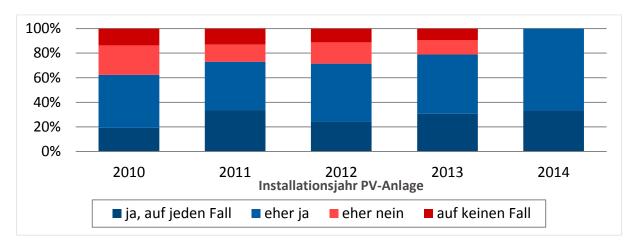


Abbildung 8.13: Investitionsbereitschaft in PV-Speicher bei verschiedenen Installationsjahren der PV-Anlage

Interessant waren dann auch die Gründe für die Anschaffung eines PV-Speichers. Den Befragten wurden dazu verschiedene Gründe vorgelegt, sodass Angaben dazu gemacht werden konnten, wie ausschlaggebend diese für sie seien. Die Grundgesamtheit umfasst hier aufgrund eines Filters 470 Personen, da alle diejenigen nicht befragt wurden die mit "Nein" auf die Frage geantwortet haben, ob sie grundsätzlich in einen Speicher investieren würden. Ein Überblick über die Ergebnisse ist in Abbildung 8.14 zu finden.

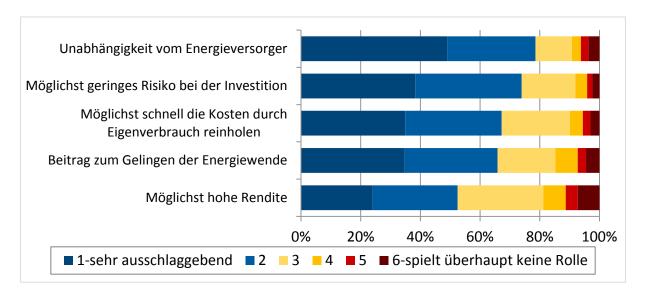


Abbildung 8.14: Gründe für PV-Speicher

Insgesamt scheint es für die Befragten vor allem wichtig zu sein, durch eine Investition in einen PV-Speicher unabhängiger vom Energieversorger zu werden, ein möglichst geringes Risiko bei der Investition zu haben, sowie die Kosten durch einen günstigeren Eigenstromverbrauch möglichst schnell wieder reinzuholen. Scheinbar weniger wichtig ist es für die Befragten einen Beitrag zur Energiewende mit einem PV-Speicher zu leisten und noch unwichtiger eine möglichst hohe Rendite damit zu erzielen. In der Grafik nicht enthalten, aber trotzdem erwähnenswert ist, dass maximal 2 % der Befragten angaben es nicht zu wissen, ähnlich wie bereits bei den Gründen für eine PV-Anlage.

Die Teilnehmenden wurden auch zu Gründen befragt, die gegen eine Investition in PV-Speicher sprechen würden. Die folgenden Gründe gegen einen PV-Speicher wurden den Befragten vorgelegt, sodass diese Angaben dazu machen konnten wie ausschlaggebend diese für sie seien (vgl. Abbildung 8.15).

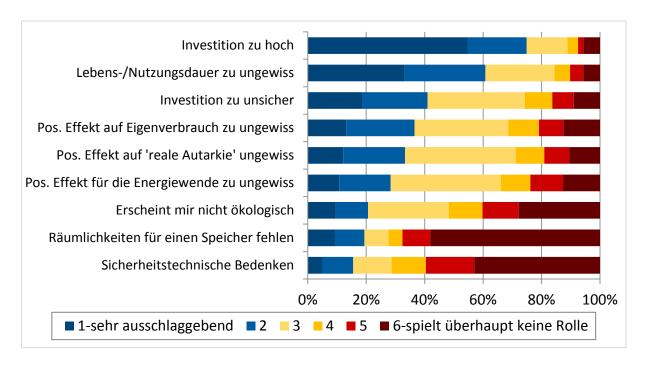


Abbildung 8.15: Gründe gegen PV-Speicher

Dass die Investition in einen PV-Speicher zu hoch sei, gaben immerhin 51 % der Befragten als sehr ausschlaggebend an und war damit mit Abstand der wichtigste Grund. Deutlich auf dem zweiten Platz der ausschlaggebendsten Gründe war die ungewisse Lebens- bzw. Nutzungsdauer. Mit abnehmender Wichtigkeit folgen die Unsicherheit der Investition sowie die ungewissen Effekte bei Eigenverbrauch, realer Autarkie und Energiewende. Ökologie, fehlende Räumlichkeiten und sicherheitstechnische Bedenken spielen insgesamt nur eine untergeordnete Rolle. Die Ergebnisse lassen also den Schluss zu, dass Ungewissheiten, die nur den eigenen Haushalt betreffen als ausschlaggebendere Gründe gegen die Anschaffung eines Speichers eingestuft werden, während Ungewissheiten bezüglich positiver Effekte auf gesellschaftliche Phänomene wie die Energiewende oder Ökologie erstmal nicht so sehr gegen den Kauf eines Speichers sprechen.

Um einschätzen zu können auf welcher Informationsgrundlage die Befragten ihre Entscheidungen getroffen haben, wurden die Teilnehmenden zu ihren bisherigen Informationen bzgl. eines Speicherkaufs befragt. 51 % der Befragten haben sich bereits Informationen über die Anschaffung eines PV-Speichers eingeholt (vgl. Abbildung 8.16).

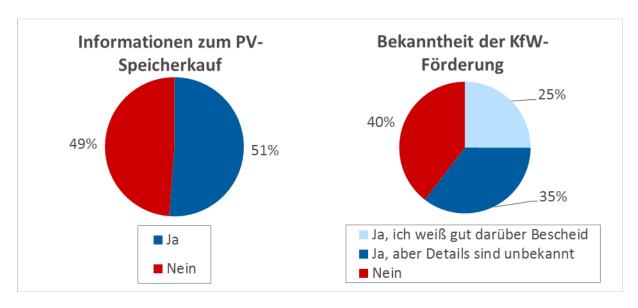


Abbildung 8.16: Informationsgrad der Befragten beim Speicherkauf und der KfW-Förderung

Beim Informationsgrad über die KfW-Förderung für PV-Speicher ergab sich ein ähnliches Bild. Ein Viertel der Teilnehmenden gab an, gut über die KfW-Förderung, die seit Mai 2013 den Kauf von PV-Speichern mit günstigen Krediten und Zuschüssen fördert, Bescheid zu wissen (vgl. Abbildung 8.16). 35 % geben an etwas davon gehört zu haben. Jedoch haben auch 40 % der Befragten noch gar nichts von der KfW-Förderung gehört.

Zur Abschätzung der ökonomischen Anforderungen an PV-Speicher von den Befragten wurden Sie bzgl. der Vorstellung zu einigen ökonomischen Kennzahlen befragt. Hier umfasste die Grundgesamtheit 470 Personen, da alle diejenigen nicht befragt wurden die "Nein" auf die Frage geantwortet haben, ob sie grundsätzlich in einen Speicher investieren würden. Zunächst wurden die Befragten zur geschätzten Amortisationszeit des Speichers befragt. Mit 37 % schätzt der Großteil der Befragten, dass die Amortisation eines PV-Speichers zwischen 9 – 12 Jahre dauert, wobei 30 % der Befragten exakt 10 Jahre schätzen. Interessant ist, dass bei dieser Frage mit 25 % ein auffallend großer Anteil der Befragten "weiß nicht" angibt. Der Mittelwert der geschätzten Amortisationsdauer beträgt rund 11 Jahre bei einer Standardabweichung von 6,4 Jahren.

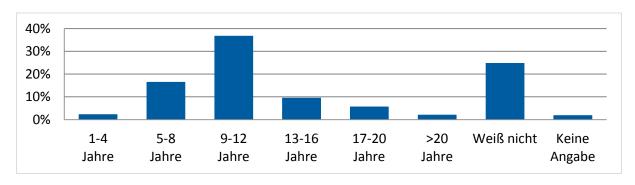


Abbildung 8.17: Geschätzte Amortisationsdauer eines PV-Speichers

Eigene Berechnung im Projekt PV-Nutzen (vgl. Kapitel 8.1) zeigen jedoch, dass im Jahr 2015 angeschaffte PV-Speicher selbst bei einer geringen Renditeerwartung und einem Zeithorizont von 20 Jahren nicht wirtschaftlich sind und die Amortisationszeit im Moment bei über 20 Jahren für Lithium-Batterien und über 10 Jahren für Blei-Batterien liegt.

Um die maximalen Investitionskosten der Befragten abschätzen zu können, wurde Ihnen ein Szenariorahmen gegeben. Die Annahme war, dass ein PV-Speicher angeschafft wird, mit dem der Eigenverbrauch von 30 % auf mindestens 60 % verdoppelt werden könnte. Dabei sollte sich der Speicher während seiner Lebensdauer genau amortisieren. Vor diesem Hintergrund wurden die Befragten um die maximalen Kosten gebeten. Die Ergebnisse sind in Abbildung 8.18 zu sehen. Mit 31 % der Befragten gab dabei die größte Gruppe an, dass sie es nicht wissen. 27 % wären bereit zwischen 3.000 € - 6.000 € für einen solchen Speicher auszugeben. Zwischen 1.000 € - 3.000 € sind 16 % der Befragten bereit für einen Speicher zu bezahlen. Der Mittelwert beträgt hierbei ca. 5.300 € mit einer Standardabweichung von 6.000 €.

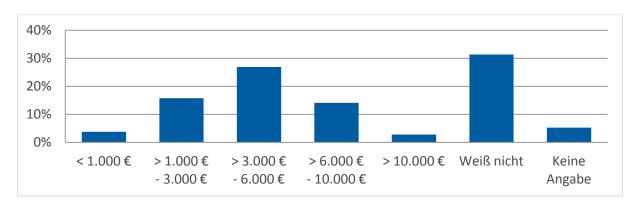


Abbildung 8.18: Maximal vertretbare Kosten eines PV-Speichers, welcher sich in seiner Lebenszeit genau amortisiert und den Eigenverbrauch von 30 % auf mind. 60 % verdoppelt

Inwieweit ein PV-Speicher den Eigenverbrauch steigern kann, hängt von der Menge des Stromverbrauchs, dem Verbrauchsprofil, der Leistung der PV-Anlage sowie der Leistung des PV-Speichers ab. Daher ist es nicht möglich verallgemeinernd zu sagen welche Art von PV-Speicher (Dimensionierung, Technologie, etc.) der richtige wäre, um den Eigenverbrauchsanteil von 30 % auf mindestens 60 % zu steigern. Verschiedene Technologien haben jedoch u. a. sehr unterschiedliche Anschaffungspreise.

Als letzte ökonomische Kennzahl wurde die Renditeerwartung der Teilnehmenden abgefragt. Hierbei wurden Ihnen wieder ein einheitlicher Rahmen und zwei Betriebsszenarien für die Batterie gegeben. Der einheitliche Rahmen beinhaltete, dass die Teilnehmer von einer Rendite von 4 % für einen reinen PV-Anlagenbetrieb ausgehen sollten. Als Betriebsszenarien für die Batterie war zum einen die Optimierung des Eigenverbrauchs gegeben und zum anderen ein netzdienlicher Betrieb. Die Ergebnisse der Befragung sind in Abbildung 8.19 dargestellt. Die Renditeerwartungen an einen Speicher, der nur zur Optimierung des Eigenverbrauchs betrieben wird, liegen für 48 % der Befragten zwischen 4 % - 6 %. Auch geringere Erwartungen

an die Rendite (0 % - 3 %) gaben 7 % der Befragten an. Ein größerer Anteil von 17,3 % der Befragten wusste keine Antwort auf die Frage, weitere 9,5 % gaben keine Antwort an. Der Mittelwert beträgt hierbei 7,4 % mit einer Standardabweichung von 9,5 %. Der Median liegt mit 5 % deutlich darunter, da es sehr große Ausreißer nach oben gibt.

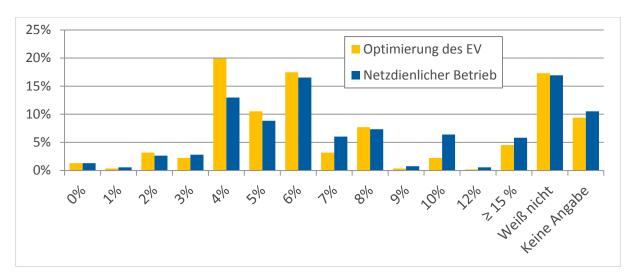


Abbildung 8.19: Renditeerwartungen von PV-Anlage mit Speicher in Prozent

Von einem Speicher, der auch netzdienlich betrieben wird, gaben wieder 7 % der Befragten der eigenen Erhebung an, zwischen 0 % - 3 % Rendite zu erwarten. 52 % der Befragten gaben an, zwischen 4 % - 8 % Renditeerwartungen zu haben, sodass die Erwartungen leicht angestiegen sind. Die höchste Erwartung verschob sich von 70 % auf 80 % – hier ist der Befragte vermutlich fälschlicher Weise von einer relativen Änderung ausgegangen. Weiterhin gaben 27 % der Befragten an, es nicht zu wissen oder keine Angabe machen zu wollen. Der Mittelwert liegt nun leicht höher bei 8,2 % mit einer Standardabweichung von 10,2 %. Der Median liegt bei 6 % und ist ebenfalls gestiegen. Bei der Betrachtung der Differenz der beiden Renditeerwartungen fällt auf, dass die Befragten durch einen netzdienlichen Betrieb größtenteils eine um maximal 2 % erhöhte Rendite erwarten. Ein großer Teil von 30 % erwartet sogar keine Änderung der Rendite durch den netzdienlichen Betrieb. Des Weiteren gibt es aber auch Befragte, die erwarten, dass sich die Rendite verringert.

Im Folgenden sind die Fragen zum netzdienlichen Betrieb eines PV-Speichers gebündelt. Dabei wurde zunächst die Akzeptanz zweier unterschiedlicher Möglichkeiten zum netzdienlichen Betrieb abgefragt. Die erste Möglichkeit wurde als ein "gemeinnütziger Anteil" des Speichers beschrieben. Wie genau dieser Anteil realisiert werden sollte, wurde nicht spezifiziert. Dieser sollte jedoch nicht frei geladen werden können, sondern der Systemstabilität zur Verfügung stehen.

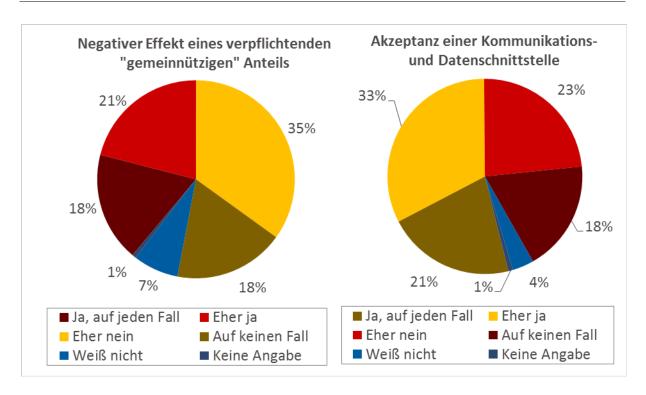


Abbildung 8.20: Effekte und Akzeptanz von gemeinnützigen Speicheranteil und Kommunikations- und Datenschnittstelle

Ob dies mit einer implementierten Betriebsweise oder durch externen Zugriff geschieht, wurde offen gelassen. Hierbei gaben 35 % an, dass dies ihre Investitionsentscheidung eher nicht negativ beeinflussen würde. Dagegen sprachen sich insgesamt 39 % mit "eher ja" bis "ja auf jeden Fall" für eine negative Beeinflussung bei der Investitionsentscheidung aus (vgl. Abbildung 8.20). Bei der Frage, ob für die Teilnehmenden eine Kommunikations- und Datenschnittstelle zum Netzbetreiber akzeptabel wäre, zeigt sich ein ähnliches Bild. 54 % finden dies auf jeden Fall oder eher akzeptabel. Die Akzeptanz dieser beiden Möglichkeiten wurde nun noch unter verschiedenen Vorrausetzungen oder Rahmenbedingungen abgefragt. Die nachfolgende Abbildung 8.21 gibt einen ersten Überblick über die Einstellungen der Befragten zu den Voraussetzungen der Nutzung des Speichers im Sinne des Gemeinwohls.

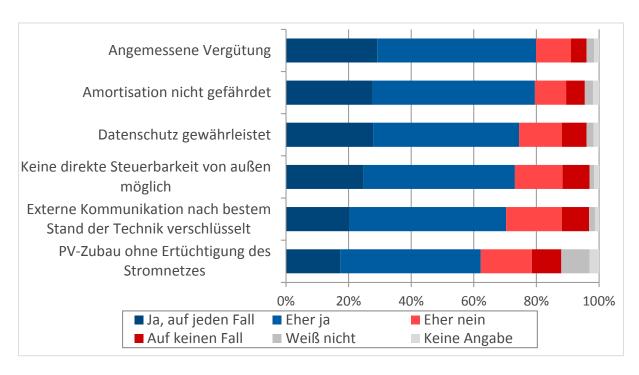


Abbildung 8.21: Bereitschaft zum Betrieb des Speichers im Sinne des Gemeinwohls unter bestimmten Voraussetzungen

Die "wirtschaftlichen" Rahmenbedingungen betreffen einmal die Amortisation innerhalb der Nutzungszeit und die Vergütung der bereitgestellten Gemeinnützigkeit. Beide haben eine besonders hohe Akzeptanz und wurden von 80 % der Befragten mit "auf jeden Fall" oder "eher ja" beantwortet. Die "technischen" Rahmenbedingungen zum Datenschutz, der Steuerbarkeit und der Verschlüsselung haben ebenfalls eine hohe Priorität. Eher weniger Zustimmung (62 %) und vor allem eine hohe Rate ohne Antwort (12 %) findet der gemeinnützige Speicherbetrieb wenn dadurch lediglich der Netzausbaubedarf vermieden und kein individueller Vorteil erkannt wird. Insgesamt herrscht dann eine höhere Akzeptanz für die Nutzung des Speichers für das Gemeinwohl, wenn die wirtschaftlichen Aspekte nicht darunter leiden würden. Solange sicherheitstechnische Aspekte gewährleistet werden könnten, wären ebenfalls noch viele Befragte bereit ihren Speicher dann für das Gemeinwohl zur Verfügung zu stellen.

Bei der zweiten Möglichkeit der netzentlastenden Betriebsweisen wurde ein Fremdzugriff des Netzbetreibers angeboten. Einen Überblick über die Zustimmung der Befragten zum Thema Zugriff des Netzbetreibers kann der Abbildung 8.22 entnommen werden.

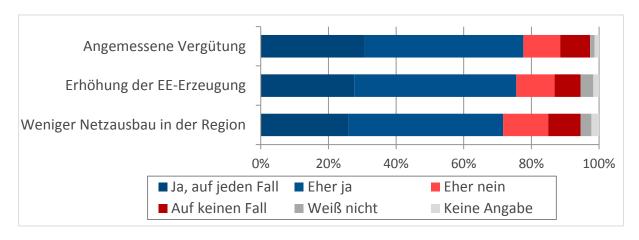


Abbildung 8.22: Bereitschaft zum Fremdzugriff des Netzbetreibers auf den Speicher unter bestimmten Voraussetzungen

Wenn die Nutzung des Speichers durch den Netzbetreiber angemessen vergütet werden würde, wäre dies für 47 % eher akzeptabel und für 31 % auf jeden Fall akzeptabel. Die Vergütung ist also für die Akzeptanz der Nutzung des Speichers durch den Netzbetreiber ein sehr wichtiger Faktor für die Befragten. Des Weiteren sehen 72 % der Befragten es als eher akzeptabel oder auf jeden Fall akzeptabel an, dass der Netzbetreiber auf ihren PV-Speicher zugreift, wenn dadurch der Netzausbau der Region weniger notwendig wird. 48 % der Befragten finden es eher akzeptabel wenn durch den Zugriff der Netzbetreiber nur die Erzeugung von Erneuerbaren Energien erhöht wird, weitere 28 % finden dies auf jeden Fall akzeptabel. 19 % sprechen sich eher dagegen oder auf jeden Fall dagegen aus. Es nicht zu wissen oder keine Angaben machen zu wollen war bei allen vier Fragen auf einem relativ niedrigem Niveau zwischen 2 - 6 % der Befragten.

Insgesamt scheint die Akzeptanz des Zugriffes auf den Speicher durch den Netzbetreiber ähnlich zu steigen wie im Fall eines gemeinnützigen Speichers, wenn die Wirtschaftlichkeit nicht gefährdet wird. In beiden Fällen ist die Zustimmung also insgesamt auf einem ähnlichen Niveau. Obwohl bei beiden Möglichkeiten des netzdienlichen Betriebs und allen Rahmenbedingungen jeweils über 25 % mit "auf jeden Fall" geantwortet haben, gab es nur 5 % der Befragten, die dies in allen Fällen gemacht haben. Den Befragten ist es also nicht egal, welche Rahmenbedingungen Ihnen angeboten werden. Auch bei den eher ablehnend eingestellten Befragten zeigt sich ein ähnliches Verhalten. Nur 3 % der Befragten gaben bei allen Rahmenbedingungen "auf keinen Fall" an und lassen sich voraussichtlich nicht zu einem netzdienlichen Betrieb umstimmen.

8.4 AP 7.3 Beurteilung aus Sicht der öffentlichen Haushalte und weiterer Marktakteure

Ausgewählte Rahmenbedingungen und Betriebsweisen sollten auch aus Sicht der öffentlichen Haushalte und weiterer Marktakteure (z. B. Netzbetreiber, EVU) hinsichtlich technischer und

finanzieller Aspekte untersucht und beurteilt werden. Finanzielle Aspekte (bspw. durch Steuern, Umlagen, Fördermechanismen, Netzentgelte) sollten auf Basis der Ergebnisse der vorangegangen AP quantitativ abgeschätzt werden. Zur Untersuchung der praktischen Realisierbarkeit sowie der damit verbundenen Folgen sollten zusätzlich Expertenbefragungen durchgeführt werden. Durch diese ganzheitliche Betrachtung sollten gesamtwirtschaftlich sinnvolle Empfehlung für Politik und Energiewirtschaft abgeleitet werden.

Im Folgenden sollen eigene Berechnung zu den Auswirkungen des Eigenverbrauchs insbesondere mit PV-Speichern dargestellt werden. Dabei liegt der Fokus zum einen auf den öffentlichen Haushalten und zum anderen auf den privaten Haushalten, die keinen Eigenverbrauch betreiben.

Die Effekte beruhen vor allem auf den verschiedenen Steuern, Abgaben und Umlagen, die zumeist als Bestandteil des Arbeitspreises je Kilowattstunde erhoben werden. Durch die Versorgung mit selbst erzeugtem Strom lassen sich diese Strompreiskomponenten vermeiden. Durch den Eigenverbrauch kommt es daher zu folgenden Effekten:

- Die Menge des Stroms, der gemäß EEG vergütet werden muss, wird reduziert und somit der weitere Anstieg der EEG-Umlage gemindert. Dadurch wird ein weiterer Strompreisanstieg gedämpft, was der Allgemeinheit zu Gute kommt.
- 2) Die verminderte PV-Stromabgabe mindert den Beitrag des PV-Stroms zur Senkung des Spitzenlast-Strompreises durch den Merit-Order-Effekt⁷. Inwieweit dies tatsächlich einen Einfluss auf den Strompreis hat, oder ob lediglich die Margen beim **Stromhandel** geringfügig gemindert werden, ist jedoch fraglich.
- 3) Der verminderte Strombezug senkt den Umsatz des **Stromanbieters**. Deren Geschäftsmodelle könnten sich bei zunehmendem Eigenverbrauch verändern. Einige regionale Versorger bieten bereits selbst PV-Eigenverbrauchslösungen an und ergänzen diese bspw. Mit Ökostromtarifen, um so Kunden langfristig zu binden und Umsätze im Projektgeschäft zu generieren.
- 4) Netzbetreiber müssen sich auf verminderte Netzentgelte einstellen. Sie werden dies voraussichtlich in Ihren Geschäftsmodellen berücksichtigen und somit auf die Allgemeinheit oder möglicherweise gezielt auf Eigenverbrauch betreibende PV-Besitzer umlegen. Ähnliches gilt für die Abla-Umlage, die nach § 18 AblaV (Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten) seit 2014 zur Deckung von Kosten abschaltbarer Lasten zur Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit durch die Netzbetreiber dient. Auch die Offshore-Umlage, die Offshore-Haftungsumlage, die seit 2013 zur Deckung von Schadensersatzkosten dient, die durch verspäteten Anschluss von

_

Als Merit-Order bezeichnet man die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke, welche durch die variablen Kosten der Stromerzeugung bestimmt wird. Scheint mittags viel Sonne, dann verdrängt der PV-Strom häufig teure Spitzen- und Mittellastkraftwerke, wodurch der Strompreis insgesamt fällt. Dieses Phänomen wird als Merit-Order-Effekt bezeichnet (Sensfuß und Ragwitz 2007).

Offshore-Windparks an das Übertragungsnetz an Land oder durch langdauernde Netzunterbrechungen entstehen können, wirkt an dieser Stelle.

- 5) **Kommunen** müssen mit Mindereinnahmen bei der **Konzessionsabgabe** rechnen, welche in der Regel der kommunalen Daseinsvorsorge zu Gute kommt. Einsparungen oder Abgabenerhöhung an anderer Stelle sind mögliche Folgen, die schlussendlich beide von der Allgemeinheit getragen werden müssen.
- 6) Mindereinnahmen bei der **KWK-Umlage** führen zu einer verminderten Förderung der Stromerzeugung aus Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung und könnten durch eine Erhöhung der Umlage ebenfalls auf die Allgemeinheit umgelegt werden.
- 7) Die **Stromsteuer** trägt derzeit vor allem zur Entlastung der Rentenkasse bei. Mindereinnahmen gehen somit zu Lasten des **Bundeshaushalts** und müssten durch höhere Steuern bzw. Abgaben an anderer Stelle auf die Allgemeinheit umgelegt werden.

Da unabhängig vom Akteur voraussichtlich die meisten Mindereinnahmen auf die Verbraucher umgelegt werden, stellt sich die Frage, inwieweit diese durch die positiven Effekte vermiedenen EEG-Vergütung kompensiert werde, weshalb die Betrachtung auf öffentliche und private Haushalte fokussiert. Neue Geschäftsmodelle von Stromanbietern sind dagegen nicht Gegenstand der Untersuchung.

8.4.1 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf öffentliche Haushalte

Zunächst sollen die Auswirkungen des Eigenverbrauchs für die öffentlichen Haushalte abgeschätzt werden.

Dabei soll auch darauf hingewiesen werden, dass Eigenverbrauch im Sektor der privaten Haushalte nur einen sehr geringen Anteil am gesamten Eigenverbrauch haben und obwohl diese deutlich mehr für den Strom zahlen, sind die entgangenen Stromkosten durch den Haushaltssektor weit hinter dem durch Kraftwerkseigenverbrauch, Industrie und Gewerbe. Diese Auswirkungen können auch Abbildung 8.23 entnommen werden.

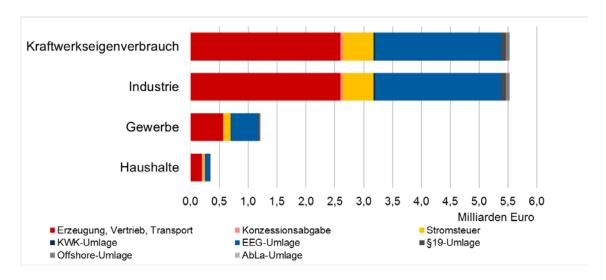


Abbildung 8.23: Vergleich der entgangenen Stromkosten durch Eigenverbrauch in verschiedenen Sektoren 2015

Quelle: Eigene Berechnung, Eigenverbrauch nach Brandt et al. (2014)

Um auch die zukünftigen Auswirkungen bei steigendem Eigenverbrauch durch PV-Speicher genauer zu beleuchten, wurde zunächst ein PV-Ausbauszenario bis 2030 festgelegt. Dabei wird nach DLR et al. (2010) von einem gesamten Zubau an PV von 44 GWp bis 2020 und 61 GWp bis 2030 ausgegangen. Dabei wird zusätzlich davon ausgegangen, dass wie bisher ca. 25 % der installierten Gesamtleistung auf Anlagen mit einer installierten Leistung kleiner 15 kWp fallen. Nur diese gehen in die folgenden Berechnungen ein, da größere Anlagen für private Haushalte kaum in Betracht kommen. Der PV-Ausbau wurde nun zwischen den Jahren als kontinuierlich angesetzt. Der bisherige Ausbaupfad und die angenommene zukünftige Entwicklung sind in Abbildung 8.24 abgebildet.

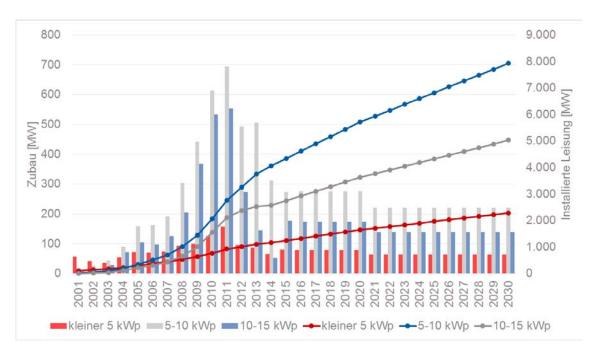


Abbildung 8.24: Bisheriger PV-Zubau und zukünftiger Entwicklungspfad in verschiedenen Leistungsklassen

Quelle: Eigene Darstellung nach DGS (2014), eigenen Entwicklungspfaden und DLR et al. (2010)

Auf Basis dieses PV-Entwicklungspfades wurden drei Szenarien für die Entwicklung des Eigenverbrauchs bis 2020 festgelegt. Dabei wird das *Basisszenario* mit der Fortschreibung des Status Quo beschrieben. D. h. in diesem Szenario bleibt nur der bisherige Eigenverbrauch bestehen und es kommt keiner hinzu. Dieses Szenario dient als Referenz zum Vergleich der Ergebnisse. Dieses Szenario ist in Abbildung 8.25 gelb dargestellt.

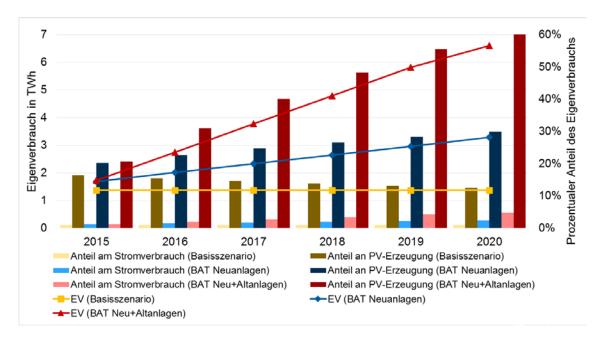


Abbildung 8.25: Szenarien für die Entwicklung des PV-Eigenverbrauchs

Darauf aufbauend wurden zwei Szenarien für den steigenden PV-Eigenverbrauch definiert. Das Szenario *BAT Neuanlagen* beinhaltet, dass der Zubau neuer PV-Anlagen immer mit einem PV-Speicher erfolgt und der Eigenverbrauch daher bei ca. 60 % liegt. Dieses Szenario ist in den Abbildung in blau dargestellt. Das letzte Szenario *BAT Neu+Altanlagen* geht von einem sukzessiven nachrüsten alter PV-Anlagen mit Speichern aus und ebenfalls von einer Installation eines Speichers zu jeder PV-Anlage. Damit stellt dieses Szenario den maximal möglichen PV-Eigenverbrauch dar.

Auf Basis dieser Szenarien wurden nun jeweils die entgangenen Umlagen, Steuern und Netzentgelte durch die vermiedenen Stromkosten einerseits und die vermiedenen EEG-Vergütungszahlungen durch den nicht ins Netz eingespeisten PV-Strom berechnet. Die Ergebnisse der Berechnung sind in Abbildung 8.26 zu sehen.

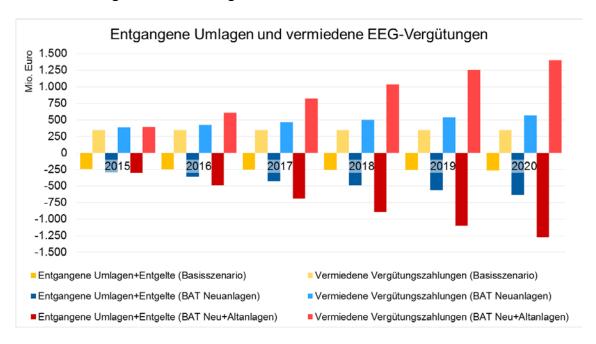


Abbildung 8.26: Gegenüberstellung der entgangenen Umlagen und vermiedenen EEG-Vergütungszahlungen in verschiedenen Szenarien des PV-Eigenverbrauchs

Im Ergebnis halten sich beide Effekte in etwa die Waage. Dabei ist der Eigenverbrauch bei Altanlagen aus Sicht der öffentlichen Haushalte positiver zu bewerten, da hier deutlich höhere EEG-Vergütungen eingespart werden. In Abbildung 8.27 ist nochmal die Differenz der positiven und negativen Effekte aufgeführt. Dabei zeigt sich, dass im aktuellen *Basisszenario* bereits ein positiver Effekt zu verzeichnen ist, der auf Grund steigender Strompreise über die Jahre etwas abnimmt. Betrachtet man das Szenario *BAT Neuanlagen*, so kehrt sich der positive Effekt mit sinkender EEG-Einspeisevergütung und steigenden Strompreisen um. Dies kann jedoch kompensiert werden, wenn auch Altanlagen nachgerüstet werden und vermehrt in den Eigenverbrauch gehen, wie das Szenario *BAT Neu+Altanlagen* zeigt.

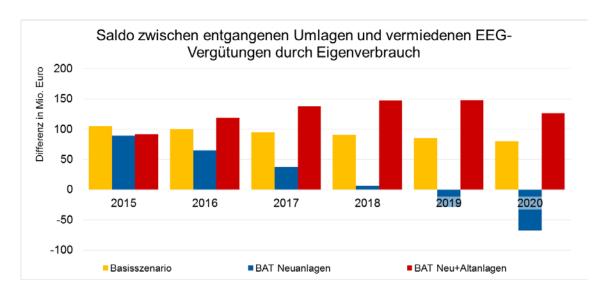


Abbildung 8.27: Saldo der entgangenen Umlagen und vermiedenen EEG-Vergütungszahlungen in verschiedenen Szenarien des PV-Eigenverbrauchs

Beim Ergebnis sei darauf hingewiesen, dass der hier ausgewiesene Saldo eine vereinfachte Gesamtbetrachtung ist und sich die entgangenen Umlagen und vermiedenen EEG-Vergütungen teilweise auf verschiedene Akteure beziehen. So fallen beispielsweise die entgangenen Netzentgelte bei den Netzbetreibern an, die entgangenen Konzessionsabgaben bei den Kommunen und andere Steuern und Umlagen in verschiedenen Kassen des Bundes. Der insgesamt positive Effekt müsste also dementsprechend ausgeglichen werden.

8.4.2 Auswirkungen des Eigenverbrauchs mit PV-Speichern auf private Haushalte

Nicht alle privaten Haushalte haben die technischen oder finanziellen Möglichkeit in ein PV-Speicher-System mit den daraus resultierenden ökonomischen Vorteilen zu investieren. Immer wieder wird daher ein vermeintlicher "Entsolidarisierungseffekt" thematisiert. Dabei standen PV-Anlagen in den letzten Jahren immer wieder in der Kritik, da sie als besonderer Kostentreiber in der EEG-Umlage angesehen wurden. Auf der anderen Seite konnte die Photovoltaik in den letzten Jahren die stärksten Kostenreduktionen unter den Erneuerbaren vorweisen, sodass die EEG-Vergütungssätze stark gesunken sind. Da PV-Speicher den Eigenverbrauch erhöhen, muss weniger PV-Strom über das EEG vergütet werden. PV-Speicher haben also eine kostendämpfende Wirkung auf die EEG-Umlage. Gleichzeitig beziehen Betreiber von PV-Speichern sehr viel weniger Strom aus dem Netz und beteiligen sich somit auch weniger an den anderen Strompreisbestandteilen, die ebenfalls über den Arbeitspreis pro Kilowattstunde abgerechnet werden. In der Folge werden einige dieser Strompreisbestandteile (Netzentgelte, Offshore-, und §19-StromNEV-Umlage) für alle Stromverbraucher steigen, während andere zu Mindereinnahmen in anderen öffentlichen Kassen führen (Stromsteuer, Konzessionsabgabe, KWK-G).

Eigene Berechnungen im Projekt dienten dazu zu untersuchen, wie groß der Anstieg der Stromkosten für einen Haushalt ohne Eigenverbrauch ist. Dabei wurden wieder drei Szenarien unterschieden. Zum einen, dass der Eigenverbrauch beim heutigen Niveau bleibt (Basisszenario). Als zweites, dass alle PV-Neuanlagen mit Speichern und entsprechend hohen Eigenverbräuchen ausgestattet sind und zum dritten, dass sukzessiv auch alle PV-Altanlagen mit Speichern nachgerüstet werden. Die Ergebnisse sind in Abbildung 8.28 zu sehen.

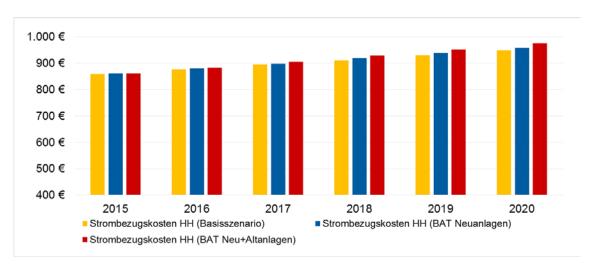


Abbildung 8.28: Vergleich der jährlichen Strombezugskosten für einen durchschnittlichen Haushalt mit 3.440 kWh ohne Eigenverbrauch bei verschiedenen Szenarien des Eigenverbrauchs

Im Jahr 2020 ist die größte Differenz erreicht und bei einer Ausrüstung aller Neuanlagen mit PV-Speichern ergäbe sich für Haushalte ohne Eigenverbrauch eine Steigerung im Strompreis von 1 % gegenüber dem Basisszenario. Im Falle einer kompletten Ausrüstung aller PV-Anlagen mit Stromspeichern läge die Differenz bei 3 %.

Bei den Berechnungen wurde vereinfachend angenommen, dass der Eigenverbrauch mit Speichern jeweils bei 60 % liegt und dass die durch den Eigenverbrauch fehlenden Strompreisbestandteile auf die aus dem Netz bezogene Energie umgelegt werden muss. Dies beinhaltet sowohl Netzentgelte als auch alle Umlagen und Steuern. Lediglich die Kosten für Erzeugung und Vertrieb waren hier außen vor.

9 AP 8 – Ökologische Betrachtung

Dieses Arbeitspaket wurde durch einen eigenständigen Ergebnisbericht abgeschlossen, der auf der Projektwebsite zum Download angeboten wird. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse sowie die Beschreibung von Vorhaben und Methodik finden sich in den nächsten Abschnitten.

9.1 Ziel und Untersuchungsrahmen

Ziel war eine Untersuchung der **potenziellen Umweltwirkungen** des Einsatzes von wieder aufladbaren Batteriespeichern zum Betrieb an PV-Anlagen (PV-Speichern). Da jede Energieumwandlung mit Verlusten verbunden ist, führen auch PV-Speicher zum Verlust elektrischer Energie. Darüber hinaus ist die Herstellung und Entsorgung von PV-Speichern mit Umweltbelastungen verbunden. Auf der anderen Seite ist es möglich, dass der Einsatz von PV-Speichern zu Veränderungen im Kraftwerkspark führt, welche mit Umweltentlastungen einhergehen könnten. Es stellt sich somit die Frage, wie stark diese Effekte jeweils ausgeprägt sind und in welcher Größenordnung sie gegenüber dem ökologischen Nutzen einer PV-Anlage stehen. Würden bspw. die Umwelt*ent*lastungen einer PV-Anlage durch die mit dem Einsatz von PV-Speichern verbundenen Umwelt*be*lastungen wieder aufgehoben, so wäre der Einsatz solcher PV-Speicher nicht zu empfehlen. Die Ergebnisse sollen dementsprechend Hersteller und Anbieter von PV-Speichern bei einer umweltgerechten Produktgestaltung unterstützen und zudem die Politik und die Fachöffentlichkeit über die Umweltrelevanz von PV-Speichern und ggf. damit verbundenem Forschungsbedarf informieren, um auf Basis der Erkenntnisse für geeignete Rahmenbedingungen oder Forschungsprogramme sorgen zu können.

Um dies zu untersuchen, wurde eine Ökobilanzierung in Anlehnung an die internationalen Standards ISO 14040 bis ISO 14044 durchgeführt, wobei die Ökobilanzsoftware SimaPro 8.0.5 genutzt wurde. Dazu wurde zunächst eine produktbezogene Ökobilanz erstellt, bei der unterschiedliche PV-Speicher unter derzeitigen Rahmenbedingungen betrachtet wurden. Im zweiten Schritt schloss sich eine Betrachtung möglicher Effekte im Kraftwerkspark an. Die Analyse stützt sich dabei auf vorhandene Literatur und Datensätze, Primärdaten wurden nicht erhoben.

Die **funktionelle Einheit** stellt den quantifizierbaren Nutzen des betrachteten Produktsystems dar. Bei vergleichenden Ökobilanzen muss dieser für alle betrachteten Produktsysteme gleich sein. Die funktionelle Einheit wird bei der produktspezifischen Ökobilanz definiert als ein **Batteriespeichersystem mit einer nutzbaren Kapazität von 6,2 kWh zum 20-jährigen Betrieb an einer PV-Anlage** mit 5 kWp. Eine solche PV-Anlage ist typisch für einen 4-Personen-Haushalt und die zugehörige Nutzkapazität hat sich in den vorangegangenen Arbeiten als sinnvolle Auslegungsgröße herausgestellt. Die PV-Anlage gehört dabei ausdrücklich nicht zum betrachteten Produktsystem. Die Umweltbelastungen durch die Herstellung einer solchen PV-Anlage sowie die Umweltentlastungen durch deren Betrieb werden dagegen als Referenz den betrachteten

PV-Speichern gegenübergestellt. Hierdurch soll gezeigt werden, in welchem Maß die Umweltbelastungen durch Herstellung und Betrieb von PV-Speichern die Umweltentlastungen durch eine PV-Anlage mindern und ob ein Betrieb solcher PV-Speicher somit unter Umweltgesichtspunkten vertretbar ist. In erster Linie geht es demnach um einen relativen Vergleich der potenziellen Umweltwirkungen. Die Aussagekraft hinsichtlich absoluter realer Umweltbelastungen durch Ökobilanzen ist aufgrund der zugrunde liegenden Datenqualität naturgemäß stark limitiert, kann aber zumindest deren Größenordnung aufzeigen.

Das betrachtete **System** umfasst dabei die für die Herstellung notwendige Rohstoffgewinnung, alle Herstellungs- und Transportprozesse sowie den Betrieb des PV-Speichers über 20 Jahre. Dabei wird eine Produktion in Europa angenommen. Zudem werden für alle Prozesse auch die notwendigen Energieträger, Roh- und Hilfsstoffe sowie die anfallenden Emissionen und Abfälle berücksichtigt, wobei die benötigten Rohstoffe und Vorprodukte größtenteils außerhalb Europas erzeugt werden.

Da zum Recycling der betrachteten Speichersysteme keine gut verwertbaren Daten vorliegen und bisher ein umfassendes Recycling vor allem für Bleisäure-Batterien etabliert ist, während es sich für Lithium-Ionen-Batterien noch in der Entwicklung befindet, musste auf eine analytische End-of-Life-Betrachtung verzichtet werden. Da das Recycling von Batterien in Europa rechtlich vorgeschrieben ist, entfällt eine Betrachtung anderer Entsorgungswege. Der mögliche Einfluss des Recyclings wird stattdessen auf Basis von Literaturangaben diskutiert.

Angedacht war auch ein Vergleich mit anderen, im Haushalt denkbaren Speichersystemen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs, z. B. ein thermischer Speicher in Verbindung mit einer elektrischen Wärmepumpe. Allerdings hätte man in diesem Fall vor dem Dilemma gestanden, Systeme mit unterschiedlichem Nutzen miteinander zu vergleichen, was nicht mit den Grundprinzipien der Ökobilanzierung vereinbar ist. Zwar erscheint es zunächst durchaus denkbar, als funktionelle Einheit bspw. ein "System zur Steigerung des Eigenverbrauchs von PV-Strom auf 60 % über 20 Jahre" zu definieren. Bei genauerer Betrachtung zeigt sich aber, dass die mit den unterschiedlichen Systemen verbundenen Sekundärnutzen völlig unterschiedlich ausfallen. So erzeugt eine Wärmepumpe zusätzlich Wärme, während ein Batteriespeicher bspw. bei entsprechender Konfiguration Notstrom bereitstellen kann. Die Systemerweiterungen, die zur Herstellung von tatsächlicher Nutzengleichheit notwendig würden, wären – falls überhaupt möglich – mit einem Ausmaß an Komplexität verbunden, welches sich im Rahmen des Vorhabens als nicht darstellbar erwies.

9.1.1 Betrachtete Produktsysteme

Die Auswahl der betrachteten PV-Speichersysteme orientierte sich an deren Relevanz und Datenverfügbarkeit. Besonders relevant sind dabei die Batterietypen, über deren Alterungsverhalten aufgrund der Untersuchungen am Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA) der RWTH Aachen solide Erkenntnisse vorliegen.

Im Folgenden werden die betrachteten PV-Speichersysteme entsprechend der chemischen Zusammensetzung ihrer charakteristischen Hauptkomponenten wie folgt abgekürzt:

- 1. **Li-NCA:** Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminium-Oxid-Batterie
- 2. LiMn₂O₄: Lithium-Mangan-Spinell-Batterie
- 3. **PbA [2x / 3x]:** Geschlossene Bleisäure-Batterie mit freiem Elektrolyt (Schwefelsäure), wobei angenommen wird, dass Zellen, Entlüftung und Umwälzpumpe während der 20-jährigen Betriebsdauer einmal (2x) oder zweimal (3x) ersetzt werden.

Darüber hinaus wurde auch der Einfluss der im Projekt untersuchten **Betriebsstrategien** abgebildet, die wie folgt abgekürzt und kurz beschrieben werden:

- 1. maxEig: Maximierung des Eigenverbrauchs, was die übliche Betriebsstrategie bei den meisten bisher am Markt befindlichen PV-Speichern darstellt. Hierbei wird der Speicher immer dann geladen, wenn die PV-Anlage mehr Strom erzeugt als aktuell im Haushalt verbraucht wird. Häufig ist der Speicher dann schon vor der Stromerzeugungsspitze zur Mittagszeit voll geladen, sodass die maximale Netzeinspeiseleistung kaum reduziert wird. Da eine Begrenzung der Einspeiseleistung auf 60 % der PV-Nennleistung angenommen wird, kommt es zu entsprechend hohen Abregelungsverlusten.
- 2. **PersProg:** Persistenzprognose. Hierbei wird angenommen, dass sich die PV-Erzeugung des aktuellen Tages genauso entwickeln wird, wie die des Vortages (konstante Wetterlage). Auch der Stromverbrauch im Haushalt wird aus vorangegangenen Beobachtungen prognostiziert. Daraus wird jeden Tag ein neues optimiertes Ladeprofil erstellt, welches die Einspeiseleistung während der Stromerzeugungsspitze in der Mittagszeit möglichst effektiv mindern und so die PV-Kapazität der Stromnetze erhöhen soll. Abregelungsverluste werden hierdurch deutlich reduziert. Gleichzeitig haben die Untersuchungen am ISEA gezeigt, dass dadurch der Speicherdurchsatz sowie die damit verbundenen Umwandlungsverluste reduziert werden, und sich bei Li-Speichern die Lebensdauer deutlich erhöhen kann.

Verglichen wurden die Umweltwirkungen dieser PV-Speichersysteme mit den Umweltwirkungen einer 5 kWp PV-Anlage, die in Europa gefertigt und in Deutschland über 20 Jahre betrieben wird. Da man mittlerweile davon ausgeht, dass PV-Anlagen voraussichtlich über 25 – 35 Jahre betrieben werden können, wurde auch ein Betrieb der Anlage über 30 Jahre dargestellt. Dies schlägt sich in entsprechend höheren Gutschriften durch die Verdrängung fossiler Stromerzeugung nieder.

9.1.2 Betrachtete Wirkungskategorien

Die Aufgabe der Wirkungsabschätzung ist es, die in der Sachbilanz erhobenen Daten im Hinblick auf bestimmte potenzielle Umweltauswirkungen – die sogenannten Wirkungskategorien – und die damit verbundenen Umweltprobleme zu untersuchen.

Bezüglich der zu betrachtenden Wirkungskategorien führt die Fachliteratur aus: "Da ISO 14044 keine feste Liste von Wirkungskategorien vorgibt, nicht einmal eine Empfehlungsliste, obliegt die Auswahl der Kategorien den Erstellern der Ökobilanz." (Klöpffer und Grahl 2009, S. 203).

Eine etablierte Methode zur Wirkungsabschätzung ist die niederländische "CML-IA baseline v3.02" (2013)⁸. Sie ermittelt die potenziellen Umweltwirkungen in 11 gut verständlichen Wirkungskategorien und stellt Normierungsfaktoren mit verschiedenem geographischem und temporalem Kontext zur Verfügung. Tabelle 9.1 zeigt die zugehörigen Wirkungskategorien auf Deutsch und Englisch sowie die gebräuchlichen Abkürzungen dazu. Allerdings ist an dieser Stelle zu erwähnen, dass die Charakterisierungsmodelle, die jeglichen Methoden zur Wirkungsabschätzung zugrunde liegen, sich vor allem im Bereich der Human- und Ökotoxizität methodisch noch in der Entwicklung befinden (Klöpffer und Grahl 2009). Zudem gilt die Datenlage zu zahlreichen human- und ökotoxischen Stoffen als derart schlecht, dass fundierte Aussagen nur schwer abzuleiten sind (Buchert et al. 2011a, S. 13). Trotzdem werden in dieser Studie die Ergebnisse aller CML-Wirkungskategorien dargestellt, um zumindest einen etwaigen Eindruck über die potenziellen Umweltwirkungen in einem möglichst breiten Spektrum zu vermitteln. Besondere Relevanz hat im Energie-Bereich aber die Kategorie Klimaänderung (Treibhausgas-Potenzial) und Ressourcenverbrauch.

Eine weitere, in den letzten Jahren zunehmend Verbreitung findende Methode zur Wirkungsabschätzung ist die vom EU Joint Research Center vorgeschlagene ILCD-Methode, die insgesamt 16 Wirkungskategorien ausweist. Einige der gegenüber CML hinzugekommenen Kategorien werden aber bezüglich Datenlage und methodischem Entwicklungsstand noch schwächer eingeschätzt als die Kategorien zur Human- und Ökotoxizität. Ferner sind die Kategorien teils weniger gut verständlich als die bei CML verwendeten Kategorien. Vor allem die Verschmelzung von abiotischem und fossilem Ressourcenverbrauch ist im Kontext von Ziel und Untersuchungsrahmen dieser Studie suboptimal, da diese grundlegend unterschiedlich diskutiert und bewertet werden können: Während fossile Ressourcen überwiegend energetisch genutzt und durch Erneuerbare Energien oder stofflich durch nachwachsende Rohstoffe substituiert werden können, ist eine Substitution nicht-fossiler, abiotischer Ressourcen sehr viel aufwendiger und erfordert jahrzehntelange materialwissenschaftliche Grundlagenforschung. Die Endlichkeit dieser abiotischen Ressourcen erfordert daher eher Konzepte der Ressourceneffizienz sowie des Reuse und Recyclings. Das Kategorie- und Methoden-Set nach CML wird daher im Kontext von Ziel und Untersuchungsrahmen dieser Studie als am besten geeignet eingeschätzt

_

⁸ http://cml.leiden.edu/software/data-cmlia.htm

und ausgewählt. Für die Normierung wird dabei die Gesamtumweltbelastung im Gebiet der EU25+3 im Jahr 2000 gewählt. Darüber hinaus wird stellenweise auch der kumulierte Primärenergieaufwand (KEA v1.09, 2014) dargestellt.

Tabelle 9.1: Wirkungskategorien nach CML-IA baseline v3.02 (2013)

Nr.	Wirkungskategorie	Impact category	Abkürzung ²		
1	Ressourcenverbrauch (abiotisch)	Abiotic depletion	ADP		
2	Fossiler Ressourcenverbrauch	Abiotic depletion (fossil fuels)			
3	Klimaänderung	Global warming (GWP100a)	GWP		
4	Ozonabbau	Ozone layer depletion	ODP		
5	Humantoxizität ¹	Human toxicity ¹	НТР		
6	Süßwasser-Ökotoxizität ¹	Fresh water aquatic ecotoxicity ¹	FAETP		
7	Marine aquatische Ökotoxizität ¹	Marine aquatic ecotoxicity ¹	MAETP		
8	Terrestrische Ökotoxizität ¹	Terrestrial ecotoxicity ¹	TAETP		
9	Bildung von Photooxidantien	Photochemical oxidation	POCP		
10	Versauerungspotenzial	Acidification	AP		
11	Eutrophierungspotenzial	Eutrophication	EP		
1) Charakterisjerungsmodelle noch in Entwicklung und Datenlage relativ schwach (Klöpffer und Grahl 2009).					

⁾ Charakterisierungsmodelle noch in Entwicklung und Datenlage relativ schwach (Klopffer und Grahl 2009).

Die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für unterschiedliche Wirkungskategorien lassen sich prinzipiell eigentlich nicht miteinander verrechnen. Zwar gibt es methodische Ansätze, die Ergebnisse aller Wirkungskategorien in einem einzigen Wert zusammenzuführen. Dies erfordert jedoch eine Gewichtung der Wirkungskategorien, die immer auch eine subjektive Komponente beinhaltet, sich regional unterscheiden und mit der Zeit verändern kann. Laut der Norm ist eine solche Verrechnung für vergleichende Ökobilanzen zur Veröffentlichung nicht zulässig. Daher werden die Ergebnisse der unterschiedlichen Wirkungskategorien verbal-argumentativ diskutiert, wie es auch das Umweltbundesamt für solche Studien vorschlägt.

9.2 Sachbilanz

Im Rahmen der Sachbilanz werden die Input-Output-Daten in Bezug auf das zu untersuchende System gesammelt und erfasst. Das Sachbilanzergebnis fasst all diese, die Systemgrenzen überschreitenden Flüsse aggregiert zusammen und dient als Grundlage für die anschließende Wirkungsabschätzung.

Für die Sachbilanz wurden möglichst aktuelle Literaturquellen herangezogen. Die Sachbilanzierung basiert auf Datensätzen von Ecoinvent Version 3.1. Dabei wurde einheitlich mit dem

²⁾ Die Abkürzungen basieren auf den englischen Bezeichnungen, wobei das angehängte "P" für "Potenzial" steht.

Ecoinvent Systemmodell "allocation, default" gearbeitet, welches auf den folgenden zwei methodischen Ansätzen basiert:

- 1. Die Versorgung mit Produkten und Dienstleistungen basiert auf durchschnittlichen Marktdaten für bestimmte Regionen, welche in sogenannten Marktaktivitätsdatensätzen beschrieben sind.
- Zur Allokation der Energie- und Umweltbelastungen von Prozessen mit mehreren Produkten werden diese Energie- und Stoffflüsse gemäß dem um Fluktuationen und Marktunvollkommenheiten korrigierten ökonomischen Wert der Produkte auf die Produkte aufgeteilt.

Im Folgenden werden kurz der prinzipielle Aufbau der untersuchten Produktsysteme sowie die für die Sachbilanz herangezogenen Quellen beschrieben.

9.2.1 Gemeinsamkeiten der untersuchten Batteriesysteme

Der grundlegende Aufbau der untersuchten Batteriesysteme ist stets identisch: Hauptbestandteil aller Batterien sind deren Batteriezellen. Je nach Anwendungszweck werden mehrere davon in Reihe oder parallel geschaltet und von einem Batterie-Managementsystem (BMS) gesteuert. Dessen Microcontroller überwacht und steuert Zustand, Ladung und Entladung der Batteriezellen. Der Anschluss an das PV-System bzw. Gebäude erfordert zudem Stromrichter, deren Leistungselektronik Stromart, Spannung und Frequenz entsprechend den Erfordernissen anpassen. Alle Bestandteile werden in einem gemeinsamen Gehäuse untergebracht, welches bspw. aus Stahl oder Aluminium bestehen kann. Für alle untersuchten Batteriesysteme wurden einheitlich folgende Annahmen getroffen:

- **Stromrichter:** Einheitliche Modellierung mit dem Ecoinvent-Datensatz "Inverter, 2.5kW {GLO}| market for | Alloc Def, U" mit einer Leistung von 2,5 kW. Dabei wird angenommen, dass dieser über die Betriebszeit einmal ausgewechselt werden muss.
- **BMS:** Einheitliche Modellierung mit dem Ecoinvent-Datensatz "Electronics, for control units {GLO}| market for | Alloc Def, U".
- **Gehäuse:** Es wird einheitlich ein pulverbeschichtetes Gehäuse mit einer Masse von 80 kg angenommen.
- **Batteriezellen:** Technologiespezifisch werden so viele Batteriezellen verwendet, dass sich eine nutzbare Kapazität von 6,2 kWh ergibt. Die nominale Speicherkapazität der Batterie liegt entsprechend höher. Aufbau und Zusammensetzung der Zellen werden im Folgenden beschrieben.

9.2.2 Lithium-Ionen-Zellen

Eine Li-Ionen-Zelle besteht aus zwei Elektroden, zwischen denen sich ein ionenleitfähiger Elektrolyt in Form eines dissoziierten Lithiumsalzes befindet und welche durch eine poröse Membran, den sogenannten Separator, voneinander isoliert werden (Abbildung 9.1). Beim Entladen und Laden wandern die Lithium-Ionen zwischen den Elektroden hin und her und werden in den Aktivmaterialien eingelagert. Beim Entladen werden bspw. Li-Ionen von der negativen Elektrode am Kupfer-Kollektor ausgelagert und an die positive Elektrode abgegeben. Zum Ladungsausgleich fließen Elektroden als Träger der Elektrizität über eine elektrische Verbindung von der negativen zur positiven Elektrode. Die äußere Zell-Spannung einer Lithium-Ionen-Zelle ergibt sich aus der Differenz des Potenzials der positiven Elektrode (Kathode) und der negativen Elektrode (Anode) (Korthauer 2013).

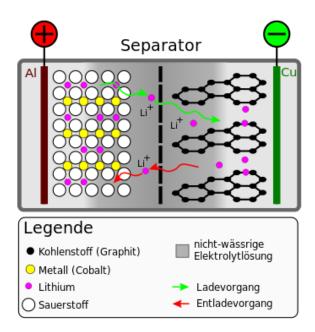


Abbildung 9.1: Schematischer Aufbau einer Lithium-Ionen-Zelle (Cepheiden 2008, CC BY-SA 2.0 de)

Bei Lithium-Ionen-Zellen können im Unterschied zu den konventionellen Akku-Systemen wie Blei-Säure, Nickel/Cadmium oder Nickel-Metall-Hydrid, die alle nur auf einem festen chemischen System basieren, verschiedene aktive Materialien eingesetzt werden. Tabelle 9.2 zeigt eine Übersicht über mögliche aktive Materialien für die Kathodenseite. Auf der Anodenseite kommen dagegen neben Graphit auch amorpher Kohlenstoff, Lithium-Titanat (LTO), Silizium-legierungen, Lithium-Metall oder Komposite auf Basis von Kohlenstoff-Silizium (C/Si) oder Zinn (C/Sn) zur Anwendung. Die Wahl der Aktivmaterialien beeinflusst dabei maßgeblich verschiedene Eigenschaften der Zelle wie Spannung, Energiedichte und Zyklenfestigkeit (Korthauer 2013). Bei den passiven Materialien der Zelle, welche nicht an den chemischen Reaktionen der Speichervorgänge beteiligt sind, ist die Vielfalt dagegen weniger groß (Tabelle 9.3).

Tabelle 9.2: Mögliche aktive Materialien für die Kathodenseite (Korthauer 2013)

Abkürzung	Chemische Komposition	Bezeichnung
LFP	LiFePO ₄	Lithium-Eisen-Phosphat
LFMP	LiFe _{0.15} Mn _{0.85} PO ₄	Lithium-Eisen-Mangan-Phosphat
LFS		Lithium-Eisen-Silicat
LiMn ₂ O ₄	LiMn ₂ O ₄	Lithium-Mangan-Spinell
LMO	LiMnO ₂	Lithium-Mangan-Oxid
LMP	LiMnPO ₄	Lithium-Mangan-Phosphat
LTO	Li ₄ Ti ₅ O ₁₂	Lithiumtitanat
NCA	LiNi _{0,85} CO _{0,1} Al _{0,05} O ₂	Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminium-Oxid
NCM	LiNi _{0,33} CO _{0,33} Mn _{0,33} O ₂	Lithium-Nickel-Kobalt-Mangan-Oxid
OLO		"Overlithiated oxide"
LiCoPO ₄	LiCoPO ₄	Lithium-Kobalt-Phosphat
MnO ₂	MnO ₂	Mangan-Oxid

Tabelle 9.3: Beispiele für passive Materialien in einer Lithium-Ionen-Zelle (Korthauer 2013)

Material	Funktion
Leitruß (Carbon Black)	Elektrisches Leitadditiv in den Elektroden
Leitgraphit	Leitadditiv in den Elektroden
Elektrodenbinder	Bindet Aktivmaterial an Leitadditive und die Elektrode an den metallischen Kollektor (in organischen Lösemitteln oder in Wasser löslich)
Separator	Trennung der Elektroden mittels poröser Membran
Lithium-Leitsalz	Der eigentliche Elektrolyt: durch Dissoziation des Salzes im organischen Lösemittel wird eine Lithium-Ionen-Leitfähigkeit erreicht. Es wird fast ausschließlich Lithium-hexa-Fluoro-Phosphat (LiPF ₆) eingesetzt.
Elektrolyt-Lösemittel	Löst bzw. dissoziiert das Lithium-Leitsalz. Zumeist werden organische Carbonate wie Ethylencarbonat (EC) oder Diethylcarbonat (DEC) eingesetzt.
Aluminium-Kollektor	Leitet die Elektroden von der Kathode (positive Elektrode) ab
Kupfer-Kollektor	Leitet die Elektroden von der Anode (negative Elektrode) ab
Gehäuse- bzw. Verpa- ckungsmaterial	Verhindert Feuchteintritt in Zelle und Lösemittelaustritt aus Zelle

Das Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) entwickelte innerhalb des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung geförderten Projektes "Lithium-Ionen-Batterie 2015" eine Technologie-Roadmap, die verschiedene mögliche Entwicklungen der Lithium-Ionen-Technologie bis 2030 aufzeigt, so wie sie sich aus Expertensicht abzeichnen (Thielmann et al. 2010)⁹. Auch in Korthauer (2013) wird der Einfluss der unterschiedlichen Materialien auf die Batterieeigenschaften und damit verbundene Anwendungszwecke dargestellt. Dabei wird konstatiert, dass Kathoden auf Basis von Lithium-Eisen-(Mangan)-Phosphat (LFP/LFMP) die Anforderungen an stationäre Speicher am besten erfüllen könnten. Diese seien zwar bezüglich spezifischer Energie und Energiedichte den Oxiden unterlegen, seien aber preiswerter, sicherer in der Anwendung und hätten zudem auch bei erhöhten Lade- und Entladeströmen eine geringere Degradation sowie eine erhöhte Lebenserwartung.

Im Fokus der Betrachtung liegt das im Projekt untersuchte NCA-Batteriesystem, dessen Herstellung und Zusammensetzung nach Bauer (2010) modelliert wurde (Tabelle 9.4). Bauer (2010) musste mit einigen Vereinfachungen arbeiten, da in der Ecoinvent-Datenbank einige Stoffe noch nicht vorhanden waren. In den Bereichen, in denen sich dies zwischenzeitlich geändert hat, wurden entsprechende Datensätze genutzt.

Tabelle 9.4: Zusammensetzung der untersuchten NCA-Batterie (Bauer 2010)

Komponente / Material	g/kg Bat- terie	Komponente / Material	g/kg Batterie
Kathode	260,29	Separator	78,09
Lithium	70,28	LD-Polyethylen	39,04
Kobalt	23,43	Polypropylen	39,04
Nickel	127,54	Zellgehäuse	13,65
Aluminium	10,41	Aluminium	3,73
Sonstiges	28,63	LD-Polyethylen	8,03
Elektrolyt	174,26	Polyester	1,90
Ethylencarbonat	87,13	Sonstiges	21,71
Dimethylcarbonat	87,13	Teflon	4,63
Lithiumhexafluorophosphat	23,31	Benzene	11,05
Anode: Graphit	183,75	Nickel	2,36
Kathoden-Kollektor: Aluminium	66,40	Sonstiges	3,66
Anoden-Kollektor: Kupfer	139,35	BMS	62,50

Tabelle 9.5 zeigt eine Auswahl weiterer Ökobilanzstudien, in denen Li-Ionen-Batterien untersucht wurden. Wie bei Bauer (2010) handelt es sich um Batteriesysteme für den Einsatz im

⁹ http://www.isi.fraunhofer.de/isi-de/t/projekte/at-lib-2015-roadmapping.php

Bereich der Elektromobilität. Bereits unterschiedliche Mobilitätsanwendungen können zu unterschiedlichen Batterieauslegungen und somit auch unterschiedlichen Zellzusammensetzungen führen. So werden bspw. in Elektrofahrzeugen Hochenergiebatterien, also Batterien mit einer hohen Energiedichte verwendet, während in Hybridfahrzeugen tendenziell eher Hochleistungsbatterien zum Einsatz kommen. Bauer (2010, S. 4) hält den Einfluss auf die Zellchemie innerhalb eines Lithium-Ionen-Typs aber für gering und innerhalb des normalen Unsicherheitsbereichs von Ökobilanzen. Neben einer NCA-Batterie untersucht er auch LFP/LTO-Batterien, verweist bzgl. deren Herstellung aber auf eine Geheimhaltungsvereinbarung mit dem Hersteller. Ähnliches gilt auch für andere Ökobilanz-Studien. In der Gesamtschau haben sich die Daten für die NCA-Batterie bei Bauer (2010) als am vollständigsten dokumentiert und somit für die vorliegende Studie als am besten geeignet herausgestellt.

Um zudem die mögliche Diversität der Li-Ionen-Batterien aufzuzeigen, wird der NCA-Batterie ein System auf Basis von Lithium-Mangan-Spinell gegenübergestellt. Ein Datensatz dazu ist in der Ecoinvent-2-Datenbank verfügbar und wurde auf Ecoinvent-3-Daten aktualisiert.

Tabelle 9.5: Ökobilanzstudien von Lithium-Ionen-Batterien (eigene Recherche)

Nr	Autor (en)	Titel	Institution
1	Majeau-Battez et al. (2011)	LCA of Lithium-Ion and Nickel Metal Hydride Bat- teries for Plug-In Hybrid and Battery Electric Vehi- cles	Norwegian University of Science and Technology, Trondheim
2	Bauer (2010)	Ökobilanz von Lithium-Ionen Batterien, Analyse der Herstellung von Energiespeichern für den Ein- satz in Batteriefahr-zeugen	Paul Scherer Institut (PSI)
3	Amarakoon et al. (2013)	Application of LCA to Nanoscale Technology: Lith- ium-ion Batteries for Electric Vehicles	US Environmental Protection Agency
4	Olofsson und Romare (2013)	LCA of Lithium-ion Batteries for Plug-in Hybrid Buses	Chalmers University of Technology, Gotheburg (Masterarbeit)
5	Notter et al. (2010)	Contribution of Li-Ion Batteries to the Environmental Impact of Electric Vehicles	Eidgenössische Materialprü- fungs- und Forschungsanstalt (Empa)
6	Buchert et al. (2011b)	LCA-Bericht – Entwicklung eines pyrometallurgi- schen Recycling-Prozesses für Li-Ion-Batterien (LiBRI)	Öko-Institut e.V.
7	Buchert et al. (2011a)	Ökobilanz zum "Recycling von Lithium-Ionen-Batterien" (LithoRec)	Öko-Institut e.V.
8	Sullivan und Gaines (2012)	Status of life cycle inventories for batteries	Center for Transportation Research, Argonne
9	Leuser (2011)	Ökologische Analyse und Vergleich von Akkumula- toren für Elektrofahrzeuge	Technische Universität Ham- burg-Harburg (Bachelorarbeit)
10	McManus (2012)	Environmental consequences of the use of batteries in low carbon systems: The impact of battery production	Department of Mechanical Engi- neering, University of Bath

9.2.3 Bleisäure-Batterie

Eine Bleisäure-Batterie (PbA-Batterie) besteht aus einem säurefesten Gehäuse und zwei Bleiplatten bzw. Plattengruppen, von denen die eine als positiv und die andere als negativ gepolte Elektrode dienen, sowie einer Füllung mit Schwefelsäure (H₂SO₄) als Elektrolyt (Abbildung 9.2). Üblicherweise werden die Elektrodenplatten dicht ineinander geschachtelt, dazwischen befinden sich Separatoren, zum Beispiel aus perforiertem Polyvinylchlorid (PVC), die einen Kurzschluss durch eine direkte gegenseitige Berührung verhindern.

Während der Entladung wird das aktive Material Blei (Pb) der negativen Elektrode und das aktive Material der positiven Elektrode Bleidioxid (PbO₂) in Bleisulfat (PbSO₄) umgewandelt. Die Schwefelsäure (H₂SO₄) ist dabei an der Reaktion beteiligt und wird in Form von negativen Sulfationen (SO₄²⁻) und positiv geladenen Wasserstoffionen (2 H⁺) zur Bildung des Bleisulfats und des Wassers benötigt. Während der Ladung laufen diese Prozesse in umgekehrter Richtung ab.

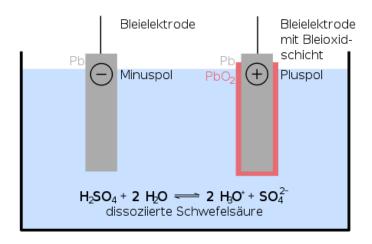


Abbildung 9.2: Schematische Darstellung vom Aufbau eines Bleisäureakkumulators (Mühlpfordt 2009, CC BY-SA 3.0)

Dieses chemische System ist bei allen PbA-Batterien identisch. Trotzdem gibt es je nach Einsatzzweck verschiedene Typen, die sich vor allem in folgender Hinsicht unterscheiden (GNB Industrial Power 2012):

- 1) Elektrolyt-Technik:
- 2) Geschlossen / freier Elektrolyt: Elektrolyt liegt frei in flüssiger Form (30 40 % H₂SO₄). Bei diesen Batterien kommt es zur Ausgasung von Sauerstoff und Wasserstoff bei der Elektrolyse, weshalb regelmäßig destilliertes Wasser nachgefüllt werden muss.
- 3) Verschlossen / festgelegter Elektrolyt: Die Schwefelsäure wird entweder mit amorphem Siliziumoxid (SiO₂) in einem Gel oder in einer absorbierenden Glasfasermatte (AGM) gebunden. Die Zellen sind dann zugeschweißt, und es existiert lediglich ein Überdruckventil, weshalb man sie auch als VRLA (engl. <u>valve-regulated lead-acid bat-</u>

tery – "ventilgeregelte Blei-Säure-Batterie") bezeichnet. Gas kann durch den Verschluss nicht entweichen, weshalb keine Flüssigkeit aufgefüllt werden muss und sie als wartungsarm gelten.

- 4) Bauart der Plattenkonstruktion:
- 5) Großoberflächenplatten mit Lamellenstruktur aus Reinblei (99,995 % Pb)
- 6) Röhrchenplatten (Panzerplatten): z. B. OPzS (Ortsfeste Panzerplatte Sonderseparation) und OCSM (Ortsfeste Kupfer (Cu)-Streck-Metall) sind positive Röhrchenplatten mit einer antimonarmen (Sb < 3 %) Blei-Antimon-Legierung (PbSb) als Bleiseele.
- 7) Gitterplatten unterschiedlicher Legierung (z. B. mit Antimon (PbSb), oder Zinn-Calcium (PbSnCa)).

Tabelle 9.6 zeigt eine Übersicht über die verschiedenen Batterietypen sowie typische Herstellerangaben für die Design-Lebensdauer und die Brauchbarkeitsdauer. Diese Lebensdauerangaben sind aber auf bestimmte Idealbedingungen bezogen, weshalb in der Praxis je nach Einsatzzweck erhebliche Abweichungen davon auftreten können.

Tabelle 9.6: Übersicht zu Bleisäureakkumulatoren (GNB Industrial Power 2012)

Bauart (Plattenkonstruktion)	Plattenmaterial	Technologie	Design-Le- bensdauer [a] ¹	Brauchbar- keitsdauer [a] ²
Planté/GroE (Großoberflächen- platte Engeinbau)	Pb 99,995 %	geschlossen	25	20 – 25
OPzS (Ortsfeste Panzerplatte Sonderseparation)	PbSb LA (<3 % Sb)	geschlossen	15 – 20	13 – 20
OCSM (Ortsfeste Kupfer (Cu)- Streck-Metall)	PbSb LA (<3 % Sb)	geschlossen	20	15 – 20
OGi (Ortsfeste Gitterplatte)	PbSb LA (<3 % Sb)	geschlossen	20	15 – 18
OGiV (Ortsfeste Gitterplatte Verschlossen)	PbSnCa	<i>ver</i> schlossen	AGM: 5 – 12	AGM: 3 – 10 Gel: 6 – 20
OPzV (Ortsfeste Panzerplatte Verschlossen)	PbSnCa	<i>ver</i> schlossen	Gel: 7 – 20	

Angaben des Herstellers GNB / Exide Technologies, USA (GNB Industrial Power 2012):

- 1) "unter Berücksichtigung der Auslegung und Ausführung der einzelnen Komponenten und den lebensdauerbegrenzenden Parametern aus Haltbarkeitstests abgeleiteter Wert", "basierend auf C10-Kapazität und 20 °C"
- 2) "auf Basis von Felderfahrungen unter optimalen Bedingungen ermittelte Werte; Zeitraum in dem eine bestimmte spezifizierte Kapazität oder Leistung genutzt werden kann", "basierend auf 20 C und gelegentliche Entladungen"

Im Rahmen von "PV-Nutzen" wurden am ISEA Untersuchungen zur Batterielebensdauer anhand eines Simulationsmodells für eine geschlossene OPzS-Batterie mit flüssigem Elektrolyt durchgeführt, welches von Schiffer et al. (2007) beschrieben und entsprechend des Untersuchungsrahmens für den Einsatz als PV-Speicher angepasst wurde. Diese Batterien mit Röhrchen-Platten-Design sind durch den reduzierten Antimonanteil und großem Elektrolytvorrat wartungsarm und weisen eine höhere Zyklenlebensdauer auf, weshalb sie insbesondere für den Einsatz in Photovoltaikanlagen geeignet sein sollen.

Für die Modellierung der Herstellung von Bleibatterien im Rahmen von Ökobilanzen dienen zumeist die Untersuchungen von Rantik et al. (1999, S.12), Gaines und Singh (1995) sowie Sullivan und Gaines (2012) als Quelle, z. B. in Balcombe et al. (2015) und McManus (2012).

Eine detaillierte Zusammenstellung für eine VRLA-Batterie gibt Spanos et al. (2015). Aufgrund des zum Teil unterschiedlichen Designs sind die Gewichtsprozente der Komponenten jedoch ungeeignet. Die angegebenen Bestandteile sowie Auswahl der Datensätze aus der Ecoinvent Datenbank können allerdings als Orientierung dienen. Neben den wissenschaftlichen Artikeln existieren Sicherheitsdatenblätter der Hersteller (Material Safety Data Sheets, MSDS) mit sicherheitsbezogenen Informationen über die jeweiligen Stoffe und Gemische der Batterien, welche als Quelle dienen können.

Die finale Zusammenstellung der Batteriekomponenten in SimaPro erfolgte auf der Grundlage von Rantik (1999). Die Legierungen der Bleielektroden wurden von dem Sicherheitsdatenblatt des Herstellers Hoppecke übernommen und mit den Angaben zum Batteriemanagementsystem (BMS) von Spanos et al. (2015) kombiniert. Um bei den Angaben in Gewichtsprozent insgesamt auf 100 % zu kommen, wurde der Bleianteil angepasst.

Zur Modellierung der Bleisäure-Batterie wurden die prozentualen Massenanteile auf die Batterie "Option 2" von McKenna et al. (2013) übertragen. Diese Batterie wurde als Beispiel gewählt, da die Verwendung der Batterie für ein PV-System – und nicht wie so oft für ein Elektroauto – vorgesehen ist und zudem die Angaben zu Gewicht, Kapazität sowie Energieinhalt am vollständigsten beschrieben sind.

Der durchschnittliche Energieverbrauch für die Herstellung der Batterien schwankt zwischen 12 und 13 MJ/kg Batterie (Balcombe et al. 2015; Spanos et al. 2015; Sullivan und Gaines 2012). Da Spanos et al. (2015) wieder die detaillierteren Angaben zu den einzelnen Produktionsprozessen und eine Ecoinvent Datenauswahl gibt, wurden diese bei der Modellierung in SimaProgenutzt (Tabelle 9.7).

Für Blei als Hauptbestandteil wurde die Verwendung von 30 % primären Bleis angenommen, welches aus der Natur abgebaut wird, und 70 % Sekundärblei, welches überwiegend aus dem Recycling alter Blei-Batterien stammt. Diese Annahme wird in den meisten Ökobilanz-Studien zu Blei-Batterien getroffen, da die Industrie die Verwendung von 60 – 80 % Sekundärblei zur Batterieherstellung angibt (Spanos et al. 2015, S. 490). Da in Ecoinvent 3 kein Datensatz für

Sekundärblei mehr existiert, wurde der entsprechende Ecoinvent-2-Datensatz nach Ecoinvent 3 übertragen.

Tabelle 9.7: Zusammensetzung der untersuchten PbA-Batterie

Material	Massen-%	Material	Massen-%
Blei	61,58	Schwefelsäure	10,33
Legierungen:		Wasser	16,93
Antimon	1,80	Zellgehäuse:	
Arsen	0,20	Polypropylen	6,72
Kalzium	0,20	Separatoren:	
Zinn	0,20	Polyethylen	1,83
Anschlüsse:		Glas	0,20
Kupfer	0,01	BMS	0,80

9.2.4 PV-System als Referenz

Aufgrund der im EEG vorgesehenen Degression der Einspeisevergütung durch PV-Anlagen unterliegen diese einem hohen Innovationsdruck. Vor diesem Hintergrund gab es bei der Herstellung von PV-Anlagen in den letzten Jahren enorme Effizienzsteigerungen, die sich auch in einem stark verminderten Energie- und Ressourcen-Bedarf wiederspiegeln. Die in SimaPro bzw. Ecoinvent vorhandenen Daten zur Herstellung von PV-Anlagen sind relativ alt und wurden anhand von Frischknecht et al. (2015), deren Daten wiederum auf Wild-Scholten (2013) basieren, auf den neusten Stand gebracht (Produktionsjahr 2011 in Europa).

Aufgrund des gesetzlichen Einspeisevorrangs erneuerbarer Energien gegenüber fossilen Energieträgern verdrängt die PV-Anlage durch ihre Netzeinspeisung fossilen Strom. Dafür wurde ein entsprechender Gutschriften-Prozess in SimaPro entwickelt, der auf dem vom Umweltbundesamt (UBA 2014, S. 38) ermittelten Verdrängungseffekt der PV-Einspeisung basiert und in Tabelle 9.8 dargestellt ist. Da dieser Prozess auf Erzeugungsdaten beruht, die PV-Strom-Erzeugung aber verbrauchsnah im Verteilnetz stattfindet, müssen zusätzlich die vermiedenen Übertragungsverluste positiv berücksichtigt werden. Dafür wird die in Ecoinvent für das deutsche Stromnetz hinterlegte Netzeffizienz bis zur Niederspannung von 90,121 % genutzt.

Tabelle 9.8: Verdrängung fossiler Stromerzeugung durch PV in Deutschland (UBA 2014, S. 38)

Avoided products	Amount	Unit	Distribution	SD^2	Comment
Electricity, high voltage {DE} electricity production, hard coal Alloc Def, U	0,755	kWh	Lognormal	1,12	(2,1,3,1,na,na)
Electricity, high voltage {DE} electricity production, natural gas, at conventional power plant Alloc Def, U	0,215	kWh	Lognormal	1,12	(2,1,3,1,na,na)
Electricity, high voltage {DE} electricity production, lignite Alloc Def, U	0,030	kWh	Lognormal	1,12	(2,1,3,1,na,na)

9.2.5 Betrieb der Batteriesysteme

Der Betrieb der PV-Speicher ist mit Umwandlungsverlusten sowie in sehr viel kleinerem Umfang auch mit Selbstentladungsverlusten verbunden, die im Folgenden als "Batterieverluste" zusammengefasst werden. Darüber hinaus besteht bei PV-Speichern, welche über das KfW-Programm gefördert werden, die Pflicht, die maximale Einspeisung ins Netz auf 60 % der PV-Nennleistung zu begrenzen, was zu zusätzlichen Verlusten führt. Tabelle 9.9 schlüsselt diese Verluste entsprechend auf und weist auch den sich daraus ergebenen Gesamtsystemwirkungsgrad sowie die ermittelte Lebensdauer aus. Die Daten basieren auf den Simulationen mit komplexen Batteriemodellen mit einer bestimmten Zellchemie und Betriebsstrategie am ISEA innerhalb des Projekts "PV-Nutzen" und können daher nicht als repräsentativ für Lithiumoder Blei-Batterien angesehen werden. Die Verluste wurden jeweils im ersten Betriebsjahr ermittelt, könnten sich also über die Lebensdauer verändern. Näheres dazu ist in den Ergebnissen des ISEA zu AP3 zu finden.

Deutlich zu erkennen ist der positive Einfluss der Betriebsstrategie PersProg auf Wirkungsgrad, Verluste und Lebensdauer beim untersuchten Lithium-System, während er bei der Blei-Batterie kaum einen Einfluss hat. Zudem wird deutlich, dass die Annahme einer 20-jährigen Nutzungsdauer für Lithium-Ionen-Batterien durchaus gerechtfertigt erscheint, während bei Blei-Systemen innerhalb der 20 Jahre mindestens ein einmaliger Austausch zu erwarten ist.

Die ausgewiesenen Speicherverluste werden analog zur Gutschrift der PV-Anlage als Umweltbelastung in der Nutzungsphase angerechnet.

Tabelle 9.9: Verluste durch den Betrieb von PV-Speichern bei unterschiedlichen Betriebsstrategien (ISEA 2015)

Batterietyp & Strategie	Lithium*, maxEig	Lithium*, PersProg	Blei*, maxEig	Blei*, PersProg
Verluste durch Speicher bei 60 %-Abregelung [kWh/a]	419,94	231,37	1.071,25	1.033,62
Anteil der 60 %-Abregelung an den Gesamt- Speicherverlusten	38,8 %	25,4 %	2,0 %	1,0 %
Gesamtsystemwirkungsgrad	88,6 %	90,1 %	74,1 %	74,6 %
Lebensdauer [a]	19,0	30,0	6,6	6,9

^{*)} Die Ergebnisse basieren auf Simulationen mit einer bestimmten Zellchemie und Betriebsstrategie und können nicht als repräsentativ für Li-Ionen- oder Bleisäure-Batterien angesehen werden.

9.3 Wirkungsabschätzung

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung dargestellt.

9.3.1 Herstellung der Produktsysteme

Abbildung 9.3 zeigt den kumulierten Primärenergieaufwand der Herstellung der betrachteten Produktsysteme im Vergleich. Dabei zeigt sich, dass die Herstellung von einem Batteriespeicher in jedem Fall weniger Energie beansprucht, als für die Herstellung einer zugehörigen PV-Anlage notwendig wäre. Die betrachteten Lithium-Ionen-Batterien schneiden dabei tendenziell etwas besser ab als die Blei-Batterie. Berücksichtigt man, dass zur Erreichung der vorgesehenen Nutzungsdauer von 20 Jahren mindestens zwei ("[2x]") oder gar drei ("[3x]") Blei-Batterien notwendig werden, erhöht sich der Vorsprung der Lithium-Systeme weiter.

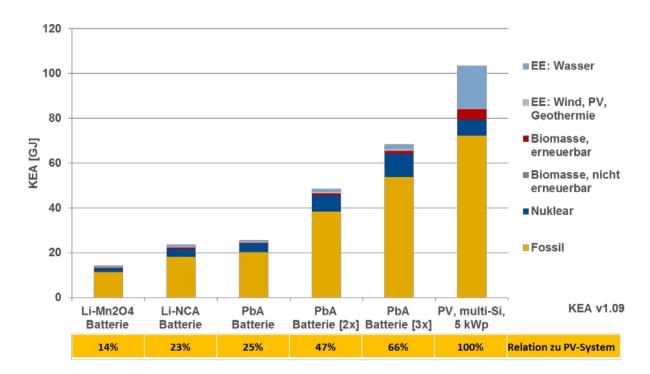


Abbildung 9.3: Kumulierter Energieverbrauch der Herstellung im Vergleich

In Abbildung 9.4 wird der relative Vergleich der potenziellen Umweltwirkungen durch die Herstellung in unterschiedlichen Wirkungskategorien dargestellt. Die Nummerierung der Wirkungskategorien dient nur zur besseren Übersichtlichkeit und einfacheren Zuordnung bei der Diskussion der Ergebnisse und soll keine Ordnung, Rangbildung oder Priorisierung darstellen. Auch hier zeigt sich, dass Umweltbelastungen durch die Herstellung der PV-Speicher in den meisten Kategorien deutlich unter denen einer zugehörigen PV-Anlage liegen. Dies gilt jedoch nicht für den abiotischen Ressourcenverbrauch (1) bei der Blei-Batterie und das Ozonabbau-Potenzial (4) bei der NCA-Batterie. Auch beim Versauerungspotenzial (10) sowie bei der Bildung von Photooxidantien (9) schneidet die NCA-Batterie vergleichsweise schlecht ab, liegt aber noch unterhalb der potenziellen Umweltbelastungen durch die PV-Anlage.

Abbildung 9.5 zeigt schließlich eine auf die europäische Gesamtumweltbelastung normierte und somit dimensionslose Darstellung der Umweltbelastungen. Dabei wird deutlich, dass die Umweltbelastungen im Bereich "marine aquatische Ökotoxizität" im Verhältnis zur europäischen Grundbelastung mit Abstand am relevantesten bei allen betrachteten Produktsystemen ist. Darüber hinaus heben sich auch die Wirkungskategorien Ressourcenverbrauch, Süßwasser-Ökotoxizität und Humantoxizität bei allen betrachteten Produktsystemen von den übrigen Wirkungskategorien ab. Da das Ausmaß der übrigen Wirkungskategorien in dieser Grafik nicht mehr erkennbar ist, zeigt Abbildung 9.6 noch einmal das gleiche Diagramm in logarithmischer Darstellung.

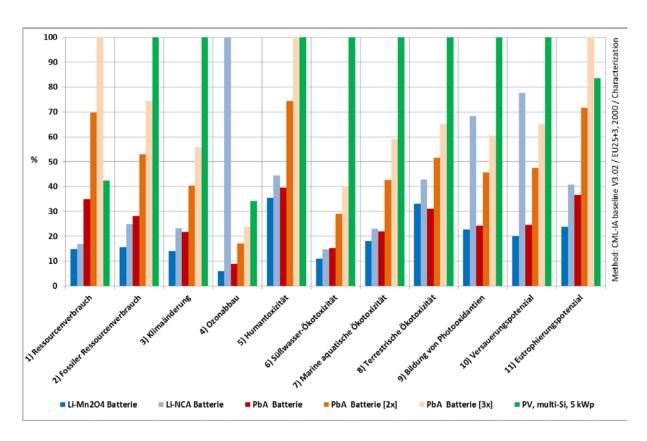


Abbildung 9.4: Relativer Vergleich der potenziellen Umweltwirkungen ausgewählter Wirkungskategorien für die Herstellungs-Phase

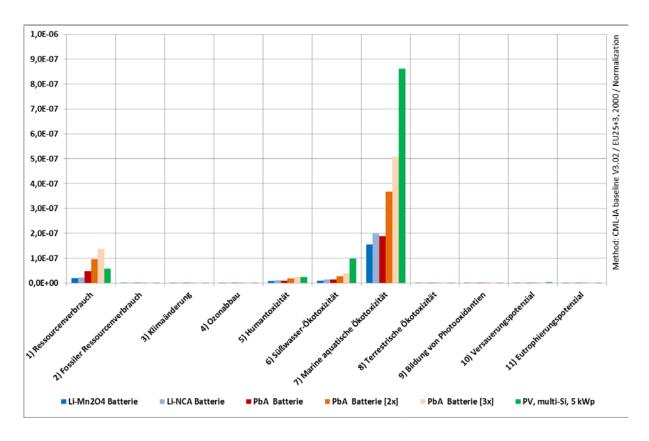


Abbildung 9.5: Normierte potenzielle Umweltwirkungen aus der Herstellungs-Phase

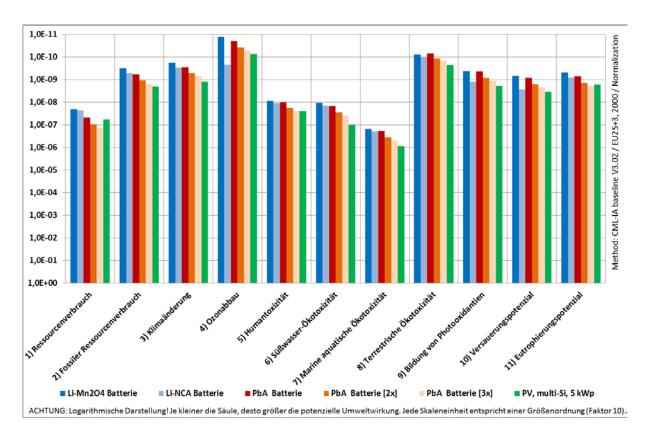


Abbildung 9.6: Logarithmische Darstellung der normierten potenziellen Umweltwirkungen aus der Herstellungs-Phase

9.3.1.1 Analyse der Prozessbeiträge ausgewählter Wirkungskategorien

Die vorangegangene Analyse hat dargelegt, dass einige Produkte in bestimmten Wirkungskategorien besonders schlecht abschneiden. Auch bei der Normierung hat sich die erhöhte Relevanz einiger Wirkungskategorien gegenüber anderen gezeigt. Um zu verstehen, welche Herstellungsprozesse oder Rohstoffe für diese Umweltbelastungen verantwortlich sind, wurden Sankey-Diagramme der Herstellungs-Phase für ausgewählte Wirkungskategorien und Produkte erstellt. Diese sind im Folgenden abgebildet und dienen zudem der Ermittlung ökologische Hot-Spots. Eine vollständige Abbildung aller Herstellungsprozesse ließe sich kaum übersichtlich darstellen. Aus diesem Grund wurden in Abhängigkeit von der Komplexität der Darstellung nur Beiträge bis zu einem bestimmten Cut-off-Anteil berücksichtigt, der für jede Abbildung ausgewiesen wird.

In Abbildung 9.7 ist das Sankey-Diagramm für das **Ozonabbaupotenzial** der NCA-Batterie dargestellt, weil in dieser Wirkungskategorie die NCA-Batterie die mit Abstand höchsten potenziellen Umweltwirkungen aller betrachteten Produktsysteme ausweist (vgl. Abbildung 9.4). Man erkennt leicht, dass dies vor allem auf das als Binder bilanzierte Teflon (Tetrafluorethylen, $[C_2F_4]_n$) und die zu dessen Darstellung notwendigen halogenierten Kohlenwasserstoffe zurückzuführen ist. Eigentlich wird Polyvinylidenfluorid (PVDF, $[C_2H_2F_2]_n$) als Binder verwendet. Da aber dafür keine Datensätze in Ecoinvent verfügbar sind, wird nach Bauer (2010, S. 15) Teflon

bilanziert. Die benötigte Menge wird dabei aber um 50 % reduziert, weil PVDF nur halb so viel Fluor enthält wie Teflon. Das hohe Ergebnis in dieser Wirkungskategorie ist vor diesem Hintergrund mit Vorsicht zu betrachten. Andererseits erscheint die Vorgehensweise aufgrund der chemischen Ähnlichkeit gerechtfertigt.

Abbildung 9.8 zeigt das Sankey-Diagramm für das **Versauerungspotenzial** der NCA-Batterie, weil sie in dieser Kategorie ebenfalls vergleichsweis schlecht abschneidet. Hier ist in erster Linie Nickel für das Ergebnis verantwortlich, welches vor allem in der Kathode zum Einsatz kommt. Gleichzeitig zeigt sich, dass die Herkunft des Nickels von entscheidender Bedeutung ist: So ist der Beitrag von Nickel aus Russland ({RU}) um Faktor 5,7 höher als der des restlichen globalen Mixes ({GLO}). Nickel ist darüber hinaus neben Kupfer und Stahl ebenfalls mit verantwortlich für die hohen Beiträge in der Kategorie "Bildung von Photooxidantien".

Für die Wirkungskategorie marine aquatische Ökotoxizität, in der alle untersuchten Produktsysteme einen vergleichsweise hohen normierten Beitrag leisten, spielen vor allem Kupfer und Gold eine starke Rolle (vgl. Abbildung 9.9 für NCA). Da diese Elemente auch in der Leistungselektronik (Inverter) eine wichtige Rolle spielen, zeigt in dieser Kategorie erstmals auch der Inverter mit ca. 39 % einen wesentlichen Beitrag, der fast auf dem gleichen Niveau wie dem der Batteriezellen liegt.

Die Blei-Batterie zeigte in Abbildung 9.4 vor allem in der Kategorie **Ressourcenverbrauch** ein deutlich höheres Potenzial als die anderen Batterien. Aus Abbildung 9.10 geht hervor, dass dieser insbesondere auf das Blei zurückzuführen ist. Er lässt sich somit ganz wesentlich durch die verstärkte Nutzung von recyceltem Sekundär-Blei positiv beeinflussen.

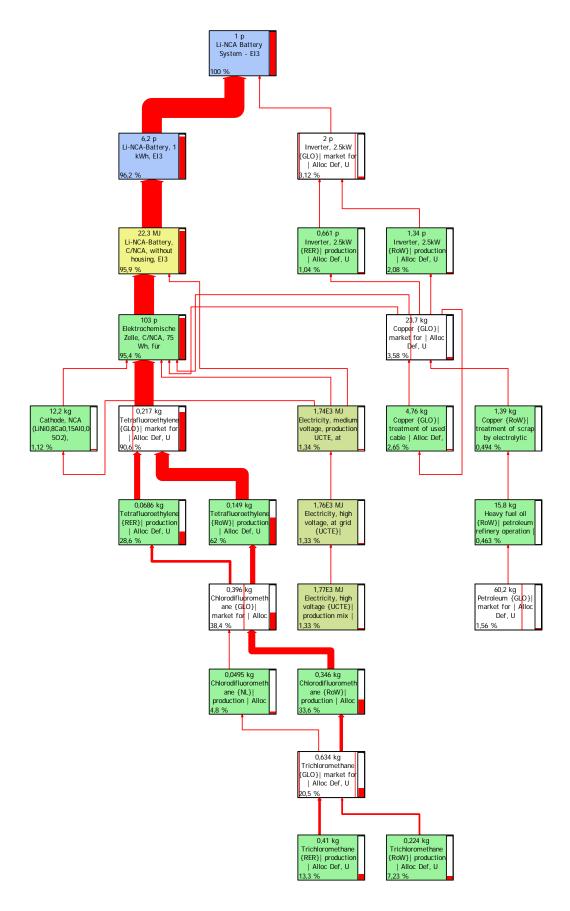


Abbildung 9.7: Sankey-Diagramm für das Ozonabbaupotenzial durch die Herstellung der Li-NCA-Batterie (CML-IA 3.02; 1 % Cut-off)

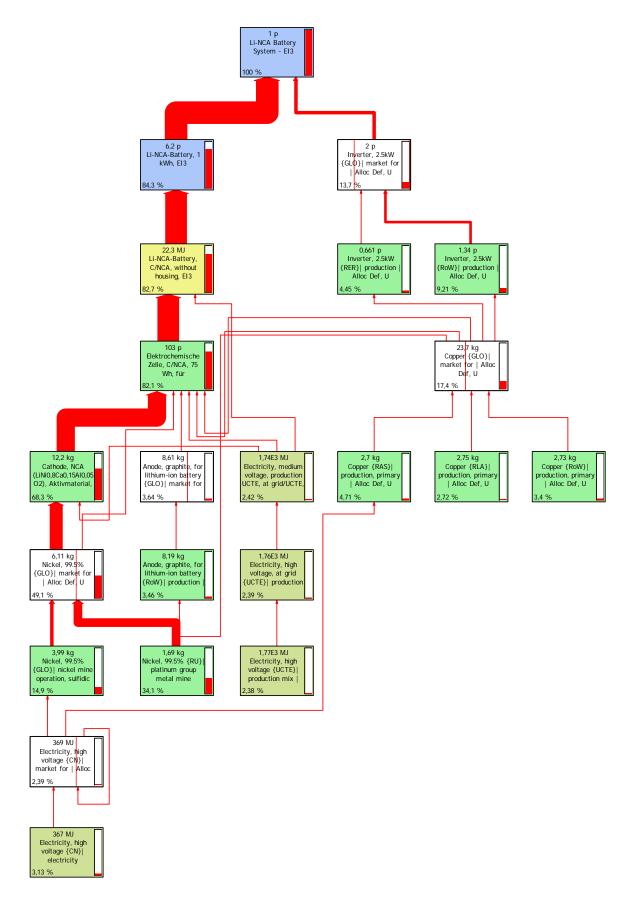


Abbildung 9.8: Sankey-Diagramm für das Versauerungspotenzial durch die Herstellung der Li-NCA-Batterie (CML-IA 3.02; 2,2 % Cut-off)

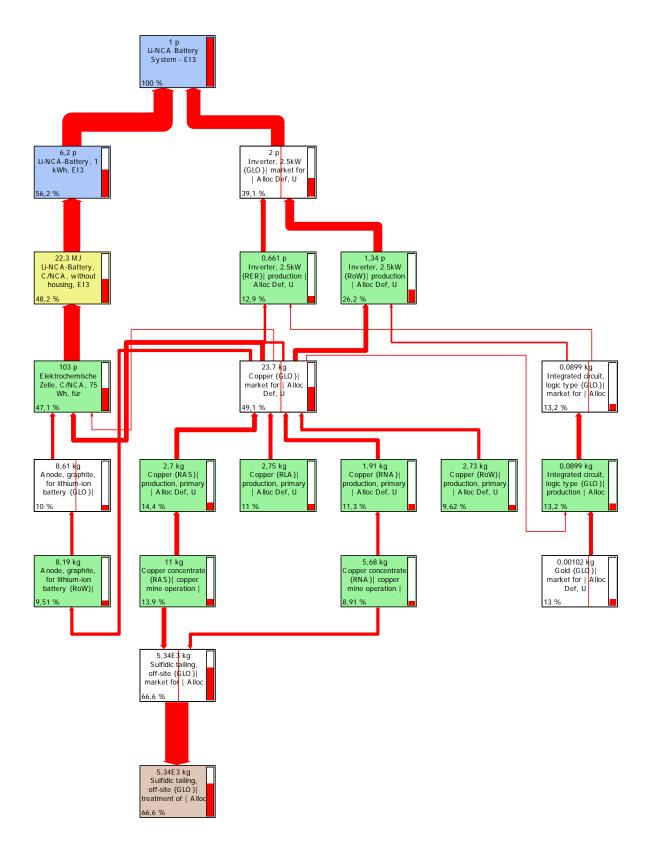


Abbildung 9.9: Sankey-Diagramm für das Potenzial zur marinen aquatischen Ökotoxizität durch die Herstellung der Li-NCA-Batterie (CML-IA 3.02; 8,6 % Cut-off)

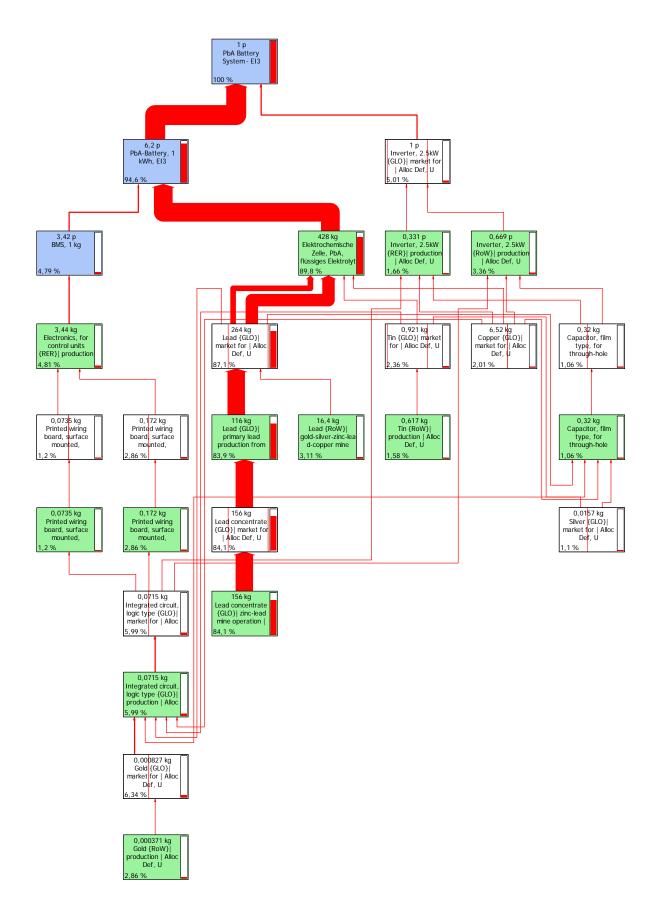


Abbildung 9.10: Sankey-Diagramm für den potenziellen Ressourcenverbrauch durch die Herstellung der Blei-Batterie (CML-IA 3.02; 1 % Cut-off)

9.3.2 Betrieb der Produktsysteme

Im Folgenden werden die potenziellen Umweltwirkungen des Betriebs der unterschiedlichen PV-Speicher und Betriebsstrategien im Vergleich zu einer zugehörigen PV-Anlage diskutiert. Während für die PV-Speicher eine einheitliche Nutzungsdauer von 20 Jahren angesetzt wird, werden für die PV-Anlage Ergebnisse für 20 und 30 Jahre Nutzungsdauer dargestellt. Abbildung 9.11 zeigt dies für die im Energiebereich relevanteste Kategorie Klimaänderungs-Potenzial. Dabei werden die potenziellen Wirkungen von Batterie- und Abregelungsverlusten sowie der Herstellung separat ausgewiesen. Es ist deutlich erkennbar, dass die Wirkungen der Nutzungsphase mit 68 – 90 % bei allen betrachteten Produkten stark dominieren, was typisch ist für den Energiesektor. Ferner wird deutlich, dass der mit der PV-Stromerzeugung verbundene Umweltnutzen, welcher als Gutschrift negativ in Grün dargestellt wird, durch die Herstellung und den Betrieb von PV-Speichern nicht übermäßig gemindert wird. Bei den untersuchten Lithium-Systemen zeigt sich eine Minderung von 5 – 10 %, bei den Blei-Systemen um 25 %. Das schlechtere Abschneiden der Blei-Batterien ist dabei vor allem auf die hohen Batterieverluste zurückzuführen. Durch eine Erhöhung des Systemwirkungsgrads könnte dieser Nachteil weitgehend eliminiert werden.

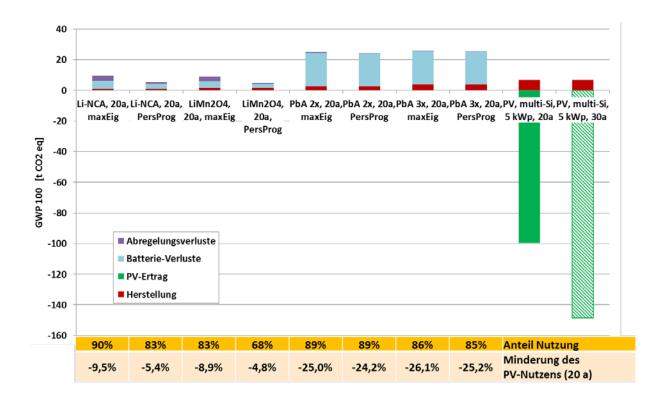


Abbildung 9.11: Klimaänderungspotenzial von Herstellung und Betrieb unterschiedlicher PV-Speicher und Betriebsstrategien im Vergleich zu einer PV-Anlage

In Abbildung 9.12 sind noch einmal die Ergebnisse aus Abbildung 9.11 für die Batteriesysteme und ohne die PV-Systeme dargestellt. Aufgrund der größeren Skalierung sind dabei die Unterschiede zwischen den Batteriesystemen besser erkennbar als in Abbildung 9.11. Dies gilt vor allem für den Einfluss der Betriebsstrategie, der vor allem bei den Lithium-Systemen stark zu Geltung kommt. Dies ist vor allem auf die Reduzierung der Abregelungsverluste durch die Persistenzprognose um 66 – 71 % zurückzuführen. Die Gesamtverluste des Batteriesystems werden dadurch um über 40 % reduziert. Bei der Bleibatterie kommen Abregelungsverluste aufgrund der höheren Batterieverluste dagegen kaum zum Tragen, weshalb die Betriebsstrategie auch kaum Einfluss auf die Reduktion der Systemverluste hat.

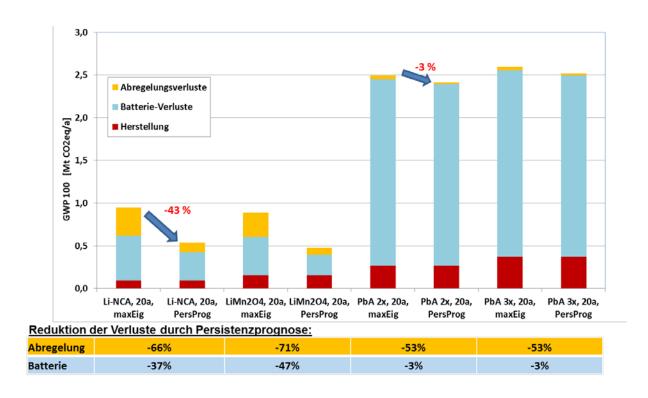


Abbildung 9.12: Klimaänderungspotenzial von Herstellung und Betrieb unterschiedlicher PV-Speicher und Betriebsstrategien im Detail

Abbildung 9.13 zeigt den relativen Vergleich der potenziellen Umweltwirkungen der Herstellungs- und Nutzungsphase. Die unterschiedlichen Betriebsstrategien maxEig und PersProg werden dabei immer direkt nebeneinander dargestellt. Verglichen werden diese wieder mit den potenziellen Umweltwirkungen, die sich aus Herstellung und Betrieb einer PV-Anlage mit 5 kWp über 20 Jahre (20a, hellgrün) bzw. 30 Jahre (30a, dunkelgrün) ergeben. Da durch den Betrieb der PV-Anlage diese in fast allen Wirkungskategorien zu einer Netto-Umwelt*ent*lastung führt, müssten die grünen Säulen eigentlich negativ aufgetragen werden. Um eine bes-

sere Lesbarkeit zur erzielen, werden alle Effekte als positive Werte abgebildet und in der Legende vermerkt, dass es sich bei den grünen Säulen für PV um Gutschriften handelt. Nur wenn die grünen Säulen schraffiert dargestellt sind, kann der Betrieb der PV-Anlage die Umweltbelastungen aus deren Herstellung nicht kompensieren, und es handelt es sich um eine Netto-Belastung. Dies trifft auf den Ressourcenverbrauch (1) und – nur bei 20-jähriger Betriebszeit – auch auf die Süßwasser-Ökotoxizität (6) zu.

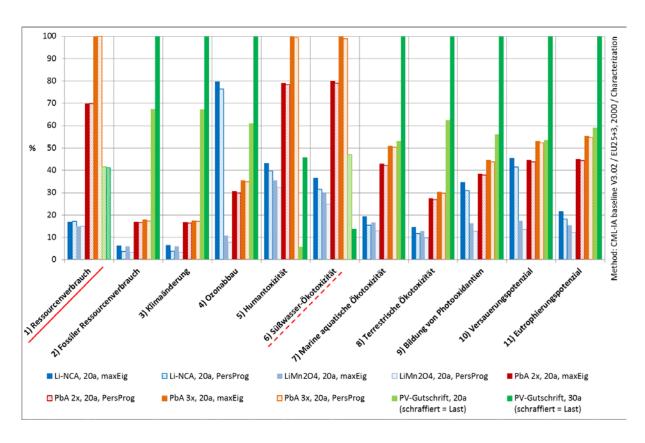


Abbildung 9.13: Relativer Vergleich der potenziellen Umweltwirkungen ausgewählter Wirkungskategorien für die Herstellungs- und Nutzungs-Phase

Es wird deutlich, dass die Umweltentlastung durch den Betrieb der PV-Anlage in den meisten Wirkungskategorien deutlich größer ist als die potenziellen Umweltbelastungen, die sich aus Herstellung und Betrieb der PV-Speicher ergeben. Ausnahmen sind neben den bereits erwähnten Kategorien Ressourcenverbrauch (1) und Süßwasser-Ökotoxizität (6) nur noch die Humantoxizität (5), wobei Letztere für die Li-Systeme durch einen 30-jährigen PV-Betrieb ausgeglichen werden könnte. Die Wirkungen der Blei-Batterie fallen in diesen Kategorien besonders hoch aus. Zudem deutet der signifikante Unterschied von 20 bis 30 Prozentpunkten zwischen dem Gebrauch von zwei (PbA 2x) und drei (PbA 3x) Blei-Batterien auf einen besonders großen Einfluss der Herstellung in diesen Kategorien hin. Wie in Kapitel 9.1.2 bereits erwähnt, sind die Toxizitäts-Kategorien methodisch noch in der Entwicklung und die Datenlage gleichzeitig eher mäßig, sodass die Ergebnisse mit Vorsicht rezipiert werden müssen.

Auffällig ist zudem das vergleichsweise schlechte Abschneiden der Li-NCA-Batterie in den Kategorien Ozonabbau (4), Bildung von Photooxidantien (9) und Versauerungspotenzial (10). Letzteres ist wie in Kapitel 9.3.1.1 beschrieben vor allem auf das benötigte Nickel zurückzuführen. Die Ergebnisse zum Ozonabbau sind auf die benötigten halogenierten Kohlenwasserstoffe zurückzuführen und stehen, wie in Kapitel 9.3.1.1 erläutert, unter dem Vorbehalt, dass für den Binder anstelle von Polyvinylidenfluorid Teflon bilanziert wurde.

Für die übrigen Wirkungskategorien wird der Nutzen einer PV-Anlage zumeist um weniger als 20 % reduziert. Für die derzeit am intensivsten diskutierte Kategorie "Klimaänderung" liegt die Minderung zumindest für die Lithium-Systeme sogar deutlich unter 10 %.

Abbildung 9.14 zeigt wie Abbildung 9.5 wieder eine auf das EU-Emissionsniveau normierte Darstellung. Wiederum wird deutlich, dass die Kategorie **marine aquatische Ökotoxizität** (7) in diesem Vergleich die höchsten Beiträge zu verzeichnen hat, die aber vollständig durch den Betrieb der PV-Anlage kompensiert werden können. In Abbildung 9.15 ist dies noch einmal logarithmisch skaliert dargestellt.

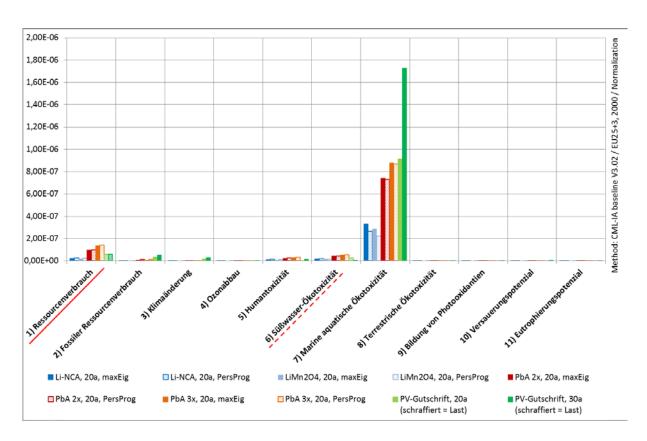


Abbildung 9.14: Normierte potenzielle Umweltwirkungen der Herstellungs- und Nutzungs-Phase

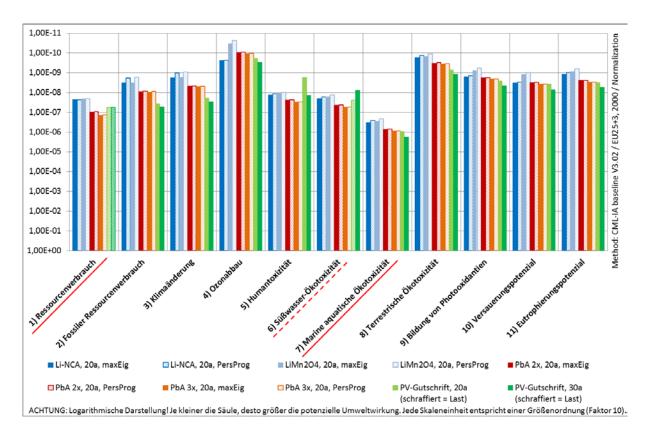


Abbildung 9.15: Logarithmische Darstellung der normierten potenziellen Umweltwirkungen der Herstellungs- und Nutzungs-Phase

9.4 Recycling

Da zum Recycling der betrachteten Speichersysteme keine verwertbaren Daten vorliegen und bisher ein umfassendes Recycling vor allem für Blei-Batterien etabliert ist, während es sich für Lithium-Ionen-Batterien noch in der Entwicklung befindet, musste auf eine End-of-Life-Betrachtung verzichtet werden. Bekannte Verfahren sind auf Li-Ionen-Batterien für portable Elektronik ausgerichtet, arbeiten mit unzureichenden Rückgewinnungsquoten und vernachlässigen Lithium als wertvolle Ressource (Buchert et al. 2011a). Da bereits heute abzusehen ist, dass zukünftig durch Elektromobilität und PV-Speicher Li-Ionen-Batterien unterschiedlicher Zusammensetzung eine gewaltige Entwicklung erfahren dürften, wird auch an verschiedenen hydrometallurgischen und pyrometallurgischen Recycling-Ansätzen zur Rückgewinnung des Siliziums gearbeitet, für die es auch bereits erste Ökobilanz-Studien gibt (Buchert et al. 2011b; Treffer 2011; Buchert et al. 2011a; Kwade und Bärwaldt 2012). Allerdings beruhen deren Daten zum Teil auf Einzel- und Laborversuchen sowie Prozesssimulationen. Bis zu ihrer großtechnischen Etablierung in der Praxis dürften diese Verfahren noch nennenswerte Optimierungsschritte durchlaufen. Zudem fallen wichtige Sachbilanzdaten unter das Betriebsgeheimnis, sodass sie nicht für die vorliegende Studie herangezogen werden konnten.

Es sei aber darauf hingewiesen, dass sich durch das Recycling und die damit verbundene Rückgewinnung vor allem von Kupfer, Nickel, Kobalt und künftig auch Lithium die Umweltwirkungen in den meisten Wirkungskategorien verbessern lassen. Dadurch lassen sich abiotische Primärressourcen sowie Säurebildneremissionen aus der Erzaufbereitung einsparen. Dies führt zu teils deutlichen Gutschriften, insbesondere bei den Wirkungskategorien Versauerungspotenzial und Verbrauch abiotischer Ressourcen, aber auch bei der Eutrophierung und der Bildung von Photooxidantien. Als Kehrseite des Ganzen ergeben sich beim derzeitigen Entwicklungsstand Nettolasten in Bezug auf Treibhausgasemissionen und KEA, sofern nicht auf die Lithium-Rückgewinnung verzichtet wird (Buchert et al. 2011a). Die Autoren beschreiben daher selbst die Notwendigkeit weiterer Ökobilanz-Studien, sobald die Verfahren großtechnisch etabliert sind.

9.5 Erweiterte Betrachtung möglicher Auswirkungen im Kraftwerkspark

Im Folgenden werden der Einfluss möglicher Veränderungen im Kraftwerkspark sowie mögliche Auswirkungen der Erbringung von Systemdienstleistungen durch Batteriespeicher auf die Ergebnisse dargestellt.

9.5.1 Mögliche Veränderungen im Kraftwerkspark

Die bisher dargestellten Untersuchungen zu den potenziellen Umweltbelastungen durch den Betrieb von PV-Speichern sowie den Umweltentlastungen durch den Betrieb einer zugehörigen PV-Anlage basieren auf der Verdrängung von fossil erzeugtem Strom durch PV bzw. deren Minderung durch Speicherverluste in Deutschland. Die Berechnungen basieren auf einer vom Umweltbundesamt etablierten Methode, denen der konventionelle deutsche Energiemix zugrunde liegt (UBA 2014, S. 38). Dabei werden zu 75,5 % Steinkohle, zu 21,5 % Erdgas und zu 3 % Braunkohle verdrängt (vgl. Kapitel 9.2.5, S. 145).

Die Effekte können sich durchaus verändern, insbesondere wenn einzelne Energieträger vollständig verdrängt wurden. In anderen Ländern mit einem anderen Energiemix können die Wirkungen sogar gänzlich anders ausfallen. Abbildung 9.16 zeigt den Einfluss unterschiedlicher Annahmen durch einen Vergleich der bisherigen Ergebnisse für die Li-NCA-Batterie sowie die PV-Anlage mit Ergebnissen, denen eine reine Verdrängung von Strom aus Erdgas ("GAS") zugrunde liegt. Eine solche Situation wäre für Deutschland durchaus denkbar, da aufgrund der höheren Emissionen vorzugsweise Kohle verdrängt werden sollte. Zudem stellen Gaskraftwerke aufgrund der besseren Regelbarkeit eine sinnvollere Ergänzung zu den im Rahmen der Energiewende stark auszubauenden, fluktuierenden Energieträgern dar. Dabei zeigt sich, dass vor allem die Toxizitäts-Kategorien (5 – 8) und das Eutrophierungspotenzial (11) deutlich schlechter ausfallen, weil die Stromerzeugung aus Gas in diesen Kategorien mit deutlich weniger Umweltbelastungen verbunden ist, als die aus Kohle. Abgesehen vom Ressourcenver-

brauch (1) bleiben in den anderen Wirkungskategorien die Netto-Entlastungen durch den Betrieb der PV-Anlage erhalten. Dies gilt insbesondere für die recht wichtigen Kategorien Klimaänderung (3), fossiler Ressourcenverbrauch (2) und Versauerungspotenzial (10). In der Kategorie Ozonabbau (4) ist die Verdrängung von Strom aus Gaskraftwerken sogar mit größeren
Umweltentlastungen verbunden als beim Mix mit Kohlestrom. Die positive Wirkung einer PVAnlage in den derzeit politisch wichtigen Wirkungskategorien bleibt also bestehen und wird
auch durch den Betrieb von PV-Speichern nicht unverhältnismäßig vermindert.

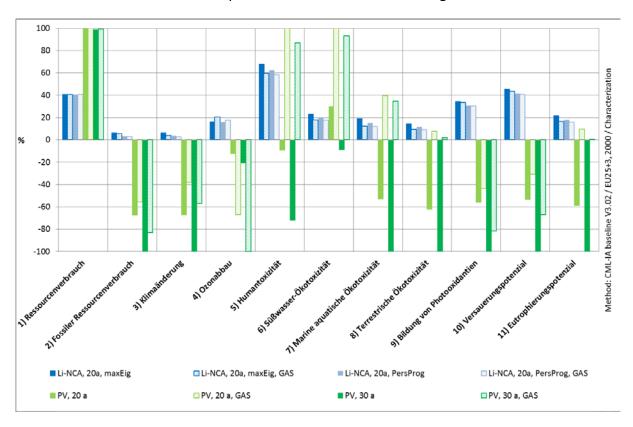


Abbildung 9.16: Vergleich der potenziellen Umweltwirkungen bei unterschiedlichen Annahmen zum verdrängten fossilen Energieträgermix

9.5.2 Berücksichtigung von Systemdienstleistungen

Batteriespeicher können eine ganze Reihe von Systemdienstleistungen (SDL) erbringen, die zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität und somit der Versorgungssicherheit notwendig sind und bisher vor allem durch konventionelle Kraftwerke erbracht wurden. Dazu zählen Beiträge zur Momentanreserve, Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL), Schwarzstartfähigkeit, und Gradientensteuerung (Ramping). Hinzu kommen die Bereitstellung einer temporären unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV), gesicherte Leistung, Sekundärregelleistung (SRL), Minutenregelleistung (MRL), Blindleistung zur Spannungshaltung, Kurzschlussleistung sowie Netzengpassmanagement (Sterner und Stadler 2014). Die Erbringung solcher Systemdienstleistungen durch Speicher hat dabei gleich zwei positive Effekte:

- Bisher sind konventionelle Kraftwerke zur Erbringung bestimmter Systemdienstleistungen wie Momentanreserve, PRL, Schwarzstart und Kurzschlussleistung notwendig.
 Diese müssen sowohl aus technischen als auch aus wirtschaftlichen Gründen mit einer gewissen Mindestauslastung betrieben werden, was man als konventionellen "Must-Run" bezeichnet. Dieser Must-Run kann maßgeblich reduziert werden.
- 2. Die verbleibenden konventionellen Kraftwerke können effizienter betrieben werden, da sie seltener zur Erbringung von Systemdienstleistungen in den ineffizienteren Teillastbetrieb wechseln müssen.

Die im Rahmen des Projekts "PV-Nutzen" durchgeführten Untersuchungen zu Speicher-Effekten im Verteil- und Übertragungsnetz konnten solche Effekte methodisch nicht abbilden. Daher werden im Folgenden Erkenntnisse aus der Literatur zu diesen Effekten dargestellt. Im Fokus steht dabei die Erbringung von Primärregelleistung durch Batteriespeicher.

Für die unterschiedlichen Arten von Regelleistung, deren Bedarf mit zunehmendem Ausbau fluktuierender Erneuerbarer Energien langfristig steigen dürfte, existieren bereits funktionierende Märkte. Auch PV-Speicher können sich an diesen Märkten beteiligen, wenn sie durch einen Dienstleister in einem Pool zusammengefasst werden, der die Präqualifikationskriterien der Netzbetreiber erfüllt. Der attraktivste dieser Märkte, in welchem die Konkurrenz zudem vergleichsweise gering ist, ist der Markt für Primärregelleistung.

Für die Erbringung von Primärregelleistung durch Batteriespeicher wurde am Forschungszentrum Jülich kürzlich eine Ökobilanzstudie erstellt (Koj et al. 2015). Dabei wurde untersucht, welchen Effekt es im Kraftwerkspark hätte, wenn die gesamte in Deutschland derzeit notwendige Primärregelleistung von 551 MW durch Lithium-Großspeicher mit einer Nutzungsdauer von 20 Jahren (2015 – 2034) bereitgestellt würde. Diese PRL-Bereitstellung von 551 MW über 20 Jahre stellt dabei die funktionelle Einheit dar. Das betrachtete System umfasst dabei die Herstellung und den Betrieb der Batteriespeicher inkl. Speicherverluste und Hilfsenergiebedarf, bspw. zur Kühlung des Systems. Dieser Eigenverbrauch wird auf Grundlage von Simulationen des Batteriesystemherstellers Younicos mit 121,4 MWh/a pro MW Regelleistung bzw. 0,206 MWh pro MWh Regelenergiebereitstellung angesetzt. Zur Deckung dieses Eigenverbrauchs wird ein durchschnittlicher Energiemix für den Zeitraum 2015 – 2034 entsprechend der Prognose im "Netzentwicklungsplan Strom 2014" der deutschen Übertragungsnetzbetreiber angenommen. Dies wird verglichen mit der PRL-Bereitstellung durch Steinkohlekraftwerke mit einem Wirkungsgrad von 46,06 %, deren Herstellung und Betrieb ebenfalls betrachtet werden. Berücksichtigt wird dabei auch die sich in Abhängigkeit von der Auslastung verändernde Effizienz des Kraftwerks sowie der zur PRL-Erbringung erforderliche Must-Run. Weitere Annahmen sind eine Kraftwerksnennleistung von P_N = 800 MW, eine Mindestbelastung von 40 %, eine maximale PRL-Bereitstellung von 5,5 % der Nennleistung und eine Regelungsdynamik von 4 % P_N /min.

Die Untersuchung kommt zu dem Ergebnis, dass durch die PRL-Bereitstellung durch Batteriespeicher bis zu 57 TWh bzw. 2,85 TWh/a fossile Energieerzeugung vermieden werden können.

Vergleicht man dies mit den im Rahmen von "PV-Nutzen" (AP 6) ermittelten Verlusten von PV-Speichern bei einer 100-prozentigen Speicherdurchdringung von 1 – 2,3 TWh pro Jahr so wird deutlich, dass diese Verluste durch die Bereitstellung von Primärregelleistung kompensiert werden könnten. Koj et al. (2015) kommen darüber hinaus zu dem Ergebnis, dass die Batteriespeicher nur in der Wirkungskategorie Ressourcenverbrauch schlechter abschneiden, als die PRL-Bereitstellung durch Kohlekraftwerke, was sich mit den Ergebnissen von PV-Nutzen deckt. Sie kommen zu dem Schluss dass die PRL-Bereitstellung durch Batteriespeicher den fossilen Must-Run signifikant reduziert und dadurch deutliche Umweltentlastungen realisieren kann.

Einschränkend muss hinzugefügt werden, dass die alleinige PRL-Bereitstellung durch Kohle-kraftwerke nicht ganz realistisch erscheint. Zwar sollten im Rahmen der Energiewende vorzugsweise zunächst Kohlekraftwerke verdrängt werden, langfristig dürften sich damit aber voraussichtlich Gaskraftwerke zur PRL-Bereitstellung durchsetzen. Wie im vorangegangenen Abschnitt dargestellt, fallen die Umweltentlastungen bei der Verdrängung von Gaskraftwerken aber sehr viel geringer aus. Solange sich jedoch Kohlekraftwerke noch in signifikantem Maße an der PRL-Bereitstellung beteiligen, ist die PRL-Bereitstellung durch Batteriespeicher erstrebenswert und mit einem deutlichen Umweltnutzen verbunden. Da dieser Effekt auf den Betrieb der Speicher zurückzuführen ist, erscheint eine Übertragung der Ergebnisse der untersuchten Großspeicher auf kleinere PV-Speicher zulässig.

Gleichzeitig ist es notwendig, dass auch andere Systemdienstleistungen für Batteriespeicher erschlossen werden, auch wenn dafür noch keine Märkte existieren sollten. Nur wenn alle Systemdienstleistungen, die bisher nur durch konventionelle Kraftwerke erbracht werden, durch neue emissionsarme Komponenten im Energiesystem erbracht werden können, ist eine effektive Reduktion oder völlige Vermeidung des fossilen Must-Runs möglich.

9.6 Beurteilung der Datenqualität

Die Datenqualität kann aufgrund der Datenherkunft charakterisiert werden. Die Daten basieren überwiegend auf Sekundärdaten aus der validierten Ecoinvent-Datenbank, deren Qualität als angemessen und als Standard im Bereich der Ökobilanzierung gilt. Zur Wahrung der Konsistenz wurde dabei immer dasselbe System- und Allokationsmodell von Ecoinvent verwendet ("Allocation Default", v. 3.1). Gleiches gilt für die verwendeten Charakterisierungs- und Normierungs-Faktoren, die einheitlich auf der Methode "CML-IA baseline v3.02" (2013) beruhen. Allerdings stammen die Daten zur Herstellung der Batteriesysteme aus unterschiedlichen Quellen und weisen unterschiedliche Aggregations-Niveaus auf. So sind die Daten zur Herstellung der Blei-Batterie deutlich stärker aggregiert als die zur Herstellung der Lithium-Systeme. Da für den Binder der Li-NCA-Batterie keine Herstellungsdaten vorlagen, musste ein chemisch ähnlicher Stoff bilanziert werden, was durchaus üblich ist, jedoch einen Einfluss auf die Ergebnisse haben kann. Für die Herstellung der Blei-Batterie wurde ein Mix aus primärem und se-

kundärem Blei angenommen, während zur Herstellung der Lithium-Systeme fast ausschließlich Primär-Materialien angenommen werden. In der Praxis wird auch hier ein steigender Einsatz von Sekundär-Materialien erfolgen, zu welchem aber bisher keine belastbaren Daten vorliegen.

Die verwendeten Ecoinvent-Daten stammen zwar aus der aktuellsten verfügbaren Datenbank, sind aber mittlerweile teilweise über 10 Jahre alt. Für die Roh- und Hilfsstoffe ist dies zumeist unproblematisch. Gerade in Bereichen Elektronik, Photovoltaik und Speichersysteme herrschen hingegen ein hoher Entwicklungsdruck und kurze Innovationszyklen, weshalb mit der Realisierung deutlicher Optimierungen und Effizienzsteigerungen gerechnet werden kann. Für die Herstellung der PV-Module als Referenz wurden die Daten anhand aktueller Literatur für das Produktionsjahr 2011 aktualisiert. Die der Literatur zu den Batteriesystemen zugrunde liegenden Daten sind mit 5 bis 10 Jahren teilweise etwas älter, weshalb die Datenqualität als mäßig eingeschätzt wird. Die zur Bilanzierung der NCA-Batterie verwendete Quelle macht zur Einschätzung der Datenqualität folgende Ausführungen: "Während für die Synthese der Elektrodenmaterialien und die Materialflüsse zur Herstellung der elektrochemischen Zellen belastbare Daten und Informationen vorlagen, konnte der direkte Energieverbrauch zur Herstellung der elektrochemischen Zellen und der Batterie nur grob abgeschätzt werden. Ebenfalls wenig verlässliche Informationen lagen zur genauen Zusammensetzung der kompletten Batterien vor, d. h. zu den Anteilen an Zellen, Gehäuse und Batteriesteuerung." (Bauer 2010, S. 32). Die ausgewiesenen potenziellen Umweltwirkungen dürften vor diesem Hintergrund eine Worst-Case-Betrachtung darstellen, was für Ökobilanzen nicht unüblich ist.

Alter und Repräsentativität der Daten wurden anhand der in SimaPro implementierten Pedigree-Matrix zur Abschätzung von Unsicherheiten berücksichtigt. Abbildung 9.17 zeigt das Ergebnis einer **Monte-Carlo-Analyse** mit 1.000 Durchläufen für die Li-NCA-Batterie zur Abschätzung der **Ergebnisunsicherheit**. Dabei wird deutlich, dass die Unsicherheit in der Regel in der Größenordnung des Ergebnisses liegt. Besonders klein ist die Unsicherheit mit <17 % für die Kategorien Klimaänderung (3) und fossiler Ressourcenverbrauch (2). Besonders groß ist die Unsicherheit für die Toxizitäts-Kategorien (5 – 8). Die Ergebnisse für die terrestrische Ökotoxizität (8) dürften mit einer Unsicherheit von über 25.000 % eigentlich nicht berücksichtigt werden. In den übrigen Kategorien liegt die Unsicherheit meist bei ±30 %, was akzeptabel erscheint. Für die weiteren untersuchten Produktsysteme fallen die Unsicherheiten ähnlich aus, weshalb sie hier nicht zusätzlich dargestellt werden. Unterschiede, die innerhalb dieser Unsicherheiten liegen, sind streng genommen nicht als signifikant einzustufen.

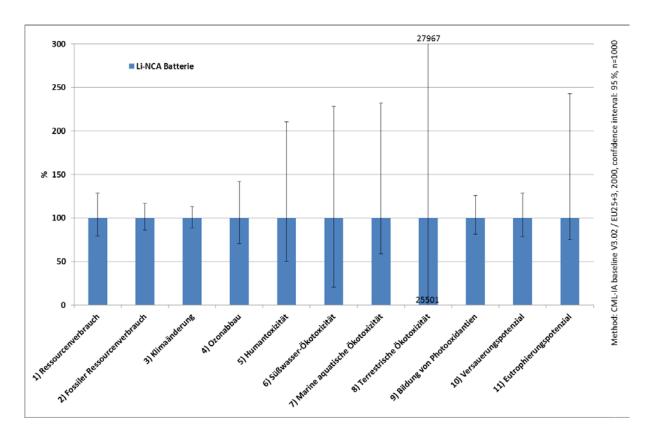


Abbildung 9.17: Relative Ergebnisunsicherheit für die Li-NCA-Batterie

Gewisse **Sensitivitäten** wurden bereits bei der Ergebnisdarstellung diskutiert. So wurden für die Blei-Batterie drei und das PV-System zwei unterschiedliche Annahmen zur Lebensdauer getroffen. Die dargestellten Betriebsstrategien zeigen die Spannbreite des möglichen Einflusses der jeweiligen Betriebsstrategie auf. Auch der Einfluss eines veränderten fossilen Energiemixes wurde exemplarisch gezeigt. Zudem wurde auf den Einfluss der Verwendung von Primär- und Sekundär-Blei hingewiesen. Abbildung 9.18 zeigt dazu den direkten Vergleich zwischen der bisher betrachteten Blei-Batterie mit einem Anteil an Sekundär-Blei von 70 % und einer Blei-Batterie, die ausschließlich aus primärem Blei besteht. Aus der Abbildung geht hervor, dass für die Kategorie Ressourcenverbrauch (1) die Batterie mit 70 % recyceltem Blei etwa 60 % besser abschneidet, als die Batterie, die nur aus primärem Blei besteht. Gleichzeitig wird in Verbindung mit der vorangegangenen Unsicherheitsanalyse deutlich, dass die Unterschiede in den übrigen Kategorien innerhalb des Unsicherheitsbereichs liegen und somit nicht signifikant sind.

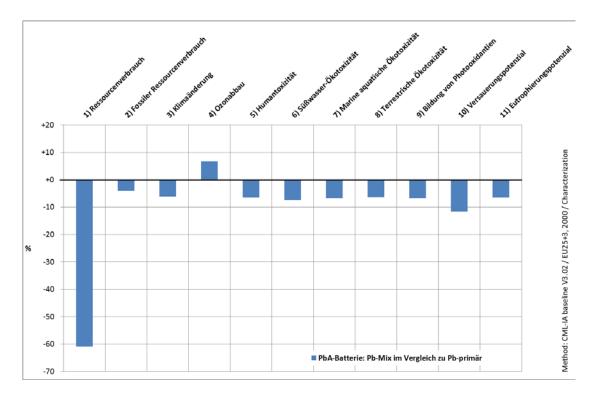


Abbildung 9.18: Vergleich einer Bleibatterie mit einem Anteil von 70 % Sekundär-Blei (Pb-Mix) zu einer Batterie, die nur aus Primär-Blei besteht

9.7 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Die Herstellung von Batteriespeichern für PV-Anlagen ist mit Umweltbelastungen verbunden, die aber in den meisten Wirkungskategorien deutlich unter den potenziellen Umweltbelastungen liegen, die mit der Herstellung einer zugehörigen PV-Anlage verbunden sind. Das Klimaänderungspotenzial durch die Herstellung von PV-Speichern liegt bspw. mehr als 75 % unter dem, was mit der Herstellung der zugehörigen PV-Anlage verbunden ist.

Lithium-Systeme schneiden dabei in den meisten Kategorien tendenziell besser ab als Blei-Batterien. Dies gilt besonders dann, wenn die voraussichtlich längere Lebens- bzw. Nutzungsdauer der Lithium-Systeme berücksichtigt wird.

In vielen Wirkungskategorien haben der Betrieb und die damit verbundenen Verluste einen großen Einfluss. Dies gilt insbesondere für das Klimaänderungspotenzial. Aufgrund der höheren Effizienz verstärkt sich dabei der Vorteil der Lithium-Systeme gegenüber den Blei-Batterien deutlich. Sie mindern die Netto-Umweltentlastung, die durch den 20-jährigen Betrieb einer PV-Anlage realisiert wird, um weniger als 10 %, während Blei-Batterien ihn um etwa 25 % mindern. Durch eine geeignete Betriebsstrategie wie die in "PV-Nutzen" entwickelte Persistenzprognose lassen sich bei Lithium-Systemen sowohl Batterie- als auch Abregelungsverluste deutlich reduzieren, wodurch sich das Klimaänderungspotenzial annähernd halbieren lässt. Gleichzeitig kann die Nutzungsdauer deutlich verlängert werden. Bei Blei-Batterien hat die Betriebsstrategie hingegen keinen erheblichen Einfluss. Einschränkend muss zu diesen die

Nutzungsphase betreffenden Ergebnissen darauf hingewiesen werden, dass diese auf Betriebs-Simulationen für bestimmte Batterietypen mit einer ganz spezifischen Zellchemie beruhen und sich nicht auf beliebige Lithium-Ionen- oder Blei-Batterien übertragen lassen.

Auch in den meisten übrigen Wirkungskategorien wie Versauerungspotenzial, Eutrophierungspotenzial, dem Potenzial zur Bildung von Photooxidantien, der potenziellen marinen Ökotoxizität oder dem Abbau fossiler Ressourcen übersteigen die potenziellen Umweltbelastungen durch Herstellung und Betrieb der PV-Speicher nicht die potenziellen Netto-Entlastungen durch den Betrieb der zugehörigen PV-Anlage. Lediglich beim abiotischen Ressourcenverbrauch und der Süßwasser-Ökotoxizität entstehen in jedem Fall Netto-Belastungen. Bei den Potenzialen für Ozonabbau und Humantoxizität lassen sich Netto-Belastungen einzelner Systeme durch einen um 10 Jahre längeren Betrieb der PV-Anlage kompensieren.

Bei der Bewertung der Ergebnisse sollte man bedenken, dass zur Realisierung der Energiewende mit einem EE-Anteil von über 80 % an der Stromerzeugung und einem hohen Anteil fluktuierender EE aus Wind und Sonne ein Mix unterschiedlicher Speicher-Technologien im Energiesystem perspektivisch notwendig wird (Sterner und Stadler 2014; Pape et al. 2014). Dezentrale Lithium-Ionen-Speicher gehören mit Systemwirkungsgraden um 90 % zu den effizientesten Speicher-Systemen überhaupt. Die Speicherverluste liegen mit ca. 10 % in etwa derselben Größenordnung, wie die Transportverluste von konventionellem Strom über die Transport- und Verteilnetze. Darüber hinaus können sie so gut wie alle Systemdienstleistungen im Stromsystem bereitstellen, für die bisher konventionelle Kraftwerke notwendig waren. Vor diesem Hintergrund kann man festhalten, dass PV-Speicher die Ökobilanz von PV-Strom zwar belasten, diese Belastung aber nicht unangemessen oder unverhältnismäßig hoch ausfällt. Aus ökologischer Sicht erscheinen Lithium-Systeme mit einer geeigneten Betriebsführung (z. B. Persistenzprognose) am geeignetsten.

Die Ergebnisse stellen auch in Anbetracht der Datenqualität eine Worst-Case-Abschätzung für Batteriespeicher dar. Da zum Recycling der betrachteten Speichersysteme keine ausreichenden Daten vorlagen und bisher ein umfassendes Recycling vor allem für Bleisäure-Batterien etabliert ist, während es sich für Lithium-Ionen-Batterien noch in der Entwicklung befindet, musste auf eine analytische End-of-Life-Betrachtung verzichtet werden.

Bei Lithium-Ionen-Batterien existiert ein sehr breites Spektrum möglicher aktiver Materialien zur Gestaltung der Zellchemie, was auch die Batterie-Eigenschaften wie Energiedichte oder Zyklenfestigkeit maßgeblich beeinflussen kann. Daher sind die hier dargestellten Ergebnisse nicht ohne weiteres auf andere Lithium-Ionen-Batterien übertragbar. Neben einer individuellen Ökobilanzierung müssten auch die im Projekt PV-Nutzen ermittelten Erkenntnisse zum Einfluss der Betriebsstrategie für solche Systeme ermittelt werden. Die möglicherweise gut für den stationären Gebrauch geeigneten Batterien auf Basis von Lithium-Eisen-Phosphat (LFP) zeigen in bisherigen Untersuchungen bei der Herstellung keine eindeutigen Vor- oder Nachteile gegenüber den untersuchten NCA-Batterien: Einerseits verursacht die Herstellung

von LFP-Batterien mehr Treibhausgasemissionen, dafür andererseits aber weniger Schadstoffe, die zur Versauerung und Überdüngung der Ökosysteme sowie zur Ökotoxizität beitragen (Bauer 2010).

Weitere Verbesserungen sind für alle Batterietypen allgemein durch eine effizientere und weniger ressourcenintensive Herstellung, Meidung umweltbelastender Stoffe und Verfahren, höhere Wirkungsgrade und längere Nutzungsdauern im Betrieb sowie Optimierungen beim Recycling möglich. Dazu sollte vor allem das Recycling von Lithium-Ionen-Batterien weiterentwickelt werden. Da dabei die sortenreine Erfassung unterschiedlicher chemischer Systeme von Vorteil sein kann, sollte auch die verbindliche Einführung eines Systems zur Kennzeichnung der Zellchemie dieser Batterien erwogen werden, welches eine möglichst einfache/ automatische Sortierung erlaubt.

Durch das Erschließen von Systemdienstleistungen durch Batteriespeicher kann der Einsatz fossiler Kraftwerke zu diesem Zweck vermindert werden. Gleichzeitig können verbleibende fossile Kraftwerke effizienter betrieben werden. Die Umweltbelastungen durch PV-Speicher lassen sich dadurch deutlich reduzieren, was in der Literatur am Beispiel von Primärregelleistung gezeigt wurde. Wichtig zur Erschließung dieses Potenzials ist jedoch, fossile Kraftwerke in sämtlichen Systemdienstleistungen abzulösen, auch wenn für diese teilweise noch keine funktionierenden Märkte existieren. Dafür sind die Rahmenbedingungen entsprechend anzupassen.

10 AP 9 – Zusammenführung und Dissemination der Ergebnisse

In diesem AP wurden die Ergebnisse aller AP zusammengeführt, bewertet und diskutiert. Die Ergebnisse wurden in Form von Konferenzbeiträgen, zwei Experten-Workshops und weiterer Produkte und Publikationen, die sich an unterschiedliche Zielgruppen richten und im Folgenden näher beschrieben werden, der Öffentlichkeit zugänglich gemacht (vgl. Tabelle 10.1).

Tabelle 10.1: Zuordnung der im Rahmen der Dissemination erstellten Produkte und deren Zielgruppen

Produkte	Betreiber	Hersteller	Politik	Wissen- schaft
Projektwebsite	х	х	х	х
Ergebnisberichte	х	х	х	х
Konferenzbeiträge		х		х
Handlungsempfehlungen		х	х	
Workshops		х	х	х
PV-Speicherrechner	х	х		

10.1 Projektwebsite

Im Rahmen des Projektes wurde eine Webseite aufgebaut (http://www.pv-nutzen.rwth-aachen.de), auf der über aktuelle Arbeiten, Zwischenergebnisse und Veröffentlichungen berichtet wurde. Auf dieser Webseite kann zudem der im Projekt entwickelte "PV-Speicherrechner" kostenlos heruntergeladen werden (http://www.pv-nutzen.rwth-aachen.de/das-projekt/pv-speicherrechner). Dieser wurde im Rahmen von AP 9 (Hinweise zur optimalen Auslegung der Speichersysteme) vom ISEA entwickelt und berechnet die wirtschaftlichste Speicherkapazität für einen bestimmten, frei wählbaren Haushalt. Dadurch soll interessierten Stakeholdern eine Hilfestellung zur Wahl der geeigneten Speichergröße gegeben werden.

10.2 Workshops

Zudem wurden im Projekt zwei Workshops organisiert. Der erste Workshop (Validierungs-Workshop) fand am Ende des ersten Projektjahres statt. Dort wurden erste Zwischenergebnisse sowie die verwendeten Annahmen den verschiedenen Interessengruppen (PV-Industrie, Speicherindustrie, Netzbetreiber und EVUs, Politik) präsentiert, entsprechend diskutiert und kommentiert. Sämtliche Vorträge (auch von externer Seite), sowie eine daraus folgende Pressemitteilung können auf der Webseite eingesehen werden (http://www.pv-nutzen.rwth-

<u>aachen.de/das-projekt/workshop1</u>). Dies führte zu einer größtmöglichen Offenheit und Transparenz der Arbeiten und Ergebnisse im Projekt schon während der Projektlaufzeit.

Der zweite Workshop (Ergebnis-Workshop) wurde am Ende der Projektlaufzeit organisiert. Dort wurden die Ergebnisse des Vorhabens ausgewählten Expertenkreisen vorgestellt und diskutiert. Dadurch wurde eine möglichst große Diffusion der Ergebnisse sichergestellt. Zudem wurden offen gebliebene Fragestellungen sowie notwendige Handlungsbereiche aufgedeckt und für folgende Arbeiten festgehalten. Die präsentierten Ergebnisse und Schlussfolgerungen können ebenfalls über die Projektwebseite bezogen werden (www.pv-nutzen.rwth-aachen.de/workshop).

10.3 Kernergebnisse und Handlungsempfehlungen

Bei Projektabschluss wurden aus den Erkenntnissen und Ergebnissen Handlungsempfehlungen entwickelt und für unterschiedliche Zielgruppen aufbereitet. Diese werden an Interessierte in elektronischer Form kostenlos abgegeben und können über die Projektseite bezogen werden (http://www.pv-nutzen.rwth-aachen.de/das-projekt/veroffentlichungen).

Die Handlungsempfehlungen sind aufbauend auf den Ergebnissen aus den verschiedenen untersuchten Themenfeldern im Folgenden dargestellt.

10.3.1 Themenfeld: Betriebsweisen von Photovoltaik-Speichern

- Eine Begrenzung der Einspeiseleistung erhöht die Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze. Speicher können die Einspeisespitzen reduzieren und zudem Abregelungsverluste verringern.
- Ein netzdienliches Verhalten erfordert Prognosen: Um hohe Einspeisespitzen mit Speichern zu reduzieren, sind Prognosen von Last und Erzeugung notwendig, anhand derer das Energiemanagement den Speicher intelligent lädt.
- Die einfache Persistenzprognose liefert hinreichende Vorhersagen und erfordert dabei keine externen Daten. Hohe Einspeiseleistungen werden signifikant reduziert. Die Lebensdauer bei Lithium wird verlängert. Einbußen im Eigenverbrauch durch Prognosefehler sind gering, Prognosefehler führen zu Restspitzen der Einspeiseleistung.

Handlungsempfehlung: Persistenzprognose und Abregelung kombinieren. Dadurch können Einspeisespitzen verlässlich begrenzt werden ohne dabei viel Energie durch Abregelung zu verlieren.

10.3.2 Themenfeld: Betriebsweise technologiespezifisch

 Lithium Batterie: Altert langsamer bei niedrigen Ladezuständen (SOC) als bei hohen. Durch das Verzögerte Laden bei der Persistenzprognose wird dadurch die Lebensdauer verlängert.

Handlungsempfehlung: Bei Lithium sollten hohe Ladezustände vermieden werden.

Blei-Batterie: Altert langsamer bei hohen Ladezuständen (SOC) als bei niedrigen. Bei 100 %
 SOC tritt jedoch vermehrt Gasung auf.

Handlungsempfehlung: Bei Blei sollten niedrige Ladezustände vermieden werden sowie ausgedehnte Vollladungen auf 100 %.

10.3.3 Themenfeld: Eigenverbrauch und PV-Ausrichtung

- Die Erzeugung ist höher bei Süd-Anlagen als bei Ost-West-Anlagen, jedoch ist die Erzeugung bei Ost-West-Anlagen stärker in die Morgen- und Abendstunden verschoben, sodass die dort typischerweise vermehrt auftretenden Lasten gedeckt werden können. Der Direktverbrauch ist somit größer bei Süd-Anlagen.
- Batterien erhöhen die eigenverbrauchte Strommenge: Bei Süd-Anlagen kann mit Batterie die größte Strommenge selbst genutzt werden, da mehr Strom erzeugt wird, der gespeichert und zu späteren Zeitpunkten genutzt werden kann.
- Elektrofahrzeuge, besonders Zweitwagen, können zu einem großen Teil über den selbst erzeugten PV-Strom betrieben werden.

Handlungsempfehlung: Ist die Installation eines Speichers geplant, sollte möglichst eine Südausrichtung der PV-Anlage gewählt werden.

10.3.4 Themenfeld: Wirkung von Speichern auf die Residuallast

- Der Leistungsgradient der Residuallast ist am größten bei Wechsel von Last zu Erzeugung.
 Die natürliche Fluktuation der Erzeugung (z. B. durch Wolkenzug) hat geringere Leistungsgradienten als das direkte Aufeinanderfolgen von Last und Erzeugung.
- Speicher zum Eigenverbrauch entlasten das Netz, da sie immer mindestens einen der Einflüsse reduzieren. Der Speicher kann entweder die Last durch Ausspeichern reduzieren
 oder die Erzeugung durch Einspeichern verringern oder sogar beide Anforderungen erfüllen und verringert dadurch die Leistungsgradienten.
- Das Entladen eines Speichers ins Netz kann Belastungen hervorrufen. Dies ist nicht der Fall bei eigenverbrauchsorientiertem Betrieb und bei marktgetriebener Betriebsweise i .d. R. auch nicht. (Detaillierte Analyse notwendig).

Handlungsempfehlung: Lokale Restriktionen sollten immer Vorrang vor globalen Anfragen haben. Wird der Speicher nicht eigenverbrauchsoptimiert betrieben sondern über Signale von außerhalb (z. B. Netzfrequenz, Preise etc.) dürfen dadurch lokal im Niederspannungsnetz keine Probleme verursacht werden.

10.3.5 Themenfeld: Verteilungsnetzrückwirkung unterschiedlicher Betriebsweisen

- Speicher in Privathaushalten können den durch PV-Anlagen verursachten Spannungshub signifikant reduzieren. Die Auswirkungen sind in erster Linie abhängig vom individuellen Netz inkl. Anlagendurchdringung. Die Betriebsweise beeinflusst Zeitpunkte und Häufigkeit von Spannungsbandverletzungen.
- Die statische Leistungsbegrenzung (z. B. auf 70 % der PV-Peakleistung) hat einen höheren Einfluss auf die Spannungssenkung als die Betriebsstrategie, allerdings wird dann die Einspeisung erneuerbarer Energien reduziert und Energie geht verloren.
- Speichereinsatzstrategie mit Persistenzprognose reduziert die Häufigkeit von Spannungsbandproblemen, auch ohne Beschränkung der Einspeiseleistung. Prognosefehler führen jedoch zu Restspitzen. Bei Persistenzprognose führt eine zusätzliche Leistungsbeschränkung nur zu geringen abgeregelten Energiemengen.

Handlungsempfehlung: Persistenzprognose und Abregelung kombinieren. Dadurch kann das Netz verlässlich entlastet werden ohne dabei viel Energie durch Abregelung zu verlieren.

10.3.6 Themenfeld: Gesamtsystemische Auswirkungen unterschiedlicher Betriebsweisen

- PV-Speichereinsatz in Privathaushalten weist keine großen Auswirkungen auf das deutsche Übertragungssystem auf.
- Durch Speicher kommt es zu leicht erhöhter Stromerzeugung von konventionellen Kraftwerken aufgrund von Wirkungsgradverlusten. Dadurch leicht höhere Gesamtkosten und CO₂-Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks bei den unterschiedlichen Betriebsstrategien der PV-Speicher.
- Im Extremszenario 120 GW PV (80 GW Kleinanlagen) sind die Änderungen im Kraftwerkseinsatz bzw. der Netzauslastung durch Speicher größer als im Basisszenario. Sehr hohe Durchdringung von PV-Speichern ist notwendig um vereinzelt höhere Auswirkungen auf das Übertragungssystem auszuüben.
- Stärkere Auswirkungen sind bei übertragungsnetz- bzw. systemdienlichem Einsatz der Speicher möglich.

Handlungsempfehlung: Aus Übertragungsnetzsicht besteht in absehbarer Zeit kein Handlungsbedarf, systemischer Speichernutzen könnte nur durch spezielle Dienste (z. B. Regelleistung) erhöht werden.

10.3.7 Themenfeld: Ökonomische Bewertung aus Sicht der Haushalte

- Der große Einfluss von zukünftiger Strompreissteigerung, der Rendite und des erzielbaren Eigenverbrauchs macht die ökonomische Bewertung von PV-Speicher-Systemen für private Haushalte sehr komplex.
- PV-Speicher-Systeme stehen in einem optimistischen Szenario und mit KfW-Förderung schon heute kurz davor wirtschaftlich zu sein, eine Besserstellung gegenüber dem reinen PV-Anlagenkauf wird aber erst in einigen Jahren erwartet.
- Der Einfluss der Netzentgelte und der EEG-Umlage hat noch bis nach 2020 wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Speicher-Systemen.

Handlungsempfehlung: Bagatellgrenzen für Haushalte bzgl. EEG und Netzentgelte auf Eigenverbrauch sinnvoll bei PV < 15 kWp, um bereits vorhandene Unsicherheiten in der Investition zu minimieren.

Handlungsempfehlung: Später evtl. dynamische Netzentgelte sinnvoll, um einen systemdienlichen Speicherbetrieb & Eigenverbrauch anzureizen, ohne das Modell Eigenverbrauch zu gefährden. Dabei auch regionale Aspekte in den Verteilnetzen berücksichtigen.

10.3.8 Themenfeld: Akzeptanz und Investitionsbereitschaft der Haushalte

- Die Mehrheit der PV-Anlagenbesitzer hat eine grundsätzliche Investitionsbereitschaft für PV-Speicher.
- Größte Hürden sind hohe Investitionskosten und Unsicherheiten bei der Nutzungs- und Lebensdauer.

Handlungsempfehlung: Garantien zur Nutzungsdauer können Unsicherheiten reduzieren und Vertrauen aufbauen. Weitere Kostenreduktion und gut verständliches Informationsmaterial für Endkunden.

 Netzdienliche Betriebsweisen haben grundsätzlich eine hohe Akzeptanz, insbesondere wenn sie mit kleineren wirtschaftlichen Anreizen oder Kompensationen bei wirtschaftlichen Verlusten gekoppelt werden.

Handlungsempfehlung: Implementierung von netzdienlichen Betriebsweisen in der Batteriesteuerung, sodass ein zusätzlicher Handlungsbedarf bei den Haushalten vermieden wird.

Schaffung von Anreizen für netzdienlichen Betrieb insbesondere in Netzen mit hoher PV-Dichte oder als Gegenleistung für aktive Zugriffsmöglichkeit durch Netzbetreiber.

10.3.9 Themenfeld: Auswirkungen für Haushalte ohne Eigenverbrauch und öffentliche Haushalte

- Im Gegensatz zum Kraftwerkseigenverbrauch und Eigenverbrauch von Industrie und GHD macht der Eigenverbrauch der Haushalte nur 3 % aus und hat damit den geringsten Einfluss auf die fehlenden Einnahmen bei Netzentgelten oder EEG-Umlage.
- Die Strombezugskosten von Haushalten ohne Eigenverbrauch steigen durch den Eigenverbrauch bei PV-Anlagen unter 15 kWp mit Speicher um maximal 3 %.

Handlungsempfehlung: Bagatellgrenzen für Haushalte bzgl. EEG und Netzentgelte auf Eigenverbrauch bei PV < 15 kWp auch aus Sicht des Gesamtsystems sinnvoll, da der Einfluss marginal ist.

 Die durch Eigenverbrauch vermiedenen EEG-Vergütungen und die entgangenen Umlagen und Netzentgelte gleichen sich nahezu aus. Durch den Eigenverbrauch bei Altanlagen kann sogar ein Plus geschaffen werden.

Handlungsempfehlung: Eigenverbrauch von PV-Kleinanlagen belastet die öffentlichen Haushalte nicht und sollte daher weiterhin gefördert werden.

10.3.10 Themenfeld: Ökologische Bewertung

- Die Herstellung von PV-Speichern erzeugt Umweltbelastungen, die bspw. beim kumulierten Energieaufwand weniger als die Hälfe dessen ausmachen, was mit einer zugehörigen PV-Anlage verbunden ist.
- Insgesamt mindern PV-Speicher den ökologischen Nutzen einer PV-Anlage nicht übermäßig oder unangemessen.
- Lithium-Systeme sind Blei-Systemen aufgrund von h\u00f6her Effizienz und Haltbarkeit \u00fcberlegen.
- Die Persistenzprognose verbessert insbesondere Lithium-Systeme deutlich, Blei-Systeme dagegen kaum.

Handlungsempfehlung: Lithium-Systeme mit geeigneter Betriebsführung (Persistenzprognose) scheinen aus ökologischer Sicht am geeignetsten.

 Weitere Verbesserungen durch effizientere und weniger ressourcenintensive Herstellung und Recycling möglich. **Handlungsempfehlung:** Forschung und Entwicklung im Bereich Herstellung und Recycling sowie Demonstration und up-scaling neuer Verfahren vorantreiben.

• Durch das Erschließen von Systemdienstleistungen lassen sich die Umweltwirkungen wesentlich reduzieren (Effizienzerhöhung & Must-Run-Reduktion).

Handlungsempfehlung: Rahmenbedingungen sollten unbedingt das Erschließen von Systemdienstleistungen durch PV-Speicher ermöglichen. Dafür sind vorhandene Märkte zu öffnen und ggf. neue Märkte zu schaffen.

- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH (2013): Netzentwicklungsplan Strom 2013. Zweiter Entwurf. 17. Juli. http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplaene/2013.
- AEE [Agentur für Erneuerbare Energien] (2012): Studienvergleich: Entwicklung des Energieverbrauchs in Deutschland: Primärenergie, Endenergie, Strom. Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (AEE), April. http://www.energie-studien.de/uploads/media/AEE Dossier Studienvergleich Energieverbrauch apr12.pdf.
- AEE [Agentur für Erneuerbare Energien] (2013): Studienvergleich: Entwicklung der Stromgroßhandels- und der CO2-Zertifikatspreise.
- Amarakoon, Shanika, Jay Smith und Brian Segal (2013): *Application of Life-Cycle Assessment to Nanoscale Technology: Lithium-ion Batteries for Electric Vehicles*. U.S. Environmental Protection Agency's (EPA), 24. April.
- Balcombe, Paul, Dan Rigby und Adisa Azapagic (2015): Environmental impacts of microgeneration: Integrating solar PV, Stirling engine CHP and battery storage. *Applied Energy* 139 (1. Februar): 245–259.
- Bantle, Christian [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)] (2014): BDEW-Strompreisanalyse: Durchschnittlicher Arbeitspreis für Haushalte, Telefon-Interview. 28. April.
- Bauer, Christian (2010): Ökobilanz von Lithium-Ionen Batterien Analyse der Herstellung von Energiespeichern für den Einsatz in Batteriefahrzeugen. 30. September.
- Bayerisches Landesamt für Steuern (2015): *Hilfe zu Photovoltaikanlagen*. Januar. http://www.finanzamt.bayern.de/Informationen/Steuerinfos/Weitere_Themen/Photovoltaikanlagen/default.php?f=LfSt&c=n&d=x&t=x-.
- BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.] (2014b): Standardlastprofile Strom. 10. August. https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Standartlastprofile.
- BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.] (2014a): BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014. 20. Juni. http://bdew.de/internet.nsf/id/20140702-pi-steuern-und-abgaben-am-strompreis-steigen-weiter-de/\$file/140702%20BDEW%20Strompreisanalyse%202014%20Chartsatz.pdf.
- Behrens, Klaus (2011): Basic measurements of radiation at station Lindenberg (2004-01).

 Baseline Surface Radiation Network (BSRN); PANGAEA Data Publisher for Earth & Environmental Science; doi:10.1594/PANGAEA.756860.

 http://www.bsrn.awi.de/en/home/.
- BMUB [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit] (2014): Stromspiegel für Deutschland 2014. http://www.die-stromsparinitiative.de/filead-min/bilder/Stromspiegel/Brosch%C3%BCre/Stromspiegel2014web_final.pdf.
- BMWi, 2015. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. [Online]. Available at: http://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2015/14/Meldung/batteriespeicher.html
- Bosch, 2015. [Online]. Available at: http://ae-bpte.resource.bosch.com/media/documents/dokumente_hybrid/Td_Bo-BPT_S_5Hybrid-De-1410.pdf
- Bost, Mark, Bernd Hirschl und Astrid Aretz (2011): Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik. Berlin, Hamburg: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW); Greenpeace Energy eG. http://www.ioew.de/uploads/tx_ukioewdb/Effekte_der_Netzparit%C3%A4t_-_Langfassung.pdf.

Bost, Mark, Swantje Gährs und Bernd Hirschl (2014): PV-Speicher im Energiesystem – möglicher Nutzen und offene Fragen. *CHANG/CE - 100 % Klimaschutz kommunal* 3/2014: 17–20.

- Brandt, Hubertus, Esther Chrischilles, Christian Growitsch, Simeon Hagspiel und Lisa Schaupp [Institut der deutschen Wirtschaft Köln (IW) / Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)] (2014): Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom. Stand, Potentiale und Trends. Im Auftrag des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. Köln: Institut der deutschen Wirtschaft Köln (IW) / Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), 4. April.
- BSW-Solar (2013): PV-Roadmap 2.0. Berlin: Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
- BSW-Solar (2014): Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik). Berlin: Bundesverband Solarwirtschaft e.V. http://www.solarwirtschaft.de/filead-min/media/pdf/2013_2_BSW_Solar_Faktenblatt_Photovoltaik.pdf.
- Buchert, Matthias, Wolfgang Jenseit, Cornelia Merz und Doris Schüler (2011a): Ökobilanz zum "Recycling von Lithium-Ionen-Batterien" (LithoRec). Darmstadt: Öko-Institut e.V., 28. Oktober. http://www.erneuerbar-mobil.de/projekte/foerderprojekte-aus-dem-konjunkturpaket-ii-2009-2011/batterierecycling/abschlussberichte-recycling/lca-analyse-lithorec.pdf.
- Buchert, Matthias, Wolfgang Jenseit, Cornelia Merz und Doris Schüler (2011b): Verbundprojekt: Entwicklung eines realisierbaren Recyclingkonzepts für die Hochleistungsbatterien zukünftiger Elektrofahrzeuge LiBRi. Teilprojekt: LCA der Recyclingverfahren.

 Endbericht. Darmstadt: Öko-Institut e.V., 31. Oktober. http://www.erneuerbar-mobil.de/projekte/foerderprojekte-aus-dem-konjunkturpaket-ii-2009-2011/batterierecycling/abschlussberichte-recycling/lca-analyse-libri.pdf.
- BuScha [Deutsche Finanzagentur des Bundes] (2012): Aktuelle Bundesschatzbriefe-Konditionen 2012. http://www.bundeschatzbrief.de/Zins-Konditionen.html.
- Busse von Colbe, W. und G. Laßmann (1990): *Betriebswirtschaftstheorie, Band 3: Investitionstheorie*. Berlin: Springer Verlag.
- CEBra [Centrum für Energietechnologie Brandenburg] (2007): *Lastprofilverfahren*. http://www.eon-edis.com/html/20192.htm.
- Cepheiden (2008): Schematischer Aufbau einer Lithium-Ionen-Zelle. Licensed under the Creative Commons Attribution-Share Alike 2.0 Germany (CC BY-SA 2.0 de: http://creativecommons.org/licenses/by-sa/2.0/de/deed.en). 29. März. https://de.wikipedia.org/wiki/Lithium-Ionen-Akkumulator#/media/File:Li-Ion-Zelle_ %28CoO2-Carbon,_Schema %29.svg.
- consentec (2014): Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. 27. Februar. http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2014/08/Consentec_50Hertz_Regelleistungsmarkt_de_201402271.pdf.
- dena [Deutsche Energie-Agentur] (2012): Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt. Berlin. http://www.dena.de/fileadmin/user_up-load/Presse/Meldungen/2012/Endbericht_Integration_EE.pdf.
- dena 2012. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (kurz: dena-Verteilnetzstudie). Endbericht, Berlin.
- DGS [Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.] (2014): EnergyMap EEG-Anlagenregister, Stand Mai 2014. In: *EnergyMap Auf dem Weg zu 100% EE Der Datenbestand*. 1. Mai. http://energymap.info/download.html.

- DGS [Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.] (2014): EnergyMap EEG-Anlagenregister, Stand Mai 2014. EnergyMap Auf dem Weg zu 100 % EE Der Datenbestand. 5. Januar. http://energymap.info/download.html.
- DIN EN 50160, 2011. Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen. s.l.:s.n.
- DLR, Fraunhofer IWES und IfnE (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global Leitstudie 2010. Schlussbericht. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) / Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (I-WES) / Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE), Dezember. http://www.dlr.de/Portaldata/1/Resources/portal_news/newsarchiv2011_2/leitstudie2010.pdf.
- DLR, Fraunhofer IWES und IfnE (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global Leitstudie 2010. Schlussbericht. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) / Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (I-WES) / Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE), Dezember. http://www.dlr.de/Portaldata/1/Resources/portal_news/newsarchiv2011_2/leitstudie2010.pdf.
- E-Bridge et al., 2014. Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Abschlussbericht, Bonn.
- EEG (2014): Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (EEG 2014). 1. August. http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2014/gesamt.pdf.
- EEX (2014): European Energy Exchange (EEX). 7. Juni. https://www.eex.com/de/marktdaten.
- EnBauSa (2014): Finanzministerium regelt Umsatzsteuer auf PV-Eigenverbrauch. In: *Online-Magazin für energetisches Bauen und Sanieren*. 11. Dezember. http://www.enbausa.de/solar-geothermie/aktuelles/artikel/finanzministerium-regelt-umsatzsteuerauf-pv-eigenverbrauch-4439.html.
- Energieagentur NRW (2011): Erhebung "Wo im Haushalt bleibt der Strom?" Düsseldorf: Energieagentur.NRW GmbH. http://www.energieagentur.nrw.de/_data-base/_data/datainfopool/erhebung_wo_bleibt_der_strom.pdf.
- Energy Brainpool (2013): *Zusammenhang von Strombörsenpreisen und Endkundenpreisen*. Studie im Auftrag der Agora Energiewende, 28. März.
- Fraunhofer ISE (2013): Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien. Freiburg: Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), November. http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf.
- Frischknecht, R., R. Itten, P. Sinha, M. de Wild-Scholten, J. Zhang, V. Fthenakis, H. C. Kim, M. Raugei und M. Stucki (2015): Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessment of Photovoltaic Systems. *International Energy Agency (IEA) PVPS Task 12, Report T12*. 4. http://www.iea-pvps.org/index.php?id=9&eID=dam_frontend_push&docID=2395.
- frontier economics und r2b (2013): Effizientes Regime für den Ausbau der EE, Weiterentwicklung des Energy Only-Marktes und Erhaltung des EU-ETS. Ein Bericht für die RWE AG. frontier economics / r2b energy consulting, April.
- Gährs, S., 2015. [Online]. Available at: http://www.pv-nutzen.rwth-aachen.de/wp-content/uploads/2013/05/Presentation_Acceptance_IRES2015_G %C3 %A4hrs.pdf
- Gährs, Swantje (2015): Akzeptanz von Systemdienstleistungen und Investitionsbereitschaft in PV-Speicher. Konferenz-Vortrag. Veranstaltung: 9. Internationale Konferenz zur Speicherung Erneuerbarer Energien (IRES 2015) / 9. International Renewable Energy

- Storage Conference (IRES 2015), 3. November, Düsseldorf. http://www.ioew.de/vortrag/akzeptanz_von_systemdienstleistungen_und_investitionsbereit-schaft in pv speicher/.
- Gährs, Swantje, Katrin Mehler, Mark Bost und Bernd Hirschl (2015): Acceptance of Ancillary Services and Willingness to Invest in PV-storage-systems. *Energy Procedia* 73, Nr. June 2015 (Juni): 29–36.
- Gains, Linda und Margaret Singh (1995): Energy and environmental impacts of electric vehicle battery production and recycling. *SAE Paper 951865*.
- GNB Industrial Power (2012): Handbuch für stationäre Bleibatterien. Februar.
- Haller, Markus, Charlotte Loreck und Verena Graichen (2015): *Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035*. Öko-Institut e.V. im Auftrag von Agora Energiewende. http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/EEG_2035/Agora_EEG_Kosten_2035_web_060515.pdf.
- Harnisch, R., 2013. [Online]. Available at: http://www.pv-nutzen.rwth-aachen.de/wp-content/uploads/2013/05/Pressemeldung final.pdf
- Hauff, Jochen, Hannes Lösch, Gunter Nickel und Jan Stenger (2010): Wahrer Wert der Photovoltaik für Deutschland. A.T. Kearney GmbH im Auftrag von Phoenix Solar AG, 21. November.
- Henzelmann, Torsten (2013): Energiewende "Der Strompreis steigt um 2 Prozent pro Jahr". Torsten Henzelmann (Roland Berger) im Interview durch Dietmar Student. In: *Manager Magazin Online*. (28. Mai). http://www.manager-magazin.de/unternehmen/energie/a-901264.html.
- Hille et al., 2013. Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland Marktanalyse und Bewertung. Internationaler ETG-Kongress, Berlin.
- Hollinger, Raphael, Bernhard Wille-Haussmann, Thomas Erge, Jan Sönnichsen, Thies Stillahn und Niklas Kreifels (2013): *Speicherstudie 2013*. Freiburg: Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE); Bundesverband Solarwirtschaft. http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/speicherstudie-2013.pdf.
- Hörstmann-Jungemann, Petra (2015): Hilfe zu Steuerfragen für PV-Anlagenbetreiber. In: *Solarenergie-Förderverein Deutschland (SFV)*. 25. März. http://www.sfv.de/artikel/hilfe zu steuerfragen fuer pv-anlagenbetreiber.htm.
- IE Leipzig (2014): Wirtschaftlichkeit Batteriespeicher: Berechnung der Speicherkosten und Darstellung der Wirtschaftlichkeit ausgewählter Batterie-Speichersysteme. Leipziger Institut für Energie GmbH, 29. Januar. http://www.ie-leipzig.com/010-dateien/referenzen/pdf/ie_2014-01-29_wirtschaftlichkeit-batteriespeicher_kurzexpertise.pdf.
- IHS (2013): Energiewende im globalen Kontext Sicherung der deutschen Wettbewerbsfähigkeit unter neuen Rahmenbedingungen an den Energiemärkten. IHS Inc.
- Jacob, Sebastian, Serafin v. Roon und Thomas Staudacher (2013): Finanzielle Auswirkungen des PV-Eigenverbrauchs auf die Stromverbraucher. Forschungsgesellschaft f. Energiewirtschaft e.V. (FfE).
- Kerber, G., 2011. Aufnahmekapazität von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen. Dissertation, Technische Universität München.
- KfW [Kreditanstalt für Wiederaufbau] (2013a): KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher". 275 Kredit. Finanzierung von stationären Batteriespeichersystemen in Verbindung mit einer Photovoltaikanlage. https://www.kfw.de/KfW-Konzern/Service/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-%28Inlandsf.%29-%28D-

- EN%29/Barrierefreie-Dokumente/KfW-Programm-Erneuerbare-Energien-Speicher-%28275%29-Merkblatt/.
- KfW [Kreditanstalt für Wiederaufbau] (2013b): Handreichung zur Ermittlung des Tilgungszuschusses. Formularnummer: 6000002702.
- KfW [Kreditanstalt für Wiederaufbau] (2014): Konditionenübersicht für Endkreditnehmer. 10. Juli. https://www.kfw-formularsammlung.de/KonditionenanzeigerINet/KonditionenAnzeiger?ProgrammNameNr=275.
- KfW [Kreditanstalt für Wiederaufbau] (2015a): KfW-Programm Erneuerbare Energien Speicher endet zum 31.12.2015. 17. November. https://www.kfw.de/KfW-Konzern/Newsroom/Aktuelles/Pressemitteilungen/Pressemitteilungen-Details 310848.html.
- KfW [Kreditanstalt für Wiederaufbau] (2015b): Fortsetzung des Programms Erneuerbare Energien Speicher. 2. Dezember. https://www.kfw.de/KfW-Konzern/Newsroom/Aktuelles/News/News-Details 314752.html.
- Klöpffer, W. und B. Grahl (2009): Ökobilanz (LCA). Ein Leitfaden für Ausbildung und Beruf. Weinheim: Wiley-VCH.
- Koj, Jan Christian, Peter Stenzel, Andrea Schreiber, Wilfried Hennings, Petra Zapp, Gunnar Wrede und Ina Hahndorf (2015): Life Cycle Assessment of primary control provision by battery storage systems and fossil power plants. Institut für Energie- und Klimaforschung Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE), Forschungszentrum Jülich, März.
- Korthauer, Reiner (Hrsg.) (2013): Handbuch Lithium-Ionen-Batterien. Springer.
- Kost, Christoph, Thomas Schlegl, Jessica Thomsen, Sebastian Nold und Johannes Mayer (2012): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf.
- Kruschwitz, L., A. Löffler und W. Essler (2009): *Unternehmensbewertung für die Praxis*. München: Schäffer-Poeschel.
- Kwade, Arno und Gunnar Bärwaldt (2012): *LithoRec Recycling von Lithium-Ionen-Batterien*. Abschlussbericht zum Verbundvorhaben. April.
- Leuser, Leon (2011): Ökologische Analyse und Vergleich von Akkumulatoren für Elektrofahrzeuge. Bachelorarbeit. Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft, Technische Universiät Hamburg-Harburg, 19. August.
- Li, J. & Danzer, M., 2014. Optimal charge control strategies for stationary photovoltaic battery systems. Journal of Power Sources, Band 258, pp. 365-373.
- Majeau-Bettez, Guillaume, Trow R. Hawkins und Anders Hammer Strømman (2011): Life Cycle Environmental Assessment of Lithium-Ion and Nickel Metal Hydride Batteries for Plug-In Hybrid and Battery Electric Vehicles. *Environ. Sci. Technol.* 45 (20. April): 4548–4554.
- Mayer, J. und B. Burger (2014): *Kurzstudie zur historischen Entwicklung der EEG-Umlage*. Freiburg: Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 21. Mai. http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/data-nivc-/kurzstudie-zur-historischen-entwicklung-der-eeg-umlage.pdf.
- McKenna, Eoghan, Marcelle McManus, Sam Cooper und Murray Thomson (2013): Economic and environmental impact of lead-acid batteries in grid-connected domestic PV systems. *Applied Energy* 104 (April): 239–249.
- McManus, M. C. (2012): Environmental consequences of the use of batteries in low carbon systems: The impact of battery production. *Applied Energy* 93: 228–295.

Moshövel, J. et al., 2015. Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption. Applied Energy, 137(1), pp. 567-575.

- Moshövel, J., Angenendt, G., Magnor, D. & Sauer, D. U., 2015. Tool to determine economic capacity dimensioning in PV battery systems considering various design parameters, Hamburg: s.n.
- Moshövel, Janina (2015): Aktuelle Speichersystemkosten ISEA im Rahmen des PV-Nutzen Projektes. Persönliche Mitteilung, 1. März.
- Mühlpfordt, Henry (2009): Schematische Darstellung vom Aufbau des Bleiakkumulators. Licensed under the Creative Commons Attribution-Share Alike 3.0 Unported, 2.5 Generic, 2.0 Generic and 1.0 Generic license (CC BY-SA 3.0). 9. Februar. https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Schema_eines_Bleiakkus_2009-02-09.svg.
- Notter, Dominic A., Marcel Gauch, Rolf Widmer, Patrick Wäger, Anna Stamp, Rainer Zah und Hans-Jörg Althaus (2010): Contribution of Li-Ion Batteries to the Environmental Impact of Electric Vehicles. *Environ. Sci. Technol.* 44 (24. Juni): 6550–6556.
- Olofsson, Ylva und Mia Romare (2013): Life Cycle Assessment of Lithium-ion Batteries for Plug-in Hybrid Buses. Master-Thesis, Göteborg, Sweden: Chalmers University of Technology.
- Pape, Carsten, Norman Gerhardt, Philipp Härtel, Angela Scholz, Rainer Schwinn, Tim Drees, Andreas Maaz, et al. (2014): Roadmap Speicher. Speicherbedarf für Erneuerbare Energien Speicheralternativen Speicheranreiz Überwindung rechtlicher Hemmnisse. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik. http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Studien-Reports/2014_Roadmap-Speicher-Langfassung.pdf.
- Photovoltaik4all (2014): Angebotsanfrage zu SMA Sunny Home Manager mit 3 Funksteckdosen und D0 Auslesekopf. 8. September. https://www.photovoltaik4all.de/kontakt-und-angebotsanfrage.
- PROSA [Product Sustainability Assessment] (2014): PROSA Umweltzeichen / Top 100. 20. Juli. http://www.prosa.org/index.php?id=413.
- pv magazine (2013a): Batteriesysteme: 176 Systeme in der Übersicht zeigen große Differenzen zwischen den Geräten in punkto Preis, Dimensionierung und Wirtschaftlichkeit, Nr. 01/2013 (Januar): S. 52–69.
- pv magazine (2013b): Preisdruck für SMA, Power One und Co. nimmt weiter zu, Nr. Online-Artikel (16. Oktober). http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/preisdruck-fr-sma--power-one-und-co-nimmt-weiter-zu_100012782.
- pv magazine (2014a): Markt für Energiespeicher hebt ab, Nr. Online-Artikel (15. Januar). http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/markt-fr-energiespeicherhebt-ab_100013732.
- pv magazine (2014b): Zwei Jahre Speichermarkt, Nr. 02/2014 (Juni): 38–56.
- pv magazine (2014c): Umsatzsteuerproblematik beim Eigenverbrauch, Nr. 02/2014 (Juni): 46.
- PV-Nutzen, 2013. [Online]. Available at: http://www.pv-nutzen.rwth-aachen.de/workshop/PV-Nutzen, 2015. [Online]. Available at: http://www.pv-nutzen.rwth-aachen.de/workshop/
- Rantik, M. (1999): Life Cycle Assessment of Five Batteries for Electric Vehicles Under Different Charging Regimes. KFB-meddelande. Swedish Transport and Communications Research Board. http://books.google.de/books?id=WIwLtwAACAAJ.
- Riecke, Wolfgang (2011): Bereitstellung von historischen Globalstrahlungsdaten für die Photovoltaik. Veranstaltung: 2. Fachtagung Energiemeteorologie, April, Bremerhaven.

- Rogall, H. (2008): Ökologische Ökonomie Eine Einführung. 2. überarbeitete und erweiterte Auflage. Wiesbaden.
- Röpcke, Ina (2012): PV-Altanlagen: "Die Module laufen erstaunlich gut". In: Sonne Wind & Wärme, Nr. 5/2012: 103–107.
- RWE Effizienz GmbH, kein Datum [Online]. Available at: https://service.lexekon.com/plus/client.jsp?authkey=0b81dfc402fe860e9b608758212c3e32&name=RWE&direct=sst
- Schiffer, Julia, Dirk Uwe Sauer, Henrik Bindner, Tom Cronin, Per Lundsager und Rudi Kaiser (2007): Model prediction for ranking lead-acid batteries according to expected lifetime in renewable energy systems and autonomous power-supply systems. 10th EU-ROPEAN LEAD BATTERY CONFERENCE Selected Papers Presented at the 10th EURO-PEAN LEAD BATTERY CONFERENCE(10 ELBC) Athens, Greece, 26-29 September 2006 168, Nr. 1: 66–78.
- Schlesinger, Michael, Dietmar Lindenberger und Christian Lutz (2014): Entwicklung der Energiemärkte Energiereferenzprognose. Basel/Köln/Osnabrück: Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) und Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH (GWS) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Juni. http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognoseendbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf.
- SENEC, 2015. [Online]. Available at: http://www.elektrotechnik-hilker.de/fileadmin/user_up-load/Speichersysteme/Datenblatt_SENEC.Home_G2.pdf
- Sensfuß, Frank und Mario Ragwitz (2007): Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 18. Juni.
- SolarPortal [Solaranlagen-Portal] (2014): Kennzahlen einer Solarbatterie. 15. August. http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/stromspeicher/kennzahlen.
- SolarRatgeber (2014): Betriebskosten von Photovoltaikanlagen, Nr. Online-Artikel (10. August). http://www.solaranlage-ratgeber.de/photovoltaik/photovoltaik-wirtschaftlichkeit/photovoltaik-betriebskosten.
- Spanos, Constantine, Damon E. Turney und Vasilis Fthenakis (2015): Life-cycle analysis of flow-assisted nickel zinc-, manganese dioxide-, and valve-regulated lead-acid batteries designed for demand-charge reduction. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 43, Nr. 0: 478–494.
- Sterner, Michael und Ingo Stadler (2014): Energiespeicher Bedarf, Technologien, Integration. Berlin: Springer Berlin.
- Struth, J. et al., 2013. [Online]. Available at: http://www.pv-nutzen.rwth-aachen.de/wp-content/uploads/2013/05/Struth IRES13.pdf
- Struth, J. et al., 2013. [Online]. Available at: http://www.pv-nutzen.rwth-aachen.de/wp-content/uploads/2013/05/Thesen Hintergr %C3 %BCnde PV-Nutzen.pdf
- Struth, J., Kairies, K.-P., Magnor, D. & Sauer, D. U., 2014. [Online]. Available at: http://www.pv-nutzen.rwth-aachen.de/wp-content/uploads/2013/05/KraftwerkBatterie14 Struth.pdf
- Sullivan, J.L. und L. Gaines (2012): Status of life cycle inventories for batteries. *Energy Conversion and Management*, Nr. 58 (16. Februar): 134–148.

Thielmann, Axel, Ralf Isenmann und Martin Wietschel (2010): *Technologie-Roadmap Lithium-Ionen-Batterien 2030*. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Juni. http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/t/de/publikationen/TRM-LIB2030.pdf.

- Treffer, Frank (2011): Entwicklung eines realisierbaren Recyclingkonzeptes für die Hochleistungsbatterien zukünftiger Elektrofahrzeuge Lithium-Ionen Batterierecycling Initiative LiBRi –. Abschlussbericht. Oktober. http://www.erneuerbar-mobil.de/de/projekte/foerderprojekte-aus-dem-konjunkturpaket-ii-2009-2011/batterierecycling/libri.
- UBA [Umweltbundesamt] (2013): Politikszenarien für den Klimaschutz VI. Dessau-Roßlau.
- UBA [Umweltbundesamt] (2014): Treibhausgas-Emissionen in Deutschland. 8. November. http://www.umweltbundesamt.de/daten/klimawandel/treibhausgas-emissionen-in-deutschland.
- VARTA Storage, kein Datum [Online]. Available at: http://varta-storage.de/de/produkte/berechnungstool.html
- Welter, Philippe (2014): Unsichere Grundlage. In: *Photon*, Nr. 04-2014: 40–43.
- Weniger, J., Tjaden, T. & Quaschning, V., 2014. [Online]. Available at: http://www.pv-maga-zine.de/themen/speicher-und-netzintegration/speicherrechner/
- Weniger, J., Tjaden, T. & Quaschning, V., 2014. Sizing of Residential PV Battery Systems. Energy Procedia, Band 46, pp. 78-87.
- Weniger, Johannes und Volker Quaschning (2013): Optimale Dimensionierung von PV-Speichersystemen. In: *pv magazine*, Nr. 1/2013: 70–75.
- Wild-Scholten, Mariska (2013): Energy payback time and carbon footprint of commercial photovoltaic systems. Solar Energy Materials and Solar Cells 119 (16. September): 296–305.
- Wirth, Harry (2013): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Freiburg: Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 8. Januar. http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf.