





Zukunftswerkstatt Erneuerbare Energien

Eigenversorgung mit Strom

Analyse der Wirkungen und Szenarien für die zukünftige Entwicklung (Endbericht)

Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI Jenny Winkler, Philipp Oehler, Anna-Lena Klingler,

Dr. Frank Sensfuß, Dr. Holger Höfling, Prof. Dr. Mario Ragwitz

CONSENTEC GmbH

Dr. Bernd Tersteegen, Dr. Christoph Maurer, Christian Linke, Nick Seeger, Dr. Alexander Ladermann

BEITEN BURKHARDT Rechtsanwaltsgesellschaft mbH

Dr. Dominik Greinacher, Dr. Reinald Günther

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

Henning Jachmann, Dr. Frank Musiol

November 2016

Inhaltsverzeichnis

0	Zusamn	nenfassung	1
1	Hinterg	rund und Fragestellung	5
	1.1	Ausgangslage und Fragestellung	5
	1.2	Begriffsbestimmungen und Definition von Eigenversorgung	6
	1.3	Berichtsstruktur	9
2	Rechtlic	cher Rahmen	10
	2.1	Die Eigenversorgung nach dem EEG 2014	10
	2.1.1	Neue Eigenversorgungen	11
	2.1.2	Bestandsanlagen	12
	2.1.3	Alte Bestandsanlagen	13
	2.1.4	EEG 2017	13
	2.2	Die Eigenversorgung nach dem KWKG 2016	14
	2.2.1	Förderung durch Zuschlagszahlung	14
	2.2.2	KWKG 2017	15
	2.2.3	Wegfall netzbezogener Umlagen	16
	2.2.4	Erhalt des vermiedenen Netzentgelts	16
	2.3	Die Eigenversorgung nach dem StromStG	17
	2.3.1	Derzeitige Regelung	17
	2.3.2	Mögliche zukünftige Regelungen in §§ 8d, 8e StromStG-E	18
3	Effekte	der Eigenversorgung	19
	3.1	Vorüberlegungen für die Bewertung von Effekten der Eigenversorgung: Was ist eine geeignete Referenz für vergleichende Betrachtungen?	19
	3.2	Kosteneffekte	
	3.2.1	Dispatch- und Investitionsentscheidungen im Stromsystem	21
	0.2.1	(Erzeugungskosten)	21
	3.2.2	Effekte im Hinblick auf die Sektorkopplung	25
	3.2.3	Netzausbaubedarf und Netznutzung	28

	3.2.4	Weitere Kostenwirkungen	37
	3.3	Verteilungswirkungen	39
	3.3.1	Generelle Analyse dynamischer Effekte	39
	3.3.2	EEG-Umlage	42
	3.3.3	Netzentgelte	47
	3.3.4	Steuern und Konzessionsabgabe	56
	3.4	Wirkung auf die Akzeptanz der Energiewende	57
	3.5	Überblick über positive und negative Effekte der Eigenversorgung	58
4		nen für systemdienliche sowie kosten- und gsgerechte Eigenversorgungskonzepte	61
			01
	4.1	Maßnahmen, die finanzielle Anreize für Eigenversorgung reduzieren	64
	4.1.1	Absenkung der Abgaben auf den Fremdbezug (veränderte Wälzung der EEG-/Netzkosten)	64
	4.1.2	Belastung des Selbstverbrauchs mit zusätzlichen Abgaben	66
	4.1.3	Net Metering und Net Billing	69
	4.1.4	Absenkung der direkten Förderung (Einspeisevergütung/ Marktprämie)	70
	4.1.5	EEG-Förderung nur bei vollständiger Netzeinspeisung	
	4.2	Maßnahmen zur Verbesserung der Markt- und Systemintegration	73
	4.2.1	Kopplung der Preise für den Fremdbezug an den Börsenstrompreis	73
	4.2.2	Kopplung der Förderung an den Börsenstrompreis	75
	4.2.3	Maßnahmen zur Reduktion der Netzbelastung	76
	4.3	Maßnahmen zur Vermeidung unerwünschter Verteilungswirkungen	80
	4.3.1	Umstellungen der Netzentgeltsystematik	
	4.3.2	Absenkung bzw. Abschaffung der Selbstverbrauchsförderung (KWKG)	
	4.4	Übersicht über Wirkungen von Maßnahmen	

5		ve Analysen – Überblick zum methodischen Vorgehen und ig zentraler Annahmen	87
	5.1	Privatwirtschaftliche Optimierung – Einflussfaktoren auf die Rentabilität der Eigenversorgung aus privatwirtschaftlicher	
		Sicht	87
	5.2	Sektoren private Haushalte und Gewerbe/ Handel/	
		Dienstleistungen	89
	5.2.1	Modellstruktur	89
	5.2.2	Akteure	90
	5.2.3	Technologien	92
	5.2.4	Profile	94
	5.2.5	Förderung	95
	5.2.6	Diffusionsmodell – Hochrechnung des zu erwartenden	
		Ausbaus aus den einzelnen Optimierungen der Akteure	95
	5.2.7	Rückkopplungen	97
	5.2.8	Szenarien	98
	5.2.9	Sensitivitäten	99
	5.3	Industriesektor	99
	5.3.1	Modellstruktur	99
	5.3.2	Akteure	100
	5.3.3	Technologien	102
	5.3.4	Profile	109
	5.3.5	Modellierung der Kosteneffekte	110
	5.3.6	Kurzbeschreibung Modell Enertile und Umsetzung der	
		Ergebnisse des Eigenversorgungsmodells in Enertile	111
	5.3.7	Modellierung der Netzeffekte	112
6	Ergebniss	e der Modellierung	113
	6.1	Private Haushalte und Dienstleistungssektor	113
	6.1.1	Entwicklung der Eigenversorgung	113
	6.1.2	Kostenwirkungen	154
	6.1.3	Verteilungswirkungen	162
	6.2	Industriesektor	164

	6.2.1	Aktuelle Eigenversorgung in der Industrie	164
	6.2.2	Abschätzungen zu Potenzialen für Ausbau der industriellen Eigenversorgung	166
	6.3	Schlussfolgerungen aus der quantitativen Analyse	
	6.3.1	Kostenwirkungen der Eigenversorgung	
	6.3.2	Verteilungswirkungen der Eigenversorgung	
7	Zusamme	enfassende Betrachtung und Schlussfolgerungen	174
8	•	· Ausführliche Darstellung der Eingangsdaten für das · und GHD-Modell	176
	8.1	Rahmenparameter	
	8.1.1	Kalkulationszinssatz	
	8.1.2	Gaspreis	
	8.1.3	Strompreis und strompreisabhängige Abgaben	
	8.1.4	Stromverbrauch	
	8.1.5	Ausbaupfade für Erneuerbare Energien	
	8.1.6	Marktwerte Erneuerbarer Energien	
	8.1.7	Erneuerungsraten Wärmeerzeuger	
	8.2	Annahmen für Strom- und Wärmetechnologien	
	8.2.1	Photovoltaik	
	8.2.2	Batteriespeicher	
	8.2.3	KWK	190
	8.2.4	Wärmepumpen	193
	8.2.5	Wärmespeicher	194
	8.2.6	Power-to-Heat	195
	8.2.7	Biomasse-Heizung	196
	8.2.8	Solarthermische Wärmeerzeugung	198
	8.2.9	Brennwertkessel	198
	8.3	Abbildung der Sektoren Haushalte und GHD	199
0	Litorotury	vorzolahnia	201

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Schaubild zur Illustration der wesentlichen Begriffe und Konzepte im Zusammenhang mit Eigenversorgung	7
Abbildung 2:	Mögliche Referenzzustände für die vergleichende Bewertung eines Systems mit Eigenversorgung	20
Abbildung 3:	Konzept der Eigenversorgung – Analyse der Wirkungen auf die Stromnetze erfordert Fokus auf Einspeisung und Fremdbezug	28
Abbildung 4	Darstellung der "Entsolidarisierungsdynamik" anhand eines stark vereinfachten Beispiels	41
Abbildung 5:	Näherungsweise Abbildung des Zusammenhangs zwischen Benutzungsstunden und Beitrag zur Jahreshöchstlast über sog. "g-Kurve"	49
Abbildung 6:	Ausgangssituation für betrachtetes Beispiel mit 3 Stromverbrauchern	52
Abbildung 7:	Veränderte Situation mit Eigenversorgung (Kunde 3, Eigenversorgungsquote 50 %) aber ohne Anpassung der g-Kurve	53
Abbildung 8:	Grundsätzliche Möglichkeiten zur Anpassung der g-Kurve	53
Abbildung 9:	Veränderung der g-Kurve durch Parallelverschiebung des Geradenabschnitts (Erhöhung des LP)	54
Abbildung 10:	Modellstruktur zur Modellierung der zukünftigen Entwicklung der Eigenversorgung	90
Abbildung 11:	Diffusionskurven zur Marktdurchdringung und zur Kosteneinsparungsrate als Grundlage zur Bestimmung der jährlichen Verbreitung der Optimierung des Stromsystems	97
Abbildung 12:	Modellstruktur zur Abschätzung der zukünftigen Entwicklung der Eigenversorgung im Industriesektor	100
Abbildung 13:	Kostendegression spezifischer Investitionskosten KWK- Anlagen	104
Abbildung 14:	Kostendegression spezifischer Betriebskosten KWK- Anlagen	106
Abbildung 15:	Kostendegression spezifischer Investitionskosten Gaskessel	108

Abbildung 16:	Strom- und Wärmebedarfsprofil mit jeweils 6.200 Volllaststunden für ein Unternehmen der Papierindustrie	110
Abbildung 17:	Entwicklung der EEG-Vergütung im BAU-Szenario	114
Abbildung 18:	Entwicklung der jährlichen installierten Leistung von PV- Anlagen zur anteiligen Eigenversorgung in Wohngebäuden und im GHD-Sektor (BAU-Szenario)	115
Abbildung 19:	Entwicklung der jährlichen installierten Leistung von KWK-Anlagen zur anteiligen Eigenversorgung in Wohngebäuden und im GHD-Sektor (BAU-Szenario)	116
Abbildung 20:	Entwicklung der installierten elektrischen Leistung zur Deckung des Strombedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario)	121
Abbildung 21:	Entwicklung der installierten thermischen Leistung zur Deckung des Wärmebedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario)	122
Abbildung 22:	Lastsituation des Einfamilienhauses mit einer Wohneinheit an zwei Beispieltagen im Frühjahr 2030 (Jahresstunden auf der x-Achse). Die Wärmepumpe wird größtenteils mit selbsterzeugtem Strom aus PV und KWK betrieben	122
Abbildung 23:	Entwicklung der EEG-Vergütung im BAU-Szenario bei geringerem Kalkulationszinssatz	123
Abbildung 24:	Entwicklung der jährlichen installierten Leistung von PV- Anlagen zur anteiligen Eigenversorgung in Wohngebäuden und im GHD-Sektor (BAU-Szenario bei geringerem Kalkulationszinssatz)	124
Abbildung 25:	Entwicklung der installierten elektrischen Leistung zur Deckung des Strombedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario bei geringerem Kalkulationszinssatz)	125
Abbildung 26:	Entwicklung der installierten thermischen Leistung zur Deckung des Wärmebedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario bei geringerem Kalkulationszinssatz)	126
Abbildung 27:	Entwicklung der EEG-Vergütung im BAU-Szenario bei höherem Börsenstrompreis	127
Abbildung 28:	Entwicklung der jährlichen installierten Leistung von PV- Anlagen zur anteiligen Eigenversorgung in Wohngebäuden	

	und im GHD-Sektor (BAU-Szenario bei höherem Börsenstrompreis)	. 127
Abbildung 29:	Entwicklung der installierten elektrischen Leistung zur Deckung des Strombedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario bei höherem Börsenstrompreis)	. 128
Abbildung 30:	Entwicklung der installierten thermischen Leistung zur Deckung des Wärmebedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario bei höherem Börsenstrompreis)	. 128
Abbildung 31:	Entwicklung der jährlichen installierten Leistung von PV- Anlagen zur anteiligen Eigenversorgung in Wohngebäuden und im GHD-Sektor (BAU-Szenario ohne EEG-Vergütung)	. 129
Abbildung 32:	Entwicklung der installierten elektrischen Leistung zur Deckung des Strombedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario ohne EEG-Vergütung)	. 130
Abbildung 33:	Entwicklung der installierten thermischen Leistung zur Deckung des Wärmebedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario ohne EEG-Vergütung)	. 131
Abbildung 34:	Entwicklung der EEG-Vergütung im BAU-Szenario (ohne 52 GW-Deckel)	. 132
Abbildung 35:	Entwicklung der jährlichen installierten Leistung von PV-Anlagen zur anteiligen Eigenversorgung in Wohngebäuden und im GHD-Sektor (BAU-Szenario ohne 52 GW-Deckel)	. 133
Abbildung 36:	Entwicklung der installierten elektrischen Leistung zur Deckung des Strombedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario ohne 52 GW-Deckel)	. 134
Abbildung 37:	Entwicklung der installierten thermischen Leistung zur Deckung des Wärmebedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario ohne 52 GW-Deckel)	. 134
Abbildung 38:	Entwicklung der EEG-Vergütung (BAU-Szenario ohne KWK Anlagen)	. 136
Abbildung 39:	Entwicklung der jährlichen installierten Leistung von PV- Anlagen zur anteiligen Eigenversorgung in Wohngebäuden und im GHD-Sektor (BAU-Szenario ohne KWK-Anlagen)	. 137

Abbildung 40:	Deckung der installierten elektrischen Leistung zur Deckung des Strombedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario ohne KWK-Anlagen)	. 138
Abbildung 41:	Entwicklung der installierten thermischen Leistung zur Deckung des Wärmebedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario ohne KWK-Anlagen)	. 138
Abbildung 42.	Entwicklung der EEG-Vergütung (BAU-Szenario geringe Speicherkosten)	. 139
Abbildung 43:	Entwicklung der installierten elektrischen Leistung zur Deckung des Strombedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario mit geringen Speicherkosten)	. 140
Abbildung 44:	Entwicklung der installierten thermischen Leistung zur Deckung des Wärmebedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario mit geringen Speicherkosten)	. 140
Abbildung 45:	Entwicklung der jährlichen installierten Leistung von PV- Anlagen zur anteiligen Eigenversorgung in Wohngebäuden und im GHD-Sektor (BAU-Szenario mit geringen Speicherkosten)	. 141
Abbildung 46:	Entwicklung der jährlichen installierten Leistung von PV- Anlagen zur anteiligen Eigenversorgung in Wohngebäuden und im GHD-Sektor (BAU-Szenario mit geringen Speicherkosten ohne Wärmepumpen und KWK)	. 142
Abbildung 47:	Zubau an Speicherkapazität am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario mit geringen Speicherkosten ohne Wärmepumpen und KWK)	. 143
Abbildung 48:	Kumulierte Speicherkapazität am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario mit geringen Speicherkosten ohne Wärmepumpen und KWK)	. 143
Abbildung 49:	Entwicklung der EEG-Vergütung im Szenario "Netzdienliche Maßnahmen"	. 144
Abbildung 50:	Entwicklung der jährlichen installierten Leistung von PV- Anlagen zur anteiligen Eigenversorgung in Wohngebäuden und im GHD-Sektor (Szenario Netzdienliche Maßnahmen)	. 145
Abbildung 51:	Entwicklung der installierten elektrischen Leistung zur Deckung des Strombedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (Szenario Netzdienliche Maßnahmen)	. 146

Abbildung 52:	Entwicklung der installierten thermischen Leistung zur Deckung des Wärmebedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (Szenario Netzdienliche Maßnahmen)	146
Abbildung 53:	Entwicklung der EEG-Vergütung im Minimalszenario	147
Abbildung 54:	Entwicklung der jährlichen installierten Leistung von PV- Anlagen zur anteiligen Eigenversorgung in Wohngebäuden und im GHD-Sektor (Minimalszenario)	148
Abbildung 55:	Entwicklung der installierten elektrischen Leistung zur Deckung des Strombedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (Minimalszenario)	149
Abbildung 56:	Entwicklung der installierten thermischen Leistung zur Deckung des Wärmebedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (Minimalszenario)	149
Abbildung 57:	Entwicklung der EEG-Vergütung im Maximalszenario	150
Abbildung 58:	Entwicklung der jährlichen installierten Leistung von PV- Anlagen zur anteiligen Eigenversorgung in Wohngebäuden und im GHD-Sektor (Maximalszenario)	151
Abbildung 59:	Entwicklung der installierten elektrischen Leistung zur Deckung des Strombedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (Maximalszenario)	152
Abbildung 60:	Entwicklung der installierten thermischen Leistung zur Deckung des Wärmebedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (Maximalszenario)	152
Abbildung 61:	Installierte Leistung PV in den jeweiligen Szenarien, zzgl. der 2016 bereits vorhandenen 39,8 GW	154
Abbildung 62:	Installierte Leistung PV in den jeweiligen Szenarien, zzgl. der 2016 bereits vorhandenen 39,8 GW und 0,6 GW Zubau pro Jahr durch Ausschreibungen	154
Abbildung 63:	Entwicklung der installierten Leistung im BAU-Szenario	156
Abbildung 64:	Entwicklung des Erzeugungsmix im BAU-Szenario	156
Abbildung 65:	Unterschiede im Kraftwerkspark zwischen BAU-Szenario und Alternativszenarien	157
Abbildung 66:	Unterschiede in der Erzeugungsstruktur zwischen BAU- Szenario und Alternativszenarien	158
Abbildung 67:	Entwicklung der annuitätischen Verteilungsnetzkosten bis 2030 (bezogen auf 2013)	160

Abbildung 68:	Vergleich der Entwicklung der Netzentgelte (Arbeitspreise) in verschiedenen Szenarien	163
Abbildung 69:	Vergleich der Entwicklung der EEG-Umlage in den verschiedenen Szenarien	164
Abbildung 70:	Eigene Erzeugung und Abgabe an EVUs der größten Eigenversorger unter den Industriesektoren im Jahr 2012	165
Abbildung 71:	Entwicklung der Eigenversorgung im Industriesektor von 2003 bis 2013	166
Abbildung 72:	Mögliche Ersparnis durch Eigenversorgung in Basisjahr und -szenario für die verschiedenen Industriebranchen und Unternehmensgrößen	167
Abbildung 73:	Optimale KWK Anlagengröße am Beispiel der Papierindustrie, Unternehmen >250 Mitarbeiter bei 5 Jahren Amortisationszeit	169
Abbildung 74:	Zusammensetzung der PV-Systempreise (März 2014) für die Referenzanlagen aus EEG-Erfahrungsbericht	186
Abbildung 75:	Überblick über exemplarisch ausgewählte Batteriespeichersysteme (für die Annahmen wurden lediglich die Endkundenpreise genutzt)	189
Abbildung 76:	Spezifische Investitionskosten für Wärmepufferspeicher (TU Wien, 2010)	195

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Fremdkapitalanteile sowie Eigen- und Fremdkapitalzinsen nach EEG-Erfahrungsbericht (Stand 1.4.2014)	38
Tabelle 2:	Überblick über Maßnahmen zur Steuerung der Eigenversorgung	64
Tabelle 3:	Übersicht über Wirkungen der betrachteten Maßnahmen	83
Tabelle 4:	Übersicht über Kosten der Akteure für die Energieversorgung mit und ohne Eigenversorgung	88
Tabelle 5:	Wichtige Annahmen zu einzelnen Akteuren	91
Tabelle 6:	Annahmen zu Strom- und Wärmetechnologien für Einfamilienhäuser ······	93
Tabelle 7:	Zusammensetzung der Strombezugspreise für Haushalte für 2016 in €/kWh. Für GHD, siehe Anhang	94
Tabelle 8:	Überblick über die Akteure und zugrundeliegende Annahmen	101
Tabelle 9:	Preise für KWK-Anlagen (real 2015)	102
Tabelle 10:	Betriebskosten KWK-Anlagen	105
Tabelle 11:	KWK-Zuschläge nach § 7 KWKG 2016	107
Tabelle 12:	Zubau PV-Leistung nach Akteursgruppe in MW	117
Tabelle 13:	Zubau KWK-Leistung nach Akteursgruppe in MW	118
Tabelle 14:	Kosten für Investitionen in und Betrieb von Kraftwerken	159
Tabelle 15:	Absolute Unterschiede der annuitätischen Verteilungsnetzkosten	161
Tabelle 16:	Überblick über die Modellergebnisse für Unternehmen >250 Mitarbeiter im Vergleich zu Eigenversorgungs(EV)-Anteilen aus der Statistik	170
Tabelle 17:	Gaspreisszenarien WEO 2015 (real 2015)	177
Tabelle 18:	Preisbestandteile des Endkundengaspreises	178
Tabelle 19:	Börsenstrompreisszenario (real 2015)	178
Tabelle 20:	Arbeitspreise für Netznutzung (real 2015)	179
Tabelle 21:	Leistungspreise für Netznutzung	179

Tabelle 22:	Referenzpfad für die EEG-Umlage (real 2016)	. 180
Tabelle 23:	Strompreisbestandteile für PHH und GHD	. 181
Tabelle 24:	Zusammensetzung der Strombezugspreise 2016 für GHD (Volle Bezeichnung der Akteure s. Tabelle 28)	182
Tabelle 25:	Entwicklung des Stromverbrauchs	. 183
Tabelle 26:	Entwicklung der installierten Leistung Erneuerbarer Energien	183
Tabelle 27:	Marktwertfaktoren	. 184
Tabelle 28:	Erneuerungsraten für Wärmeerzeuger	. 185
Tabelle 29:	Entwicklung von PV-Systempreisen (real 2015)	. 187
Tabelle 30:	PV Einspeisevergütung	. 188
Tabelle 31:	Atmender Deckel PV	. 188
Tabelle 32:	Preise für Batteriespeichersysteme (real 2015)	. 189
Tabelle 33:	Preise für KWK-Anlagen (real 2015)	. 191
Tabelle 34:	Investitionszuschuss für Mini-KWK nach BAFA	. 192
Tabelle 35:	KWK-Zuschläge nach § 7 KWKG 2016	. 192
Tabelle 36:	Preise für Wärmepumpen (real 2015)	. 193
Tabelle 37:	Preise für Wärmespeicher (real 2015)	. 195
Tabelle 38:	Entwicklung der Investitions- und Betriebskosten von Biomasse-Heizungen	197
Tabelle 39:	Investitionen und Ausbeute von Solarthermieanlagen	. 198
Tabelle 40:	Preise für Brennwertkessel (real 2015)	. 199
Tabelle 41:	Statistische Durchschnittsakteure private Haushalte	. 199
Tabelle 42:	Statistische Durchschnittsunternehmen GHD	. 200

Abkürzungsverzeichnis

AP Arbeitspreis

BAFA Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

BAU Business as Usual

Bh Benutzungsstundenzahl

BImSchG Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftver-

unreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge

BMWi Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

CCS Carbon Capture and Storage

DSM Demand Side Management

EE erneuerbare Energien

EEG Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien

EEG 2017- Entwurfs eines Gesetzes zur Änderung der Bestimmungen zur Stromer-

zeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung

EnergieStG Energiesteuergesetz

EV Eigenversorgung

EZA Eigenerzeugungsanlage

GG Grundgesetz

GHD Gewerbe/Handel/Dientsleistungen

GHD-A Baugewerbe

GHD-B Büroähnliche Betriebe

GHD-C Herstellungsbetriebe

GHD-D Handel (Food)

GHD-E Handel (Non-Food)

GHD-F Krankenhäuser

GHD-G Schulen

GHD-H Bäder

GHD-I Beherbergung, Gaststätte, Heime

GHD-J Nahrungsmittelgewerbe

GHD-K Wäschereien

GHD-L Landwirtschaft

GHD-M Gartenbau

GHD-N Flughäfen

GHD-O Textil, Bekleidung, Spedition

GP Grundpreis

GW Gigawatt

h Stunde

HL individuelle Höchstlast

HöS Höchstspannung

HS Hochspannung

JAZ Jahresarbeitszahl

KfW Kreditanstalt für Wiederaufbau

kW Kilowattstunde

kWh Kilowattstunde

KWK Kraft-Wärme-Kopplung

KWKG Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-

Wärme-Kopplung

kWp Kilowatt Peak

LP Leistungspreis

MBtu Tausend British thermal units

Mrd. Milliarden

MS Mittelspannung

MWh Megawattstunde

NE Nicht-Eisen

NE Netzebene

NHL Netzhöchstlast

NNE Netznutzungsentgelte

NS Niedrigspannung

PHH-A1 Altes Einfamilienhaus

PHH-A2 Neues Einfamilienhaus

PHH-B1 Altes Zweifamilienhaus

PHH-B2 Neues Zweifamilienhaus

PHH-C Mehrfamilienhaus 3-6 Wohneinheiten

PHH-D Mehrfamilienhaus 7-12 Wohneinheiten

PHH-E Mehrfamilienhaus 13-20 Wohneinheiten

PHH-F Mehrfamilienhau>20 Wohneinheiten

PV Photovoltaik

RLM Registrierende Leistungsmessung

SLP Standardlastprofil

StromNEV Stromnetzentgeltverordnung

T Tausend

TWh Terrawattstunde

ÜNB Übertragungsnetzbetreiber

vlh Volllaststunden

VNB Verteilnetzbetreiber

W Watt

WACC Weightes Average Cost of Capital

WEO World Energy Outlook

WuK Wärme- und Kältestrategie

0 Zusammenfassung

Die Eigenversorgung mit Strom steigt derzeit in Deutschland an. Aufgrund dieser Entwicklung stellt sich verstärkt die Frage, welche Wirkungen eine Zunahme der Eigenversorgung auf das Stromsystem hat, in welcher Größenordnung der zukünftige Ausbau liegt und inwieweit Eigenversorgung förder- bzw. unterstützungswürdig ist. Eigenversorgung ist zumindest in privaten Haushalten und Gewerbebetrieben derzeit aus einzelwirtschaftlicher Sicht nur rentabel, da es aufgrund der regelmäßigen Befreiung von Netzentgelten sowie anderen Umlagen und Abgaben zu einer impliziten Förderung (nach dem KWKG unter engen Voraussetzungen auch zu einer expliziten Förderung) kommt.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat daher die vorliegende Studie beauftragt. Diese umfasst zum einen eine qualitative Analyse der Effekte von Eigenversorgung sowie möglicher Maßnahmen für systemdienliche sowie kosten- und verteilungsgerechte Eigenversorgungskonzepte. Zum anderen erfolgt eine modellbasierte Abschätzung des zukünftig zu erwartenden Zubaus an Eigenversorgungsanlagen im Haushalts- und Gewerbesektor und in der Industrie.

Qualitative Analyse der Effekte der Eigenversorgung

Die qualitative Analyse der Effekte der Eigenversorgung zeigt, dass sowohl bzgl. der Gesamtsystemkosten als auch bzgl. der Verteilungswirkungen die negativen Effekte der Eigenversorgung eindeutig überwiegen. Einer möglichen geringfügigen Reduktion der Finanzierungs- und Transaktionskosten unter den derzeitigen Regelungen für die Eigenversorgung und einer möglichen Reduktion der EEG-Förderkosten stehen höhere Kosten für Stromerzeugung und Netze sowie eine deutliche Umverteilung der Kosten zwischen Akteuren mit und ohne Eigenversorgung und reduzierte öffentliche Einnahmen gegenüber. Bzgl. der Akzeptanzwirkungen ist gegenwärtig keine klare Aussage möglich. Die potenziell positiven Wirkungen bzgl. der Akzeptanz dürften sich jedoch insbesondere beim Selbstverbrauch von Privathaushalten ergeben. Eine Privilegierung des KWK-Selbstverbrauchs in der Industrie hat nach der hier durchgeführten qualitativen Analyse energiewirtschaftlich keine positiven Wirkungen, trotzdem kann die unmittelbare räumliche Nähe von KWK-Erzeugung und industriellen Lasten effizient sein. Zudem können hier nicht untersuchte Effekte, bspw. industriepolitische Aspekte, die Bewertung des industriellen Selbstverbrauchs verändern.

Auf Basis der qualitativen Analyse der Wirkungen der Eigenversorgung lässt sich schlussfolgern, dass zumindest unter den heutigen Randbedingungen ein deutlicher Ausbau der Eigenversorgung aufgrund der negativen Folgen vermieden werden sollte.

Falls eine Regulierung der Eigenversorgung in einer Weise möglich ist, die zu höherer Markt- und Netzkompatibilität und gedämpften Verteilungswirkungen führt, sollte eine solche angestrebt werden.

Maßnahmen für systemdienliche sowie kosten- und verteilungsgerechte Eigenversorgungskonzepte

Zur Begrenzung von Eigenversorgung bzw. für eine systemdienlichere Eigenversorgung kommt eine Reihe von Maßnahmen in Betracht. Zunächst gibt es Maßnahmen, die hauptsächlich die finanziellen Anreize für den Wechsel in die Eigenversorgung reduzieren und damit deren Ausbau bremsen, entsprechend werden auch die negativen Wirkungen der Eigenversorgung gemindert. Zu diesen Maßnahmen gehören unter anderem eine Absenkung der Abgaben auf den Strombezug aus dem Netz, die Belastung des Selbstverbrauchs mit zusätzlichen Abgaben oder eine Kopplung der Vergütung nach EEG an eine vollständige Netzeinspeisung des erzeugten Stroms.

Eine zweite Gruppe von Maßnahmen verstärkt die Anreize für eine systemdienliche Eigenversorgung. Bei diesen Maßnahmen erfolgt der Ausbau und Betrieb der Eigenversorgungsanlagen in einer Weise, die weniger negative Auswirkungen auf Strommarkt und Netze hat. Beispiele sind hier unter anderem eine feste Begrenzung der Einspeiseleistung der Anlagen zur Eigenversorgung, eine Reduktion der Einspeisevergütung bei hoher Einspeiseleistung oder eine Kopplung der Förderung nach EEG an den Börsenstrompreis. Zuletzt werden in der Studie Maßnahmen betrachtet, die eine faire Beteiligung der Eigenversorgungsanlagen an den Systemkosten sicherstellen. In Frage kommt hier insbesondere eine Umstellung der Netzentgeltsystematik hin zu einem höheren Grundpreis und in jedem Fall die (weitere) Absenkung oder Abschaffung der direkten Selbstverbrauchsförderung nach KWKG.

Bei der genauen Analyse der Maßnahmen wird deutlich, dass diese häufig nicht nur die Eigenversorgung, sondern zusätzlich auch andere Bereiche wie die Sektorkopplung, den Strommarkt oder die Energieeffizienz beeinflussen. Die gilt insbesondere für solche Maßnahmen, die zu einer höheren Systemdienlichkeit der Anlagen beitragen, bspw. die Anpassung der Netzentgelte. Die isolierte Betrachtung lediglich aus der Perspektive der Eigenversorgung könnte daher im Gesamtbild zu suboptimalen Lösungen führen. Infolgedessen erscheint eine Anpassung der Regelungen nur im Hinblick auf die Eigenversorgung, zumindest dann nicht sinnvoll, wenn in den nächsten Jahren kein ungebremster Ausbau der Eigenversorgung zu erwarten ist, der dann mit erheblichen (überwiegend negativen) Auswirkungen auf das Stromsystem verbunden wäre.

Modellbasierte quantitative Abschätzung des zu erwartenden Ausbaus der Eigenversorgung und der damit verbundenen Wirkungen

Die Modellergebnisse zeigen, dass unter den derzeitigen Rahmenbedingungen kein extremer Ausbau der Eigenversorgung zu erwarten ist. Unsicherheiten bestehen insbesondere hinsichtlich der Diffusionsrate und der tatsächlich realisierten Anlagengrößen, die in der Realität vom Optimum der Modellierung abweichen können. Bei rein wirtschaftlicher Betrachtung ist der Zubau von Speichern selbst bei sehr starker Kostenreduktion gering. Dennoch können diese vereinzelt ein wirksames Mittel zur Steigerung der Selbstverbrauchsquote darstellen, falls andere Optionen im Wärmebereich nicht zur Verfügung stehen (z.B. Wärmepumpen). Bei dieser rein wirtschaftlichen Betrachtung kann der Ausbau zudem aufgrund von Autarkiebestrebungen unterschätzt werden.

Im Industriebereich bestehen aufgrund der schlechten Datenverfügbarkeit große Unsicherheiten bzgl. des zu erwartenden Ausbaus der Eigenversorgung. Ein extremer Ausbau ist auch hier zumindest kurzfristig nicht zu erwarten, da Eigenversorgung vor allem in den Branchen wirtschaftlich attraktiv ist, die bereits heute über große Eigenversorgungsanteile verfügen.

Die Auswirkungen der berechneten Eigenversorgungsszenarien auf Kraftwerksinvestitionen sind zu vernachlässigen. Allenfalls ergeben sich sehr geringe Effekte auf Investitionen in Gas-KWK-Anlagen. Die Effekte auf den Kraftwerksdispatch sind ebenfalls gering, erhöhte PV-Eigenversorgung führt zu leicht erhöhten Exporten und Auslastungen der Pumpspeicher.

In einem Maximalszenario hinsichtlich des Ausbaus der Eigenversorgung tritt zusätzlich eine Reduktion der Auslastung der Gas-KWK und eine leichte Reduktion der Steinkohle-KWK und von Wind Onshore auf. Die resultierenden Zusatzkosten durch Eigenversorgung bei Kraftwerksinvestitionen und -dispatch sind jedoch ebenfalls relativ gering. Auch die zusätzlichen Kosten durch Netzausbau sind aufgrund des verhältnismäßig niedrigen Ausbaus der Eigenversorgung in allen Szenarien gering.

Auch bzgl. der Verteilungswirkungen sind in den nächsten Jahren nur begrenzte Effekte zu erwarten. So unterscheidet sich die EEG-Umlage in verschiedenen Szenarien um höchstens 0,23 €c/kWh, der Arbeitspreis der Netzentgelte weicht um höchstens 0,9 €c/kWh ab.

Insgesamt ergeben sich moderate Kosteneffekte und Verteilungswirkungen bei dem zu erwartetendem Eigenversorgungsausbau.

Zusammenfassende Betrachtung und Schlussfolgerungen

Die qualitativen Analysen zeigen, dass im Hinblick auf die Effizienz des Gesamtsystems kein systematischer Nutzen durch Eigenversorgung zu erzielen ist, der eine Privilegierung der Eigenversorgung rechtfertigen könnte. Grundsätzlich erscheint es daher sinnvoll, Verzerrungen, die durch die Privilegierung der Eigenversorgung entstehen, abzubauen.

Dabei ist aber zu beachten, dass die hierfür notwendigen Änderungen an der Systematik der Erhebung und Ermittlung von Abgaben, Umlagen, Entgelten und Steuern nicht ausschließlich im Hinblick auf die Eigenversorgung vorgenommen werden können, da Veränderungen immer auch Wirkungen auf andere Akteure und deren Handlungen haben. Reformen der Eigenversorgung sollten daher grundsätzlich im Rahmen des Gesamtkonzeptes eines konsistenten Zielsystems, in welchem alle staatlich beeinflussten Preisbestandteile systemkompatibel auszugestalten sind, gedacht werden.

Die quantitativen Analysen zeigen, dass derzeit kein akuter Handlungsbedarf zur Lenkung der Eigenversorgung besteht, da zumindest kurzfristig kein extremer Ausbau der Eigenversorgung zu erwarten ist. Änderungen wie bspw. das Mieterstromkonzept beeinflussen diese Aussage nicht, da die zusätzlich durch diese Anpassung erschließbaren Potenziale bereits in der quantitativen Analyse enthalten sind. Allerdings bestehen in der Modellierung Unsicherheiten, die eine genaue Abschätzung des Ausbaupotenzials erschweren. Um einen extremen Ausbau der Eigenversorgung rechtzeitig zu erkennen, empfehlen wir die Einrichtung eines Monitoringsystems zur Beobachtung der aktuellen Entwicklungen.

Aufgrund der grundsätzlich weitgehend negativen Wirkungen ist zudem eine Anpassung der Rahmenbedingungen mittelfristig wünschenswert. Diese Anpassung sollte jedoch wenn möglich im Zuge von weitreichenderen Reformen des Systems erfolgen, um keine weiteren Verzerrungen aufgrund der isolierten Betrachtung der Eigenversorgung zu generieren.

1 Hintergrund und Fragestellung

1.1 Ausgangslage und Fragestellung

Die Eigenversorgung mit Strom steigt derzeit in Deutschland an. Getrieben wird dieser Anstieg hauptsächlich durch den Ausbau der industriellen Eigenversorgung, insbesondere mit Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK), aber auch die Eigenversorgung in Haushalten und Gewerben mit KWK-Strom und Strom aus Photovoltaik (PV) nimmt zu. Es wird erwartet, dass sich dieser Anstieg auch in Zukunft fortsetzt, unter anderem getrieben durch die Kostenreduktionen bei Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern.

Aufgrund dieser Entwicklung stellt sich verstärkt die Frage, welche Wirkungen eine Zunahme der Eigenversorgung auf das Stromsystem hat, in welcher Größenordnung der zukünftige Ausbau liegt und inwieweit Eigenversorgung förder- bzw. unterstützungswürdig ist. Eigenversorgung ist zumindest in privaten Haushalten und Gewerbebetrieben derzeit aus einzelwirtschaftlicher Sicht nur rentabel, da es aufgrund der regelmäßigen Befreiung von Netzentgelten und anderen Umlagen und Abgaben zu einer impliziten Förderung (nach dem KWKG auch zu einer expliziten Förderung) kommt.

Die vorherrschenden Einschätzungen der Eigenversorgung sind divers.

Einerseits tragen kleine PV- und KWK-Anlagen zum Erreichen der jeweiligen Ausbauziele bei. Deren Rentabilität ist unter den gegebenen Rahmenbedingungen meist nur gegeben, wenn der erzeugte Strom teilweise selbstverbraucht wird. Zudem werden häufig potentielle Vorteile der Eigenversorgung hinsichtlich des Netzbetriebs sowie positive Wirkungen auf die Akzeptanz der Energiewende angeführt.

Andererseits spielt Eigenversorgung in Szenarien, die auf eine Minimierung der Systemkosten abzielen, aufgrund der tendenziell höheren Kosten der Technologien und Anlagengrößen, die sich zur Eigenversorgung eignen, keine Rolle. Zudem ergeben sich – ggf. negativ zu bewertende – Umverteilungswirkungen aufgrund der Reduktion der aus dem Netz bezogenen Strommengen, auf die die netzbezogenen Umlagen und Abgaben verteilt werden können.

Grundsätzlich bestehen drei Möglichkeiten, mit dem Ausbau der Eigenversorgung umzugehen. Geht man davon aus, dass die Förderung der Eigenversorgung notwendig ist, um die Akzeptanz der Energiewende zu erhalten, so sollte auch eine sachlich nicht gerechtfertigte Förderung (wie bspw. die Befreiung kleiner Eigenversorgungsanlagen von der Stromsteuer) weiterhin umgesetzt werden. Sollte man dagegen eindeutig mehr negative als positive Wirkungen in der Eigenversorgung sehen, wäre es folgerichtig, die Förderung der Eigenversorgung zu beschränken bzw. die Privilegien für den

Selbstverbrauch abzuschaffen. Ein Mittelweg könnte darin liegen, Eigenversorgung in einer Form zuzulassen, die die negativen Auswirkungen eindämmt, ohne die positiven Wirkungen zu stark zu begrenzen. Um dies zu erreichen, müssten Umstände, die derzeit die Eigenversorgung begünstigen – wie bspw. der teilweise Entfall der EEG-Umlage – so angepasst werden, dass Eigenversorgung möglichst systemdienlich, also markt- und netzdienlich, ist und ggf. als negativ bewertete Verteilungswirkungen abgemildert werden. Dabei ist es erforderlich, die positiven Wirkungen der Eigenversorgung genau zu analysieren, um diese erhalten zu können.

Im Rahmen des Vorhabens Zukunftswerkstatt Erneuerbare Energien wurden die Wirkungen der Eigenversorgung sowohl qualitativ als auch modellbasiert näher untersucht. Zudem wurden verschiedene Maßnahmen zur Steuerung der Eigenversorgung gesammelt und bewertet. Der vorliegende Bericht enthält die Ergebnisse der durchgeführten Untersuchungen. Insgesamt kann auf Grundlage der vorliegenden Analyse beurteilt werden, welche der oben beschriebenen Ansätze zum Umgang mit der Eigenversorgung unter Berücksichtigung ihrer Wirkungen und möglichen Entwicklung sinnvoll sind.

1.2 Begriffsbestimmungen und Definition von Eigenversorgung

Als Grundlage für die Analyse der Eigenversorgung ist zunächst eine genaue Begriffsbestimmung und Definition von Eigenversorgung hilfreich, die in diesem Abschnitt erfolgt.

Ausgangspunkt hierfür stellt nachfolgende Abbildung dar.

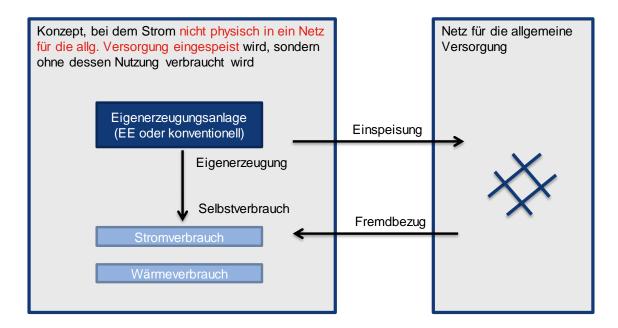


Abbildung 1: Schaubild zur Illustration der wesentlichen Begriffe und Konzepte im Zusammenhang mit Eigenversorgung

Als **Eigenversorgung** werden somit in diesem Bericht Konzepte bezeichnet, bei denen Strom, der in konventionellen Anlagen oder EE-Anlagen erzeugt wird, nicht physisch in ein Netz für die allgemeine Versorgung eingespeist wird, sondern ohne dessen Nutzung selbst verbraucht wird, ohne Überschusseinspeisungen auszuschließen.¹ Derartige Erzeugungsanlagen werden als **Eigenerzeugungsanlagen** bezeichnet.

Die rechtliche Definition des Begriffs "Eigenversorgung" in § 5 Nr. 12 EEG 2014 (§ 3 Nr. 19 EEG 2017) weicht an zwei Stellen von der hier verwendeten ab: Zum einen fordert das Gesetz neben dem Verzicht auf die Nutzung eines Netzes für die allgemeine Versorgung einen "unmittelbaren räumlichen Zusammenhang" zwischen Stromerzeugung und verbrauch, der i. d. R. jedoch mit ersterer Anforderung zusammenfallen dürfte. Zum anderen bedarf es einer Personenidentität zwischen Betreiber der Erzeugungsanlage und Betreiber der Verbrauchsanlage. Für die energiewirtschaftlichen Betrachtungen, die in diesem Bericht im Fokus stehen, ist insbesondere die Frage der Personenidentität jedoch grundsätzlich nicht relevant: die Wirkungen auf die Gesamtsystemkosten sind von dieser Frage offensichtlich unabhängig. Lediglich die Frage, welche Akteure Anreize zur Eigenversorgung haben, werden hierdurch beeinflusst und in diesem Zusammenhang auch diskutiert (s. Abschnitt Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.).

Die gesamten von Eigenerzeugungsanlagen erzeugten Strommengen teilen sich auf in die **Einspeisung** und die tatsächliche **Eigenerzeugung**². Mit **Einspeisung** wird diejenige Energiemenge bezeichnet, die in das Netz für die allgemeine Versorgung eingespeist wird. **Eigenerzeugung** hingegen bezeichnet den Teil der Erzeugung, der verbraucht wird, hierzu aber nicht durch das Netz für die allgemeine Versorgung geleitet wird. Die gesamte Erzeugung der Eigenerzeugungsanlage ergibt sich somit aus der Summe aus Einspeisung und Eigenerzeugung, wobei hierbei auf die Netto-Erzeugung der Eigenerzeugungsanlage abgestellt wird, d. h. nach Abzug des Kraftwerks-Eigenverbrauchs (s. unten).

Aus Sicht des Stromverbrauchers stellt die Menge seines Stromverbrauchs, die nicht aus dem Netz für die allgemeine Versorgung bezogen wird, sondern aus Eigenerzeugungsanlagen stammt und aus diesen ohne Nutzung des Netzes für die allgemeine Versorgung zu ihm gelangt, den sogenannten Selbstverbrauch dar. Unter Vernachlässigung von Stromwärmeverlusten, die bei der physischen Übertragung von der Eigenerzeugungsanlage zum selbstverbrauchenden Stromverbraucher entstehen, sind somit selbstverbrauchte und eigenerzeugte Strommenge gleich. Die vom Stromverbraucher aus dem Netz für die allgemeine Versorgung zur Deckung seines Strombedarfs bezogene Strommenge wird als Fremdbezug bezeichnet. Der gesamte Stromverbrauch eines Verbrauchers ergibt sich aus der Summe aus Selbstverbrauch und Fremdbezug. Zusätzlich kann es Konstellationen geben, bei denen in der Eigenerzeugungsanlage neben Strom auch Wärme als End-/Nutzenergie erzeugt wird und die Wärme ebenfalls ohne die Nutzung eines öffentlichen Wärmenetzes von einem Verbraucher mit Wärmebedarf genutzt wird. Auch solche Konstellationen fallen grundsätzlich unter das hier diskutierte Konzept der Eigenversorgung.

Der Begriff der Eigenversorgung beschreibt – mit den in Abbildung 1 aufgezeigten Abweichungen von der gesetzlichen Definition – die Eigenerzeugung und den Selbstverbrauch, schließt jedoch nicht aus, dass der Eigenerzeuger zusätzlich Strom in ein Netz für die allgemeine Versorgung einspeist bzw. der Selbstverbraucher aus einem solchen Netz fremdbezieht.

Die Begriffe der "Eigenerzeugungsanlage" und – sogleich – der "Eigenerzeugung" sind notwendig, um für die ökonomische Bewertung klar zwischen der Erzeugungs- und der Verbrauchsseite unterscheiden zu können. Davon zu trennen ist die rechtliche Bedeutung dieser Begriffe. Hier hat es sich weitgehend durchgesetzt, mit "Eigenerzeugung" die Rechtslage vor dem 1. August 2014 und mit "Eigenversorgung" die Rechtslage nach dem 31. Juli 2014 zu bezeichnen, siehe insbesondere Bundesnetzagentur, Leitfaden zur Eigenversorgung, Juli 2016, S. 20, Ziffer 4.

Abzugrenzen vom Selbstverbrauch ist der sogenannte **Kraftwerks-Eigenverbrauch**. Beim Kraftwerks-Eigenverbrauch handelt es sich um denjenigen Teil der insgesamt von einer Eigenerzeugungsanlage erzeugten Strommenge, den die Anlage direkt in den Neben- und Hilfsanlagen zur Stromerzeugung im technischen Sinne verbraucht. In der vorliegenden Untersuchung wird der Kraftwerks-Eigenverbrauch explizit ausgeklammert.

Als **Selbstverbrauchsquote** wird derjenige Anteil der Erzeugung aus der Eigenerzeugungsanlage bezeichnet, der selbstverbraucht wird:

Selbstverbrauchsquote = Selbstverbrauch / (Eigenerzeugung + Einspeisung).

Als **Eigenerzeugungsquote** wird derjenige Anteil des Verbrauchs bezeichnet, der in einer Eigenerzeugungsanlage als Eigenerzeugung erzeugt wird:

Eigenerzeugungsquote = Eigenerzeugung / (Selbstverbrauch + Fremdbezug).

Selbstverbrauchsquote und Eigenerzeugungsquote sind somit in der Regel unterschiedlich hoch, da sich die Selbstverbrauchsquote auf die gesamte *erzeugte* Energiemenge bezieht (wieviel davon wird selbstverbraucht), während sich die Eigenerzeugungsquote auf die gesamte *verbrauchte* Energiemenge bezieht (wieviel davon wird eigenerzeugt).

1.3 Berichtsstruktur

Im Folgenden wird zunächst der derzeitige rechtliche Rahmen für die Eigenversorgung aufgezeigt (Abschnitt 2). Im Anschluss erfolgt eine qualitative Untersuchung der Effekte der Eigenversorgung (Abschnitt 3). In Abschnitt 4 werden mögliche Maßnahmen zur Steuerung der Eigenversorgung und deren Wirkungen diskutiert. Abschnitt 5 stellt die Methodik der modellbasierten Untersuchungen dar. In Abschnitt 6 werden die Ergebnisse der Modellierung diskutiert. Abschnitt 7 gibt eine abschließende Analyse und fasst die vorherigen Abschnitte zusammen.

2 Rechtlicher Rahmen

Rechtlich geregelt ist eine Eigenversorgung mit Strom im EEG 2014, im KWKG 2016 und im StromStG. Während eine Eigenversorgung nach dem EEG 2014 und dem StromStG "lediglich" zu einer vollständigen oder teilweisen Entlastung – von der EEG-Umlage bzw. von der Stromsteuer – führt, gewährt das KWKG 2016 eine Zahlung in Form des KWK-Zuschlags.

2.1 Die Eigenversorgung nach dem EEG 2014

Ausgangspunkt des rechtlichen Rahmens der Eigenversorgung nach dem EEG 2014 ist die Definition der "Eigenversorgung" in § 5 Nr. 12 EEG 2014 als

"der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz [für die allgemeine Versorgung] durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt."

Grundvoraussetzungen für eine Eigenversorgung sind somit:

- Keine Nutzung eines Netzes für die allgemeine Versorgung,
- unmittelbarer r\u00e4umlicher Zusammenhang zwischen Erzeugung und Verbrauch sowie
- Identität zwischen Betreiber der Stromerzeugungsanlage und Betreiber der Verbrauchsanlage.

Weitere Voraussetzungen regelt § 61 EEG 2014³. Danach unterliegen grundsätzlich auch Eigenstrom- bzw. Selbstverbrauchsmengen der EEG-Umlage.

Systematisch ist § 61 EEG 2014 wie folgt aufgebaut:

- Abs. 1 Grundsatz: Neue Eigenversorgungen, (ggf. reduzierte) EEG-Umlage;
- Abs. 2 Ausnahme 1: Neue Eigenversorgungen, keine EEG-Umlage;
- Abs. 3 Ausnahme 2: Bestandsanlagen (1. September 2011 bis 31. Juli 2014), keine EEG-Umlage;
- Abs. 4 **Ausnahme 3**: alte Bestandsanlagen (vor 1. September 2011), keine EEG-Umlage;
- Abs. 5: Möglichkeit des **Datenabgleichs** durch die Übertragungsnetzbetreiber;

Neben § 61 regelt § 60 Abs. 3 EEG 2014 weitere Ausnahmen von der EEG-Umlage, die jedoch nicht auf einer Eigenversorgung beruhen.

- Abs. 6 und 7: Allgemeine Voraussetzungen der Eigenversorgung
 - Messung und
 - viertelstündliche Zeitgleichheit zwischen Erzeugung und Verbrauch, wobei hiervon nach § 104 Abs. 3 EEG 2014 Kuppelgas-Eigenversorgungen ausgenommen sind.

2.1.1 Neue Eigenversorgungen

Bei neuen Eigenversorgungen ist die EEG-Umlage auf die Eigenstrommengen

- um 70 % für bis Ende 2015 verbrauchten Strom,
- um 65 % für bis Ende 2016 verbrauchten Strom und
- um 60 % für Strom, der ab dem 1. Januar 2017 verbraucht wird,

reduziert, wenn die Grundvoraussetzungen des § 5 Nr. 12 EEG 2014 vorliegen und es sich bei der Erzeugungsanlage um

- eine EEG-Anlage oder
- eine hocheffiziente KWK-Anlage mit einem Monats- oder Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 % handelt. Die Frage der Hocheffizienz richtet sich nach § 53a Abs. 1 Satz 3 EnergieStG, die Frage des Monats- oder Jahresnutzungsgrads richtet sich nach § 53a Abs. 1 Satz 2 Nr. 2 EnergieStG.

Weitere Voraussetzung ist, dass der Eigenversorger bis jeweils zum 1. Mai seiner in § 74 EEG 2014 geregelten Meldepflicht für das Vorjahr nachkommt.

Eine (vollständige) Befreiung von der EEG-Umlage kommt bei neuen Eigenversorgungen gemäß § 61 Abs. 2 EEG 2014 nur noch in Betracht, wenn die Grundvoraussetzungen des § 5 Nr. 12 EEG 2014 vorliegen und

- soweit der Strom in den Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungsanlage zur Stromerzeugung im technischen Sinne verbraucht wird (Nr. 1),
- wenn der Eigenversorger weder unmittelbar noch mittelbar an ein Netz für die allgemeine Versorgung angeschlossen ist (Nr. 2),
- wenn der Eigenversorger sich selbst vollständig mit Strom aus Erneuerbaren Energien versorgt und hierfür keine finanzielle Förderung nach dem EEG 2014 in Anspruch nimmt (Nr. 3) oder
- wenn die Stromerzeugungsanlage eine installierte Leistung von höchstens 10 kW hat, dann für 10 MWh selbstverbrauchten Stroms pro Kalenderjahr (Nr. 4).

2.1.2 Bestandsanlagen

Bei Bestandsanlagen sind die Eigenstrommengen gemäß § 61 Abs. 3 und 4 EEG 2014 aus Vertrauensschutzgründen unverändert (vollständig) von der EEG-Umlage befreit.

Hinsichtlich der Voraussetzungen ist zwischen Stromerzeugungsanlagen, die zwischen 1. September 2011 und 31. Juli 2014 in Betrieb genommen wurden (sogenannte "Bestandsanlagen"), und Stromerzeugungsanlagen, die vor dem 1. September 2011 in Betrieb genommen wurden (sogenannte "alte Bestandsanlagen"), zu unterscheiden. Dies beruht auf dem Umstand, dass § 37 Abs. 3 Satz 2 EEG 2012 Eigenversorgungen einer Standortnähe unterwarf, also zwischen Erzeugung und Verbrauch entweder ein räumlicher Zusammenhang vorliegen musste oder kein Netz für die allgemeine Versorgung in Anspruch genommen werden durfte. Eine solche Standortnähe war zuvor nicht geregelt. Die Übergangsregelung in § 66 Abs. 15 EEG 2012 bewahrt für vor dem 1. September 2011 aufgenommene Eigenversorgungen die damalige Rechtslage.

Für Bestandsanlagen gelten die Voraussetzungen des § 37 Abs. 3 Satz 2 EEG 2012 weiter. Es bedarf somit abweichend von § 5 Nr. 12 EEG 2014 "nur" eines räumlichen Zusammenhangs zwischen Erzeugung und Verbrauch; dann ist auch die Durchleitung der Eigenstrommengen durch ein Netz für die allgemeine Versorgung unschädlich.

Bestandsanlagen sind nach der Definition in § 61 Abs. 3 Satz 2 Nr. 1 EEG 2014 Stromerzeugungsanlagen – also nicht nur EEG-Anlagen und (hocheffiziente) KWK-Anlagen –, die der Letztverbraucher vor dem 1. August 2014 unter den soeben genannten Voraussetzungen als Eigenerzeuger betrieben hat. Dies zeigt, dass es für die Eröffnung des Anwendungsbereichs des § 61 Abs. 3 EEG 2014 nicht allein auf die Inbetriebnahme der Erzeugungsanlage, sondern die Aufnahme der Eigenversorgung insgesamt ankommt. Gemäß § 61 Abs. 3 Satz 2 Nr. 2 EEG 2014 gilt die Stromerzeugungsanlage bei einer erstmaligen Stromerzeugung nach dem 1. August 2014 ebenfalls als Bestandsanlage, wenn die Eigenversorgung – wieder unter den soeben genannten Voraussetzungen – vor dem 1. Januar 2015 aufgenommen wurde und die Stromerzeugungsanlage vor dem 23. Januar 2014 nach dem BImSchG genehmigt oder anderweitig bundesrechtlich zugelassen war.

§ 61 Abs. 3 Satz 2 Nr. 3 EEG 2014 erweitert den Vertrauensschutz dahingehend, dass solche Stromerzeugungsanlagen ihren Bestandscharakter auch nicht bei einer Erneuerung, Erweiterung oder Ersetzung verlieren. Voraussetzung ist allerdings, dass die installierte Leistung dann um höchstens 30 % erhöht wird.

2.1.3 Alte Bestandsanlagen

Alte Bestandsanlagen unterliegen mit zwei Besonderheiten den für Bestandsanlagen geltenden Voraussetzungen: Wie bereits oben angesprochen, sind solche Eigenversorgungen keiner Standortnähe unterworfen. Allerdings soll diese Privilegierung nach dem Willen des Gesetzgebers auslaufen. Deshalb bestimmt § 61 Abs. 4 Nr. 2 EEG 2014, dass alte Bestandsanlagen trotz einer Erneuerung, Erweiterung oder Ersetzung nur weiterhin als Bestandsanlage gelten, wenn zwischen Erzeugung und Verbrauch ein räumlicher Zusammenhang besteht oder kein Netz für die allgemeine Versorgung in Anspruch genommen wird. Dies gilt lediglich dann nicht, wenn der Letztverbraucher bereits vor dem 1. Januar 2011 Eigentümer der alten Bestandsanlage war und diese auf seinem Grundstück errichtet wurde.

2.1.4 EEG 2017

Die dargestellte Systematik soll auch unter der Geltung des am 1. Januar 2017 in Kraft tretenden EEG 2017⁴ inhaltlich grundsätzlich fortgeführt werden. Allerdings werden die einzelnen Regelungen in eine neue Struktur überführt, so dass die Eigenversorgung zukünftig Gegenstand der §§ 61 bis 61g EEG 2017⁵ sein wird.

Die wesentliche Änderung gegenüber der soeben dargestellten Rechtslage betrifft die Möglichkeit, (alte) Bestandsanlagen nach dem 31. Dezember 2017 zu erneuern oder zu ersetzen. Eine solche Erneuerung oder Ersetzung wird nach § 61e EEG 2017-E zu einer Belastung der Eigenstrommengen mit 20 % der EEG-Umlage führen. Eine Verringerung der EEG-Umlage auf 0 % kommt nach einer Erneuerung oder Ersetzung nur noch in Betracht,

- solange die erneuerte oder ersetzte (alte⁶) Bestandsanlage noch der handelsrechtlichen Abschreibung oder der finanziellen Förderung nach dem EEG 2017 unterlägen hätte oder
- solange die "neue" Stromerzeugungsanlage⁷ nicht vollständig handelsrechtlich abgeschrieben ist, wenn durch die Erneuerung oder Ersetzung an demselben Standort

Art.1 und Art. 25 Abs. 1 des Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus Erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der Erneuerbaren Energien vom 13. Oktober 2016, BGBI. I S. 2258.

Nach Art. 2 des Entwurfs eines Gesetzes zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung, den das Bundeskabinett am 19. Oktober 2016 beschlossen hat (nachfolgend als "EEG 2017-E" bezeichnet).

In den §§ 61d und 61e EEG 2017-E nunmehr als "ältere" Bestandsanlage bezeichnet.

⁷ Vgl. die neue Definition in § 3 Nr. 43b EEG 2017-E.

die Stromerzeugung auf Basis von Stein- oder Braunkohle zugunsten der Stromerzeugung auf Basis von Gas oder Erneuerbaren Energien abgelöst wurde.

Zudem werden Betreiber von Anlagen, deren anzulegender Wert durch Ausschreibung ermittelt wurde, nach § 27a EEG 2017 Strommengen bis auf wenige Ausnahmen nicht auch für eine Eigenversorgung nutzen dürfen.

Nach § 8d Abs. 1 KWKG 2017-E⁸ wird zudem die Möglichkeit eingeschränkt, KWK-Anlagen für eine Eigenversorgung, die mit einer Reduzierung der EEG-Umlage für die Eigenstrommengen verbunden ist, zu nutzen. Nach § 8a und § 8b KWKG 2017-E wird die Höhe des Zuschlags bzw. der finanziellen Förderung für bestimmte KWK-Anlagen⁹ zukünftig durch Ausschreibung ermittelt.

§ 8d Abs. 1 KWKG 2017-E bestimmt in diesem Zusammenhang, dass die Anlagenbetreiber, die nach § 8a Zuschlagszahlungen oder nach § 8b KWKG 2017-E eine finanzielle Förderung erhalten haben, nach der Beendigung ihres Anspruchs nach § 8a oder § 8b für den in ihrer KWK-Anlage erzeugten Strom, den sie selbst verbrauchen, die EEG-Umlage in voller Höhe zahlen müssen, soweit der Anspruch nicht nach § 61a Nr. 1 EEG 2017-E – der Regelung des Kraftwerkseigenverbrauchs¹⁰ – entfällt.

Eine Verringerung der EEG-Umlage auf 40 %11 kommt nach § 8d Abs. 2 KWKG 2017-E nur in Betracht, wenn die KWK-Anlage nach der Beendigung des Anspruchs nach § 8a oder § 8b KWKG 2017-E modernisiert wird und die Kosten der Modernisierung mindestens 50 % der Kosten betragen, die die Neuerrichtung mit gleicher installierter KWK-Leistung nach aktuellem Stand der Technik gekostet hätte.

2.2 Die Eigenversorgung nach dem KWKG 2016

2.2.1 Förderung durch Zuschlagszahlung

Die Förderung der Eigenversorgung nach dem KWKG wurde mit dem KWKG 2016 gegenüber der bis dahin geltenden Rechtslage deutlich eingeschränkt.

⁸ Hierzu sogleich unter 2.2.2.

^{§ 8}b KWKG 2017-E regelt die finanzielle F\u00f6rderung von "innovativen KWK-Systemen". Der \u00dcbersichtlichkeit halber ist nachfolgend einheitlich von "KWK-Anlage" die Rede.

¹⁰ § 61 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2014.

¹¹ Nach § 61b Nr. 2 EEG 2017-E (§ 61 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EEG 2014).

Gemäß § 6 Abs. 4 Satz 1 KWKG 2016 besteht ein Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags für KWK-Strommengen, die nicht in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden, nur noch in vier Fällen:

- Bei KWK-Anlagen, die über eine elektrische KWK-Leistung von bis zu 100 kW verfügen (Nr. 1);
- bei KWK-Anlagen, die KWK-Strom an Letztverbraucher in einer Kundenanlage oder in einem geschlossenen Verteilernetz liefern, soweit für diesen KWK-Strom die volle EEG-Umlage entrichtet wird (Nr. 2);
- bei KWK-Anlagen, die in stromkostenintensiven Unternehmen eingesetzt werden und deren KWK-Strom von diesen Unternehmen selbst verbraucht wird, wobei es hier darauf ankommt, dass die KWK-Anlage zu einer Abnahmestelle gehört, an der das BAFA die EEG-Umlage für Strom, der selbst verbraucht wird, begrenzt hat (Nr. 3 und Satz 2);
- bei KWK-Anlagen, deren Betreiber ein Unternehmen ist, das einer Branche nach Anlage 4 des EEG 2014 zuzuordnen ist, sobald eine Verordnung nach § 33 Abs. 2 Nr. 1 KWKG 2016 erlassen wurde (Nr. 4). Voraussetzung für den Erlass einer solchen Verordnung ist, dass "die Erfüllung der Ausbauziele nach § 1 [KWKG 2016] dies erfordert sowie [...] dies notwendig ist, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen", § 33 Abs. 2 Nr. 1 KWKG 2016.

Für Bestands-KWK-Anlagen gilt hinsichtlich der Eigenversorgung die bisherige Rechtslage weiter, die soeben dargestellten Einschränkungen finden somit keine Anwendung.

Wie aus § 6 Abs. 4 KWKG 2016 hervorgeht, handelt es sich hierbei um keine "echte" Eigenversorgungsregelung, wie dies bspw. bei § 61 EEG 2016 der Fall ist. Vielmehr stellt § 6 Abs. 4 KWKG 2016 darauf ab, dass keine Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung erfolgt. Infolgedessen kann der Betreiber der KWK-Anlage die betreffenden KWK-Strommengen selbst verbrauchen, muss dies aber nicht in jedem Fall, um einen Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags zu haben. So ist nach § 6 Abs. 4 Nr. 1 und 2 KWKG auch eine Drittversorgung möglich.

2.2.2 KWKG 2017

Das KWKG 2017, das ebenfalls am 1. Januar 2017 in Kraft treten soll¹², wird zu einer Verschärfung der Eigenversorgung führen. Eine Eigenversorgung soll nach § 6 Abs. 3 Satz 1 i. V. m. § 5 Abs. 1 Nr. 1 KWKG 2017-E¹³ dann nur noch bei

Art. 15 des Entwurfs eines Gesetzes zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung, den das Bundeskabinett am 19. Oktober 2016 beschlossen hat.

- neuen KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis einschließlich 1 oder mehr als 50 Megawatt,
- modernisierten KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis einschließlich1 oder mehr als 50 Megawatt oder
- nachgerüsteten KWK-Anlagen möglich sein.

2.2.3 Wegfall netzbezogener Umlagen

Eine Eigenversorgung hat zudem Auswirkungen auf die neben der EEG-Umlage bestehenden sogenannten netzbezogenen Umlagen. Dies sind die KWKG-Umlage, die § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, die Offshore-Haftungsumlage und die AbLaV-Umlage. Die Netzbetreiber berechnen die KWKG-Umlage nach § 26 Abs. 1 KWKG als Aufschlag auf die Netzentgelte weiter. Dies gilt gleichermaßen für die § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, die Offshore-Haftungsumlage und die AbLaV-Umlage. Voraussetzung dafür, dass diese Umlagen anfallen, ist somit die Nutzung eines Netzes. Aufgrund der Definition des "Netzbetreibers" in § 2 Nr. 21 KWKG kann es sich dabei auch um den Betreiber eines geschlossenen Verteilernetzes nach § 110 EnWG handeln.

Soweit kein Netz in Anspruch genommen wird,¹⁵ führt eine Eigenversorgung somit dazu, dass die netzbezogenen Umlagen wegfallen. Wie die vorstehenden Ausführungen verdeutlichen, stellt dies streng genommen allerdings keine eigene Privilegierung der Eigenversorgung dar, sondern liegt in der Gesetzessystematik begründet.¹⁶

2.2.4 Erhalt des vermiedenen Netzentgelts

Insbesondere bei KWK-Anlagen ist zudem der Erhalt des vermiedenen Netzentgelts von Bedeutung, so dass an dieser Stelle darauf eingegangen werden soll.

Art. 1 des Entwurfs eines Gesetzes zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung, den das Bundeskabinett am 19. Oktober 2016 beschlossen hat.

Siehe § 19 Abs. 2 Satz 15 StromNEV i. V. m. § 26 Abs. 1 KWKG; § 17f Abs. 1 Satz 2 und 3 und Abs. 5 EnWG i. V. m. § 26 Abs. 1 KWKG und § 18 Abs. 1 Satz 1 und 2 AbLaV i. V. m. § 26 Abs. 1 KWKG.

Dies ist bei (alten) Bestandsanlagen unter bestimmten Voraussetzungen unverändert möglich; die Inanspruchnahme eines Netzes, das kein Netz für die allgemeine Versorgung ist, untersagt auch die aktuelle Rechtslage nicht.

Dies gilt entsprechend für den Wegfall der Konzessionsabgabe, wenn keine Leitungen in öffentlichen Verkehrswegen in Anspruch genommen werden.

Derzeit¹⁷ erhalten die Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen nach § 18 Abs. 1 StromNEV von dem Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes, in dessen Netz sie einspeisen, ein Entgelt, das den gegenüber den vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen durch die jeweilige Einspeisung vermiedenen Netzentgelten entsprechen muss. Dieses vermiedene Netzentgelt wird nicht gewährt, wenn die Stromeinspeisung nach § 19 EEG 2017 oder nach § 6 Abs. 5 oder § 13 Abs. 5 KWKG gefördert wird und das vermiedene Netzentgelt hier bereits enthalten ist¹⁸. Diese Regelung dient somit allein dazu, dass es zu keiner doppelten Auszahlung des vermiedenen Netzentgelts kommt.

Betreiber von Erzeugungsanlagen, die für die Eigenversorgung genutzt werden, haben daher gegen den betreffenden Netzbetreiber einen Anspruch auf das vermiedene Netzentgelt, wenn die nicht selbst verbrauchten Strommengen in das Netz eingespeist werden und hierdurch Netzentgelte auf vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen vermieden werden. Allerdings wird dies in der Regel¹⁹ zu einer Belastung der Eigenstrommengen mit den netzgebundenen Umlagen führen.²⁰

2.3 Die Eigenversorgung nach dem StromStG

2.3.1 Derzeitige Regelung

Nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG führt eine Eigenversorgung²¹ zu einer Entlastung von der Stromsteuer.

Nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG ist Strom von der Stromsteuer befreit, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW erzeugt wird und

Von einem ursprünglich vorgesehenen Auslaufen von § 18 StromNEV nahm der Ausschuss für Wirtschaft und Energie in seiner Beschlussempfehlung zum Strommarktgesetz vom 22. Juni 2016 mit Blick auf eine umfassende für 2016 geplante Neuregelung wieder Abstand, BT-Drs. 18/8915, S. 40. Diese Neuregelung ist nunmehr in dem Entwurf eines Gesetzes zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Stand: 4. November 2016) enthalten.

Dies ist (nunmehr) der Fall, da der Netzbetreiber nach § 6 Abs. 5 und § 13 Abs. 5 KWKG mit dem Zuschlag zusätzlich das vermiedene Netzentgelt auszahlt.

Dies hängt davon ab, ob man neben Netzen für die (oder der) allgemeine(n) Versorgung und geschlossenen Verteilernetzen weitere (Verteiler-)Netztypen bejaht oder nicht.

²⁰ Siehe hierzu soeben unter 2.2.3.

^{§ 9} Abs. 1 Nr. 3 StromstG dient primär der Förderung von dezentraler Stromerzeugung in Kleinanlagen, so dass eine Eigenversorgung wie in § 5 Nr. 12 i. V. m. § 61 EEG 2014 keine Voraussetzung ist, hierzu auch sogleich.

- vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird oder
- von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, als (?) Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnehmen.

Eine "echte" Eigenversorgung fordert § 9 Abs. 1 Nr. 3 also – ähnlich § 6 Abs. 4 KWKG 2016 – nicht.

2.3.2 Mögliche zukünftige Regelungen in §§ 8d, 8e StromStG-E

Das Bundesfinanzministerium veröffentlichte am 19. Mai 2016 den Referentenentwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes (in der Fassung des Diskussionsentwurfs der Bundesregierung vom 22. April 2016). Darin ist auch eine Einschränkung der derzeitigen Regelung in § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG vorgesehen. Systematisch soll es zukünftig anstelle von § 9 Abs. 1 Nr. 1 und 3 StromStG zwei Steuerbefreiungstatbestände geben, die jeweils an einen räumlichen Zusammenhang von Erzeugung und Entnahme sowie an das Absehen von einer Einspeisung in ein Netz für die öffentliche Versorgung anknüpfen. Der eine Tatbestand, § 8d StromStG-E, betrifft Kleinanlagen, der andere Tatbestand, § 8e StromStG-E, erneuerbar erzeugte Strommengen. Wegen des frühen Stadiums des Gesetzgebungsverfahrens, wird hier davon abgesehen, die §§ 8d und 8e inhaltlich darzustellen.

3 Effekte der Eigenversorgung

Im Folgenden werden die verschiedenen Effekte, die steigende Eigenerzeugungsquoten bei Stromendverbrauchern mit sich bringen, dargestellt und diskutiert. Die Diskussion umfasst Kosteneffekte, Verteilungswirkungen sowie weitere Aspekte wie Akzeptanz. Anschließend erfolgt eine zusammenfassende Gegenüberstellung der positiven und negativen Effekte der Eigenversorgung. Inwiefern und abhängig von welchen Einflussfaktoren Eigenversorgung aus privatwirtschaftlicher Sicht rentabel ist, wird in Abschnitt 5.1 analysiert und beschrieben.

3.1 Vorüberlegungen für die Bewertung von Effekten der Eigenversorgung: Was ist eine geeignete Referenz für vergleichende Betrachtungen?

Will man bewerten, welche Wirkungen steigende Eigenerzeugungsquoten haben, dann ist für die Bewertung zunächst die Frage zu klären, welche Referenz hierfür herangezogen wird, d. h. mit welchem Zustand eine Situation mit höherer Eigenerzeugungsquote verglichen wird.

Als Referenz für die Bewertung eines Systems mit Eigenversorgung sind grundsätzlich drei Vergleichszustände denkbar, die in folgender Abbildung schematisch dargestellt sind. Abgebildet sind die verschiedenen Konstellationen von Erzeugungseinheiten und Verbrauchern sowie deren Verteilung über die verschiedenen Spannungsebenen (Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung [HöS, HS, MS, NS]). Die Darstellung des "Zählers" soll andeuten, an welcher Stelle die für die Erhebung von Umlagen und Entgelten relevante Verbrauchs-/Bezugsmenge ermittelt wird.

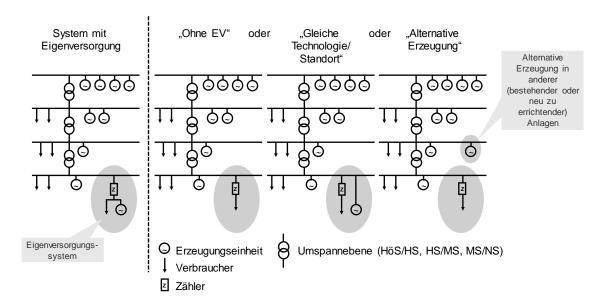


Abbildung 2: Mögliche Referenzzustände für die vergleichende Bewertung eines Systems mit Eigenversorgung

Zunächst wäre denkbar, das "System mit Eigenversorgung" mit einem System ohne Eigenversorgung ("Ohne EV") zu vergleichen, bei dem der Unterschied lediglich darin besteht, dass die Eigenerzeugungsanlage nicht vorhanden ist, das System aber ansonsten unverändert ist. Diese Sichtweise greift aber offensichtlich zu kurz, da sie vernachlässigt, dass das Gesamtsystem auf ein zusätzliches Eigenversorgungssystem reagiert, insbesondere indem die eigenerzeugte Energiemenge in einem System ohne Eigenversorgung an anderer Stelle erzeugt werden müsste.

Diese Reaktion des Gesamtsystems auf die zusätzliche Eigenerzeugung wird durch die Betrachtung des Falls "Alternative Erzeugung" als Vergleichsreferenz abgebildet. Hierbei wird der Fall eines Systems mit Eigenversorgung mit dem Fall verglichen, dass die eigenerzeugte Energiemenge nicht eigenerzeugt und selbstverbraucht wird, sondern an einer anderen Stelle im System durch eine andere Erzeugungsanlage erzeugt wird. Diese andere Erzeugungsanlage kann dabei im Vergleich zur Situation mit Eigenerzeugung bereits bestehen oder zusätzlich erforderlich sein, wenn die Eigenerzeugungsanlage nicht existieren würde.

Eine weitere mögliche Referenz ist der Fall "Gleiche Technologie / Standort". Hierbei würde der Fall eines Systems mit Eigenversorgung mit einem System verglichen, in dem grundsätzlich die gleiche Erzeugungsanlage am gleichen Standort zur Deckung des Verbrauchs zur Verfügung steht. Allerdings kommt der Verbraucher in diesem Vergleichsfall nicht in den Genuss der Eigenversorgungsprivilegien, da hierbei davon ausgegangen wird, dass die gesamte verbrauchte Strommenge (und ggf. Strombe-

zugsspitze) als Bemessungsgrundlage für die Abgaben, Umlagen und Entgelte herangezogen wird und nicht nur die fremdbezogenen Mengen.

Im Folgenden wird für die Bewertung der Auswirkungen einer höheren Eigenerzeugungsquote grundsätzlich der Fall "Alternative Erzeugung" herangezogen. An geeigneten Stellen wird zusätzlich auf den Spezialfall "Gleiche Technologie / Standort" Bezuggenommen.

3.2 Kosteneffekte

Nachfolgend wird diskutiert, welche Kostenwirkungen im Gesamtsystem durch eine erhöhte Eigenerzeugungsquote entstehen. Bei der Diskussion wird unterschieden zwischen Wirkungen, die im Hinblick auf die Dispatch- und Investitionsentscheidungen von Erzeugungsanlagen (einschließlich Speicher) entstehen, und Wirkungen, die im Hinblick auf die Netzkosten entstehen. Außerdem werden weitere Wirkungen mit Kostenbezug (Auswirkungen auf Finanzierungskosten von EE-Anlagen und Auswirkungen auf Transaktions- und Regulierungskosten) diskutiert. Hinsichtlich der Auswirkungen auf die Dispatch- und Investitionskosten von Erzeugungsanlagen wird unterschieden, ob ausschließlich eine auf das Stromsystem bezogene Eigenversorgung betrachtet werden soll oder ob auch andere Sektoren (Wärme, Verkehr) von der Eigenversorgung tangiert werden. Letzteres kann infolge einer gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung der Eigenerzeugungsanlage der Fall sein oder dadurch, dass infolge der Eigenerzeugung der Nutzenergiebedarf anderer Sektoren (insbesondere Wärme und Verkehr) dann durch Strom als Endenergieträger gedeckt wird.

3.2.1 Dispatch- und Investitionsentscheidungen im Stromsystem (Erzeugungskosten)

Im Folgenden wird zunächst betrachtet, welche Auswirkungen eine erhöhte Eigenerzeugungsquote auf die Dispatch- und Investitionskosten von Erzeugungsanlagen im Stromsystem hat. Es geht also um die Frage, wie sich die Kosten für die Errichtung und den Einsatz von Anlagen zur Deckung des Strombedarfs verändern, wenn verstärkt Eigenerzeugungsanlagen eingesetzt werden und damit Anlagen verdrängt werden, die ohne Eigenerzeugung zur Deckung des Strombedarfs eingesetzt würden.

Zunächst wird betrachtet, nach welchen Kriterien bzw. nach welchem Kalkül die Betreiber Erzeugungsanlagen ohne Eigenerzeugung einsetzen. Diese erfolgt immer dann, wenn ihre (kurzfristigen variablen) Erzeugungskosten kleiner als der Marktpreis für Strom (Börsenpreis / Großhandelspreis) sind, da sie nur dann einen positiven Deckungsbeitrag erzielen können.

Durch den Selbstverbrauch von eigenerzeugtem Strom verändert sich dieses Kalkül, da der Betreiber der Eigenerzeugungsanlage diese auch dann zur Produktion einsetzt, wenn die Erzeugungskosten oberhalb des Marktpreises liegen. Im Falle eines Selbstverbrauchs des Stroms aus dieser Anlage wägt der Betreiber nicht ab, ob er lediglich auf die Erzeugung aus dieser Anlage verzichtet und die Erzeugungskosten spart (das wäre das Kalkül des Betreibers einer Anlage ohne Selbstverbrauch), sondern welche Kosten ihm ansonsten für die Deckung seines Strombedarfs entstünden. Diese setzen sich grundsätzlich zusammen aus dem Marktpreis für Strom zzgl. der Abgaben und Umlagen.²² Eine Eigenerzeugungsanlage würde also auch dann eingesetzt, wenn die Erzeugungskosten zwar oberhalb des Marktpreises, aber noch unterhalb des Marktpreises zzgl. Abgaben und Umlagen liegen.

Da die Produktion aus einer Eigenerzeugungsanlage die Produktion aus einer Anlage ohne Eigenerzeugung ersetzt und letztere nur dann produzieren würde, wenn ihre Erzeugungskosten unterhalb des Marktpreises liegen, führt zusätzliche Eigenerzeugung immer dann zu Mehrkosten bzw. Ineffizienzen im Erzeugungssystem, wenn die Eigenerzeugungsanlage nur aufgrund der Eigenversorgungsprivilegien eingesetzt wird. Dies bedeutet nämlich, dass ihre Erzeugungskosten über dem Marktpreis und damit über den Erzeugungskosten der alternativen Erzeugungsanlage liegen.

Liegen die Erzeugungskosten der Eigenerzeugungsanlagen unter dem Marktpreis, so entstehen im Hinblick auf die Einsatzkosten und Dispatch-Entscheidungen keine Ineffizienzen²³, da die Eigenerzeugungsanlage auch ohne die Eigenerzeugungsprivilegien zum Einsatz gekommen wäre, d. h. die alternative Erzeugung im Fall ohne Eigenversorgung wäre gerade auch in dieser Anlage erfolgt.²⁴ Dies bedeutet aber auch, dass durch die Eigenversorgung keine Kosteneinsparungen bzw. Effizienzvorteile entstehen.

Im Hinblick auf die kurzfristig variablen Erzeugungskosten können durch die Eigenversorgung (anstelle einer Deckung des Strombedarfs durch Fremdbezug) im Stromsystem somit keine Effizienzvorteile, in bestimmten Konstellationen allerdings Kostenachteile bzw. Ineffizienzen entstehen.

Je nachdem, über welchen Strombezugsvertrag der Stromverbraucher verfügt, ist der Vergleichsmaßstab für die Kosten der alternativen Deckung des Strombedarfs nicht abhängig vom Marktpreis (bspw. bei Privathaushalten).

Sehr wohl kommt es durch die Eigenversorgung allerdings auch dann zu Verteilungswirkungen (s. Abschnitt 3.3).

Dies gilt zumindest, wenn man zunächst nur die Auswirkungen auf Einsatzentscheidungen betrachtet. Zusätzlich sind auch Auswirkungen auf Investitionsentscheidungen zu betrachten, was im Weiteren noch diskutiert wird.

Offensichtlich hängt die Relevanz dieses Effekts von der Höhe der Erzeugungskosten der Eigenerzeugungsanlage sowie der Höhe der Abgaben und Umlagen ab. Für Windenergie- und PV-Anlagen als Eigenerzeugungsanlage dürften in Bezug auf die kurzfristig variablen Erzeugungskosten keine Effizienznachteile entstehen. Mit kurzfristig variablen Erzeugungskosten nahe 0 €/MWh liegen ihre Erzeugungskosten in der Regel unter dem Marktpreis, d. h. diese Anlagen wären auch ohne Eigenversorgungsprivilegien im Einsatz, und in Folge der Eigenversorgung wird der Dispatch im Erzeugungssystem nicht verändert. Lediglich in den (vergleichsweise seltenen) Fällen mit stark negativen Marktpreisen können Verzerrungen auftreten. Anders stellt sich die Situation dar, wenn es sich bei den Eigenerzeugungsanlagen um Biomasseanlagen oder konventionelle Kraftwerke handelt, da diese kurzfristig variable Erzeugungskosten in relevanter Größenordnung aufweisen, die zudem regelmäßig oberhalb des Marktpreises liegen dürften. Die Effizienzrisiken sind umso größer, desto höher die vom potentiell eigenerzeugenden Stromverbraucher im Falle eines Fremdbezugs zu entrichtenden Abgaben, Umlage und Entgelte im Vergleich zum Marktpreis sind.

Bei den bisherigen Überlegungen wurden lediglich die Einsatzentscheidungen der Anlagen und damit nur die Wirkungen auf die kurzfristig variablen Einsatzkosten betrachtet. Dabei wurde also zunächst unterstellt, dass sämtliche Erzeugungsanlagen im System mit und ohne zusätzliche Eigenversorgung vorhanden sind. Tatsächlich könnten in Folge zusätzlicher Eigenversorgung auch Rückwirkungen auf Investitionsentscheidungen in Erzeugungsanlagen und somit auf die Zusammensetzung des Erzeugungsparks sowie dessen Investitions- und Einsatzkosten entstehen. Es ist offensichtlich, dass es zu solchen Wechselwirkungen kommt, wenn - wie zuvor beschrieben - aufgrund der Eigenversorgungsprivilegien Eigenerzeugungsanlagen zum Einsatz kommen, die ohne diese Privilegien nicht zum Einsatz gekommen wären, da ihre Einsatzkosten oberhalb des Marktpreises liegen. Die hierdurch verdrängten Erzeugungsanlagen erzielen somit geringere Deckungsbeiträge und würden ggf. stillgelegt oder gar nicht erst errichtet. Von den niedrigeren Marktpreisen in Folge der Eigenerzeugung²⁵ sind auch die Anlagen betroffen, die trotz Eigenerzeugung weiterhin ihre Erzeugung am Strommarkt vermarkten können. Sie erwirtschaften ebenfalls geringere Deckungsbeiträge, was ebenfalls zu einer Stilllegung oder zu einer Entscheidung gegen die Errichtung der betroffenen Erzeugungsanlage führen könnte.

Die niedrigeren Marktpreise entstehen dadurch, dass die Nachfrageseite am Strommarkt verändert (verringert) wird, da die ansonsten fremdbezogene Strommenge – die direkt oder zumindest mittelbar über den Strommarkt beschafft wird – als Nachfrage am Strommarkt wegfällt und durch eigenerzeugten Strom ersetzt wird. Die niedrigere Nachfrage führt dann zu einem niedrigeren Marktpreis.

24

Rückwirkungen können aber auch bei Eigenerzeugungsanlagen mit kurzfristig variablen Erzeugungskosten unterhalb des Marktpreises auftreten. Diese verändern zwar nicht direkt den Dispatch des Erzeugungsparks, allerdings sind die Eigenerzeugungsanlagen aufgrund der Eigenversorgungsprivilegien rentabler als ohne Eigenversorgungsprivilegien. Dies kann dazu führen, dass die Eigenerzeugungsanlage überhaupt erst durch die zusätzlichen Deckungsbeiträge in Folge der Eigenversorgungsprivilegien errichtet wird. In diesem Fall führt die Eigenversorgung zu Ineffizienzen im Hinblick auf die Investitionsentscheidungen/-kosten im Erzeugungssystem, da ohne Eigenversorgungsprivilegien die Eigenerzeugungsanlage nicht errichtet worden wäre, sondern stattdessen eine andere Anlage eingesetzt und ggf. auch andere Anlagen errichtet worden wären.

Auch im Hinblick auf die Investitionskosten entstehen durch die Eigenversorgungsprivilegien im Erzeugungssystem keine Vorteile, sondern in der Regel Effizienznachteile. Dies liegt daran, dass die Eigenerzeugungsanlagen vielfach nur in Folge der Eigenversorgungsprivilegien errichtet werden und damit Anlagen verdrängen, die zu insgesamt (Summe aus Investitions- und variablen Erzeugungskosten) niedrigeren Kosten Strom produzieren könnten.

Den in den vorhergehenden Absätzen beschriebenen Zusammenhängen im Hinblick auf die Rückwirkungen einer zusätzlichen Eigenerzeugung auf die Dispatch- und Investitionsentscheidungen im Erzeugungssystem liegt die Annahme zugrunde, dass der Marktpreis für Strom (Börsenpreis) ein effizientes Preissignal für Erzeugung und Verbrauch (Dispatch- und Investitionsentscheidungen) darstellt. Es ist zu erwarten, dass die Maßnahmen im Zusammenhang mit der Implementierung des sogenannten "Strommarkt 2.0" dazu führen, dass diese Annahme noch weitergehender zutrifft. Auch wenn eine vollständige Effizienz der Preissignale eventuell in der Realität nicht erreicht wird oder ggf. auch nicht erreichbar ist, so ist jedenfalls nicht erkennbar, dass durch die Eigenversorgungsprivilegien ein systematischer Lösungsbeitrag zur Steigerung der Effizienz des Gesamtsystems geleistet wird.

Zudem gelten die oben beschriebenen Zusammenhänge zunächst nur für Erzeugungsanlagen (mit und ohne Selbstverbrauchsanteile), die sich ausschließlich über Strommarkterlöse refinanzieren müssen. Werden auch Anlagen betrachtet, die sich über zusätzliche Erlösströme aus Fördersystemen (insbesondere EE-Anlagen und

Ohne Eigenversorgungsprivilegien wäre der Deckungsbeitrag die Differenz zwischen Marktpreis und kurzfristig variablen Erzeugungskosten. Durch die Eigenversorgungsprivilegien steigt der Deckungsbeitrag um die Höhe der ansonsten auf den Verbrauch zu entrichtenden Abgaben, Umlagen und Entgelte.

KWK-Anlagen) refinanzieren, gelangt man jedoch nicht zu grundsätzlich anderen Erkenntnissen, sofern man die Effizienz der entsprechenden Fördersysteme nicht in Frage stellt.²⁷ Unter der Annahme, dass etwa über die EE-Förderung nach dem EEG ein effizienter Ausbau (hinsichtlich Umfang und Technologiemix) der EE erreicht wird, so können EE-Anlagen, die lediglich aufgrund der Eigenversorgungsprivilegien errichtet werden, allenfalls zu einem gleich effizienten EE-Technologiemix führen, dessen Effizienz aber nicht steigern. Werden bspw. aufgrund der Eigenversorgungsprivilegien zusätzliche EE-Anlagen errichtet, die ohne diese Privilegien nur aufgrund der Förderung nach dem EEG nicht errichtet worden wären, so führt dies entweder zu einer Übererfüllung der Ausbauziele oder müsste – um die Übererfüllung zu vermeiden – durch eine Anpassung der Ausbaupfade anderer EE-Technologien kompensiert werden, was dann annahmegemäß zu einem ineffizienten EE-Technologiemix führt.

Zwischenfazit

Sofern die Eigenversorgung ausschließlich auf das Stromsystem bezogen wird (d. h. keine Sektorkopplung / gekoppelte Erzeugung betrachtet wird), entsteht im Erzeugungssystem kein Vorteil durch Eigenerzeugung gegenüber Fremdbezug. Vorteile aus Gesamtsystemsicht könnten allenfalls durch Einsparung beim Transport der elektrischen Energie entstehen, die später noch diskutiert werden. Die Eigenversorgungsprivilegien führen hingegen im Erzeugungssystem zu systematischen Verzerrungen bei Dispatch- und Investitionsentscheidungen für Erzeugung und Verbrauch und damit zu Ineffizienzen. Das Ausmaß dieser Verzerrungen lässt sich jedoch a priori nicht abschätzen und bedarf somit weiterer quantitativer Untersuchungen, die für diesen Bericht ebenfalls durchgeführt und in Abschnitt 5 dargestellt werden.

3.2.2 Effekte im Hinblick auf die Sektorkopplung

Anders kann sich die Bewertung der Eigenversorgungsprivilegien ggf. dann darstellen, wenn sich die Eigenversorgung nicht auf das Stromsystem und den herkömmlichen Stromverbrauch bezieht, sondern auch eine Sektorkopplung mitbetrachtet wird. Hierbei werden nachfolgend zwei Varianten der Sektorkopplung betrachtet: Zum einen der Fall einer gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung der Eigenerzeugungsanlage (KWK-Anlagen) und zum anderen der Fall, dass infolge der Eigenerzeugung der Nutzener-

Die Annahme effizienter F\u00f6rdersysteme f\u00fcr Erzeugungsanlagen, die sich nicht ausschlie\u00a8-lich am Strommarkt refinanzieren k\u00f6nnen, impliziert auch, dass damit umfassend Ineffizienzen adressiert werden, die etwa durch eine nicht vollst\u00e4ndige Internalisierung externer Kosten (insbesondere durch CO2-Emissionen) entstehen.

giebedarf anderer Sektoren (insbesondere Wärme und Verkehr) durch eigenerzeugten Strom als Endenergieträger gedeckt wird.

Im Falle der klassischen Sektorkopplung / gekoppelten Erzeugung (KWK) kann die Eigenerzeugung, d. h. die lokale Produktion von Strom, gegenüber dem Fremdbezug von Strom einen Effizienzvorteil besitzen. Dieser entsteht durch einen lokalen Bedarf an dem Kuppelprodukt (Strom/Wärme) und zwar immer dann, wenn die Kosten der gekoppelten Produktion von Strom und Wärme insgesamt geringer sind als die der getrennten Erzeugung durch den Fremdbezug des Stroms und die lokale Erzeugung der Wärme (oder den Bezug aus einem lokalen Wärmenetz oder Fernwärmenetz). In diesem Fall kann also die Eigenerzeugung von Strom (und Wärme) Effizienzvorteile besitzen, die allerdings nicht durch den Selbstverbrauch des Stroms an sich entstehen, sondern durch den lokalen Bedarf des Kuppelprodukts. Ist die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme aus Gesamtsystemsicht sinnvoll, so entscheiden sich die Akteure bei effizienten Preissignalen am Strom- und Wärmemarkt (bzw. den Märkten der für die Wärmeerzeugung eingesetzten Brennstoffe und Technologien) aber auch ohne besondere Eigenverbrauchsprivilegien aufgrund ihrer einzelwirtschaftlichen Optimierung bereits für die Kuppelproduktion. Einer besonderen Förderung der Eigenversorgung bedarf es also nicht, um die ggf. vorhandenen Vorteile der Eigenversorgung bei gekoppelter Erzeugung zu erreichen. Jedoch können die Eigenversorgungsprivilegien, die dazu führen, dass selbstverbrauchter Strom gegenüber fremdbezogenem Strom begünstigt wird, auch hier verzerrend wirken und dazu führen, dass sich Akteure für eine Eigenversorgung mit Strom und Wärme entscheiden, obwohl die getrennte Erzeugung günstiger ist.²⁸

Im Falle einer "neuen Sektorkopplung" (Power-to-X), d. h. wenn eigenerzeugter Strom einen anderen Endenergieträger zur Deckung eines Nutzenergiebedarfs insbesondere in den Sektoren Wärme und Verkehr ersetzt, gilt auch die grundsätzliche Aussage, dass bei Vorliegen verzerrungsfreier Preissignale durch Eigenversorgungskonzepte kein Vorteil aus Gesamtsystemsicht entsteht. Allerdings wird Strom im Vergleich zu anderen Endenergieträgern stärker mit Abgaben und Umlagen belastet, sodass es zu Verzerrungen kommt. Diese Verzerrungen können dazu führen, dass der Einsatz von Strom in den Sektoren Wärme und Verkehr nicht in dem aus Gesamtsystemsicht effizienten Umfang erfolgt.

Auch diesen Überlegungen liegt die Annahme zugrunde, dass eine ggf. vorliegende unvollständige Internalisierung, die dazu führen könnte, dass die Emissionseinsparungen bei einer gekoppelten gegenüber einer getrennten Bereitstellung von Strom und Wärme nicht umfassend monetär honoriert wird, bereits durch andere Instrumente (KWK-Förderung) adressiert ist.

27

Die Eigenversorgungsprivilegien wirken dem grundsätzlich entgegen, da diese dazu führen, dass (eigenerzeugter) Strom aus Verbrauchersicht weniger stark belastet wird. Somit können die Eigenversorgungsprivilegien und in dessen Folge eine höhere Eigenerzeugung zu Effizienzvorteilen führen, da sie Verzerrungen zu Ungunsten strombasierter Sektorkopplungsoptionen gegenüber anderen Endenergieträgern in Wärme und Verkehr entgegenwirken. Allerdings sind die Eigenversorgungsprivilegien nicht explizit auf diese Wirkung (Abbau von verzerrenden Nachteilen strombasierter Sektorkopplung) ausgerichtet. Es ist also nicht auszuschließen, dass sich die im Vergleich zu anderen Endenergieträgern zu hohe Belastung von fremdbezogenem Strom bei Eigenerzeugung bei weniger belasteter Eigenerzeugung auch ins Gegenteil verkehren kann. Ggf. könnte also eigenerzeugter Strom dann im Vergleich zu anderen Endenergieträgern deutlich geringer belastet werden, denn auch die anderen Endenergieträger sind mit Umlagen und Abgaben belasten. Dies könnte dann wiederum eine neue Verzerrung bedeuten und Ineffizienzen zur Folge haben.

Aber selbst wenn die Entlastung von eigenerzeugtem Strom durch die Eigenversorgungsprivilegien gerade die Verzerrung bei der Belastung von Strom im Vergleich zu anderen Endenergieträgern aufheben würde, wäre damit noch nicht sichergestellt, dass es durch die Eigenerzeugung zu auch aus Gesamtsystemsicht effizienten Entscheidungen käme. Grund hierfür ist die Tatsache, dass in diesem Fall aus Sicht des Akteurs für seine Entscheidung die Erzeugungskosten der Eigenerzeugungsanlage, nicht aber der Strommarktpreis zum Einsatzzeitpunkt relevant sind. Dies könnte dazu führen, dass ggf. Stromerzeugungstechnologien für die strombasierte Sektorkopplung zum Einsatz kommen (nämlich die vom Akteur gewählte Eigenerzeugungsanlage), die nicht die aus Gesamtsystemsicht effiziente Technologie darstellen. Ggf. wäre aus Gesamtsystemsicht der Fremdbezug des Stroms zur Nutzung in der Sektorkopplung noch effizienter. Hierfür entscheidet sich der Akteur aber ggf. nicht, da die Verzerrung zwischen eigenerzeugtem und fremdbezogenem Strom (zugunsten des eigenerzeugten Stroms) erhalten bleibt. Somit können Ineffizienzen bestehen bleiben, wenngleich sie ggf. reduziert werden.

Zusammengefasst bedeutet dies, dass es für eine eindeutig positive Wirkung der Eigenversorgung auf einen aus Gesamtsystemsicht effizienten Einsatz von strombasierter Sektorkopplung nicht hinreichend ist, wenn die Eigenversorgungsprivilegien die Verzerrung zwischen eigenerzeugtem Strom und anderen Endenergieträgern ausgleichen. Zusätzlich müssten auch die Verzerrungen zwischen eigenerzeugtem und fremdbezogenem Strom ausgeglichen werden, um sicher eine positive Wirkung zu erzielen. Die Effizienzwirkung der Eigenversorgung ist somit unklar, positive Effekte im Hinblick auf neue Sektorkopplungsoptionen sind im heutigen Rahmen aber nicht auszuschließen.

3.2.3 Netzausbaubedarf und Netznutzung

3.2.3.1 Vorbemerkungen

Zu Beginn der Diskussion der Effekte, die Eigenversorgung auf die Nutzung und den Ausbaubedarf der Stromnetze für die allgemeine Versorgung haben kann, sei zunächst noch einmal die bereits in Abschnitt 1.2 erläuterte Darstellung der Begriffe zum Konzept der Eigenversorgung aufgegriffen.

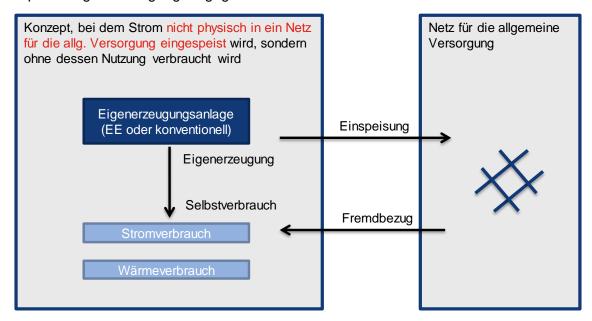


Abbildung 3: Konzept der Eigenversorgung – Analyse der Wirkungen auf die Stromnetze erfordert Fokus auf Einspeisung und Fremdbezug

Um die Wirkungen der Eigenversorgung auf die Netznutzung und den Netzausbaubedarf zu analysieren, sind in erster Linie die Einspeisung und der Fremdbezug zu betrachten, da dies diejenigen Größen sind, die die physikalische Inanspruchnahme der Stromversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung bestimmen. Für die Dimensionierung der Netze sind primär die Jahreshöchstwerte der Einspeisungs- und der Fremdbezugsleistungen relevant; die Energiemengen sind hingegen nicht unmittelbar bedeutend. Grundsätzlich ist der Jahreshöchstwert der möglichen (d.h. vertraglich zugesagten) Fremdbezugsleistung relevant für die Dimensionierung der Netze. Insbesondere in lastschwachen Gebieten kann die Netzdimensionierung aber über den Jahreshöchstwert der möglichen Einspeiseleistung bestimmt sein. Dies ist in zahlreichen ländlichen Gebieten Deutschlands bereits derzeit der Fall.

Wie bereits in Abschnitt 3.1 erörtert, ist es für die Analyse der Wirkungen unabdingbar, zunächst festzulegen, mit welchem Fall das Konzept der Eigenversorgung verglichen

wird. Wie dort weiter ausgeführt, sind die Fälle "Alternative Erzeugung" oder "Gleiche Technologie / Standort" als Sonderfall der "Alternativen Erzeugung" grundsätzlich geeignete Referenzfälle, da damit die Reaktion des Gesamtsystems auf die Eigenversorgung abgebildet ist.

Die durch Eigenversorgung verursachte Verdrängung "Alternativer Erzeugung" führt tendenziell zu einer Verringerung der Netzinanspruchnahme und damit des Netzausbaubedarfs an anderer Stelle im Netz. Die Höhe des vermiedenen Netzausbaubedarfs ist in hohem Maße von den lokalen oder - je nach Netzebene - regionalen Bedingungen abhängig. Hierzu zählen vor allem Dimensionierung und Vorbelastung der dortigen Netze. Die Bandbreite des vermiedenen Netzausbaus wird in der Praxis sehr groß sein, so dass aus qualitativer Sicht nicht eindeutig beurteilt werden kann, ob der Umfang des durch die verdrängte "Alternative Erzeugung" vermiedenen Netzausbaus größer oder kleiner ist als der durch die Eigenerzeugungsanlage verursachte Netzausbau. Gleichwohl zeigenunsere quantitative Untersuchungen zur Netzintegration von EE-Anlagen, dass die Netzintegrationskosten sinken, je höher die Anschlussnetzebene ist. Dies liegt daran, dass die Zahl der potenziell auszubauenden Netzebenen und damit der Umfang der betroffenen Netzbetriebsmittel sinkt, je höher die Anschlussnetzebene ist. So kann eine Erzeugungsanlage, die in der Hochspannungsebene angeschlossen wird, in der Hochspannungsebene und ggf. in der überlagerten Übertragungsnetzebenen Netzausbaubedarf verursachen, nicht jedoch in den unterlagerten Mittel- und Niederspannungsebenen. Demgegenüber kann eine Erzeugungsanlage, die in der Mittelspannungsebene angeschlossen wird, Netzausbaubedarf in der Mittel-, der Hochund ggf. in der Höchstspannungsebene verursachen. Als "Alternative Erzeugung" kommen überwiegend größere Windparks und/oder PV-Freiflächenanlagen infrage. Diese werden überwiegend in höheren Netzebenen angeschlossen als die Eigenerzeugungsanlagen, die Netzintegrationskosten dürften damit bei "Alternativer Erzeugung" tendenziell günstiger sein als bei Eigenerzeugungsanlagen, zumindest sofern der Betrieb der Eigenversorgungsanlagen nicht am Netz orientiert ist²⁹. Dies gilt insbesondere dann, wenn es sich bei den Eigenerzeugungsanlagen um PV-Aufdachanlagen oder kleinere KWK-Anlagen handelt, also Anlagen, die aufgrund ihrer spezifisch geringen Leistung in der Nieder- oder Mittelspannungsebene angeschlossen werden. Eigenerzeugungsanlagen im Industriebereich werden aufgrund ihrer Größe oftmals in der Hochspannungsebene angeschlossen; hier trifft dann der oben genannte systemati-

²⁹ Ein am Netz orientierter Betrieb meint in diesem Zusammenhang, dass die Erzeugungsleistung unter Berücksichtigung des momentanen Verbrauchs so gesteuert wird, dass die maximale Einspeiseleistung in das Netz für die allgemeine Versorgung möglichst gering ist. Die im Verlauf eines Jahres maximal auftretende Einspeiseleistung ist geringer, als sie bei einer nicht am Netz orientierten Betriebsweise wäre.

sche Vorteil geringerer Netzintegrationskosten der "Alternativen Erzeugung" nicht zu. Demgegenüber können die Netzintegrationskosten bei einer am Netz orientierten Betriebsweise kleinerer Eigenerzeugungsanlagen im Verhältnis zur "Alternativen Erzeugung" geringer ausfallen³⁰. Im Vergleich zu dem Fall "Alternative Erzeugung" können die Effekte der Eigenerzeugung auf den Netzausbaubedarf also nicht eindeutig bewertet werden.

Einfacher, weil eindeutig, lassen sich die netzseitigen Wirkungen von Eigenerzeugungsanlagen im Rahmen der hier angestrebten qualitativen Analyse im Vergleich mit dem Fall "gleiche Technologie / Standort" darstellen.

Der Betrieb einer Erzeugungsanlage als Eigenerzeugungsanlage hat oder kann andere Auswirkungen auf das Netz haben als dieselbe Erzeugungsanlage, die nicht im Rahmen des aktuellen rechtlich-regulatorischen Rahmens zur (teilweisen) Eigenerzeugung eingesetzt wird. Im Vergleich mit dem Fall "gleiche Technologie / Standort" lassen sich die eigentlichen Wirkungen des Konzepts der Eigenversorgung erörtern, losgelöst von denjenigen, die mit der Installation der Erzeugungsanlage verbunden sind.

Aus Sicht der Netzbelastung bestehen im Vergleich der beiden Fälle relevante Unterschiede in der Betriebsweise der Erzeugungsanlage, in der Betriebsweise steuerbarer Verbrauchseinrichtungen und in der Betriebsweise ggf. vorhandener Stromspeicher.

Neben diesen Wirkungen, die auf eine veränderte Netzbelastung zurückzuführen sind und die einen Einfluss auf den Netzausbaubedarf und damit die Kosten der Netzinfrastruktur haben, können in einem weiteren Bereich Wirkungen auftreten: Errichtung und Betrieb einer Eigenerzeugungsanlage führt dazu, dass sich der Fremdbezug gegenüber dem Fall ohne Erzeugungsanlage ändert. Dies muss von dem jeweils für die Versorgung des Kunden verantwortlichen Bilanzkreisverantwortlichen bei der Bewirtschaftung seines Bilanzkreises berücksichtigt werden. Abweichungen zwischen dem prognostizierten und dem tatsächlichen (auch durch die Eigenerzeugung beeinflussten) Fremdbezug verursachen Ausgleichsenergiekosten. Bei RLM-Kunden erfolgt dies auf Basis von Messwerten. Bei SLP-Kunden werden Abweichungen zwischen dem tatsächlichen Fremdbezug (aller SLP-Kunden innerhalb des Netzbereichs eines Verteilnetzbetreibers) und dem anhand von SLP-Profilen prognostizierten Bezug im Rahmen des sogenannten Differenzbilanzkreises erfasst: Für die Bewirtschaftung der Differenzbilanzkreise sind die VNB verantwortlich. Mengen, die in dem Differenzbilanz-

Nähere Ausführungen zu netzorientierter Betriebsweise finden sich weiter unten – siehe Zwischenüberschrift "Verringerung von Netzbelastung und Netzausbaubedarf durch netzorientierte Einsatzsteuerung".

kreis auflaufen, verursachen Kosten, die letztlich zu einer Zunahme der zu refinanzierenden Netzkosten führen. Eigenerzeugungsanlagen bei SLP-Kunden führen dazu, dass die Fremdbezugsleistung dieser Kunden zunehmend vom SLP-Profil abweichen, sofern die Erzeugung nicht im Profil berücksichtigt wird. Dies hätte eine Zunahme der Mengen im Differenzbilanzkreis und folglich eine Zunahme der Netzkosten zur Folge. Ein spiegelbildlicher Effekt tritt im EEG-Bilanzkreis der ÜNB auf. Deren Vermarktung der Einspeisung aus den Erzeugungsanlagen der SLP-Kunden (die in der Regel nicht direktvermarktet werden dürften und daher von den ÜNB vermarktet werden) berücksichtigt selbstverbrauchte Mengen. Aus Sicht der Systembilanz kompensieren sich also beide Effekte. Insofern handelt es sich hierbei grundsätzlich um ein Abrechnungsproblem, dass prinzipiell nicht zu einer Veränderung der Systemkosten führt.³¹ Deshalb wird der Einfluss der Eigenversorgung auf die Kosten, die aus der Bewirtschaftung von Differenzbilanzkreisen entstehen, nicht weiter betrachtet, wenngleich Verteilungswirkungen nicht ausgeschlossen werden können.

3.2.3.2 Analyse der Wirkungen

Um den Einfluss der Eigenversorgung auf den Netzausbaubedarf und somit die Netzkosten zu beurteilen, sind folgende zwei Kernfragen zu beleuchten:

- Führt Eigenversorgung im Vergleich zum Fall "gleiche Technologie / Standort" dazu, dass der Jahreshöchstwert der Fremdbezugsleistung verringert oder gar erhöht wird?
- Führt Eigenversorgung im Vergleich zum Fall "gleiche Technologie / Standort" dazu, dass der Jahreshöchstwert der **Einspeiseleistung** verringert oder gar erhöht wird?

Einfluss Eigenversorgung auf Jahreshöchstwert der Fremdbezugsleistung

Der Jahreshöchstwert der Fremdbezugsleistung

- ist bei Eigenversorgung im Vergleich zum Fall "gleiche Technologie / Standort" *gleich*, sofern der betreffende Akteur keine Anpassung seines Verbrauchsverhaltens vornimmt und sofern kein Stromspeicher vorhanden ist.
- kann bei Eigenversorgung im Vergleich zum Fall "gleiche Technologie / Standort" steigen, sofern der betreffende Akteur sein Verbrauchsverhalten zur Maximierung des Selbstverbrauchs an den typischen Verlauf der Erzeugung seiner Eigenerzeugungsanlage anpasst, ohne dabei die tatsächliche Erzeugung zu berücksichtigen. Die Eigenversorgungsprivilegien setzen grundsätzlich einen Anreiz für die Verlage-

Diese Aussage gilt in dieser Eindeutigkeit nicht für Eigenversorgung mit Speichern, da hier die entstehenden Bilanzfehler in den Differenz- und den EEG-Bilanzkreisen zeitlich auseinanderfallen. Der Grund liegt aber auch hier in Unzulänglichkeiten des SLP-Systems.

32

rung des Stromverbrauchs in Zeiten, in denen die Eigenerzeugungsanlage Strom produziert, und damit zur Erhöhung der Eigenerzeugungsquote. Anreize zur "Rückverlagerung" in Zeiten ohne tatsächliche Einspeisung gibt es nicht, so dass es grundsätzlich möglich erscheint, dass der Akteur sein Verbrauchsverhalten auf die typische, nicht aber die zu jedem konkreten Zeitpunkt tatsächlich vorliegende Einspeisesituation anpasst. Ein Beispiel hierfür wäre eine regelmäßige Einschaltung von Verbrauchseinrichtungen (z. B Spül- oder Waschmaschine) zur Mittagszeit in Verbindung mit einer PV-Anlage zur Eigenerzeugung. In einem solchen Fall würde die maximale Bezugsleistung zur Mittagszeit beim Eigenversorger an Tagen ohne Erzeugung höher liegen, als es im Fall "gleiche Technologie / Standort" ohne Anpassung des Verbrauchs der Fall wäre. Dies muss aber noch nicht bedeuten, dass es damit zu einer insgesamt höheren maximalen Fremdbezugsspitze kommt. Bei heute typischen Lastprofilen von Haushalten und den typischerweise verschiebbaren Stromverbrauchern im Haushalt wäre eher nicht zu erwarten, dass dieser Effekt heute zu einer Erhöhung der Fremdbezugsspitze führt. Kommt es zukünftig zu einem stärkeren Einsatz strombasierter Sektorkopplung, kann dieser Effekt allerdings an Relevanz gewinnen. Nicht auf Ebene der Einzelhaushalte, sondern auf Ebenen, auf denen das Verhalten eines Kollektivs von Verbrauchern relevant ist - z. B. bei der Dimensionierung der überlagerten Netzebenen – kann es zu zusätzlichen Effekten führen: Bei der Dimensionierung wird eine gewisse Durchmischung / Ungleichzeitigkeit des Verbrauchsverhalten der Einzelakteure unterstellt. Kommt es durch die Eigenerzeugungsanlagen zu der beschriebenen Anpassung des Verbrauchsverhaltens und weist das Einspeiseprofil der Eigenerzeugungsanlagen eine hohe Gleichzeitigkeit auf (wie bei PV-Anlagen der Fall), dann kann sich hierdurch auch die Gleichzeitigkeit des Verbrauchsverhaltens der Einzelakteure erhöhen und damit einen Netzausbaubedarf in den überlagerten Netzebenen notwendig machen.

- kann bei Eigenversorgung im Vergleich zum Fall "gleiche Technologie / Standort" sinken, sofern Erzeugungsleistung zu Zeiten hohen Verbrauchs sicher verfügbar ist.
 Ob dies der Fall ist, hängt zum einen von der Art der Erzeugungsanlage ab und zum anderen davon, wie groß das Kollektiv von Erzeugungsanlagen ist, das aus Sicht des betrachteten Netzes wirksam ist:
 - Bei PV-Anlagen ist dies nicht der Fall, da die Erzeugungsleistung zu Zeiten hohen Verbrauchs nicht sicher zur Verfügung steht.
 - Bei (kleinen) KWK-Anlagen kann die Fremdbezugsleistung reduziert werden, da die Anlagen vielfach so eingesetzt werden, dass Erzeugungsleistung zu Zeiten hohen Stromverbrauchs zur Verfügung steht. Die Verfügbarkeit der Erzeugungsleistung aus einzelnen Kleinanlagen ist allerdings zu gering, als dass sie bei der Auslegung der Netze in unmittelbarer Nähe der Erzeugungsanlagen berücksichtigt werden können. Demgegenüber kann bei der Auslegung höherer Netzebenen, in denen dann potenziell größere Kollektive von (Eigen-)Erzeugungsanlagen wirksam sind, ein gewisser Teil der Erzeugungsleistung als im Rahmen der Netzauslegung "sicher" verfügbar angenommen werden. Ein solch netzentlastender Effekt ist allerdings auch im Fall "gleiche Technologie / Standort" gegeben

und nicht ursächlich auf den Betrieb der Erzeugungsanlagen in Eigenerzeugung zurückzuführen.

- Bei industriellen Eigenerzeugungsanlagen kann die Fremdbezugsleistung reduziert werden. Oftmals werden solche Erzeugungsanlagen ohnehin mit dem Ziel einer Reduktion der Fremdbezugsleistung und damit einer Reduktion der anhand der Höchstlast erhobenen Leistungspreise der Netznutzung eingesetzt. Ob ein solcher Einsatz tatsächlich zu einer geringeren Netzauslegung führt, hängt in hohem Maße von der Redundanz auf der Erzeugungsseite ab. Ist eine solche nicht vorhanden, wird das Netz in aller Regel auf den Höchstbezug ohne Erzeugung ausgelegt.
- kann bei Eigenversorgung im Vergleich zum Fall "gleiche Technologie / Standort" sinken, sofern ein Stromspeicher vorhanden ist und vom Eigenerzeuger mit dem Ziel einer Begrenzung der Fremdbezugsleistung eingesetzt wird. Im Regelfall ist dies allerdings nicht der Fall, da die Kapazität heute üblicher Stromspeicher bei weitem nicht ausreicht, um die Fremdbezugsleistung tatsächlich sicher zu verringern. Dies gilt insbesondere bei Batteriespeichern in Kombination mit PV-Anlagen. Zudem besteht derzeit insbesondere für nicht leistungsgemessene Kunden (Haushalte, Kleingewerbe) kein Anreiz für eine solche Speichereinsatzstrategie.

Somit ist festzustellen, dass die Wirkungen der Eigenversorgung auf den für die Netzauslegung relevanten Jahreshöchstwert der Fremdbezugsleistung nicht eindeutig sind. Es sind Konstellationen denkbar, in denen die Netzbelastung sinken kann. Im Regelfall wird die Netzbelastung allerdings gleichbleiben, ggf. sogar zunehmen.

Einfluss Eigenversorgung auf Jahreshöchstwert der Einspeiseleistung

Der Jahreshöchstwert der Einspeiseleistung

- ist bei Eigenversorgung im Vergleich zum Fall "gleiche Technologie / Standort" näherungsweise *gleich*, sofern der betreffende Akteur keine Anpassung seines Verbrauchsverhaltens vornimmt und sofern kein Stromspeicher vorhanden ist,
- kann bei Eigenversorgung im Vergleich zum Fall "gleiche Technologie / Standort" sinken, sofern der betreffende Akteur einen Teil seines Verbrauchs in Zeiten hoher Erzeugungsleistung verlagert, so dass der Erzeugungsüberschuss und damit die Einspeiseleistung in das Netz für die allgemeine Versorgung verringert werden. Ob dies der Fall ist, hängt zum einen davon ab, wie verlässlich die Verbrauchsverlagerung und damit die Reduktion der Einspeiseleistung ist, und zum anderen davon, wie groß das Kollektiv von Eigenerzeugungsanlagen ist, das aus Sicht des betrachteten Netzes wirksam ist:
 - Für Haushalte und Gewerbe ist das Potenzial zur Verringerung der Netzdimensionierung in der Nähe der Eigenerzeugungsanlagen sehr gering, da Verbrauch in signifikanter Höhe nicht für eine hinreichende Dauer zu Zeiten hoher Erzeugungsleistung sicher verfügbar ist. Demgegenüber kann auch hier bei der Ausle-

gung höherer Netzebenen, in denen dann potenziell größere Kollektive von Verbrauchern, die ihren Verbrauch an die Erzeugungsleistung anpassen, wirksam sind, eine gewisse Reduktion der Einspeiseleistung im Rahmen der Netzauslegung als "sicher" verfügbar angenommen werden. Ein solch netzentlastender Effekt wäre dann tatsächlich ursächlich auf den Betrieb der Erzeugungsanlagen in Eigenerzeugung bzw. den damit verbundenen Anreizen zur Verbrauchsverlagerung zurückzuführen. Derzeit besteht allerdings vorwiegend ein Anreiz zur Maximierung der selbstverbrauchten Mengen. Anreize zur Minimierung der Einspeiseleistung gibt es nur teilweise. So sieht §9 (2) EEG vor, dass PV-Anlagen unter 30 kW entweder abregelbar sein müssen oder ihre Anlage auf 70 % der Einspeisung begrenzen müssen. Diese Regelung setzt – wenngleich nicht auf Erzeugungsanlagen in Eigenversorgung beschränkt – implizit gewisse Anreize für eine Reduktion der Einspeiseleistung. Für größere Anlagen besteht ein solcher Anreiz nicht.

- Bei industriellen Eigenerzeugungsanlagen kann die Einspeiseleistung reduziert werden. Oftmals werden solche Erzeugungsanlagen allerdings so dimensioniert, dass sie überwiegend zur Deckung der eigenen Last eingesetzt werden können. Dies hat zur Folge, dass die maximale Höhe der Leistung etwaiger Einspeisungen in der Regel niedriger ist als der Jahreshöchstwert der Bezugsleistung, so dass die Einspeiseleistung ohnehin nicht netzauslegungsrelevant ist.
- kann bei Eigenerzeugung im Vergleich zum Fall "gleiche Technologie / Standort" sinken, sofern ein Stromspeicher vorhanden ist und vom Eigenerzeuger mit dem Ziel einer Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung eingesetzt wird. Somit ist ein solcher Speichereinsatz grundsätzlich insbesondere bei PV-Anlagen naheliegend, bei denen hohe Erzeugungsleistungen nur für vergleichsweise kurze Dauer anliegen. Im Regelfall werden Speicher heute allerdings nicht in dieser Weise eingesetzt, da Anreize für eine Minimierung der Einspeiseleistung nicht grundsätzlich bestehen. Über das aktuelle Batteriespeicherförderprogramm des BMWi wird allerdings sehr wohl ein solcher Anreiz vermittelt: konkret sah der 1. Teil des Programms vor, dass max. 60 % der installierten Speicherleistung eingespeist werden dürfen. Bei der Fortsetzung des Programms dürfen nur 50 % eingespeist werden.

Somit ist auch mit Blick auf den für die Netzauslegung relevanten Jahreshöchstwert der Einspeiseleistung festzustellen, dass die Wirkungen der Eigenversorgung nicht eindeutig sind. Die durch Einspeisungen verursachte Netzbelastung kann sinken, insbesondere wenn Speicher vorhanden sind und netzorientiert eingesetzt werden, sie kann aber auch gleichbleiben.

Einfluss Sektorkopplung auf Netzbelastung

Sektorkopplung, also die Zunahme von strombasierten Anwendungen aus Bereichen wie Power-to-vehicle und Power-to-heat, führt zu einer Zunahme des Stromverbrauchs und damit tendenziell auch zu einer Zunahme der dimensionierungsrelevanten

Höchstbelastung der Netze. Im Zusammenhang mit den hier analysierten Wirkungen von Eigenerzeugungsanlagen stellt sich allerdings die Frage, ob die durch die Eigenerzeugungsanlagen entstehenden Mehrbelastungen im Netz, die je nach Struktur des Versorgungsgebiets durchaus auch netzdimensionierungsrelevant sein können, verringert werden können, sofern die Erzeugungsanlagen in unmittelbarer räumlicher Nähe mit Sektorkopplungsanwendungen verbunden werden.

Nachfolgend werden die beiden in diesem Zusammenhang wesentlichen Bereiche Power-to-vehicle und Power-to-heat betrachtet.

Power-to-vehicle: Hier ist eine Verringerung der Netzbelastung theoretisch denkbar, und zwar derart, dass die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge zu einer Reduktion des Jahreshöchstwerts der Einspeiseleistung führen. In der Praxis ist eine solche Entlastung allerdings mangels sicherer Verfügbarkeit eines im Bedarfsfall nicht ausreichend geladenen Elektrofahrzeugs fraglich.

Power-to-heat: Hier ist zwischen der Nutzung des Stroms zur Raumwärmeerzeugung und zur Warmwasserbereitstellung zu unterschieden. Beides wäre in erster Linie bei Privathaushalten und ggf. bei Gewerbetreibenden denkbar. Der hier am häufigsten anzutreffende Typ der Eigenerzeugungsanlage ist die PV-Anlage (bei KWK-Anlagen ist eine solche Sektorkopplung bereits implizit gegeben). Eine Nutzung des eigenerzeugten Stroms zur Raumwärmeerzeugung bietet praktisch keinen Nutzen aus Netzsicht, da in aller Regel zu Zeiten hoher Erzeugungsleistung (aus PV-Anlagen) kein Raumwärmebedarf besteht. Demgegenüber ist es denkbar, dass eine Nutzung des eigenerzeugten Stroms zur Warmwasserbereitstellung zu einer Reduktion der auslegungsrelevanten Netzbelastung führen kann, und zwar dann, wenn ein Warmwasserspeicher vorhanden ist und die Steuerung der Warmwasserbereitung so erfolgt, dass der Jahreshöchstwert der Einspeiseleistung verringert wird.

Verringerung von Netzbelastung und Netzausbaubedarf durch netzorientierte Einsatzsteuerung

Entscheidend für die Wirkungen, die Eigenversorgung auf die Netzbelastung und den Netzausbaubedarf hat, ist die Steuerung von (steuerbaren) Verbrauchseinrichtungen, Erzeugungsanlagen und etwaiger Speicher. Eine integrierte Einsatzsteuerung, also eine, die die Erzeugungsanlage, steuerbare Verbrauchseinrichtungen und ggf. vorhandene Speicher einbezieht, kann mit dem Ziel einer Verringerung der maximalen Netzbelastung eingesetzt werden.

Der Jahreshöchstwert des Fremdbezugs wird in den meisten Fällen zumindest bei Privathaushalten und Gewerbetreibenden nicht signifikant verringert werden können –

allenfalls bei industriellen Eigenversorgungskonzepten ist eine solche Reduktion realistisch. Insofern stehen Anwendungen, bei denen der Jahreshöchstwert der Einspeiseleistung verringert wird, im Vordergrund. Ansätze für eine solche Steuerung sind bereits derzeit verfügbar.

Der hierdurch erzielbare Nutzen aus Netzsicht ist in hohem Maße abhängig von der Verlässlichkeit, mit der durch solche Steuerungen die maximale Einspeiseleistung tatsächlich reduziert wird. Aus technischer Sicht kann eine hohe Verlässlichkeit erreicht werden, da selbst bei fehlerhafter Steuerung des Stromspeichers immer die Möglichkeit einer Abregelung der Erzeugungsanlage besteht.

Bei hoher Verlässlichkeit kann eine Reduktion des ggf. vorhandenen, durch den Zubau der (Eigen-)Erzeugungsanlage verursachten Netzausbaus erreicht werden, und zwar grundsätzlich auf allen Netzebenen, also in der Anschlussnetzebene (in der Regel die Niederspannungsebene), aber auch in den darüber liegenden Netzebenen. Bei reduzierter Verlässlichkeit kann zumindest der ggf. vorhandene, durch den Zubau der Erzeugungsanlage in höheren Netzebenen verursachte Ausbaubedarf verringert werden, da dort aufgrund der anzunehmenden größeren Kollektive in gewissem Umfang in jedem Fall ein Nutzen besteht.

Wichtig ist es, die Wechselwirkungen einer solchen netzorientierten Einsatzsteuerung mit der grundsätzlich angestrebten Maximierung des Selbstverbrauchs zu beachten. Eine netzorientierte Steuerung wird – da der Einsatzbereich eingeschränkt wird – tendenziell zu einer Verringerung des Selbstverbrauchs führen.

Zusammenfassung

Aus den zuvor dargestellten qualitativen Analysen lassen sich folgende Erkenntnisse zu den Wirkungen der Eigenversorgung auf die Netzbelastung und den Netzausbaubedarf ableiten:

- Für die Netzauslegung relevant sind die Jahreshöchstwerte der Fremdbezugsleistung und der Einspeiseleistung.
- Das heutige Anreizsystem führt zu einer vielfach Maximierung des Selbstverbrauchs ohne jegliche Orientierung an der Netzbelastung. Vereinzelt werden im Rahmen von Voraussetzungen für Förderprogramme Anreize für ein netzverträgliches Verhalten gesetzt.
- Im heutigen Anreizsystem hat Eigenversorgung im Vergleich zum Fall "gleiche Technologie / Standort" folgende Wirkungen:
 - Im Regelfall wird Eigenversorgung weder zu einer Reduktion des Jahreshöchstwerts der Fremdbezugsleistung noch der Einspeiseleistung führen.

- Systematisch netzentlastende Wirkungen sind nicht zu erwarten.
- Allenfalls bei KWK-Anlagen können bei hinreichend großen Kollektiven auf höheren Netzebenen gewisse Entlastungen erwartet werden; diese sind allerdings nicht ursächlich auf das Konzept der Eigenversorgung zurückzuführen, sondern auf die Installation und den Betrieb einer größeren Zahl von KWK-Anlagen.
- Durch eine veränderte Anreizsetzung könnte ein netzdienliches Verhalten der Eigenversorgungs-Akteure erzielt und damit eine Reduktion des ansonsten ggf. erforderlichen Netzausbaubedarfs gegenüber dem Fall "gleiche Technologie / Standort" erreicht werden.
- Das Ausmaß der hiermit erzielbaren Netzentlastung wie auch das Ausmaß der sich zwangsläufig ergebenden Einschränkungen des Selbstverbrauchs können aus qualitativer Sicht nicht näher beurteilt werden. Gleichwohl kann vermutlich davon ausgegangen werden, dass der erzielbare Effekt gerade bei kleineren Eigenerzeugungsanlagen und insbesondere bei PV-Aufdachanlagen eher gering sein dürfte, da das Potenzial für eine entsprechende Veränderung des Verhaltens aus heutiger Sicht begrenzt ist³².

3.2.4 Weitere Kostenwirkungen

3.2.4.1 Auswirkungen auf Finanzierungskosten

Befürworter der PV-Eigenversorgung nennen häufig die Reduktion der Finanzierungskosten als Argument für eine mögliche Kostensenkung. Tatsächlich reduzieren sich die Finanzierungskosten dann, wenn Betreiber von PV-Aufdachanlagen geringere Renditeanforderungen stellen als Betreiber anderer EE-Anlagen. Analog gilt dies auch für KWK-Anlagen, bei denen das Argument aber weniger in den Vordergrund gerückt wird.

Insbesondere sind dafür der Anteil des Eigenkapitals im Vergleich zum Fremdkapital bei der Projektfinanzierung sowie die Renditeanforderungen bzgl. des Eigenkapitals entscheidend. Im PV-Bereich sind die Finanzierungskonditionen und Anforderungen aufgrund der unterschiedlichen Anlagengrößen und Investorentypen sehr heterogen. In den letzten Jahren ist zudem durch die sinkenden Kosten ein Trend hin zu vollständiger Deckung der Kosten mit Eigenkapital zu beobachten. Dennoch weist der EEG-Erfahrungsbericht durchschnittliche Finanzierungskosten für verschiedene Anlagengrößen aus. Unter den getroffenen Annahmen unterscheiden sich diese aufgrund der verschiedenen Anteile an Eigen- und Fremdkapital jedoch nur sehr geringfügig (Kelm 2014). Unter der Annahme, dass in Folge der Konditionen für den Selbstverbrauch ein Zubau von 0,5 GW im Segment der 5 kW-Anlagen statt im Segment der Großanlagen

³² Die Ergebnisse der quantitativen Analysen hierzu finden sich in Abschnitt 6.1.2.2.

erfolgt, ergeben sich bei Investitionen von 1.000 €/kW Unterschiede bzgl. der der jährlichen Finanzierungskosten von etwa 165 T€. Über eine Laufzeit von 20 Jahren entspricht dies einer Kostenersparnis von etwa 0,7 % der Investition.

Die Auswirkungen der PV-Eigenversorgung auf die Finanzierungskosten sind demnach vernachlässigbar. Zudem sind Vorteile bzgl. der Finanzierungskosten bei Kleinanlagen auch mit einer Vollförderung dieser Technologie zu erreichen; eine explizite Förderung der Eigenversorgung ist dazu nicht notwendig.

Tabelle 1: Eigen- und Fremdkapitalanteile sowie Eigen- und Fremdkapitalzinsen nach EEG-Erfahrungsbericht (Stand 1.4.2014)

	5 kW Dach	500 kW Dach/ 5 MW Freifläche
Eigenkapitalanteil	42,5%	25%
Eigenkapitalverzinsung	6,5%	8,0%
Fremdkapitalanteil	57,5%	75%
Fremdkapitalverzinsung	2,75%	3,05%
Kalkulatorischer Mischzins	4,34%	4,29

3.2.4.2 Auswirkungen auf Transaktions-/ Regulierungskosten

Eine Veränderung der Regulierung des Selbstverbrauchs führt vermutlich zu zusätzlichen Kosten. Sollen auf den selbstverbrauchten Strom auch bei Kleinanlagen Abgaben erhoben werden, so muss überprüfbar sein, wie viel Strom vor Ort verbraucht wurde. Dazu ist zum einen die Installation zusätzlicher Stromzähler und ggf. anderer technischer Vorrichtungen notwendig. In vielen Fällen sollte ein solcher Stromzähler jedoch bereits heute bestehen, bspw. aufgrund der Vergütung des Selbstverbrauchs im aktuellen KWKG 2016 und früheren EEG 2009 sowie der EEG-Umlageverpflichtung für Anlagen >10 kWp nach § 61 Abs. 1 EEG 2014. Zum anderen entstehen Kosten durch die Kontrolle der angegebenen Selbstverbräuche, falls eine solche Kontrolle erfolgt³³. Im Ergebnis sind auch die Transaktionskosten vermutlich gering. Bei konkret geplanten Gesetzesänderungen sollte deren Wirkung auf die Transaktionskosten jedoch genauer geprüft werden.

Derzeit wird auf selbstverbrauchten Strom häufig die Umsatzsteuer fällig, wenn der Betreiber der Eigenversorgungsanlage dafür ein Gewerbe angemeldet hat. Auch hier ist ggf. eine Kontrolle der selbstverbrauchten Strommengen notwendig. Neue Kontrollmechanismen könnten ggf. analog zu den bestehenden implementiert werden.

3.3 Verteilungswirkungen

Die Eigenversorgungsprivilegien bestehen darin, dass sich die Abgaben, Entgelte und Umlagen, die auf eigenerzeugten Strom erhoben werden, in unterschiedlichem Umfang und unter unterschiedlichen Voraussetzungen von denjenigen unterscheiden, die auf fremdbezogenen Strom erhoben werden. Dies hat unterschiedliche Verteilungswirkungen zur Folge. Denn die Höhe der je kWh Strom von den Verbrauchern gezahlten Abgaben und Umlagen verändert sich,

- so dass entweder das insgesamt durch die Stromverbraucher gezahlte Aufkommen einer bestimmten Abgabe oder Umlage sinkt oder
- sich die Umlage bei konstantem Gesamtaufkommen anders auf die Verbrauchergruppen (Eigenerzeuger und Fremdbezieher) aufteilt, sofern durch den Rechtrahmen das gesamte Aufkommen fixiert ist (wie bspw. bei den Netzentgelten).
- Ggf. verändert Eigenversorgung aber auch noch das über die Umlage zu generierende Aufkommen.

Insbesondere die letzten beiden Effekte werden nachfolgend näher analysiert. In Abschnitt 3.3.1 werden zunächst dynamische Effekte, die sich durch eine Verschiebung der von privilegierten (eigenerzeugenden) Verbrauchern und von nicht-privilegierten Verbrauchern aufzubringenden Beiträgen ergeben, generell analysiert. Eine Konkretisierung In Bezug auf die beiden vom Umfang her relevantesten Belastungen erfolgt in den Abschnitten 3.3.2 (EEG-Umlage) und 3.3.3 (Netzentgelte). Die Wirkung auf weitere Abgaben und Steuern wird in Abschnitt 3.3.4 diskutiert.

3.3.1 Generelle Analyse dynamischer Effekte

Vereinfacht lassen sich Umlagen, die zum Ziel haben, bestimmte Kosten durch eine bestimmte Verbrauchergruppen zu refinanzieren, wie folgt beschreiben:

spezifische Umlage = umzulegende Kosten / umlagerelevanten Verbrauch

Die je Verbrauchseinheit (kWh Strom) erhobene spezifische Umlage ergibt sich aus der Höhe der insgesamt umzulegenden Kosten geteilt durch die Summe der für die Umlage insgesamt heranzuziehenden (nicht-privilegierten) Verbrauchseinheiten. Eigenerzeugter Strom zählt (zumindest teilweise) zu den privilegierten Verbrauchseinheiten, d. h. hierauf wird keine Umlage erhoben.

Eigenerzeugung verändert somit in der obenstehenden Formel den "Nenner", da sich der umlagerelevante Verbrauch verändert. Zwar hängt die genaue Wirkung vom konkreten Umlagemechanismus ab, im Grundsatz ist die Wirkrichtung aber eindeutig: Die Eigenerzeugung verkleinert den Nenner und erhöht somit die spezifische Umlage für die nicht eigenerzeugten und damit nicht-privilegierten Strommengen.

Ggf. kann die Eigenerzeugung auch den "Zähler", d. h. die umzulegenden Kosten verändern. Hierbei ist die Wirkrichtung aber nicht eindeutig und hängt einerseits von der

Umlage und den jeweils betrachteten Kosten (z. B. Netzkosten oder EE-Förderkosten) ab und andererseits davon, welche Eigenerzeugungsanlagen konkret angereizt werden. Der Zähler kann sich sowohl vergrößern, wenn in Folge der Eigenerzeugung die umzulegenden Kosten steigen, als auch verkleinern. Nur in letzterem Fall könnte es in der Überlagerung eines kleiner werdenden Zählers und eines eindeutig kleiner werdenden Nenners dazu kommen, dass die spezifische Umlage für die nicht-privilegierten Verbraucher nicht steigt und ggf. sinkt. In den Abschnitten 3.3.2 und 3.3.3 werden die konkret zu erwartenden Wirkungen auf Zähler und Nenner jeweils im Detail analysiert.

Für den wahrscheinlicheren Fall, dass es in Folge der Eigenerzeugung zu einem Anstieg der spezifischen Umlage für den nicht-privilegierten Verbrauch (Fremdbezug) kommt – häufig wird dann von einer Entsolidarisierung gesprochen – kann dies einen dynamischen, selbstverstärkenden Effekt auslösen, da damit die relative Vorteilhaftigkeit der Eigenerzeugung gegenüber dem Fremdbezug zunimmt. Sollte hierdurch weitere Eigenerzeugung angereizt werden, so verstärkt sich dieser Effekt weiter.

Diese Dynamik wird nachfolgend an einem stark vereinfachten Beispiel näher analysiert. Das Beispiel basiert auf folgenden Annahmen:

- Durch die Umlage sind nicht veränderliche Kosten von *x* umzulegen (z. B. Netzkosten, die von der Menge an Eigenerzeugung nicht beeinflusst werden).
- Der umlagerelevante Verbrauch ergibt sich aus der Summe der Einzelbeiträge y_i der jeweiligen Umlagezahler, mit i ∈ Gruppe der nicht-privilegierten Umlagezahler (y_i z. B. Netzbezug von Umlagezahler j).
- Alle Umlagezahler starten zunächst mit gleichem y_i.
- Die von einem Umlagezahler j zu zahlende Umlage beträgt dann:

$$Umlage_j = y_j \cdot \frac{x}{\sum_{i}^{I} y_i} \ mit \ j, i \ \in 1, \dots, I \ Umlagezahler$$

- Betrachtet wird nun der Fall, dass die Umlagezahler die Möglichkeit haben, für einen bestimmten Betrag (bspw. Kosten der Eigenversorgung) ihr individuelles y_i um einen bestimmten Faktor > 0 (bspw. Eigenerzeugungsquote) zu reduzieren (im Folgenden als "Entsolidarisierung" bezeichnet).
- Dabei haben alle Umlagezahler grundsätzlich die Möglichkeit zur Entsolidarisierung.
- Die Kosten für die Entsolidarisierung sind für alle Umlagezahler gleich.
- Es ist nur eine Teilentsolidarisierung möglich (Entsolidarisierungsrate < 1).
- Die konkreten Zahlenwertannahmen sind wie folgt:
 - Die umzulegenden Kosten x: 10.000 Geldeinheiten
 - Anzahl Umlagezahler: 100
 - y_i ohne Entsolidarisierung: 100 Bezugseinheiten
 - y_i nach Entsolidarsierung: 75 Bezugseinheiten

Kosten für Teil-Entsolidarisierung: 20 Geldeinheiten

Nachfolgend erfolgt eine dynamische Betrachtung über mehrere "Runden", wobei in jeder Runde ein Umlagezahler entscheiden kann, ob er sein y_i zu den entsprechenden Kosten verringert. Ein Umlagezahler wird dies dann tun, wenn die Kosten k hierfür kleiner sind als der Betrag, den er im Gegenzug an Umlage einsparen kann.

Abbildung 4 zeigt, wie sich die Höhe der Umlage und der Nutzen aus einer Teil-Entsolidarisierung über die betrachteten Runden entwickeln.

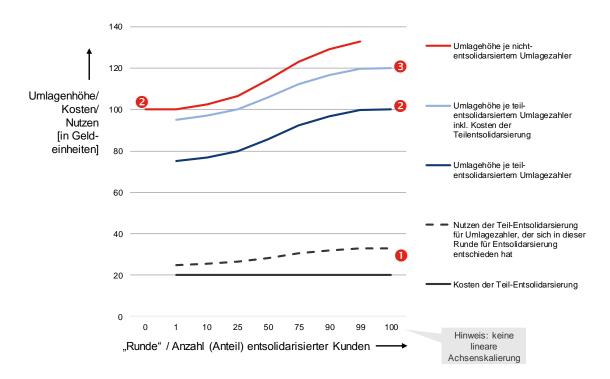


Abbildung 4 Darstellung der "Entsolidarisierungsdynamik" anhand eines stark vereinfachten Beispiels

Es ist zu erkennen, dass die Teil-Entsolidarisierung in allen Runden und im zunehmenden Maße aus einzelwirtschaftlicher Perspektive rational ist. Der selbstverstärkende Effekt tritt also ein. Dies wird direkt an der schwarz-gestrichelten Linie ersichtlich (markiert mit •). Diese stellt den Nutzen des einzelnen Akteurs aus einer Teil-Entsolidarisierung zum Zeitpunkt seiner Entscheidung dar. Dieser Nutzen ergibt sich aus dem Vergleich der Umlage, die er ohne Teil-Entsolidarisierung zu zahlen hätte (rote Linie), mit der Höhe der Umlage, die er im Falle einer Teil-Entsolidarisierung zu zahlen hätte (dunkelblaue Linie) zuzüglich der Kosten für die Teil-Entsolidarisierung (durchgezogene schwarze Linie). Die hellblaue Linie stellt die Gesamtkosten eines teilentsolidarisierten Akteurs dar (Summe aus dunkelblauer und schwarzer Linie). Die

schwarz-gestrichelte Linie ist gerade die Differenz zwischen roter und hellblauer Linie und ist stets positiv, so dass sich die Entsolidarisierung stets lohnt und dies sogar in zunehmenden Maße. Dies entspricht dem oben bereits diskutierten selbstverstärkenden Effekt: Entscheiden sich einzelne Akteure für eine Entsolidarisierung, so wird diese immer attraktiver. Schließlich entscheiden sich im betrachteten Beispiel alle Akteure für die Entsolidarisierung.

Dabei ist allerdings die von den Akteuren zu zahlende absolute Umlage (*Umlage_i*) vor und nach vollständiger Teil-Entsolidarisierung aller identisch, nämlich 100 Geldeinheiten (②).³⁴ Insgesamt, d. h. einschließlich der Kosten für die Entsolidarisierung, zahlt jeder Akteur allerdings mehr, nämlich 120 Geldeinheiten (⑤), als in der Situation, in der sich keiner für eine Entsolidarisierung entschieden hätte (100 Geldeinheiten).

Der Zustand ohne Entsolidarisierung ist zumindest pareto-optimal (keine Verbesserung einzelner ohne Verschlechterung für andere), aber instabil, da einseitige Optimierung möglich ist. Der Zustand nach Runde 100 ist dann zwar stabil (Nash-Gleichgewicht), aber für alle Beteiligten schlechter als der Ausgangszustand (und somit nicht pareto-optimal). Die Situation stellt somit einen Fall des aus der Spieltheorie bekannten "Gefangen-Dilemmas" dar.

3.3.2 EEG-Umlage

Für die Diskussion der Wirkung zusätzlicher Eigenversorgung auf die EEG-Umlage ist zu unterscheiden, ob es sich bei den Eigenerzeugungsanlagen um Technologien handelt, die grundsätzlich durch das EEG gefördert werden (EE-Eigenerzeugungsanlagen), oder um Technologien, die nicht durch das EEG gefördert werden, d. h. insbesondere konventionelle Kraftwerke (mit oder ohne KWK, Nicht-EE-Eigenerzeugungsanlagen). Beide Arten von Eigenerzeugungsanlagen unterscheiden sich sowohl hinsichtlich der Frage, welche Befreiungstatbestände für selbstverbrauchten Strom aus diesen Anlagen Anwendung finden (Beeinflussung des "Nenners"), als auch hinsichtlich der Frage, inwiefern sie die durch die EEG-Umlage zu refinanzierenden Kosten verändern (Beeinflussung des "Zählers").

EE-Eigenerzeugungsanlagen

Der Selbstverbrauch von Strom, der in EE-Erzeugungsanlagen produziert wird, verändert die Umlagebasis der EEG-Umlage, d. h. die Strommenge, auf die die über die EEG-Umlage zu refinanzierenden Kosten umgelegt werden. Für nicht-privilegierten

³⁴ Die spezifische Umlage pro Kilowattstunde ist hingegen stark gestiegen.

Stromverbrauch steigt durch Selbstverbrauch die (spezifische) Umlage. Es existieren allerdings Unterschiede hinsichtlich des Umfangs der Reduzierung der EEG-Umlage auf selbstverbrauchten Strom in Abhängigkeit von der Anlagengröße. Eigenerzeugter Strom in EE-Anlagen mit einer Leistung < 10 kW ist vollständig von der EEG-Umlage befreit. Bei Strom aus größeren EE-Anlagen wird der selbstverbrauchte Strom mit 40 % der EEG-Umlage³⁵ belastet. Damit führt eine steigende Eigenerzeugung insbesondere aus (kleinen) EE-Anlagen zu einer Verringerung der Umlagebasis und damit c. p. zu einer Erhöhung der Umlage für nicht privilegierten Verbrauch.

Eigenerzeugung von EE-Erzeugungsanlagen verändert allerdings auch die umlagerelevanten Kosten der EEG-Umlage. Hierbei entstehen zweierlei Wirkungen:

Einerseits entstehen umlagerelevante Kosten durch Vergütungszahlungen von Anlagen mit einer Selbstverbrauchsquote < 1, die dann über die EEG-Umlage zu refinanzieren sind. Dies gilt zumindest für kleinere EE-Erzeugungsanlagen. Größere Anlagen, die im Rahmen von Ausschreibungen Förderberechtigungen erlangen müssen und erlangt haben, sind verpflichtet, den in diesen Anlagen erzeugten Strom bis auf wenige Ausnahmen nicht selbst zu verbrauchen. Größere Anlagen, die zur Eigenerzeugung eingesetzt werden, erzeugen daher also keine umlagerelevanten Kosten (gleichwohl reduzieren sie aber ggf. umlagerelevante Kosten, s. unten). Der Umfang der zusätzlich entstehenden umlagerelevanten Kosten bei kleineren Anlagen ist *abhängig* von deren Selbstverbrauchsquote: je niedriger die Selbstverbrauchsquote, desto stärker fällt die Erhöhung der umlagerelevanten Kosten aus³⁶.

Andererseits entfallen aber gleichzeitig auch umlagerelevante Kosten, da die Erzeugung aus diesen Anlagen einen Beitrag zur Erfüllung der EE-Ziele leistet. Durch Erzeugung aus EE-Eigenerzeugungsanlagen sind zur Erreichung der Ausbauziele weni-

Dies gilt für auf EE-(und bestimmten KWK-)Anlagen basierende Eigenversorgungen, die nach dem 31. Juli 2014 in Betrieb genommen wurden, und für Strom, der ab dem Jahr 2017 verbraucht wird. Für Strom, der in früheren Jahren verbraucht wird / wurde, fällt die Belastung geringer aus. Selbstverbrauchter Strom aus Bestandsanlagen wird gar nicht belastet. Dies ist insofern auch für die zukünftige Entwicklung der Eigenerzeugung noch relevant, als durch die Errichtung von Speichern auch die Selbstverbrauchsquote von Bestandanlagen noch erhöht werden könnte. Dann würde es aber insoweit zu einer "neuen" Eigenversorgung kommen, als der Stromspeicher als eigene Verbrauchs- (bei der Einspeicherung) und Erzeugungsanlage (bei der Ausspeicherung) angesehen wird. Die Eigenstrommengen werden dann zumindest bei der Ausspeicherung entsprechend mit der EEG-Umlage belastet.

Desto niedriger ist aber auch der Einfluss der Eigenversorgungsprivilegien auf die Entscheidung des Akteurs zur Errichtung dieser Anlage, da mit sinkender Selbstverbrauchsquote, eine zunehmender Teil der Erlösströme bzw. Attraktivität aus Vergütungszahlungen und nicht mehr aus den Eigenversorgungsprivilegien resultiert.

ger andere EE-Anlagen erforderlich, deren Förderung entsprechend über die EEG-Umlage zu refinanzieren wäre. Die Höhe der entfallenden Kosten ist dabei grundsätzlich unabhängig von der Selbstverbrauchsquote, jedenfalls, wenn man davon ausgeht, dass selbstverbrauchte EE-Erzeugung bei der Zielerfüllung berücksichtigt wird.³⁷

Ob in Summe beider Effekte (zusätzliche umlagerelevante Kosten und Entfallen umlagerelevanter Kosten) insgesamt mehr oder weniger Kosten über die EEG-Umlage durch zusätzliche EE-Eigenerzeugung zu refinanzieren sind, hängt allerdings davon ab, welche EE-Anlagen durch die EE-Eigenerzeugungsanlage ersetzt werden. Hierbei sind vier Fälle zu unterscheiden:

Fall 1: Die Eigenversorgungsanlage ersetzt eine EE-Anlage gleicher Technologie. Unterstellt man, dass beide Anlagen nahezu gleiche Stromgestehungskosten (bzw. den gleichen anzulegenden Wert) haben, so hat die Eigenerzeugung insgesamt eine senkende Wirkung hinsichtlich der insgesamt durch die EEG-Umlage zu refinanzierenden Kosten, da bei Selbstverbrauchsquoten > 0 stets mehr umlagerelevante Kosten wegfallen als hinzukommen. Die Gesamtwirkung (Überlagerung der Wirkung durch Veränderung der Umlagebasis und Veränderung der umzulegenden Kosten) ist dann eine insgesamt sinkende EEG-Umlage, wenn die spezifischen Differenzkosten (vereinfachend: Stromgestehungskosten abzgl. Marktwert) größer als die EEG-Umlage sind. Diese Voraussetzung ist derzeit noch für PV-Aufdachanlagen erfüllt, könnte allerdings perspektivisch auch dort nicht mehr gegeben sein.

Fall 2: Die Eigenversorgungsanlage ersetzt eine EE-Anlage anderer Technologie. Das Vorzeichen der Gesamtwirkung auf die umzulegenden Kosten ist dann abhängig davon, ob die durch die EE-Eigenerzeugungsanlage ersetzte Technologie höhere oder niedrigere Stromgestehungskosten³⁸ besitzt als die Eigenerzeugungsanlage. Ersetzt die EE-Eigenerzeugungsanlage eine teurere EE-Anlage, dann ist die Wirkung eindeutig kostensenkend. Ersetzt die EE-Eigenerzeugungsanlage eine günstigere EE-Anlage, dann ist die Wirkung nicht eindeutig, sondern abhängig von der Selbstverbrauchsquote, da diese, wie oben erläutert, bestimmt, in welchem Umfang umlagerelevante Kosten durch die EE-Eigenerzeugungsanlage entstehen.

Fall 3: Die **EE-Eigenerzeugungsanlage ersetzt keine andere EE-Anlage**, sondern stellt eine zusätzliche EE-Erzeugung dar, d. h. es kommt **zu einer Übererfüllung der**

Dies ist heute grundsätzlich der Fall, auch wenn dies ggf. nicht exakt erfolgt, da der Selbstverbrauch kleinerer EE-Anlagen zum Teil geschätzt wird.

Genauer geht es eigentlich um die Förderkosten, da auch Marktwertunterschiede zwischen den Technologien relevant sind.

Ziele, ggf. durch "unkontrollierten" Zubau. In diesem Fall kommt es zu einer kostensteigernden Wirkung im Hinblick auf die umzulegenden Förderkosten, sofern die EE-Eigenerzeugungsanlage für die Einspeisung (d. h. nicht selbstverbrauchten Strom) EEG-Vergütung erhält. Langfristig wahrscheinlicher ist aber der Fall, dass solche Anlagen dann keine EEG-Vergütung erhalten. In diesem Fall blieben die durch die EEG-Umlage zu refinanzierenden Kosten gleich (gleichwohl stiege die spezifische EEG-Umlage, da sich der umlagerelevante Verbrauch verringert, s. oben). Kurz- bis mittelfristig wäre bei einem "unkontrollierten" Zubau aber durchaus nicht unwahrscheinlich, dass solche Anlagen EEG-Vergütung erhalten, da ein Zeitverzug bei der Anpassung des gesetzlichen Rahmens (Anpassung der Vergütung) zu erwarten ist.

Fall 4: **Bei größeren EE-Eigenerzeugungsanlagen**, die keine EEG-Vergütung für nicht selbstverbrauchten Strom erhalten (bspw. Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung, ist die Wirkung eindeutig: Es kommt zu **einer senkenden Wirkung auf die Förderkosten, da umlagerelevante Kosten wegfallen**. Dies gilt allerdings nur, wenn die Erzeugung der EE-Eigenerzeugungsanlage tatsächlich andere EE-Erzeugung ersetzt (vgl. den zuvor diskutierten Fall 3).

Die EEG-Umlage wird durch zusätzliche EE-Eigenerzeugung sowohl hinsichtlich des Nenners (d. h. der Umlagebasis, also der Menge an Stromverbrauch auf den die Förderkosten umgelegt werden) als auch hinsichtlich des Zählers (d. h. den umzulegenden Kosten) beeinflusst. Ob und in welchem Umfang die EEG-Umlage für Fremdbezieher steigt, hängt von der Überlagerung beider Effekte ab und lässt sich nicht eindeutig sagen. Eindeutig ist der Effekt jedenfalls, wenn die Eigenverbrauchsanlage eine EE-Anlage gleicher Technologie ersetzt und die spezifischen Differenzkosten (vereinfachend: Stromgestehungskosten abzgl. Marktwert) größer als die EEG-Umlage sind. Dann sinkt die EEG-Umlage. Diese Voraussetzung ist derzeit noch für PV-Aufdachanlagen erfüllt, könnte allerdings perspektivisch auch dort nicht mehr gegeben sein. Auch eindeutig ist die Gesamtwirkung, wenn die EE-Eigenerzeugungsanlage keine andere EE-Anlage ersetzt. Dann steigt die EEG-Umlage, da sich sowohl die Umlagebasis verkleinert als auch die umzulegenden Kosten steigen. Letzteres gilt allerdings nur unter der Voraussetzung, dass diese EE-Eigenerzeugungsanlage für die eingespeiste Erzeugungsmenge EEG-Förderung erhält, wovon langfristig eher nicht auszugehen ist. Der Gesamteffekt bleibt gleichwohl trotzdem eine steigende EEG-Umlage.

Zusätzlich kommt es im Zusammenhang mit der EEG-Umlage noch zu einem weiteren Effekt: So kommt es zu einer Beeinflussung der Höhe der durch die EEG-Umlage zu refinanzierenden Kosten dadurch, dass die EE-Erzeugungsanlagen Rückwirkungen auf den Marktpreis haben, was den Marktwert und damit die Förderkosten für die über das EEG geförderten Anlagen verändert. Das Vorzeichen dieser Wirkung ist nicht eindeu-

tig. Generell erscheint dieser Effekt aber im Vergleich zu den oben diskutierten Wirkungen von geringerer Relevanz.

Nicht-EE-Eigenerzeugungsanlagen

Der Selbstverbrauch von Strom, der in Nicht-EE-Erzeugungsanlagen produziert wird, verändert ebenfalls die Umlagebasis der EEG-Umlage, d. h. die Strommenge, auf die über die EEG-Umlage zu refinanzierenden Kosten umgelegt werden. Für nichtprivilegierten Stromverbrauch steigt dadurch die (spezifische) Umlage. Dies gilt allerdings nur, sofern es sich um Strom aus "hocheffizienten KWK-Anlagen" handelt (Monats-/Jahresnutzungsgrad > 70 %). Für Strom aus diesen Anlagen wird der selbstverbrauchte Strom mit 40 % der EEG-Umlage belastet. Sonstige (neue) Nicht-EE-Eigenerzeugungsanlagen verändern den umlagerelevanten Verbrauch nicht, sofern sie nicht unter die Ausnahmen nach § 61 Abs. 2 Nr. 1, 2 oder 4 EEG 2014 fallen.

Die umlagerelevanten Kosten der EEG-Umlage werden durch Nicht-EE-Erzeugungsanlagen zumindest mittelbar beeinflusst, da diese Rückwirkungen auf den Marktpreis haben. Werden Nicht-EE-Eigenerzeugungsanlagen zur Eigenerzeugung eingesetzt, obwohl ihre Erzeugungskosten über dem Marktpreis liegen (aber unter dem Marktpreis zzgl. Umlagen), führt dies zu einem Absinken der Marktpreise und damit einem Anstieg der EE-Förderkosten, da die Marktwerte der EE-Anlagen sinken.

Fazit

Die EEG-Umlage wird durch zusätzliche Eigenerzeugung sowohl hinsichtlich des Nenners (d. h. der Umlagebasis, also der Menge an Stromverbrauch, auf den die Förderkosten umgelegt werden) als auch hinsichtlich des Zählers (d. h. den umzulegenden Kosten) beeinflusst. Ob und in welchem Umfang die EEG-Umlage für Fremdbezieher steigt, hängt von der Überlagerung beider Effekte ab und lässt sich nicht für alle Fälle eindeutig sagen. Eindeutig ist der Effekt zumindest in folgenden Fällen:

Ersetzt die Eigenverbrauchsanlage eine EE-Anlage gleicher Technologie und sind die spezifischen Differenzkosten (vereinfachend: Stromgestehungskosten abzgl. Marktwert) größer als die EEG-Umlage, sinkt die EEG-Umlage. Diese Voraussetzung ist derzeit noch für PV-Aufdachanlagen erfüllt, könnte allerdings perspektivisch auch dort nicht mehr gegeben sein. Auch eindeutig ist die Gesamtwirkung, wenn die EE-Eigenerzeugungsanlage keine andere EE-Anlage ersetzt. Dann steigt die EEG-Umlage, da sich sowohl die Umlagebasis verkleinert als auch die umzulegenden Kosten steigen. Letzteres gilt allerdings nur unter der Voraussetzung, dass diese EE-Eigenerzeugungsanlage für die eingespeiste Erzeugungsmenge EEG-Förderung erhält, wovon langfristig eher nicht auszugehen ist. Der Gesamteffekt bleibt gleichwohl trotzdem eine steigende EEG-Umlage.

- Ersetzt die EE-Eigenerzeugungsanlage keine andere EE-Anlage, steigt die EEG-Umlage, da sich sowohl die Umlagebasis verkleinert als auch die umzulegenden Kosten steigen.
- Erfolgt ein Ausbau von Nicht-EE-Eigenerzeugungsanlagen, steigt die EEG-Umlage, da sich die Umlagebasis verkleinert (sofern die Voraussetzungen für eine Privilegierung des Selbstverbrauchs vorliegen), die umzulegenden Förderkosten aber gleichzeitig unverändert bleiben.
- In allen anderen Fällen ist die Wirkung nicht eindeutig und hängt vom Einzelfall ab.

3.3.3 Netzentgelte

In diesem Abschnitt werden Auswirkungen einer steigenden Eigenversorgung auf die Netzentgelte analysiert. Hierzu werden zunächst die Grundzüge der Netzentgeltsystematik in Deutschland erläutert, um dann die Wirkung der Eigenversorgung an einem stark vereinfachten Beispiel darzustellen. Hierauf basierend lassen sich dann generelle Schlussfolgerungen zur Wirkung der Eigenversorgung auf die Netzentgelte ableiten.

Grundzüge der Netzentgeltsystematik in Deutschland

Die in Deutschland erhobenen Netzentgelte dienen der Refinanzierung der vollständigen Kosten der Netzinfrastruktur. Sie werden ausschließlich von den Letztverbrauchern getragen, die Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnehmen, und sind zudem regional differenziert, da die Höhe der Netzentgelte vom jeweiligen Anschlussnetzbetreiber des Letztverbrauchers und den vorgelagerten Netzbetreibern abhängt. Insoweit hängt die Höhe der Netzentgelte zudem von der Anschlussnetzebene des Stromverbrauchers ab.

Die heutige Netzentgeltsystematik erhebt grundsätzlich den Anspruch, zu einer *verursachungsgerechten* Tragung der gesamten Netzkosten (Vollkostenansatz)³⁹ zu führen. Der Anspruch der Verursachungsgerechtigkeit ist dabei grundsätzlich interpretationsbedürftig, denn eine eindeutige Zuordnung einer kostenverursachenden Wirkung aller

Die Höhe der tatsächlich von den Netzbetreibern über die Netzentgelte refinanzierbaren Kosten wird in einem aufwändigen Verfahren durch die Bundesnetzagentur im Rahmen der sogenannten Anreizregulierung ermittelt.

Kosten ist jedenfalls im ökonomischen Sinne nicht eindeutig möglich.⁴⁰ Nachfolgend werden einige Prämissen dargestellt, aus denen sich die heutige Netzentgeltsystematik unter Erfüllung des Anspruchs der Verursachungsgerechtigkeit herleiten lässt. Diese Prämissen stellen eine, aber nicht notwendigerweise die einzige "Logik" dar, die dazu führt, dass die deutsche Netzentgeltsystematik den Anspruch der "Verursachungsgerechtigkeit" erfüllt. Im Kontext der Analysen zum Einfluss der Eigenversorgung auf die Netzentgelte ist die Formulierung eines solchen Bewertungsrahmens wichtig, da zu überprüfen sein wird, inwiefern zusätzliche Eigenversorgung ggf. dazu führt, dass mit der heutigen Netzentgeltsystematik der Anspruch der Verursachungsgerechtigkeit nicht mehr vollständig aufrechterhalten werden kann.

Die heutige Netzentgeltsystematik lässt sich so interpretieren, dass sie von folgenden Prämissen ausgeht:

- Die heutige Netzentgeltsystematik geht davon aus, dass der Stromverbrauch kurzfristig nicht (in nennenswertem Umfang) flexibel ist. Stromverbraucher können ihren Verbrauch nicht anpassen. Folglich können Anreize für ein effizienzsteigerndes Verhalten der Stromverbraucher (im Hinblick auf das Gesamtsystem) nicht geschaffen werden.
 - Der Begriff des Stromverbrauchs bezieht sich dabei auf den für die Netzentgeltberechnung/-erhebung relevanten Stromverbrauch und damit nicht notwendigerweise auf den tatsächlichen, physischen Stromverbrauch. Eine Abweichung von der vorgenannten Prämisse würde also auch darin bestehen, wenn ein Stromverbraucher zwar nicht seinen physischen Stromverbrauch, sehr wohl aber den abrechnungsrelevanten Stromverbrauch verändern kann.
 - Falls effiziente Anreize für eine Anpassung des Verbrauchsverhaltens gesetzt werden sollen, sollten diese grundsätzlich auf marginalen Kosten (d. h. den durch Verhaltensanpassung entstehenden bzw. vermiedenen Netzkosten) und nicht auf Vollkosten basieren.
- Ein wesentlicher, wenn auch bei weitem nicht der einzige Treiber der Netzkosten ist die für die Netzdimensionierung relevante gleichzeitige Netzhöchstlast (NHL). Vor diesem Hintergrund wurde beim Design des Netzentgeltssystems eine Kostentragung dann als hinreichend "verursachungsgerecht" angesehen, wenn das Verhältnis der von zwei Netznutzern zu tragenden Kosten dem Verhältnis von deren individuellem Beitrag zur NHL entspricht.

So stellen bei einem Verbraucher, der neu an das Stromnetz angeschlossen wird, bspw. die Kosten der vorhandenen Netzinfrastruktur in einer ökonomischen Perspektive versunkene Kosten dar, da diese von der Frage, ob der Verbraucher angeschlossen wird oder nicht, nicht mehr beeinflusst werden. In einem streng ökonomischen Sinne werden diese Kosten also nicht durch den neuen Stromverbraucher verursacht. Dennoch kann es als "gerecht" empfunden werden, wenn auch dieser Stromverbraucher sich an der Tragung der Kosten des von ihm genutzten Stromnetzes beteiligt.

Empirisch konnte in der Vergangenheit ein zumindest näherungsweiser Zusammenhang zwischen dem Beitrag eines Stromverbrauchers zur NHL und seiner Benutzungsstundenzahl (= Strombezug aus dem öffentlichen Netz / individuelle Höchstlast [HL]) nachgewiesen werden. Wird dieser Zusammenhang mathematisch formalisiert, kann von der Benutzungsstundenzahl eines Stromverbrauchers auf seinen Beitrag zur NHL geschlossen werden und daraus der "gerechte" Beitrag dieses Verbrauchers zur Tragung der Netzkosten ermittelt werden.

Die Anforderung der Verursachungsgerechtigkeit lässt sich ausgehend von den o.g. Prämissen in das heute in Deutschland Anwendung findende Netzentgeltsystem, das aus den folgenden zwei Komponenten besteht, überführen:

- Leistungspreis (LP, für leistungsgemessene Kunden) bzw. Grundpreis (GP, für Standardlastprofilkunden [SLP-Kunden])
- Arbeitspreis (AP)

Weiterhin erfolgt eine sogenannte vertikale Kostenwälzung. Hierdurch tragen Stromverbraucher nur die Kosten der von ihnen genutzten Netzebenen. Dabei wird unterstellt, dass Stromverbraucher nur die Netzebene nutzen, in der sie angeschlossen sind, sowie die überlagerten Netzebenen. Unterlagerte Netze werden bei der Ermittlung der Kostentragung in der überlagerten Netzebene wie Stromverbraucher dieses überlagerten Netzes behandelt und tragen entsprechend ihres Beitrags zur Höchstlast des überlagerten Netzes zur Kostendeckung im überlagerten Netz bei.

Bei der Ermittlung der LP und AP wird dem postulierten statistischen Zusammenhang zwischen dem Beitrag eines Stromverbrauchers zur NHL und seiner Benutzungsstundenzahl über die sogenannte "g-Kurve" Rechnung getragen. Sie bildet den Zusammenhang zwischen Benutzungsstunden und dem Beitrag zur NHL ab (s. Abbildung 5).

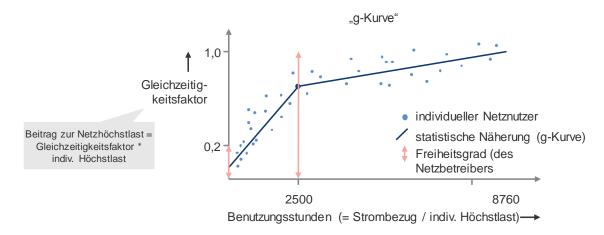


Abbildung 5: Näherungsweise Abbildung des Zusammenhangs zwischen Benutzungsstunden und Beitrag zur Jahreshöchstlast über sog. "g-Kurve"

50

Mittels der g-Kurve kann von der Benutzungsstundenzahl des Stromverbrauchers auf dessen Gleichzeitigkeitsfaktor und damit dessen Beitrag zur NHL geschlossen werden. Die Benutzungsstundenzahl eines Stromverbrauchers lässt sich aus Messwerten ermitteln. Bei nicht leistungsgemessenen Kunden ergibt sie sich direkt aus dem unterstellten Standardlastprofil. Je höher die Benutzungsstundenzahl, desto höher der unterstellte Beitrag zur NHL. Bei der konkreten Parametrierung der g-Kurve, die stets aus zwei Geradenabschnitten besteht, besitzen Netzbetreiber die in Abbildung 5 dargestellten zwei Freiheitsgrade, um die g-Kurve Kurve bestmöglich an den tatsächlichen statistischen Zusammenhang der eigenen Netzkunden anzupassen. Über die beiden Freiheitsgrade lassen sich in gewissen Grenzen Steigung und y-Achsenabschnitt der beiden Geradenabschnitte einstellen.

Basierend auf den vorgenannten Prämissen lassen sich dann mittels der g-Kurve in einem Netzgebiet LP und AP so parametrieren, dass es zu einer Kostentragung kommt, bei der das Verhältnis der von zwei Netznutzern zu tragenden Kosten dem Verhältnis ihrer Gleichzeitigkeitsfaktoren, d. h. dem über die g-Kurve abgeschätzten individuellen Beitrag zur NHL entspricht. Der von den Netznutzern zu entrichtende LP ergibt sich aus dem y-Achsenabschnitt der jeweiligen Geradenabschnitte, der AP ergibt sich aus der Steigung der Geraden. Die gesamten Netzentgelte der Kunden ergeben sich dann aus deren individueller Höchstlast (LP-Anteil) und dem Strombezug (AP-Anteil). Wie oben bereits dargelegt, werden nachgelagerte Netze wie Kunden des vorgelagerten Netzes behandelt. Für SLP-Kunden ohne Leistungsmessung (z. B. Privathaushalte) werden zusätzlich die Benutzungsstunden geschätzt. Der von ihnen anstelle des LP zu zahlende GP ergibt sich (idealisiert) aus dem LP entsprechend g-Kurve und gleichmäßiger Umlage auf alle Kunden des SLP-Kollektivs.41

Demnach ist die heutige Netzentgeltsystematik trotz LP- und AP-Anteil in der Wirkung grundsätzlich allein auf eine Leistungsgröße, nämlich den abgeschätzten Beitrag zur Netzhöchstlast, hin orientiert. Unter der Voraussetzung eines festen Zusammenhangs zwischen Benutzungsstunden und Höchstlastbeitrag wird damit eine verursachungsgerechte Kostentragung erreicht, jedenfalls sofern man den Höchstlastbeitrag als "gerechtes" Maß zur Bewertung heranzieht. Will man den erreichten Grad an Verursachungsgerechtigkeit bewerten, ist zu berücksichtigen, dass zwar die Annahme einer Korrelation zwischen Benutzungsstunden und Höchstlastbeitrag naheliegend ist, der Zusammenhang aber weder mathematisch eindeutig ist noch umfassend empirisch, sondern allenfalls punktuell, untersucht wurde. Darüber hinaus können (jährlich variab-

In der Praxis wird aus anderen Erwägungen jedoch regelmäßig von dieser idealtypischen Parametrierung des Grundpreises abgewichen.

le) Höchstlastbeiträge nur einen (zumindest in den Leitungsebenen vergleichsweise geringen) Teil der (überwiegend fixen) Netzkosten erklären. Allerdings ist offensichtlich, dass bereits die Vereinheitlichung der Tarife innerhalb eines Netzgebietes (für Nutzer einer Anschlussebene) eine Sozialisierung und damit eine Abweichung von der Verursachungsgerechtigkeit bedingt.

Veranschaulichung der Wirkung der Eigenversorgung

Aus den Ausführungen im vorhergehenden Abschnitt wird direkt ersichtlich, dass das Verhalten von Eigenversorgern (und weiterer Nachfrageflexibilität) systematisch von der zu Beginn der Ausführungen formulierten Grundannahme abweicht, Letztverbraucher könnten ihr Stromabnahmeverhalten nicht anpassen. In der Folge kann in Systemen mit relevanten Eigenversorgungsquoten der Stromverbraucher der Anspruch der Verursachungsgerechtigkeit in der hier zugrunde gelegten Interpretation nicht mehr aufrechterhalten werden. In Bezug auf die Eigenversorgung gilt dies zumindest dann, wenn zur Ermittlung der Netzentgelte nur die fremdbezogene Strommenge herangezogen wird. Dies soll mit folgendem, stark vereinfachten Beispiel veranschaulicht werden.

In dem Beispiel soll betrachtet werden, wie sich mittels der heutigen Netzentgeltsystematik und unter Verwendung der o. g. Definition von Verursachungsgerechtigkeit Netzentgelte ermitteln lassen. Dabei soll geprüft werden, inwiefern diese tatsächlich dem Anspruch der Verursachungsgerechtigkeit genügen und ob sich dies verändert, wenn Stromverbraucher einen Teil ihres Stromverbrauchs eigenerzeugen.

Für das stark vereinfachte Beispiel wird eine Situation mit nur drei Kunden und nur einer Netzebene betrachtet. Zudem wird eine im Ausgangszustand "perfekt parametrierte" g-Kurve unterstellt, d. h. der durch die g-Kurve aus der Benutzungsstundenzahl (Bh) abgeleitete Beitrag zur NHL entspricht dem tatsächlichen Beitrag des Stromverbrauchers zur NHL. Zunächst liegt bei keinem Verbraucher Eigenversorgung vor. Abbildung 6 zeigt die Ausgangssituation mit einer Darstellung der g-Kurve, den von den drei Stromverbrauchern (Kunden) bezogenen Strommengen (in kWh), ihrer individuellen Höchstlast (in kW) und Benutzungsstundenzahl sowie ihren tatsächlichen und in diesem Fall auch über die g-Kurve abgeleiteten Beiträgen zur NHL.

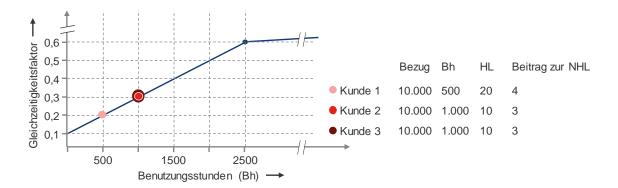


Abbildung 6: Ausgangssituation für betrachtetes Beispiel mit 3 Stromverbrauchern

Bei unterstellten fiktiven Netzkosten von insgesamt 10.000 € ergibt sich dann ein LP von 100 € / kW und ein AP von 0,2 € / kWh. Die von den Kunden zu tragenden Netzkosten betragen dann für

- Kunde 1 = 20 kW * 100 €/kW + 10.000 kWh * 0,2 € /kWh = 4.000 €
- Kunde 2 = Kunde 3 = 10 kW * 100 €/kW + 10.000 kWh * 0,2 € /kWh = 3.000 €

Damit wird einerseits eine volle Kostendeckung der 10.000 € Gesamtnetzkosten erreicht. Andererseits wird die Forderung nach Verursachungsgerechtigkeit erfüllt, da die Kunden zu den Gesamtkosten im Verhältnis ihres Beitrags zu NHL beitragen.

Nun wird angenommen, dass Kunde 3 einen Teil seines Stromverbrauchs eigenerzeugt (angenommene Eigenerzeugungsquote = 50 %). Dabei wird weiterhin angenommen, dass sowohl seine Höchstlast als auch sein tatsächlicher Beitrag zur NHL durch die Eigenversorgung nicht verändert werden. Dies impliziert auch, dass es keinen kostensenkenden Effekt der Eigenversorgung im Netz gibt, die Gesamtnetzkosten also unverändert bleiben.

Wird die g-Kurve nicht angepasst (s. Abbildung 7), so ergeben sich für die Stromverbraucher folgende zu tragende Netzkosten

- Kunde 1 = 20 kW * 100 €/kW + 10.000 kWh * 0,2 € /kWh = 4.000 €
- Kunde 2 = 10 kW * 100 €/kW + 10.000 kWh * 0,2 € /kWh = 3.000 €
- Kunde 3 = 10 kW * 100 €/kW + 5.000 kWh * 0,2 € /kWh = 2.000 €

Dies würde dazu führen, dass keine Kostendeckung mehr erreicht wird, da nur 9.000 € von insgesamt 10.000 € durch die Verbraucher aufgebracht werden. Zudem erfolgt die Kostentragung nicht mehr verursachungsgerecht.

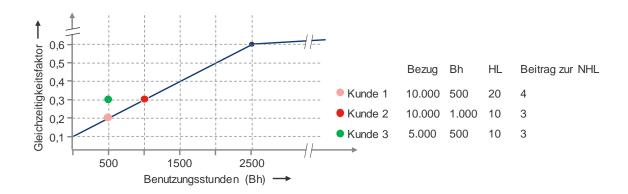


Abbildung 7: Veränderte Situation mit Eigenversorgung (Kunde 3, Eigenversorgungsquote 50 %) aber ohne Anpassung der g-Kurve

Folglich ist eine Anpassung der g-Kurve erforderlich, um eine Kostendeckung zu erreichen. Es ist zu prüfen, ob dabei ggf. auch Verursachungsgerechtigkeit erreicht werden kann. Die grundsätzlichen Möglichkeiten zur Anpassung der g-Kurve zeigt Abbildung 8.

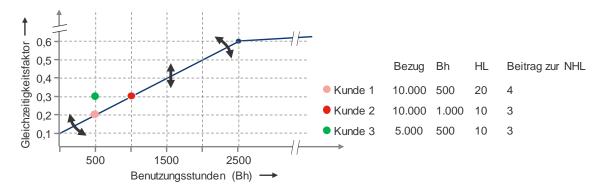


Abbildung 8: Grundsätzliche Möglichkeiten zur Anpassung der g-Kurve Die Möglichkeiten bestehen in

- einer Anpassung der Steigung des Geradenabschnitts (ohne Veränderung des y-Achsenabschnitts). Dies entspricht einer Erhöhung des AP.
- einer Parallelverschiebung des Geradenabschnitts (ohne Veränderung der Steigung). Dies entspricht einer Erhöhung des LP.
- Einer Kombination aus beiden Varianten. Dies entspricht einer Veränderung von AP und LP.

Aus Abbildung 8 wird aber auch ersichtlich, dass keine Anpassungsmöglichkeit der g-Kurve dazu führen würde, dass aus der g-Kurve der tatsächliche Beitrag der Kunden zur NHL wieder korrekt abgebildet werden kann. Grund hierfür ist, dass die g-Kurve impliziert, dass es einen festen Zusammenhang zwischen Benutzungsstundenzahl und Gleichzeitigkeitsfaktor gibt. Dies resultiert insbesondere auch aus der Annahme, dass

die Stromverbraucher ihren umlagerelevanten Stromverbrauch nicht beeinflussen können. Eigenversorgung als "aktive Maßnahme" eines Stromverbrauchers führt aber gerade zu einer solchen Beeinflussung.

Abbildung 9 zeigt, wie sich die Nutzung der Freiheitsgerade zur Anpassung der g-Kurve auswirkt (hier beispielhaft durch eine Erhöhung des LP).

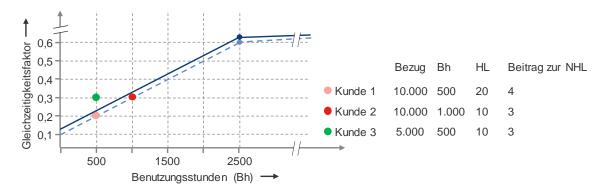


Abbildung 9: Veränderung der g-Kurve durch Parallelverschiebung des Geradenabschnitts (Erhöhung des LP)

Die Erhöhung des LP (entspricht einer Parallelverschiebung des Geradenabschnitts in der g-Kurve) erfolgt derart, dass wieder eine vollständige Kostendeckung erreicht wird.

Daraus ergeben sich für die Stromverbraucher folgende zu tragende Netzkosten

- Kunde 1 = 20 kW * 125 €/kW + 10.000 kWh * 0,2 € /kWh = 4.500 €
- Kunde 2 = 10 kW * 125 €/kW + 10.000 kWh * 0,2 € /kWh = 3.250 €
- Kunde 3 = 10 kW * 125 €/kW + 5.000 kWh * 0,2 € /kWh = 2.250 €

Damit wird wieder eine Deckung der gesamten Netzkosten erreicht. Allerdings kann Verursachungsgerechtigkeit nicht mehr erreicht werden. Das Beispiel zeigt zudem, dass die Auswirkungen von Eigenversorgung auf Kunden mit gleichem Fremdstrombezug (Kunde 1 und Kunde 2) durchaus unterschiedlich sein können, und zwar in Abhängigkeit davon, wie die Netzbetreiber im Rahmen ihrer Freiheitsgrade auf die notwendige Anpassung der g-Kurve in Folge der Eigenversorgung reagieren.

Fazit

Selbst unter Akzeptanz aller Prämissen und Vereinfachungen, unter denen das heutige Netzentgeltsystem für fremdbezogenen Strom zu einer hinreichend verursachungsgerechten Kostentragung der Netzkosten führt, kann diese Verursachungsgerechtigkeit mit Eigenversorgung nicht mehr erreicht werden. Der Grund hierfür ist, dass Eigenver-

55

sorgung zu einer Abweichung von der wesentlichen Grundprämisse des heutigen Netzentgeltsystems führt, nämlich einem festen Zusammenhang zwischen Benutzungsstunden und Höchstlastbeitrag.

Im Hinblick auf die konkreten Wirkungen der Eigenversorgung auf die Netzentgelte ist – anders als bei der EEG-Umlage – nicht zwischen EE- und Nicht-EE-Eigenerzeugungsanlagen zu unterscheiden. Wie sich Eigenversorgung auf die Kostentragung durch die nicht-privilegierten Stromverbraucher auswirkt, hängt aber einerseits davon ab, wie Netzbetreiber im Rahmen ihrer Freiheitsgrade auf die notwendige Anpassung der g-Kurve in Folge der Eigenversorgung reagieren (s. oben). Zudem ist für die Wirkung entscheidend, welche Erzeugung durch Eigenerzeugung ersetzt wird. Dabei sind zwei Fälle zu unterscheiden (vgl. auch Abschnitt 3.1):

- Fall "gleiche Technologie / Standort", d. h. die alternative Erzeugung würde in der gleichen Netzebene und bei gleichem Netzbetreiber erfolgen:
- Unterstellt man, dass es sich dabei sogar um die identische Erzeugung handelt, deren Selbstverbrauch allerdings nicht von den Eigenversorgungsprivilegien profitiert, so hat diese Form der Eigenversorgung keine Wirkung auf Tarife und Kostentragung durch überlagerte Netzebenen. Dies bedeutet insbesondere, dass Stromverbraucher in überlagerten Ebenen nicht durch eine Veränderung ihrer Netzentgelte betroffen sind, wenn die Eigenversorgung in unterlagerten Netzebenen entsteht. Dies ist in Bezug auf die oben diskutierten dynamischen Effekte relevant, denn offensichtlich besteht die selbstverstärkende Wirkung dann nicht für Verbrauchergruppen in überlagerten Netzebenen. Zusätzliche Eigenversorgung auf der Niederspannungsebene bspw. bewirkt somit keine Veränderung der Netzentgelte für Kunden der Mittelspannungsebene, sofern die Eigenerzeugungsanlage lediglich eine andere Erzeugungsanlage an gleicher Stelle und in gleicher Technologie (und damit gleicher Erzeugungscharakteristik) ersetzt. Die gesamte Kostentragung in der von Eigenversorgung betroffenen (und ggf. unterlagerten) Netzebene bleibt gleich, d. h. die umlagerelevanten Kosten je Netzebene bleiben unverändert. Die Kostentragung durch die einzelnen Kunden der betroffenen Netzebene verändert sich, wobei die konkrete Veränderung wie oben beschrieben davon abhängt, wie die Netzbetreiber im Rahmen ihrer Freiheitsgrade auf die notwendige Anpassung der g-Kurve in Folge der Eigenversorgung reagieren.
- Im Fall einer alternativen Erzeugung auf anderer Netzebene, d. h. wenn die Eigenerzeugungsanlage eine Erzeugung einer anderen Netzebene ersetzt, führt dies zusätzlich zu einer Verschiebung der Kostentragung zwischen Netzebenen aufgrund einer dann veränderten Kostenwälzung. Auch hier gilt, dass die konkrete Veränderung wie oben beschrieben davon abhängt, wie die Netzbetreiber im Rahmen ihrer Freiheitsgrade auf die notwendige Anpassung der g-Kurve in Folge der Eigenversorgung reagieren.

Zusammenfassend lässt sich also festhalten:

- Eigenversorgung führt zu einer Abweichung von der wesentlichen Grundprämisse des heutigen Netzentgeltsystems und "passt" insofern systematisch nicht in die heutige Netzentgeltsystematik.
- Im Allgemeinen dürfte zusätzliche Eigenversorgung zu einem Anstieg der Netzentgelte für Fremdbezieher führen, da die Umlagebasis bei gleichbleibenden umzulegenden Kosten sinkt.
- Die konkreten Wirkungen h\u00e4ngen jedoch davon ab, wie die Netzbetreiber im Rahmen ihrer Freiheitsgrade auf die notwendige Anpassung der g-Kurve in Folge der Eigenversorgung reagieren.

3.3.4 Steuern und Konzessionsabgabe

Neben der reduzierten EEG-Umlage und einer zumindest eingeschränkten Verpflichtung zur Zahlung von Netzentgelten bestehen bei eigenerzeugtem und selbstverbrauchtem Strom auch eingeschränkte Verpflichtungen zur Zahlung von Stromsteuer und Konzessionsabgaben⁴².

Bzgl. der Stromsteuer und Konzessionsabgaben führt Eigenversorgung zu geringeren Einnahmen des Bundeshaushalts (Stromsteuer) bzw. der Kommunalhaushalte (Konzessionsabgabe). Auf die veränderte Einnahmensituation kann die öffentliche Hand grundsätzlich auf drei Weisen reagieren: Ausgaben reduzieren, Kreditaufnahme erhöhen (Haushaltsdefizit), Kompensation auf der Einnahmenseite bspw. durch Steuererhöhung.

Insbesondere in letzterem Fall kann die höhere Eigenversorgung auch hier potenziell unerwünschte Umverteilungswirkungen haben und geringverdienende Haushalte, die typischerweise kein Eigenheim bzw. kein Kapital zum Bau einer PV-Anlage haben, tendenziell schlechter stellen. Ob dieser Effekt eintritt, hängt maßgeblich von der Ausgestaltung ab.

Bei der Konzessionsabgabe ist entscheidend, ob Leitungen in öffentlichen Verkehrswegen in Anspruch genommen werden (s. oben Abschnitt 2.2.3). Da es bei einer Eigenversorgung in der Regel nach § 5 Abs. 1 Satz 2 StromStG zu einer Entstehung der Stromsteuer kommt, ist hier entscheidend, ob der Ausnahmetatbestand des § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG erfüllt ist (s. oben Abschnitt 2.3.1). Grundsätzlich kommt zudem der Ausnahmetatbestand des § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG in Betracht, der jedoch nicht unbedingt auf eine Eigenversorgung (in einem engeren oder weiteren Sinn) abstellt.

3.4 Wirkung auf die Akzeptanz der Energiewende

Die Akzeptanz der Bevölkerung für den Ausbau der Erneuerbaren Energien ist eine wichtige Voraussetzung für die langfristige Umsetzung der Energiewende. Häufig wird argumentiert, dass die Eigenversorgung (insbesondere PV-Eigenversorgung) und die aktive Einbindung der Bevölkerung in das Stromsystem ("Prosumer") die Akzeptanz der Energiewende erhöhen⁴³.

Grundsätzlich ist zum Thema der Akzeptanz anzumerken, dass die generelle Akzeptanz der Energiewende in der Bevölkerung hoch ist. Probleme entstehen jedoch dann, wenn die Akteure vom Ausbau Erneuerbarer Energien oder Netzausbau in unmittelbarer Nähe betroffen sind oder höhere Kosten anfallen.

Im Hinblick auf den Zusammenhang zwischen Eigenversorgung und deren Wirkung auf die Akzeptanz der Energiewende erscheinen folgende Aspekte relevant:

- Zunächst kann sich die Wirkung der Eigenversorgung auf die Akzeptanz der Energiewende unterscheiden, je nachdem, welche Akteure und welche Technologie betrachtet werden. Die Wirkung von Eigenversorgung in der Industrie dürfte eine andere sein als bei Haushalten. Zudem könnte ein Unterschied darin bestehen, ob die Eigenversorgung in EE-Technologien oder KWK erfolgt.
- Außerdem ist denkbar, dass der Beitrag einer bestimmten Technologie (bspw. Aufdach-PV) zum Erzeugungsmix grundsätzlich (also zunächst unabhängig von der Frage, ob es sich dabei um Eigenversorgungsanlagen handelt) akzeptanzfördernd oder -erhaltend wirkt.
- Ggf. kann Eigenversorgung zu einer höheren Akzeptanz für weitere Technologien wie bspw. die Elektromobilität führen. Haushalte, die bereits über eine Stromerzeugungsanlage mit Eigenversorgung verfügen, könnten eher bereit sein, ein Elektroauto zu kaufen und zu nutzen.
- Eine Beschränkung der Eigenversorgung bzw. die Erhebung von Abgaben auf selbstverbrauchten Strom kann als Eingriff in die Privatsphäre interpretiert werden. Dies kann möglicherweise die Akzeptanz der Energiewende reduzieren.
- Die Tatsache, dass die Eigenversorgung mit einem höheren Maß an Autarkie einhergeht, könnte von einem Teil der eigenerzeugenden Akteure als positiv empfunden werden. Dies könnte wenigstens als "Begleiterscheinung" (ggf. auch als integraler Bestandteil) der Energiewende interpretiert werden ("Demokratisierung der Energiewende") und damit die Akzeptanz der Energiewende erhöhen.

In diesem Zusammenhang ist zu erwähnen, dass die Bevölkerung auch auf andere Weise aktiv eingebunden werden kann, bspw. über die Beteiligung in Bürgerwindparks.

 Ein Ausbau der Eigenversorgung steigert, wie oben ausgeführt, die Gesamtsystemkosten und führt zu einer Umverteilung der anfallenden Kosten zwischen Akteuren mit und ohne Anlagen zur Eigenversorgung. Entsprechend steigen insbesondere für Akteure ohne Eigenversorgungsanlagen die Strombezugskosten. Dies kann sich wiederum negativ auf die Akzeptanz der Energiewende auswirken.

Zu keinem der genannten Aspekte liegen derzeit umfassende Studien vor, insbesondere nicht solche, die die Eigenversorgung (und nicht nur bestimmte Technologien) explizit betrachten. Entsprechend ist auf Grundlage bestehender Analysen unklar, ob und in welchem Ausmaß die Eigenversorgung für die Akzeptanz der Energiewende bzw. deren Erhalt förderlich ist. Eine akzeptanzstiftende Wirkung kann nicht ausgeschlossen werden, eine akzeptanzsenkende Wirkung von Maßnahmen zur Einschränkung der Eigenversorgung ebenso nicht. Weitergehende Analysen werden empfohlen, um dann ggf. Privilegien so anzupassen, dass sie auf die akzeptanzstiftende Wirkung fokussieren und nicht nur allgemein auf Eigenversorgung, sofern Privilegien hierfür überhaupt erforderlich sind.

3.5 Überblick über positive und negative Effekte der Eigenversorgung

Insgesamt lässt sich feststellen, dass sowohl bzgl. der Gesamtkosten als auch bzgl. der Verteilungswirkungen die negativen Effekte der Eigenversorgung eindeutig überwiegen. Einer möglichen geringfügigen Reduktion der Finanzierungs- und Transaktionskosten unter den derzeitigen Regelungen für die Eigenversorgung und einer möglichen Reduktion der EEG-Förderkosten stehen höhere Gesamtsystemkosten für Stromerzeugung und Netze sowie eine deutliche Umverteilung der Kosten zwischen Akteuren mit und ohne Eigenversorgung und reduzierte öffentliche Einnahmen gegenüber.

Die Eigenversorgung kann tendenziell Finanzierungskosten reduzieren, wenn kleinere Akteure geringere Renditeanforderungen stellen. Die Unterschiede sind jedoch sehr gering und könnten auch ohne Förderung der Eigenversorgung mit einer kostendeckenden Förderung von Kleinanlagen gehoben werden. Bzgl. der Transaktionskosten können bei Beibehaltung der bestehenden Privilegien ggf. Kosten für die Installation zusätzlicher Stromzähler sowie deren Wartung und Kontrolle gespart werden, die jedoch ebenfalls gering sind.

Bei der Stromerzeugung führt die implizite Förderung der Eigenversorgung dazu, dass Ineffizienzen entstehen, da tendenziell teure Eigenversorgungstechnologien günstigere Kraftwerke aus dem Markt drängen. Dies gilt sowohl in Bezug auf Neuinvestitionen als auch in Bezug auf den Kraftwerksbetrieb. Auch hinsichtlich der Netzkosten sind keine

positiven Effekte zu erwarten. Ein Ausbau der Eigenversorgung führt tendenziell eher zu einem erhöhten Netzausbaubedarf. Letzteres gilt in der Regel dann, wenn anstelle der Eigenversorgung der Strom mit alternativen Anlagen erzeugt wird, die auf höheren Netzebenen angeschlossen sind. Außerdem führt Eigenversorgung zu erhöhtem Netzausbaubedarf, wenn die Eigenversorgung zu einer Veränderung des Stromverbrauchsverhaltens führt, was zwar grundsätzlich, aber eben nicht in jedem Einzelfall an der Einspeisesituation der Eigenversorgungsanlage orientiert ist. Dadurch könnte die maximal mögliche (also vertraglich zugesicherte) Fremdbezugsleistung steigen.

Zudem führt ein Ausbau der Eigenversorgung zu einem Anstieg der Netzentgelte und -umlagen, da die vorhandenen Kosten auf eine geringere Restlast umgelegt werden und so Akteure ohne Eigenversorgung einen höheren Anteil der Kosten decken. Zudem reduziert ein Ausbau der Eigenversorgung durch die Ausnahme bei der Stromsteuer und die (systematisch bedingte) Ausnahme bei der Konzessionsabgabe auch die Einnahmen von Staatshaushalt bzw. Kommunalhaushalten.

Bzgl. der Akzeptanzwirkungen ist zum jetzigen Zeitpunkt keine klare Aussage möglich. Es ist unklar und kann auch im Rahmen des Vorhabens nicht ermittelt werden, wie genau die Privilegien für die Eigenversorgung auf die Akzeptanz wirken. Zunächst kann auf Grundlage der vorliegenden Informationen nicht genau unterschieden werden, inwieweit insbesondere die Technologie Aufdach-PV oder die Eigenversorgung an sich akzeptanzstiftend wirken. Weiterhin besteht keine Sicherheit darüber, ob auch andere Formen der Beteiligung mit persönlichem Nutzen, wie bspw. Bürgerwindparks, ähnliche akzeptanzstiftende Wirkung haben. Zuletzt könnte die Aufhebung oder Reduktion der Eigenversorgungsprivilegien problematisch für die Akzeptanz sein, wenn infolgedessen Kontrollen und damit Eingriffe in die Privatsphäre notwendig wären.

Die potenziell positiven Wirkungen bzgl. der Akzeptanz dürften sich insbesondere beim Selbstverbrauch von Privathaushalten ergeben. Der KWK-Selbstverbrauch in der Industrie hat nach der hier durchgeführten qualitativen Analyse energiewirtschaftlich keine positiven Wirkungen. Allerdings können hier nicht untersuchte Effekte, bspw. industriepolitische Aspekte, die Bewertung des industriellen Selbstverbrauchs verändern.

Auf Basis der qualitativen Analyse der Wirkungen der Eigenversorgung lässt sich schlussfolgern, dass zumindest ein deutlicher Ausbau der Eigenversorgung aufgrund der negativen Folgen vermieden werden sollte.

Aufgrund der unklaren Wirkung bzgl. der Akzeptanz und deren Notwendigkeit für die Realisierung der Energiewende erscheint ein Verbot oder eine sehr starke Einschränkung der Eigenversorgungsprivilegien bei Eigenversorgung im Wohngebäude- und GHD-Bereich nicht zwangsläufig zielführend. Falls eine Regulierung der Eigenversor-

gung in einer Weise möglich ist, die zu höherer Markt- und Netzkompatibilität und gedämpften Verteilungswirkungen führt, sollte dies angestrebt werden. In den folgenden Abschnitten wird untersucht, welche Maßnahmen die Eigenversorgung in diesem Sinne beeinflussen können und wie diese sich unter bestimmten Annahmen auf die zukünftige Entwicklung der Eigenversorgung auswirken.

4 Maßnahmen für systemdienliche sowie kosten- und verteilungsgerechte Eigenversorgungskonzepte

Die qualitativen Analysen zeigen, dass eine Privilegierung der Eigenversorgung bis auf Einzelfälle mit Ineffizienzen und damit Kostensteigerungen im Gesamtsystem verbunden sein dürfte. Es erscheint daher grundsätzlich sinnvoll, Anpassungsoptionen bei den die Eigenversorgung betreffenden regulatorischen Rahmenbedingungen zu prüfen. Ziel sollte sein, die negativen Effekte der privilegierten Eigenversorgung abzumildern. Es gilt aber zu berücksichtigen, dass eine Vielzahl der Regelungen, die die Attraktivität der Eigenversorgung und die Anlagenauslegungs- und Einsatzentscheidungen der Betreiber von Eigenversorgungsanlagen beeinflussen, auch auf andere Akteure im Stromsystem wirken. Verändert man bspw. die Netzentgeltsystematik, so hätte dies nicht nur Rückwirkungen auf die Eigenversorgung, sondern auch auf alle anderen Stromverbraucher. Solche Wechselwirkungen müssen berücksichtigt werden, wenn Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen, insbesondere am System aus Abgaben, Umlagen, Entgelten und Steuern diskutiert werden. Dies gilt nicht zuletzt vor dem Hintergrund der Tatsache, dass ohnehin derzeit Diskussionen und Prozesse zu einer grundsätzlichen, nicht nur die Privilegierung der Eigenversorgung, sondern das gesamte Strom- und Energiesystem in den Blick nehmenden Reform der staatlich veranlassten Preisbestandteile in vollem Gange sind.44 Überlegungen zur Anpassung der Rahmenbedingungen für die Eigenversorgung sollten insbesondere auch in diese Prozesse eingebunden sein. Unter anderem hierfür soll die nachfolgende Analyse von auf die Eigenversorgung fokussierenden Maßnahmen einen Beitrag darstellen.

Im Folgenden werden verschiedene Maßnahmen vorgestellt und analysiert, die den zukünftigen Ausbau der Eigenversorgung und deren Effekte beeinflussen können.

Tabelle 2 gibt einen Überblick über mögliche Maßnahmen. Diese sind in drei Kategorien entsprechend ihrer primären Wirkung unterteilt. Während einige Maßnahmen lediglich aufgrund einer Reduktion der finanziellen Attraktivität der Eigenversorgung zu einem geringeren zukünftigen Ausbau führen, setzen andere Maßnahmen auch Anreize für eine höhere Systemdienlichkeit der Anlagen oder adressieren die ggf. als negativ bewerteten Verteilungswirkungen des Selbstverbrauchs. Die Einteilung erfolgt auf Basis der Hauptwirkung. Einige der Maßnahmen wirken sich auch in anderen Bereichen aus – bspw. führen eine feste Begrenzung der Einspeiseleistung auf Anlagen-

Vgl. etwa "Ein Strommarkt für die Energiewende", Weißbuch des BMWi, insb. Maßnahmen 7 ("Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte entwickeln) und 9 ("Netzentgeltsystematik weiterentwickeln").

ebene oder die Umstellung der Netzentgeltsystematik auch dazu, dass Eigenversorgung finanziell weniger attraktiv wird.

In diesem Abschnitt erfolgt eine qualitative Bewertung aller aufgelisteten Maßnahmen, die jeweils eine kurze Analyse der Effekte für Netze, Sektorkopplung, Energieeffizienz, Verteilungswirkungen, Erzeugungskosten sowie Attraktivität und Anlagenauslegung der Eigenversorgung enthält. Eine Zusammenfassung der Maßnahmen inkl. der Effektanalyse findet sich in Tabelle 3 am Ende des Abschnitts 4.

Die einzelnen Bewertungsaspekte sind dabei wie folgt definiert:

Energieeffizienz

- Betrachtet werden nur Anreize, die durch eine h\u00f6here oder niedrigere Belastung des Stromverbrauchs in Folge der Ma\u00dfnahme entstehen.
- Aufgrund der unterschiedlichen Belastung mit staatlich veranlassten Preisbestandteilen ist dabei zu unterscheiden nach Energieeffizienzanreizen bei eigenerzeugtem und selbstverbrauchtem Strom sowie fremdbezogenen Strom.
- Eine höhere Belastung und damit eine Verteuerung des Stromverbrauchs führen zu tendenziell stärkeren Anreizen zur Energieeffizienz. Welche Handlungen durch die veränderten Anreize tatsächlich ausgelöst werden, insbesondere vor dem Hintergrund einer eher preisunelastischen Nachfrage, ist nicht Bestandteil der Analysen dieser Studie.

Sektorkopplung

- Betrachtet wird, inwiefern bestehende Verzerrungen hinsichtlich des Einsatzes von Sektorkopplung (Power-to-X) durch die Maßnahme abgebaut werden oder ob ggf. neue Verzerrungen entstehen.
- Aufgrund der unterschiedlichen Belastung mit staatlich veranlassten Preisbestandteilen ist auch hierbei zu unterscheiden nach Sektorkopplung, die im Zusammenhang mit eigenerzeugtem und selbstverbrauchtem Strom entsteht, sowie Sektorkopplung, die mit fremdbezogenem Strom erfolgt.
- Attraktivität Eigenversorgung (Menge Eigenversorgung)
 - Hier wird die Entwicklung der Rentabilität der Eigenversorgung untersucht.

• Anlagenauslegung Eigenversorgung

 Betrachtet werden Auswirkungen auf die Größe der Eigenversorgungsanlagen sowie auf die Technologiewahl.

Erzeugungskosten

Betrachtet wird, inwiefern sich direkte Rückwirkungen auf die Kosten des Erzeugungssystems durch einen anderen Dispatch von Verbrauchs- und Erzeugungs-

- anlagen (Eigenversorgungs- wie auch Nicht-Eigenversorgungsanlagen) infolge der Maßnahmen ergeben.
- Indirekte Auswirkungen infolge eines anderen Erzeugungsmixes durch einen geringeren (oder anderen) Ausbau der Eigenversorgung als Ergebnis der Maßnahme werden nicht betrachtet. Sinkt die Attraktivität der Eigenversorgung und werden daher grundsätzlich weniger Eigenversorgungsanlagen errichtet, dann fallen die qualitativ analysierten negativen Folgen auf das Erzeugungssystem ohnehin weg. Hier geht es um die Frage, ob trotz Eigenversorgung die negativen Wirkungen auf die Effizienz des Erzeugungssystems vermieden werden können.

Netzkosten

- Betrachtet wird, inwiefern sich infolge der Maßnahmen direkte Rückwirkungen auf die Netzkosten bzw. den Netzausbaubedarf durch einen anderen Dispatch von Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen (Eigenversorgungs- wie auch Nicht-Eigenversorgungsanlagen) ergeben.
- Indirekte Auswirkungen infolge eines anderen Erzeugungsmixes durch einen geringeren (oder anderen) Ausbau der Eigenversorgung als Ergebnis der Maßnahme werden nicht betrachtet. Sinkt die Attraktivität der Eigenversorgung und werden daher grundsätzlich weniger Eigenversorgungsanlagen errichtet, dann fallen die qualitativ analysierten negativen Folgen auf das Erzeugungssystem ohnehin weg. Hier geht es um die Frage, ob trotz Eigenversorgung die negativen Wirkungen auf die Netzkosten vermieden werden können.

Verteilungswirkungen

- Hierbei wird betrachtet, in welchem Ausmaß die betrachtete Maßnahme Verteilungswirkungen auslöst.
- Dabei ist zu unterscheiden, ob und welche Verteilungswirkungen die Maßnahme grundsätzlich und einmalig bei Einführung mit sich bringt ("Eigenversorgungsunabhängige Verteilungswirkungen durch Einführung") und wie Verteilungswirkungen nach Einführung bzw. Umsetzung der Maßnahme durch die Eigenversorgung werden ("marginale Verteilungswirkung der Eigenversorgung").
- Beispiel: Eine Veränderung der Netzentgelt-Systematik hin zu höheren Leistungs-/Grundpreisen und geringeren Arbeitspreisen hat infolge des Systemwechsels vermutlich erhebliche Verteilungseffekte zur Folge. Nach der Umsetzung verringern sich im Vergleich zum Status quo allerdings die marginalen Verteilungswirkungen, die durch mehr oder weniger Eigenversorgung ausgelöst werden.
- Nicht betrachtet werden die Verteilungswirkungen, die dadurch entstehen, dass in Folge der betrachteten Maßnahmen mehr oder weniger oder andere Eigenversorgungsanlagen errichtet werden oder Vergütungszahlungen an Eigenversorgungsanlagen verändert werden.

Eine Abschätzung der Wirkungen auf die Akzeptanz, die für eine vollständige Bewertung der Maßnahmen notwendig wäre, erfolgt aufgrund der oben beschriebenen Unsicherheiten nicht. In Abschnitt 5 werden die Wirkungen einiger ausgewählter Maßnahmen zusätzlich anhand der Modellrechnungen quantitativ untersucht.

Tabelle 2: Überblick über Maßnahmen zur Steuerung der Eigenversorgung

Reduktion der finanziellen Anreize für EV	Anreize für system- dienliche EV	Vermeidung unerwünsch- ter Verteilungswirkungen
Absenkung der Abgaben auf den Fremdbezug	Kopplung Strombezugs- preis an Börsen- strompreis	Umstellung der Netzentgelt- systematik
Belastung des Selbstver- brauchs mit zusätzlichen Abga- ben	Kopplung der Förderung an den Börsen- strompreis	Absenkung bzw. Abschaf- fung der Selbstverbrauchs- förderung (KWKG)
Net Metering und Net Billing	Feste Begrenzung der Einspeiseleistung	
Absenkung Förderung/ Vergütung für Einspeisung	Reduzierte/keine Einspeisevergütung bei hoher Einspeiseleistung	
EEG-Förderung nur bei voll- ständiger Netzeinspeisung		

4.1 Maßnahmen, die finanzielle Anreize für Eigenversorgung reduzieren

4.1.1 Absenkung der Abgaben auf den Fremdbezug (veränderte Wälzung der EEG-/Netzkosten)

Durch eine Absenkung der Abgaben auf den arbeitsbezogenen Endkundenstrompreis, also bspw. eine veränderte Wälzung der EEG- oder Netzkosten, sinken die Strombezugspreise aus dem Netz. Eine Reduktion der Abgaben auf den Arbeitspreis des Stroms betrifft insbesondere Haushalte und Gewerbe. Leistungsgemessene Unternehmen mit hohem Stromverbrauch sind von einer solchen Maßnahme nur eingeschränkt betroffen, da diese ohnehin nur in relativ geringem Ausmaß von Abgaben auf den Strompreis betroffen sind. Die Maßnahme reduziert bei kleineren Akteuren jedoch den Anreiz zur Eigenversorgung unabhängig von der gewählten Technologie.

65

Eine Reduktion der Abgaben auf den Strompreis (Arbeitspreis) führt dazu, dass der finanzielle Vorteil der Eigenversorgung geringer ausfällt. Entsprechend werden weniger Investitionen in Eigenversorgungsanlagen getätigt. Zudem werden auch die nicht erwünschten Verteilungseffekte zwischen Akteuren mit und ohne Eigenversorgung verringert.

Dabei ist zum einen bspw. eine höhere Leistungskomponente bei den Netzentgelten denkbar (s. Abschnitt 4.3.1), zum anderen grundsätzlich auch alternative Finanzierungsmechanismen, bspw. über den Staatshaushalt (steuerbasiert) oder über eine Primärenergieträgerumlage.

Neben der reduzierenden Wirkung auf die Eigenversorgung führt eine Reduktion der Abgaben und damit der Endkundenstrompreise zu einem reduzierten Anreiz zur Energieeffizienz im Strombereich. Je nachdem, wie die alternative Finanzierung der Kosten ausgestaltet ist, kann es aber zu höheren Energieeffizienzanreizen im Wärme- oder Verkehrsbereich kommen. Wie stark dieser angesichts der geringen Preiselastizität der Stromnachfrage ausfällt, ist jedoch unklar. Geringere Abgaben haben außerdem zur Folge, dass der Anteil des Börsenstrompreises am Gesamtstrompreis und damit dessen Wirkung auf das Verbrauchsverhalten ggf. steigt. Allerdings wird auch dieser Effekt wiederum aufgrund der geringen Preiselastizität der Stromnachfrage sowie der zumindest derzeit für einen großen Teil der Endverbraucher weiterhin konstanten Strompreise als gering eingestuft. In Bezug auf die Sektorkopplung hat eine geringere Abgabenbelastung des Strompreises eine tendenziell effizienzsteigernde Wirkung, da hierdurch Verzerrungen im Vergleich zu anderen Endenergieträgern abgebaut werden⁴⁵. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die Umverteilung über eine Primärenergieträgerabgabe erfolgt.

Zielt eine Anpassung des regulatorischen Rahmens ausschließlich auf einen systemdienlichen Ausbau der Eigenversorgung ab, empfehlen wir daher, die Abgaben auf
Fremdbezug nur dann zu reduzieren, wenn dies gleichzeitig die Systemintegration der
Eigenversorgungsanlagen verbessert oder die unerwünschten Verteilungswirkungen
der Eigenversorgung reduziert. Im vorliegenden Bericht bezieht sich dies hauptsächlich
auf die Anpassung der Netzentgeltsystematik, die in Abschnitt 4.3.1. beschrieben und
analysiert wird. Werden bspw. im Rahmen der Sektorkopplungsdiskussion andere Ziele verfolgt als eine verbesserte Regelung der Eigenversorgung, können auch andere
Arten der Abgabensenkung sinnvoll sein.

Dies betrifft jedoch nur den fremdbezogenen, aber nicht den eigenerzeugten Strom. Bzgl. der EV-Sektorkopplung ergeben sich entsprechend keine Vorteile.

Rechtliche Wertung

Den rechtlichen Rahmen für die künftige Gestaltung der Abgaben auf den Endkundenstrompreis und alternative Finanzierungsmechanismen zieht vor allem das Verfassungs- und Europarecht. Dabei ist der Gesetzgeber zunächst relativ frei in der künftigen Gestaltung des Systems. Insbesondere der aus dem allgemeinen Gleichheitsrecht abgeleitete Grundsatz der Systemgerechtigkeit⁴⁶ führt nicht zu der Verpflichtung, einen bestehenden Rechtsrahmen auf Dauer fortzuführen. Auch wenn der neue rechtliche Rahmen in Rechte der Betreiber bestehender Anlagen eingreifen sollte, bestünde kein verfassungsrechtlich begründeter allgemeiner Bestandsschutz, der jegliche Änderungen verböte. Vielmehr sind eingreifende Regelungen, also Regelungen, die bereits begründete Rechtspositionen für die Zukunft minimieren, zulässig, wenn sie durch Gründe des öffentlichen Interesses unter Berücksichtigung des Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit gerechtfertigt sind. Die Eingriffe müssen zur Erreichung des angestrebten Ziels geeignet und erforderlich sein, insbesondere dürfen sie den Betroffenen nicht übermäßig belasten und für ihn deswegen unzumutbar sein.⁴⁷ Das gilt unabhängig davon, ob der Vertrauensschutz aus dem Eigentumsgrundrecht, Art. 14 GG, dem Rechtsstaatsprinzip nach Art. 20 GG oder der allgemeinen Handlungsfreiheit nach Art. 2 Abs. 1 GG abgeleitet wird.⁴⁸

Eine Finanzierung aus allgemeinen Haushaltsmitteln müsste ggf. im Hinblick auf das Beihilferecht unter Beachtung der Vorgaben der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien im konkreten Fall geprüft werden.

Eine Umlagefinanzierung hingegen wäre nicht an den verfassungsrechtlichen Grundsätzen der Haushaltsfinanzierung zu messen, weil die Umlage nicht zu einer Aufkommenswirkung zu Gunsten der öffentlichen Hand führt.⁴⁹

4.1.2 Belastung des Selbstverbrauchs mit zusätzlichen Abgaben

Als Alternative zu Maßnahmen, die den Strombezugspreis aus dem Netz reduzieren, können auch die Kosten des Selbstverbrauchs erhöht werden, indem der Selbstver-

Osterloh, in: Sachs, Grundgesetz, 6. Auflage 2011, Art. 3 Rn. 98 ff.; Kannengießer, in: Schmidt-Bleibtreu/Hofmann/Hopfauf, Grundgesetz, 12. Auflage 2011, Art 3 Rn 19; Dürig, in: Maunz/Dürig, GG, Loseblatt Stand Dezember 2014, Art. 3 Rn. 310 ff.

⁴⁷ BVerfG, Beschluss vom 18. Februar 2009 – I BvR 3076/08, NVwZ 2009, S. 1025, 1028, Rn. 56 (zur Zusammenfassung von Biomasseanlagen).

⁴⁸ BVerfG, a.a.O., NVwZ 2009, S. 1025, 1030 Rn. 73.

⁴⁹ BGH, Urteil vom 11. Juni 2003 – VIII ZR 160/02, NVwZ 2003, 1143, 1145 f.

brauch in höherem Maß als bisher mit Abgaben bzw. Umlagen belastet wird. Auch solche Maßnahmen führen zu einer Reduktion der Kostendifferenz zwischen Eigenversorgung und Strombezug aus dem Netz und senken damit die finanzielle Attraktivität des Selbstverbrauchs.

Analog zur Reduktion des arbeitsbezogenen Strombezugspreises werden durch diese Maßnahme verzerrende Wirkungen bei Dispatch- und Investitionsentscheidungen im Hinblick auf Eigenversorgungsanlagen im Vergleich zu anderen Erzeugungsanlagen im Stromerzeugungssystem verringert. Bzgl. der Sektorkopplung ergeben sich keine positiven Effekte, heute vorhandene Verzerrungen werden jedoch nicht verschärft.⁵⁰ Der Vorteil im Vergleich zur Reduktion des arbeitsbezogenen Strombezugspreises liegt darin, dass Anreize zur Energieeinsparung im Strombereich erhalten bleiben⁵¹.

Zumindest bzgl. der Netzentgelte verursachen Akteure mit Selbstverbrauch keine Kosteneinsparungen. Daher ist es fraglich, ob eine geringere Beteiligung an der Finanzierung der Netzkosten von einem Verbraucher mit anteiliger Eigenerzeugung gegenüber einem Verbraucher mit ausschließlichem Fremdstrombezug sachlich gerechtfertigt ist, wenn beide Verbraucher in gleichem Maße zur Versorgungsaufgabe des Netzes beitragen, d. h. die gleichen Netzkosten verursachen. Versteht man die Konzessionsabgabe im weiteren Sinne als Teil der Netzkosten, dann gilt diese Aussage auch hierfür.

Im Hinblick auf die EEG-Umlage ist die Frage nach einer verursachungsgerechten Kostentragung (noch) schwieriger zu beantworten als bei den Netzentgelten. Grundsätzlich sind verschiedene Interpretationen von Verursachungsgerechtigkeit im Zusammenhang mit der EEG-Umlage denkbar, die in unterschiedlichem Maße auch eine Belastung von eigenerzeugtem Strom mit der EEG-Umlage rechtfertigen könnten. Eine Teilbelastung des Selbstverbrauchs mit der EEG-Umlage im derzeitigen Ausmaß erscheint daher jedenfalls vertretbar.

Die KWKG-Umlage ist deutlich geringer als die EEG-Umlage, auch wenn aufgrund des KWKG 2016 ein Anstieg zu erwarten ist. Daher bevorteilt eine Ausnahme für die "eigene" Umlage PV-Eigenversorgunganlagen gegenüber KWK-Eigenversorgungsanlagen. Ggf. könnte eine Belastung des Selbstverbrauchs mit beiden Umlagen sinnvoll sein.

Dies betrifft jedoch nur den fremdbezogenen, aber nicht den eigenerzeugten Strom. Bzgl. der Eigenversorgungs-Sektorkopplung entstehen ggf. Verzerrungen.

Wie bereits im Abschnitt 4.1.1 beschrieben, kann je nach alternativer Finanzierung bei geringeren Abgaben aber der Anreiz zu Energieeffizienz im Wärme- oder Verkehrsbereich geringer ausfallen.

Die Ausnahmeregelungen bzgl. der Stromsteuer könnten dagegen zumindest für EE-Anlagen im Hinblick auf die ursprüngliche Intention dieser Steuer zu rechtfertigen sein. Das Gesetz zielt darauf ab, Anreize zu schaffen, "vorhandene Energiesparpotentiale auszuschöpfen, erneuerbare Energie stärker auszubauen und energiesparende und ressourcenschonende Produkte und Produktionsverfahren zu entwickeln". Belastet man Graustrom mit der Stromsteuer und eigenerzeugten EE-Strom nicht, so setzt dies Anreize für einen stärkeren Ausbau erneuerbarer Energien. Im Hinblick auf die fiskalischen Ziele der Steuer erscheinen die Befreiungen jedoch diskussionswürdig.

Gegen eine Belastung des Selbstverbrauchs mit Umlagen und Abgaben könnten die möglichen Transaktionskosten für Messung und Kontrolle sprechen, insbesondere wenn, anders als bei der bisherigen Berechnung der EEG-Umlage, auch kleine Anlagen einbezogen werden. Für kleine Anlagen, insbesondere Bestandsanlagen mit geringen Resterzeugungsmengen dürften die Transaktionskosten jedenfalls keine völlig vernachlässigbare Größenordnung einnehmen, so dass bei Umsetzung einer solchen Maßnahme Kosten und Nutzen noch detaillierter gegeneinander abzuwägen wären. Ein Ausschluss der Kleinanlagen würde jedenfalls dazu führen, dass ein für den (nicht industriellen) Selbstverbrauch bedeutendes Segment nicht adressiert wird. Eine Messung des Selbstverbrauchs könnte zudem auch als Eingriff in die Privatsphäre interpretiert werden, was ggf. zu geringer Akzeptanz einer solchen Maßnahme führt. Dass eine solche Maßnahme ohne weiteres umsetzbar ist, zeigt jedoch der Umstand, dass zum einen in der Vergangenheit im Rahmen des EEG und im Rahmen des KWKG bis heute Selbstverbrauch vergütet und dazu auch gemessen wurde bzw. wird. Zum anderen ist eine Messung seit August 2014 auch nach § 61 Abs. 6 und 7 EEG 2014 erforderlich. Ein Unterschied zu diesem Sachverhalt besteht jedoch darin, dass die Messung des Selbstverbrauchs, insbesondere bei zusätzlicher Vergütung, für den betroffenen Akteur vorteilhaft war. Im Fall einer Belastung des Selbstverbrauchs mit Abgaben ist dies anders. Vor Einführung entsprechender Maßnahmen sollte eine genaue Prüfung des notwendigen Aufwands und der juristischen und praktischen Umsetzbarkeit erfolgen.

Die Belastung des Selbstverbrauchs mit zusätzlichen Abgaben erhöht die Systemdienlichkeit der Eigenversorgung, weil dadurch der Dispatch weniger stark verzerrt
wird. Die Netze werden aufgrund der geringeren installierten Eigenversorgungsleistung
tendenziell weniger belastet; falls die fehlenden Mengen durch andere Technologien
oder Anlagen ersetzt werden, ist die Wirkung jedoch nur schwer abschätzbar. Bei den
Akteuren mit Eigenversorgung sinken die Anreize für strombetriebene Wärmetechnologien aufgrund der höheren Kosten für eigenerzeugten Strom. Die Erzeugungskosten
werden nur indirekte beeinflusst, es ergeben sich keine Auswirkungen auf die Energieeffizienz. Verteilungswirkungen werden nur indirekt durch die Reduktion der Eigenversorgung reduziert.

Rechtliche Wertung

In rechtlicher Hinsicht kann abhängig von der Intensität der Belastung die Notwendigkeit bestehen, für bestehende Eigenversorgungen Übergangsregelungen vorzusehen. Zwar besteht kein verfassungsrechtlich begründeter allgemeiner Bestandsschutz, der jegliche Änderungen verböte. Allerdings müssen Regelungen, die bereits begründete Rechtspositionen für die Zukunft minimieren, durch Gründe des öffentlichen Interesses unter Berücksichtigung des Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit gerechtfertigt sein. Die Eingriffe müssen zur Erreichung des angestrebten Ziels geeignet und erforderlich sein und dürfen den Betroffenen – insbesondere – nicht übermäßig belasten.⁵² Bei der Belastung von Kleinanlagen ist für die Überwachung zudem gegebenenfalls die Unverletzlichkeit der Wohnung, Art. 13 GG, zu beachten.

Nicht zu unterschätzen ist allerdings der Umstand, dass insbesondere in die Systematik der Belastung von Strommengen mit Netzentgelten und den netzgebundenen Umlagen eingegriffen würde. In diese Systematik wären dann auch Strommengen einbezogen, die nicht durch ein Netz für die allgemeine Versorgung geleitet werden.

4.1.3 Net Metering und Net Billing

Als Alternative zur Vergütung des ins Netz eingespeisten Stroms aus Eigenversorgungsanlagen kommen die Ansätze des Net Meterings sowie des Net Billings in Frage.

Net Metering wird derzeit bspw. in Belgien genutzt. Bei Net Metering kann der eingespeiste Strom zu einem beliebigen Zeitpunkt wieder aus dem Netz entnommen werden – die Einspeisevergütung für den ins Netz eingespeisten Strom entspricht dann de facto dem Strombezugspreis aus dem Netz und das Netz dient dem Selbstverbraucher als fiktiver Speicher der Strommenge. Das Net-Metering macht Eigenversorgung unter den aktuellen Kostenkonditionen finanziell sehr attraktiv. Es führt außerdem zu einer Auslegung der Anlagen, bei der über das Jahr energetisch / integral betrachtet ein möglichst großer Anteil des Stromverbrauchs über die Eigenerzeugung gedeckt wird, unabhängig vom zeitlichen Verlauf von Verbrauch und Erzeugung. Daraus resultieren relativ große Anlagen, die zwar im Fall der PV die Nutzung der verfügbaren Dachflächen verbessern, aber gleichzeitig höhere Netzausbau- und -betriebskosten implizieren. Eine Stromerzeugung, die über dem Stromverbrauch liegt, ist bei Net-Metering allerdings nicht attraktiv. Da bei Net-Metering die Gleichzeitigkeit von Stromerzeugung und Stromnachfrage keine Rolle spielt, besteht kein Anreiz zur Flexibilisierung der

⁵² BVerfG, Beschluss vom 18. Februar 2009 – I BvR 3076/08, NVwZ 2009, S. 1025, 1028, Rn. 56 (zur Zusammenfassung von Biomasseanlagen).

Nachfrage oder zur Installation von dezentralen Speichern. Letzteres könnte isoliert betrachtet als Vorteil des Net-Metering Ansatzes gewertet werden, wenn die Installation von Speichern aufgrund einer einzelwirtschaftlichen Optimierung der Selbstverbrauchsquote zu erheblichen Ineffizienzen aus Gesamtsystemsicht führen würde. Diese Anreize könnte mit dem Net-Metering eliminiert und entsprechende Ineffizienzen vermieden werden. Dennoch erhöht Net-Metering im Vergleich zum derzeitigen System die finanziellen Anreize für einen Ausbau der Eigenversorgung, ohne in ausreichendem Maße mehr Systemdienlichkeit und geringere Verteilungseffekte zu bewirken.

Das Net Billing funktioniert ähnlich wie das Net Metering, der Anlagenbetreiber erhält eine Gutschrift der Strommenge auf den Strombezug. Je Einheit ins Netz eingespeisten Stroms kann aber nur eine geringere Strommenge aus dem Netz bezogen werden. Die Anreize für den Selbstverbrauch ähneln denen bei beim Net Metering, es besteht jedoch ein Anreiz zur Flexibilisierung der Nachfrage und zu einer Anlagenauslegung, die den Eigenverbrauchsanteil erhöht. Die genaue Wirkung hängt stark von der regulatorisch festzulegenden Wertigkeit des ins Netz eingespeisten Stroms im Vergleich zum aus dem Netz entnommenen Strom ab.

Net Metering und Net Billing haben über die direkte Wirkung auf die Attraktivität der Eigenversorgung hinaus nur geringe Auswirkungen auf das übrige Stromsystem. Allerdings werden die Eigenversorgungsanlagen tendenziell größer ausgelegt und insbesondere bei Net Metering werden die Anreize für eine flexible strombasierte Wärmeerzeugung (bspw. Wärmepumpen) bei Akteuren mit Eigenversorgung deutlich reduziert. Net Metering oder Net Billing erhöhen im Vergleich zum in Deutschland bestehenden System die Rentabilität der Eigenversorgung, ohne deren Systemdienlichkeit zu verbessern. Daher werden diese Maßnahmen, zumindest ohne eine weitergehende Veränderung der Rahmenbedinungen, nicht empfohlen.

4.1.4 Absenkung der direkten Förderung (Einspeisevergütung/ Marktprämie)

Eine Absenkung der direkten Förderung, also der Einspeisevergütung bzw. Marktprämie, reduziert die Einnahmen der Eigenerzeuger bei Stromeinspeisung ins Netz. Die Absenkung führt dazu, dass tendenziell weniger und kleinere Anlagen zugebaut werden und dass steuerbare KWK-Anlagen und eine Anpassung der Erzeugung an den lokalen Verbrauch bspw. mit Batterien oder durch Verschiebung der Nachfrage attraktiver werden. Wird nur die Vergütung für PV-Anlagen reduziert, steigt die relative Attraktivität der KWK-Anlagen und vice versa. Die Absenkung der Förderung ist relativ einfach umzusetzen, hat wenig direkte Rückwirkungen auf andere Akteure im System und erfordert keinerlei Eingriff in die Privatsphäre der Akteure. Allerdings wird dadurch

nicht nur der Ausbau von Eigenversorgungsanlagen, sondern auch der Ausbau von Anlagen ohne Selbstverbrauch reduziert. Dies ist insbesondere dann problematisch, wenn durch die Absenkung der Förderung das Erreichen der EE- oder KWK-Ausbauziele gefährdet wird.

Die Absenkung der direkten Förderung reduziert die Eigenversorgung und reduziert entsprechend indirekt die Verteilungswirkungen der Eigenversorgung. Die Anlagen, die dann noch gebaut werden, sind jedoch solche mit einer tendenziell höheren Selbstverbrauchsquote. Es ergeben sich nur indirekte Wirkungen auf Sektorkopplung oder Energieeffizienz. Die Systemdienlichkeit und Strommarktkompatibilität der Anlagen steigt lediglich bei einer stundenscharfen Kopplung der Vergütung an den Börsenstrompreis (vgl. Abschnitt 4.2.2). Bei Akteuren mit Eigenversorgung steigt der Anreiz zur strombasierten Wärmeerzeugung, da der Wert des ins Netz eingespeisten Stroms sinkt.

Diese Lösung ist für Neuanlagen in rechtlicher Hinsicht unproblematisch. Für bestehende Anlagen sollten Übergangsregelungen vorgesehen werden.

Aus politischer und energiewirtschaftlicher Sicht sollten retroaktive Maßnahmen jedoch grundsätzlich vermieden werden. Die Maßnahme kommt außerdem für Bestandsanlagen nicht in Frage, da der Dispatch bestehender Anlagen nur dann beeinflusst wird, wenn der Einspeisetarif unter den Strombezugspreis sinkt. In diesem Fall könnte die Maßnahme einen zusätzlichen Speicherausbau anreizen, der mit zusätzlichen Kosten und Ineffizienzen verbunden wäre.

4.1.5 EEG-Förderung nur bei vollständiger Netzeinspeisung

Zur Reduktion des Ausbaus der Eigenversorgung ist auch eine Reduktion oder Streichung der Förderung für die Einspeisung von Strom möglich, wenn eine Anlage auch Strom für den Selbstverbrauch produziert. Eine solche Regelung ist derzeit für Anlagen, die im Rahmen des EEG in den Ausschreibungen bezuschlagt werden, implementiert. Für Anlagen mit Selbstverbrauch könnte die Netzeinspeisung von Strom dann entweder mit dem Börsenstrompreis oder überhaupt nicht vergütet werden. Der Ansatz würde erfordern, dass Eigenerzeugungsanlagen als solche eindeutig identifiziert werden können, um zwischen Eigenerzeugungsanlagen und Nicht-Eigenerzeugungsanlagen, die vermutlich weiterhin eine Förderung erhalten würden, unterscheiden zu

können⁵³. Auch wäre es erforderlich zu klären, ob bei dieser Regelung als Eigenerzeugung erst die Nutzung von Eigenerzeugungsprivilegien gelten soll oder bereits der physikalische Stromfluss von der Eigenerzeugungsanlage zum Stromverbraucher ohne Nutzung des Netzes der öffentlichen Versorgung ausreicht, um Vergütungsansprüche für die Einspeisung ins Netz zu anderen Zeitpunkten zu verwirken⁵⁴.

Die fehlende bzw. sehr geringe Vergütung würde dazu führen, dass nur Systeme mit sehr hohem Eigenversorgungsanteil (Voraussetzung: Gleichzeitigkeit von Eigenerzeugung und Selbstverbrauch) rentabel sind. Entsprechend werden sehr wenige Eigenversorgungssysteme und im Vergleich zum Stromverbrauch sehr kleine Anlagen zugebaut. In Verbindung mit den aktuellen Förderhöhen führt die Maßnahme vermutlich zu einem sehr geringen Ausbau der PV-Dachanlagen.

Die Vergütung des eingespeisten Stroms mit dem Börsenstrompreis hat zunächst dieselben Wirkungen wie eine geringe Einspeisevergütung für den ins Netz eingespeisten Strom. Zumindest wenn sich die Vergütung nach dem tatsächlichen und nicht einem durchschnittlichen Börsenstrompreis richtet, gibt es (analog zur gleitenden Marktprämie bzw. der fixen Prämie für KWK-Anlagen) zusätzliche Anreize zur Nachfrageflexibilisierung, so dass die Einspeisung des Stroms ins Netz insbesondere dann erfolgt, wenn die Strompreise hoch sind. Da in diesen Stunden auch der Stromverbrauch im Netz hoch ist, reizt die Vergütung des ins Netz eingespeisten Stroms nach Börsenstrompreis tendenziell ein system- bzw. marktdienliches Verhalten an. Da die Strombörsenpreise jedoch für Deutschland als Ganzes gelten und nicht die lokalen Netzverhältnisse abbilden, ist die Einspeisung auch bei Vergütung mit dem Börsenstrompreis nicht automatisch systemdienlich für den Netzbetrieb⁵⁵. Zudem sind die Preisdifferenzen an der Strombörse derzeit, wie oben beschrieben, meist relativ gering, so dass die Wirkung einer Vergütung nach Börsenstrompreis zumindest derzeit vermutlich relativ gering ist⁵⁶.

Der aus der Maßnahme resultierende Rückgang der Eigenversorgung reduziert wiederum indirekt die Verteilungswirkungen. Bei Akteuren mit Eigenversorgung steigen die

Für die Anlagen, die nach EEG 2017 über Ausschreibungen gefördert werden, ist dies ebenfalls notwendig. Allerdings handelt es sich hier um Großanlagen, bei denen die Überprüfung vermutlich weniger aufwändig ist.

Dazu könnte ggf. auf die Regelungen im EEG 2017 zurückgegriffen werden, falls diese auch für Kleinanlagen geeignet sind.

Dieses Problem besteht bei der derzeitigen Organisation des Strommarkts auch über die Eigenversorgung hinaus.

Dies kann sich in Zukunft ändern, weshalb die Maßnahme zu einem späteren Zeitpunkt ggf. nochmal diskutiert werden sollte.

Anreize für strombetriebene Wärmetechnologien zur Maximierung der Selbstverbrauchsquote. Weitere direkte Wirkungen auf Sektorkopplung oder Energieeffizienz sind nicht zu erwarten.

Eine Beschränkung der Förderung auf Anlagen ohne oder mit begrenztem Selbstverbrauch kann sinnvoll sein, wenn zum Erreichen der EE-Ausbauziele der weitere Ausbau von PV-Aufdachanlagen notwendig oder gewünscht ist und die Dachflächen optimal (im Sinne einer Maximierung der Energieerträge) genutzt werden sollen. Zudem kann diese Maßnahme auch dann eine Lösung darstellen, wenn die Gefahr für Ineffizienzen im Gesamtsystem durch einen starken Anstieg der Eigenversorgung als sehr relevant eingestuft wird und andere Maßnahmen, die direkt an den Eigenversorgungsprivilegien ansetzen, nicht schnell genug umsetzbar sind. In diesem Fall müsste allerdings die Einspeisevergütung so weit erhöht werden, dass die Stromgestehungskosten gedeckt werden. Über die Vergütungshöhe und den atmenden Deckel wäre dann auch zumindest eine grobe Steuerung der installierten Leistung möglich. Diese Maßnahme ist für Neuanlagen in rechtlicher Hinsicht unproblematisch. Für bestehende Anlagen sollten wiederum Übergangsregelungen vorgesehen werden. Aus energiewirtschaftlicher und politischer Sicht ist die Maßnahme jedoch für Bestandsanlagen ungeeignet.

4.2 Maßnahmen zur Verbesserung der Markt- und Systemintegration

4.2.1 Kopplung der Preise für den Fremdbezug an den Börsenstrompreis

Eine Kopplung der Strombezugspreise an den Börsenstrompreis ist auch derzeit bereits möglich. Stromversorger verfügen über weitgehende Freiheiten bzgl. der Preisgestaltung für ihre Kunden. Offensichtlich ist eine entsprechende Preisgestaltung jedoch bisher nicht rentabel, sinnvoll umsetzbar oder aus Kundensicht nicht attraktiv. Möglicherweise fehlen auch derzeit noch die notwendigen technischen Voraussetzungen, bspw. die flächendeckende Ausstattung mit intelligenten Stromzählern. Ein Zwang zur Kopplung der Strombezugspreise an den Börsenstrompreis impliziert einen sehr weitgehenden Eingriff in die Preisgestaltung der Vertriebe. Im Folgenden werden dennoch die Effekte einer solchen Preisgestaltung diskutiert.

Eine Kopplung der Preise für den Fremdbezug an den Börsenpreis wirkt sich nicht direkt auf die Differenz zwischen Stromerzeugungskosten und Strombezugspreisen aus. Daher hat eine solche Kopplung nur bedingt Auswirkungen auf die finanzielle Attraktivität der Eigenerzeugung und damit auf die zu erwartende installierte Leistung. Aller-

dings sinkt ggf. die Attraktivität von PV- im Vergleich zu KWK-Anlagen aufgrund der geringeren Börsenstrompreise in Zeiten hoher PV-Erzeugung.

Eine Kopplung der Strombezugspreise an den Börsenstrompreis führt zudem dazu, dass die Erzeugung von Strom für den Selbstverbrauch insbesondere in solchen Stunden rentabel ist, in denen die allgemeine Nachfrage im Vergleich zur verfügbaren Erzeugung im Gesamtsystem und damit der Börsenstrompreis hoch ist. Kann ein Eigenerzeuger in diesen Stunden, in denen Knappheit im Stromsystem besteht, seine Nachfrage aus dem Netz reduzieren, reduziert das die Systemkosten. Eine Kopplung der Strombezugspreise an den Börsenstrompreis reizt daher system- bzw. marktkonformes Verhalten der Eigenerzeuger an. Dies gilt auch hinsichtlich der Anlagenauslegung, da durch die Kopplung an den Börsenstrompreis insbesondere auch eine Flexibilisierung der Nachfrage bspw. durch Batteriespeicher oder alternative Anlagenauslegungen (bspw. PV-Anlagen mit Ost-West-Ausrichtung) an Attraktivität gewinnen. Es ist jedoch auch zu beachten, dass KWK-Anlagen aufgrund ihrer Steuerbarkeit gegenüber einer PV-Anlage relativ rentabler werden, falls der Strombezugspreis an den Börsenstrompreis gekoppelt ist.

Das Ausmaß der Wirkung einer Kopplung an den Börsenstrompreis hängt stark davon ab, wie diese implementiert wird. Derzeit macht der Börsenstrompreis bei Haushaltskunden nur etwa 13 % des Strombezugspreises aus dem Netz aus. Zudem sind die Preisschwankungen an der Börse derzeit relativ gering, so dass eine Kopplung der Preisbestandteils "Erzeugung" an den stündlichen Strompreis nur marginale Effekte hätte⁵⁷. Zur Verstärkung der Wirkung käme einerseits eine gleichzeitige Erhöhung der Leistungskomponenten der Umlagen (s. Abschnitt 4.3.1), anderseits oder zusätzlich eine Verstärkung der Signale des Börsenstrompreises (bspw. durch eine Multiplikation des Börsenstrompreises mit einem vorher festgelegten Faktor⁵⁸) in Frage.

In jedem Fall fallen durch eine Kopplung des Strombezugspreises an die Börsenstrompreise zusätzliche Kosten an, da Strukturen aufgebaut werden müssen, die Endkunden befähigen, auf variable Strombezugspreise zu reagieren. Sinnvoll ist vermutlich in diesem Zusammenhang die Installation von Smart Metern. Zur Verstärkung der positiven Effekte wären auch Steuerungsmöglichkeiten für Geräte in Haushalten und Gewerbebetrieben sinnvoll, die jedoch vieldiskutierte Eingriffe in die Privatsphäre mit sich bringen. Ein Vorteil der Kopplung der Strombezugspreise an den Strombörsenpreis liegt

Langfristig könnte sich das ändern, was jedoch die Bewertung der Maßnahme aufgrund des notwendigen Eingriffs in die Preissetzung nicht verändern würde.

Dies bringt jedoch weitere Probleme und Ineffizienzen mit sich, die hier nicht diskutiert werden. Wir raten daher von der Implementierung eines solchen Faktors ab.

darin, dass alle Endverbraucher, und nicht nur diejenigen mit Eigenerzeugung, zu marktdienlichem Verhalten angereizt werden.

Unter Annahme einer ausreichenden Nachfrageflexibilität setzt die Maßnahme Anreize zur Verlagerung von Stromverbrauch in Stunden mit geringeren Strompreisen, wobei dies bei Großanlagen keinen Unterschied zum Status quo darstellt. Beim Eigenversorger wird ggf. der Betrieb von strombasierten Wärmeerzeugungstechnologien auf Stunden mit geringen Strompreisen verlagert. Wirkungen auf die Energieeffizienz sind tendenziell nicht zu erwarten. Aufgrund des starken Eingriffs in die Preissetzung der Stromversorger sowie der zu erwartenden großen Probleme hinsichtlich der Umsetzung einer Kopplung der Endkundenpreise an den Börsenstrompreis wird von dieser Maßnahme, zumindest zur Lenkung der Eigenversorgung, abgeraten.

4.2.2 Kopplung der Förderung an den Börsenstrompreis

Eine Kopplung der Förderung an den Börsenstrompreis hat für die Eigenversorgung grundsätzlich dieselben Wirkungen wie eine Kopplung der Strombezugspreise an den Börsenstrompreis (s. Abschnitt 4.2.1) oder eine Vergütung der eingespeisten Strommengen nach dem Börsenstrompreis. Im Unterschied zur Kopplung der Strombezugspreise an den Börsenstrompreis ist jedoch kein Eingriff in die Preispolitik der unabhängigen Stromversorgungsunternehmen notwendig. Zudem sind bei einer Kopplung der Förderung an den Börsenstrompreis nur Akteure mit Eigenversorgungsanlagen betroffen. Im Unterschied zu einer Vergütung der eingespeisten Strommengen nach dem Börsenstrompreis impliziert eine Kopplung der Förderung an den Börsenstrompreis nicht notwendigerweise eine Reduktion der Einnahmen und damit eine geringere Attraktivität der Eigenversorgung.

Sowohl durch die gleitende Marktprämie für PV als auch durch die fixe Prämie für KWK-Strom ist die Förderung des ins Netz eingespeisten Stroms bereits heute für viele Anlagen gekoppelt an den Börsenstrompreis. Eine Einbeziehung kleinerer Anlagen in diese Förderung führt zwar zu höheren Transaktionskosten, ist aber möglich. Allerdings hat die Kopplung auf Grundlage der Prämienzahlungen aufgrund der geringen Strompreise mit relativ geringen Schwankungen derzeit nur begrenzt Auswirkungen auf Anlagenkonfiguration und Betrieb. Stärkere Impulse könnten durch eine Verstärkung des Börsenpreissignals (bspw. durch eine Multiplikation der Börsenpreise mit einem vorher bestimmten Faktor) erreicht werden, was zwar die Anreize für marktdienlichen Selbstverbrauch stärken kann, aber zusätzliche Verzerrungen bzgl. der Marktteilnahme von EE-Anlagen und deren Auswirkungen auf das Restsystem mit sich bringt. Eine Unterscheidung der Förderung zwischen Anlagen mit und ohne Eigenerzeugung würde

zwar ggf. diese Verzerrungen reduzieren, ist jedoch sehr komplex und daher nicht zu empfehlen.

Die Maßnahme reduziert ggf. den Anreiz zum Ausbau der Eigenversorgung aufgrund der damit verbundenen höheren Unsicherheiten. Zudem gewinnt die KWK im Vergleich zur PV, aufgrund der geringeren Vergütung in Stunden mit hoher PV-Erzeugung, leicht an Attraktivität. Die Strommarktkompatibilität der Einspeisung aus Eigenversorgungsanlagen steigt ggf. leicht an, wenn ausreichende Flexibilität vorhanden ist. Der Anreiz zur Verlagerung der Erzeugung aus strombetriebenen Wärmetechnologien verstärkt sich ebenfalls etwas. Es sind keine Auswirkungen auf Netze oder Energieeffizienz zu erwarten.

Diese Lösung ist für Neuanlagen in rechtlicher Hinsicht unproblematisch. Für bestehende Anlagen sollten Übergangsregelungen vorgesehen werden.

4.2.3 Maßnahmen zur Reduktion der Netzbelastung

Um eine Verringerung der Netzbelastung und letztlich des Netzausbaubedarfs zu erzielen, müssten Maßnahmen ergriffen werden, die auf eine Reduktion der Einspeiseleistung abzielen.

Denkbare Maßnahmen können danach unterschieden werden, ob sie auf eine feste Begrenzung der Einspeiseleistung abstellen oder ob monetäre Anreize für eine verringerte Einspeisung zu Zeiten hoher Einspeiseleistung gesetzt werden, z.B. in Form reduzierter oder gar keiner finanzieller Förderung bei Überschreiten eines bestimmten Werts der Einspeiseleistung.

Feste Begrenzung der Einspeiseleistung

Für eine feste Begrenzung der Einspeiseleistung sind zwei verschiedene technische Umsetzungen denkbar:

- Messung der Leistungsflüsse am Haus-/Netzanschluss und Regelung der Einspeiseleistung der Erzeugungsanlage, so dass die resultierende Einspeiseleistung den gewünschten Wert nicht überschreitet.
- SLP-Kunden verfügen nicht über die Leistungsmesseinrichtungen, die für die vorgenannte Umsetzung erforderlich sind. Hier könnte eine einfache technische Umsetzung darin bestehen, bereits die Erzeugungsanlage auf einen festen Wert zu begrenzen. Eine solche feste technische Begrenzung wird derzeit bei kleinen PV-Anlagen, die sich für die "70 %-Regelung" entscheiden, durch eine entsprechende Programmierung der Umrichter an der Erzeugungsanlage vorgenommen, wenngleich gesetzlich nur die Begrenzung der "Wirkleistungseinspeisung" am "Verknüpfungspunkte [der] Anlage mit dem Netz", also Einspeise- nicht aber Erzeugungsleis-

77

tung, gefordert wird. Gegenüber der vorgenannten Variante besteht der Nachteil natürlich darin, dass die Erzeugungsleistung unabhängig von der Höhe des Verbrauchs begrenzt wird. Die "Abregelmengen" sind somit systematisch größer als bei einer Begrenzung der Einspeiseleistung.

Maßnahmen, die auf eine Begrenzung der Einspeiseleistung abzielen, führen dazu, dass die Einnahmen für den Betreiber der Eigenerzeugungsanlage sinken. Somit wird die Attraktivität zur Installation einer Eigenerzeugungsanlage abgeschwächt und somit der gesamte Umfang der Eigenversorgung verringert. Tendenziell wäre zudem zu erwarten, dass die Erzeugungsanlagen, die errichtet werden, kleiner dimensioniert werden, um die Zeiten verringern, in denen die Einspeiseleistung oberhalb des zulässigen Werts liegt und somit Abregelungen erforderlich sind. Dies hätte dann zwangsläufig auch eine Reduktion der Eigenerzeugungsquote zur Folge.

Die genannten Maßnahmen zielen auf eine Reduktion der Einspeiseleistung und führen damit in einspeisedeterminierten Gebieten zu einer Reduktion der Kosten des ansonsten erforderlichen Netzausbaus. Das Ausmaß dieser Wirkungen ist in hohem Maße von der jeweiligen Netz- und Versorgungssituation abhängig und kann aus qualitativer Sicht nicht näher abgeschätzt werden. Eine beispielhafte Quantifizierung des Effekts einer Begrenzung der Erzeugungsleistung erfolgt im Rahmen der quantitativen Analyse (siehe Abschnitt 6.1.2.2). Grundsätzlich ist es, wie oben erörtert, aber auch denkbar, dass Eigenversorgung dazu führt, dass die Fremdbezugsleistung steigt (im Vergleich zum Fall "gleiche Technologie / Standort") und zwar dann, wenn der betreffende Akteur sein Verbrauchsverhalten zur Maximierung des Selbstverbrauchs an den typischen Verlauf der Erzeugung seiner Eigenerzeugungsanlage anpasst, ohne dabei die tatsächliche Erzeugung zu berücksichtigen. Die hier betrachtete Maßnahme verstärkt den Anreiz für eine solche Veränderung des Verbrauchsverhaltens, da nunmehr die Opportunität der Lastverschiebung nicht mehr in der Einspeisung und Vergütung mit Einspeisetarif besteht, sondern im vollständigen Verzicht auf die Einspeisung. Dies könnte unter Umständen zu einem Anstieg der Netzbelastung und des Netzausbaubedarfs führen, ggf. auch (nur) mittelbar durch eine Erhöhung der Gleichzeitigkeit im Verbrauchsverhalten der Einzelakteure. Bei heute typischen Lastprofilen von Haushalten und den typischerweise verschiebbaren Stromverbrauchern im Haushalt wäre eher nicht zu erwarten, dass dieser Effekt heute zu einer Erhöhung der Fremdbezugsspitze führt. Kommt es zukünftig zu einem stärkeren Einsatz strombasierter Sektorkopplung kann dieser Effekt allerdings an Relevanz gewinnen. Würde man dem begegnen wollen, wäre die hier betrachtete Maßnahme noch zu ergänzen, z.B. durch eine feste Begrenzung der Fremdbezugsleistung. Hierzu wäre z. B. auch die Schaffung einer Möglichkeit zur Wahl der maximalen Bezugsleistung durch den Netznutzer denkbar. (In einigen europäischen Ländern gibt es nach maximaler Bezugsleistung gestaffelte Netznutzungstarife.) Diese ergänzende Gegenmaßnahme wird in diesem Papier nicht im Detail weiter bewertet.

Mit Blick auf die Verteilungswirkungen ist festzustellen, dass diese Maßnahme die grundsätzliche Verteilungswirkung durch Eigenversorgung nicht verändert. Eine zusätzliche Menge eigenerzeugten Stroms führt c. p. zu den gleichen Verteilungswirkungen wie ohne diese Maßnahme. Allerdings ist zu erwarten, dass diese Maßnahme zu geringeren Netzkosten führt, was sich senkend auf die Netzentgelte auswirken dürfte. Auch in Bezug auf die EEG-Umlage dürfte diese Maßnahme zunächst positiv wirken, da durch die Begrenzung der Einspeisung weniger EEG-vergütete Einspeisung entsteht. Um die genaue Wirkung auf die EEG-Umlage zu bewerten, muss aber zusätzlich betrachtet werden, durch welche alternativen EE-Mengen die EE-Ausbauziele stattdessen erreicht werden. Diese alternativen EE-Mengen wären ebenfalls über die EEG-Umlage zu refinanzieren, was entsprechend in Richtung einer steigenden EEG-Umlage wirkt.

Hinsichtlich des Strommarkts können sich Auswirkungen ergeben durch die Kappung der (bei PV-Anlagen mittäglichen) Einspeisespitzen. Die Auswirkungen dürften aber in Anbetracht der geringen Energiemengen, die gekappt würden, eher gering sein, zumindest solange die Begrenzungen der Einspeiseleistung sich in einem Bereich (deutlich) oberhalb von 50 % der installierten Erzeugungsleistung bewegen. Eine direkte Beeinflussung der Akteure am Strommarkt (außer des Betreibers der Eigenversorgungsanlagen) durch die Maßnahme erfolgt nicht.

Anreize für eine effiziente Stromverwendung eigenerzeugten Stroms werden durch diese Maßnahme tendenziell verringert, da zu Zeiten hoher Einspeisung, die ansonsten aufgrund fester Begrenzung abgeregelt wird, sogar ein Anreiz zum Mehrverbrauch von Strom besteht.

Mit Blick auf Sektorkopplungsanwendungen können sich hingegen leicht erhöhte Anreize bei Eigenversorgern ergeben, um die Höhe und Flexibilität auf der Stromverbrauchsseite zu erhöhen und somit die Zeiten zu verringern, in denen die Einspeiseleistung oberhalb des Grenzwerts liegt. Im Hinblick auf Sektorkopplung auf Basis fremdbezogenen Stroms ergeben sich keine Rückwirkungen.

Nicht zuletzt ist zu beachten, dass die gesamten Kosten des Stromerzeugungssystems steigen, da infolge der Abregelung der Eigenerzeugungsanlagen die Errichtung zusätzlicher EE-Anlagen erforderlich ist, um letztlich die gleiche EE-Menge zu erzielen. Schließlich ist zu berücksichtigen, dass die Bewertung unterstellt, dass diese Maßnahme nur auf Eigenversorgungsanlagen fokussiert. Diese Maßnahme adressiert allerdings Wirkungen, die primär aus der Tatsache resultieren, dass PV-Aufdachanlagen

mit Anschluss in der Niederspannungsebene Netzkosten verursachen und diese Kosten durch eine Begrenzung der Einspeiseleistung verringert werden können. Die Eigenversorgung selbst ist für diese Netzkosten nur insoweit ursächlich, wie sie zu einem stärkeren Ausbau von PV-Aufdachanlagen führt. Insofern wäre es grundsätzlich naheliegend diese Maßnahme dann auch auf alle EE-Aufdachanlagen anzuwenden.

Reduzierte/keine Einspeisevergütung bei Überschreiten eines bestimmten Werts der Einspeiseleistung

Um Verringerungen der Einspeiseleistung zu erreichen, wäre es auch denkbar, Anreize zu setzen, die darauf abzielen, den Betrieb der Eigenerzeugungsanlage bei hohen Einspeiseleistungen wirtschaftlich unattraktiv zu machen. Dies könnte darin bestehen, eine reduzierte oder gar keine finanzielle Förderung bei Überschreiten eines bestimmten Werts der Einspeiseleistung vorzusehen. Diese Maßnahme reduziert die Attraktivität von Eigenversorgungsanlagen.

Allerdings ist zu beachten, dass ein solcher Anreiz bei kleinen Anlagen, die nicht der verpflichtenden Direktvermarktung unterliegen, und mit variablen Kosten nahe Null, also insbesondere bei (kleinen) PV-Anlagen, im Hinblick auf die erwarteten positiven Wirkungen auf das Netz ("netzdienliches Verhalten") ins Leere laufen können⁵⁹, da es aus Sicht des Eigenversorgers wirtschaftlich unerheblich ist, ob er die Einspeisung bei Überschreiten bestimmter Werte vermeidet oder ob er weiterhin einspeist, dafür aber keine Vergütung erhält. Lediglich die Attraktivität der Eigenerzeugungsanlage an sich wird hierdurch beeinflusst, da insgesamt geringere Vergütungszahlungen für die gleiche Energiemenge zu erwarten sind. Insofern ist die genannte Maßnahme also bei brennstoffbasierten Erzeugungsanlagen wirkungsvoll oder bei größeren Anlagen, die die Einspeisung direkt vermarkten. Hier würde bei einer geringeren Einspeisevergütung / Marktprämie bereits bei weniger stark negativen Preisen ein Anreiz zur Abregelung entstehen.

Die Wirkungen auf die Bereiche Menge der Eigenversorgung, Netze, Strommarkt, Energieeffizienz, Sektorkopplung und Erzeugungskosten sind grundsätzlich die gleichen wie bei den oben erörterten Maßnahmen zur Reduktion der Einspeiseleistung. Der Umfang der Wirkungen wird aber ungleich kleiner sein, da – wie zuvor ausgeführt – die Maßnahme hier nur bei Eigenerzeugungsanlagen mit variablen Kosten > 0 oder direktvermarkteten Anlagen wirksam sein wird.

Diese Aussage bezieht sich nicht darauf, dass – wie oben erwähnt – eine Menge an Eigenversorgungsanlagen (PV-Anlagen) insgesamt an sich bereits positiv auf die Netzkosten wirken könnte.

4.3 Maßnahmen zur Vermeidung unerwünschter Verteilungswirkungen

4.3.1 Umstellungen der Netzentgeltsystematik

Grundsätzlich ließen sich durch eine Umstellung der Netzentgeltsystematik Veränderungen erzielen, die darauf abzielen, die negativen Wirkungen der Eigenversorgung – hier vor allem die zunehmende Abkehr von einer verursachergerechten Netzkostentragung (vgl. Abschnitt 3.3.3) – abzuschwächen oder gar gänzlich zu vermeiden. Zudem wäre es denkbar, eventuell gleichzeitig Anreize für ein möglichst netzdienliches Verhalten der Eigenerzeugungsanlagen und der Stromverbraucher zu setzen.

Derzeit werden intensive Diskussionen über die Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik geführt. Dabei wird deutlich, dass eine grundsätzliche Diskussion der Prämissen, die der Netzentgeltsystematik zugrunde liegen, sowie einer genaueren Definition dessen, was unter Verursachungsgerechtigkeit verstanden wird, erforderlich ist.⁶⁰ Neben der Eigenversorgung und den hier relevanten Anpassungszielen einer verursachergerechten Kostentragung und Anreizen für eine möglichst geringe Netzbelastung sind jedenfalls zahlreiche weitere Aspekte zu beachten, unter anderem

- Sektorkopplung,
- Einsatz insbesondere von verbrauchsseitigen Flexibilitäten,
- effiziente Stromverwendung,
- Verursachergerechtigkeit mit Blick auf Netzausbaukosten, die durch regional deutlich unterschiedlichen EE-Zubau-verursacht werden.

Folglich ist es nicht sinnvoll, Anpassungen der Netzentgeltsystematik (allein) aus Sicht der Eigenversorgung zu erarbeiten. Eine umfassende Analyse aller für Anpassungen der Netzentgeltsystematik erforderlichen Wechselwirkungen ist nicht Gegenstand der vorliegenden Studie.

Würde man Anpassungen der Entgeltsystematik allein aus Sicht der Eigenversorgung betrachten, so wäre es auch in Anbetracht der in Abschnitt 3.3.3 analysierten Wirkungen naheliegend, eine Anpassung in Richtung geringerer arbeitsabhängiger Entgelte

Vgl. hierzu auch die Diskussion der (möglichen) Prämissen, die der heutigen Netzentgeltsystematik zugrunde liegen, in Abschnitt 3.3.3. Hierzu gehört insbesondere auch die Annahme, dass der Stromverbrauch nicht (in nennenswertem Umfang) flexibel ist. Das diskutierte mögliche Ziel einer Anpassung der Netzentgeltsystematik dahingehend, dass Anreize für ein netzdienliches Verhalten der Stromverbraucher gesetzt werden sollen, macht bereits deutlich, dass die Annahme weitgehend unflexibler Stromverbraucher in Frage gestellt wird.

anzustreben. Dies würde mit einer Erhöhung der Leistungs- bzw. Grundpreise einhergehen.

Im Hinblick auf die Attraktivität der Eigenerzeugung hat dies zur Folge, dass Eigenversorgungskonzepte weniger attraktiv werden, da der Vorteil der Eigenerzeugung im Vergleich zum Fremdstrombezug geringer wird, denn der Fremdstrombezug wäre nun geringer belastet.

Durch die sinkende Menge an Eigenerzeugungsanlagen verringern sich die Verteilungswirkungen bei den Netzkosten. Die genaue Wirkung ist allerdings davon abhängig, durch welche Anlagen die nun nicht mehr eigenerzeugte Energiemenge erzeugt wird. Die Wirkung einer solchen Maßnahme wird im Rahmen der quantitativen Analysen (siehe Abschnitt 6.3.1.2) näher betrachtet.

Eine Veränderung der Netzentgeltsystematik hin zu höheren Leistungs-/Grundpreisen und geringeren Arbeitspreisen hat infolge des Systemwechsels bei sonst gleichbleibender Netzentgeltsystematik einmalig erhebliche Verteilungseffekte zur Folge. Die Betroffenheit der einzelnen Akteure ist allerdings von der konkreten Parametrierung abhängig. Nach der Umsetzung verringern sich im Vergleich zum Status quo allerdings die Verteilungswirkungen, die durch mehr oder weniger Eigenversorgung ausgelöst werden. Grundsätzliche Probleme der Eigenversorgung in der heutigen Netzentgeltsystematik (wie in Abschnitt 3.3.3 im Hinblick auf die g-Kurve erläutert) bleiben allerdings bestehen.

Die Wirkungen im Hinblick auf Sektorkopplung, Strommarkt und effiziente Stromverwendung sind ansonsten vergleichbar zu denen bei der Maßnahme "Absenkung der Abgaben auf Fremdbezug" (s. Abschnitt 4.1.1).

4.3.2 Absenkung bzw. Abschaffung der Selbstverbrauchsförderung (KWKG)

Aufgrund der zumindest ambivalenten Wirkung der Eigenversorgung ist die Selbstverbrauchsförderung im KWKG aus unserer Sicht wenig sinnvoll und sollte, wie im EEG bereits umgesetzt, abgeschafft werden. Um den KWK-Ausbau nicht zu gefährden, kann nach Prüfung der Notwendigkeit ggf. die Förderung für ins Netz eingespeisten Strom entsprechend erhöht werden. Die sich daraus ergebende Kostensteigerung in Bezug auf die Förderkosten der KWK, nicht jedoch in Bezug auf die Systemkosten, sollte akzeptiert werden. Die Einschränkung der Selbstverbrauchsförderung mit dem KWKG 2016 ist in diesem Sinne zu begrüßen.

Diese Lösung ist für Neuanlagen in rechtlicher Hinsicht unproblematisch. Für bestehende Anlagen sollten Übergangsfristen vorgesehen werden.

4.4 Übersicht über Wirkungen von Maßnahmen

Tabelle 3 gibt einen Überblick über die Wirkungen der analysierten Maßnahmen auf die Menge der Eigenversorgung, deren Systemdienlichkeit, die Verteilungswirkungen sowie auf Flexibilität, Energieeffizienz und Sektorkopplung.

Die meisten Maßnahmen reduzieren die finanzielle Attraktivität der Eigenversorgung. Dadurch werden die Ausbaumengen reduziert und die Anlagen tendenziell kleiner ausgelegt, um höhere Selbstverbrauchsquoten zu erzielen. Das Gegenteil ist der Fall bei Net Metering und Net Billing, die die Attraktivität der Eigenversorgung erhöhen. Die Kopplung der Förderung bzw. Strombezugspreise an den Börsenstrompreis führen nicht allgemein zu einer Besser- oder Schlechterstellung der finanziellen Attraktivität der Eigenversorgung, hier sind nur kleinere Verschiebungen aufgrund der veränderten Risikostruktur sowie zwischen den Technologien zu erwarten.

Bei Einführung der Maßnahmen kommt es immer dann zu Verteilungswirkungen, wenn sowohl Bestandsanlagen als auch Neuanlagen systematisch mehr oder weniger erzeugen. Anreize zur Energieeffizienz werden immer dann reduziert, wenn Maßnahmen den Arbeitspreis für Strom mindern. Die Sektorkopplung wird in diesen Fällen erleichtert.

Tabelle 3: Übersicht über Wirkungen der betrachteten Maßnahmen

Maßnah-	Wirkung auf									
men	Attraktivität der Eigen- versorgung	Auslegung der EV- Anlagen	Netzwirkung der Eigenver- sorgung	Vertei- lungs- wirkung durch Einfüh- rung	Marginale Vertei- lungswirku ng durch EV	Sektorkopplu ng (nicht EV)	Sektorkopplu ng (EV)	Erzeugungs- kosten Strom- system	Energie- effizienz (Strom, nicht EV)	Energie- effizienz (Strom, EV)
Absenkung der Abga- ben auf den Fremdbe- zug	wird unat- traktiver	tendenziell kleinere Anla- gen mit höhe- ren Selbstver- brauchsquoten	keine direkte Wirkung	ja	nimmt ab	wird attraktiver	bleibt gleich	keine direkte Wirkung	geringere Anreize	keine Aus- wirkungen
Belastung des Selbstver- brauchs mit zusätz- lichen Abgaben	wird unat- traktiver	tendenziell kleinere Anla- gen mit höhe- ren Selbstver- brauchsquoten	keine direkte Wirkung	ja (insb. für Eigen- erzeuger)	nimmt ab	indirekte Auswirkungen, falls Abgaben auf nicht selbstver- brauchten Strom sinken	wird unattrak- tiver	keine direkte Wirkung	keine Aus- wirkungen	Keine Aus- wirkungen
Net Metering und Net Billing	Attraktivität steigt	tendenziell größere Anla- gen mit gerin- geren Selbst- verbrauchs- quoten	keine direkte Wirkung	ja	bleibt gleich	keine direkte Wirkung	nicht eindeutig	keine direkte Wirkung	keine Aus- wirkungen	geringere Anreize
Absenkung Förderung/ Vergütung für Ein- speisung	wird unat- traktiver	tendenziell kleinere Anla- gen mit höhe- ren Selbstver- brauchsquoten	keine direkte Wirkung	keine (sofern keine EV- Bestands- anlagen betroffen)	bleibt gleich	keine direkte Wirkung	wird attraktiver	keine direkte Wirkung	keine Aus- wirkungen	geringere Anreize

Maßnah-	Wirkung auf									
men	Attraktivität der Eigen- versorgung	Auslegung der EV- Anlagen	Netzwirkung der Eigenver- sorgung	Vertei- lungs- wirkung durch Einfüh- rung	Marginale Vertei- lungswirku ng durch EV	Sektorkopplu ng (nicht EV)	Sektorkopplu ng (EV)	Erzeugungs- kosten Strom- system	Energie- effizienz (Strom, nicht EV)	Energie- effizienz (Strom, EV)
EEG- Förderung nur bei vollständi- ger Netz- einspei- sung (glei- ches Ver- gütungsniv eau)	wird unat- traktiver	tendenziell kleinere Anla- gen mit höhe- ren Selbstver- brauchsquoten	keine direkte Wirkung	keine (sofern keine EV- Bestands- anlagen betroffen)	bleibt gleich	keine direkte Wirkung	Höherer An- reiz für strom- betriebene Wärmetechno- logien zur Steigerung der Selbstver- brauchsquote, aber gleichzei- tig geringerer Ausbau von Wärmepum- pen aufgrund geringerer Einnahmen	keine direkte Wirkung	keine Aus- wirkungen	geringere Anreize
Kopplung Strombe- zugspreis an Börsen- strompreis	PV- Eigenver- sorgung wird unattrakti- ver; ansons- ten keine eindeutige Wirkung	PV- Eigenversor- gung wird unattraktiver; ansonsten keine eindeu- tige Wirkung	keine direkte Wirkung	keine	bleibt gleich	wird attraktiver für flexible Sektorkopplgu n; im Grund- satz aber auch heute schon erschließbar sind	Ggf. leicht erhöhter Anreiz für Verlagerung strombetrie- bene Wärme- erzeugung in Zeiten gerin- ger Stromprei- se	ggf. ausglei- chender Effekt auf Preisniveau, falls Nachfrage flexibel reagiert; im Grundsatz aber auch heute schon er- schließbar	keine Aus- wirkungen	keine Aus- wirkungen
Kopplung der Förde- rung an den Bör- senstrompr eis	PV- Eigenver- sorgung wird unattraktiver	PV- Eigenversor- gung wird unattraktiver; ansonsten keine eindeu- tige Wirkung	keine direkte Wirkung	keine	bleibt gleich	keine direkte Wirkung	Ggf. leicht erhöhter Anreiz für Verlagerung strombetrie- bene Wärme- erzeugung in Zeiten gerin- ger Stromprei- se	keine relevanten Auswirkungen	keine Aus- wirkungen	keine Aus- wirkungen

Maßnah-	Wirkung auf									
men	Attraktivität der Eigen- versorgung	Auslegung der EV- Anlagen	Netzwirkung der Eigenver- sorgung	Vertei- lungs- wirkung durch Einfüh- rung	Marginale Vertei- lungswirku ng durch EV	Sektorkopplu ng (nicht EV)	Sektorkopplu ng (EV)	Erzeugungs- kosten Strom- system	Energie- effizienz (Strom, nicht EV)	Energie- effizienz (Strom, EV)
Feste Begren- zung der Einspeisele istung	wird unat- traktiver	tendenziell kleinere Anla- gen	grundsätzlich entlastende Wirkung; kann durch höhere Anreize zur Lastverlage- rung konterka- riert werden	keine	bleibt gleich	keine direkte Wirkung	wird attraktiver	steigende Kos- ten	keine Aus- wirkungen	geringere Anreize
Reduzierte / keine Einspeisev ergütung bei hoher Einspeisele istung	wird unat- traktiver	tendenziell kleinere Anla- gen	grundsätzlich entlastende Wirkung für Anlagen in Direktvermark- tung und/oder var. Erzeu- gungskosten; kann durch höhere Anrei- ze zur Lastver- lagerung konterkariert werden	keine	bleibt gleich	keine direkte Wirkung	wird attraktiver	steigende Kos- ten	keine Aus- wirkungen	geringere Anreize
Umstellung der Netz- entgeltsys- tematik (höhere Grundprei- se, gerin- gere Ar- beitspreise)	wird unat- traktiver	tendenziell kleinere Anla- gen mit höhe- ren Selbstver- brauchsquoten	keine direkte Wirkung	ja	nimmt ab	wird attraktiver	bleibt gleich	keine direkten Auswirkungen	geringere Anreize	geringere Anreize

In diesem Abschnitt erfolgte eine generelle Analyse von Maßnahmen, die den Ausbau der Eigenversorgungsanlagen sowie deren Verhalten beeinflussen können. Dabei wurde deutlich, dass viele der Maßnahmen nicht nur die Eigenversorgung, sondern zusätzlich auch andere Bereiche wie die Sektorkopplung, den Strommarkt oder die Effizienz beeinflussen. Die gilt insbesondere für solche Maßnahmen, die zu einer höheren Systemdienlichkeit der Anlagen beitragen, wie bspw. die Anpassung der Netzentgelte.

Die isolierte Behandlung der Eigenversorgungsprivilegien könnte im Gesamtbild zu suboptimalen Lösungen führen. Dies gilt insbesondere für Maßnahmen, die auch Auswirkungen auf andere Akteure haben, was bei der überwiegenden Zahl der Maßnahmen der Fall ist. Daher erscheint eine Anpassung der Regelungen, die nur auf die Regelung der Eigenversorgung fokussieren, zumindest dann nicht sinnvoll, wenn in den nächsten Jahren kein ungebremster Ausbau der Eigenversorgung zu erwarten ist, der dann mit erheblichen (überwiegend negativen) Auswirkungen auf das Stromsystem verbunden wäre.

Um dies auszuschließen, erfolgt in den nächsten Abschnitten eine modellbasierte quantitative Analyse des unter verschiedenen Annahmen zu erwartenden Ausbaus der Eigenversorgung sowie eine quantitative Abschätzung der damit verbundenen Kostenund Verteilungswirkungen.

Quantitative Analysen – Überblick zum methodischen Vorgehen und Darstellung zentraler Annahmen

Eigenversorgung ist derzeit insbesondere im Industriesektor relevant, gewinnt aber auch in anderen Sektoren, insbesondere bei privaten Haushalten und im Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistungen an Bedeutung. Im Rahmen des Vorhabens erfolgte daher eine Modellierung dieser drei Sektoren.

Für die Modellierung der Sektoren private Haushalte und Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen wurde ein sehr detailliertes Modell entwickelt. Im Modell wird ausgehend von einer privatwirtschaftlichen Kostenoptimierung für verschiedene Akteure anhand einer Diffusionskurve berechnet, welche installierte Leistung und Stromerzeugung unter den gewählten Rahmenbedingungen zu erwarten ist. Für die Industrie wurde ein analoges Modell entwickelt. Hier konnten aufgrund der sehr eingeschränkten Datenverfügbarkeit jedoch nur Abschätzungen der zukünftigen Potenziale zur Ausweitung der Eigenversorgung vorgenommen werden.

Im Folgenden wird zunächst allgemein der Ansatz der privatwirtschaftlichen Optimierung erläutert. Im Anschluss erfolgt jeweils eine kurze Darstellung der Modelle und der genutzten Eingangsdaten für die Sektoren private Haushalte und Gewerbe/ Handel / Dienstleistungen und Industrie.

5.1 Privatwirtschaftliche Optimierung – Einflussfaktoren auf die Rentabilität der Eigenversorgung aus privatwirtschaftlicher Sicht

Aus einzelwirtschaftlicher Perspektive stellt sich ein Akteur die Frage, ob die Deckung seines Bedarfs in einer Variante ohne Eigenversorgung günstiger oder teurer ist als in einer Variante mit Eigenversorgung. Dabei werden potenziell sowohl der Strom- als auch der Wärmebedarf betrachtet.

Tabelle 4 stellt die für die Gesamtkostenberechnung relevanten Faktoren mit und ohne Eigenversorgung zusammen. Soweit keine vollständige Eigenversorgung erfolgt, sind auch im Fall mit Eigenversorgung die verbleibenden Kosten für den Fremdbezug von Strom und Wärme zu beachten.

Bei der Optimierung der Kosten berücksichtigt der Akteur neben den aufgeführten Kosten auch zusätzliche Einnahmen, die bspw. durch die Förderung der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien- oder KWK-Anlagen entstehen.

Tabelle 4: Übersicht über Kosten der Akteure für die Energieversorgung mit und ohne Eigenversorgung

Kosten ohne Eigenversorgung	Kosten mit Eigenversorgung					
Kosten zur Deckung des Strombedarfs durch vollständigen Fremdbezug	Kosten zur Deckung des Strombedarfs durch Fremdbezug					
Kosten zur Deckung des Wärmebedarfs durch vollständigen Fremdbezug	Kosten zur Deckung des Wärmebedarfs durch Fremdbezug					
Kosten zur Deckung des Mobilitätsbedarfs durch vollständigen Fremdbezug	Kosten zur Deckung des Mobilitätsbedarfs durch Fremdbezug					
Kosten zur Erfüllung von Standards (bspw. EnEV)	Kosten zur Erfüllung von Standards (bspw. EnEV)					
	Kosten für Eigenversorgungsanalgen abzgl. Vergütung für Einspeisung und sonstige Förderung					
	Ggf. Kosten für Umlagen auf selbstverbrauchten Strom					

Die Höhe und Relevanz der einzelnen Kosten wird von verschiedenen Faktoren beeinflusst. Zunächst ist dabei der *Kundentyp* relevant. Der Kundentyp unterscheidet sich zwischen den Sektoren, aber auch innerhalb der einzelnen Sektoren. So haben bspw. unterschiedliche Akteure im GHD-Sektor verschiedene Anforderungen an die Stromversorgung – beispielsweise unterscheiden sich die Stromnachfrage und viele weitere Kenngrößen eines Bürogebäudes stark von denen eines Flughafens. Der Kundentyp bestimmt auch, welche Kosten für den einzelnen Akteur relevant sind bzw. wie sich die Kosten zusammensetzen – relevant ist hier zum Beispiel die Struktur der Netzentgelte und dabei insbesondere das Verhältnis zwischen Grundpreis und Arbeitspreis oder der Anspruch auf Befreiungen, vor allem nach der Besonderen Ausgleichsregelung nach EEG und dem §19.2 StromNEV. Die Kundentypen unterscheiden sich zudem nach Art des Wärmebedarfs (Hochtemperatur- und/ oder Niedrigtemperaturwärme). Insbesondere bei den privaten Haushalten unterscheidet sich der Wärmebedarf zudem zwischen Alt- und Neubauten.

Ein weiterer Einflussfaktor auf die Kostenbetrachtung sind die bestehenden *Eigentumsverhältnisse*. Insbesondere ergeben sich Unterschiede dahingehend, inwiefern sich Grundstücke und Immobilien im Eigentum des Selbstverbrauchers befinden. So haben bspw. Mieter in Mehrfamilienhäusern keine Möglichkeit zur Eigenversorgung, es sei denn über Mieterstromprojekte. Eigenversorgung ist nur bei Personenidentität zwischen Stromerzeuger und -verbraucher möglich, ansonsten handelt es sich im Falle der Mieterstromprojekte um Direktverbrauch mit 100 % EEG-Umlage.

Weiterhin beeinflusst der *Typ der EZA* die Kosten und Einnahmen des Eigenversorgers. Wichtig sind hier vor allem die Technologie (Wind, PV oder Solarthermie, Bio-

masse, konventionell), die Leistung der Anlage und die Option eines Wärme- oder Stromspeichers.

In den Modellen wurden die meisten der Einflussfaktoren umgesetzt. Lediglich eine Unterscheidung zwischen Mietern und Eigentümern erfolgt nicht.

5.2 Sektoren private Haushalte und Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen

5.2.1 Modellstruktur

Die Struktur des im Vorhaben entwickelten Modells ist in Abbildung 10 dargestellt. Das im Vorhaben entwickelte Modell beinhaltet mehrere Bausteine.

Zunächst erfolgt für jeden Akteur unter den angenommen Rahmenbedingungen für das jeweilige Jahr eine Kostenoptimierung des Strom- und Wärmebedarfs sowie eine Kostenoptimierung des Strombedarfs unter Einbeziehung verschiedener Technologien zur Eigenversorgung sowie dem Strombezug aus dem Netz und einem Gasbrennwertkessel als Referenztechnologien.

Im zweiten Schritt wird mittels akteursspezifischen Erfahrungswerten zu Heizungsaustauschraten und einer Diffusionskurve für die Ausbreitung von PV-Anlagen und Batteriespeichern hochgerechnet, zu welchem Gesamtausbau der einzelnen Technologien die Kostenoptimierung der einzelnen Akteure führt.

Die Gesamtausbauzahlen, insbesondere der PV-Ausbau, aber auch die Eigenversorgung mittels KWK-Anlagen, beeinflussen im dritten Schritt bestimmte Eingangsdaten für die zukünftigen Jahre. So verändert sich die EEG-Vergütung entsprechend des atmenden Deckels aus dem EEG 2017. Zudem werden Netzentgelte und EEG-Umlage an die neuen Rahmenbedingungen angepasst.

Nach dieser Rückkopplung erfolgt die Optimierung der Einzelakteure für das nächste Jahr. Als Gesamtergebnis ergeben sich so unter den gewählten Annahmen zu erwartende Ausbaupfade für die betrachteten Technologien zur Eigenversorgung.

In den nächsten Absätzen erfolgt eine Beschreibung einzelner Modellbausteine und wichtiger Annahmen.

90

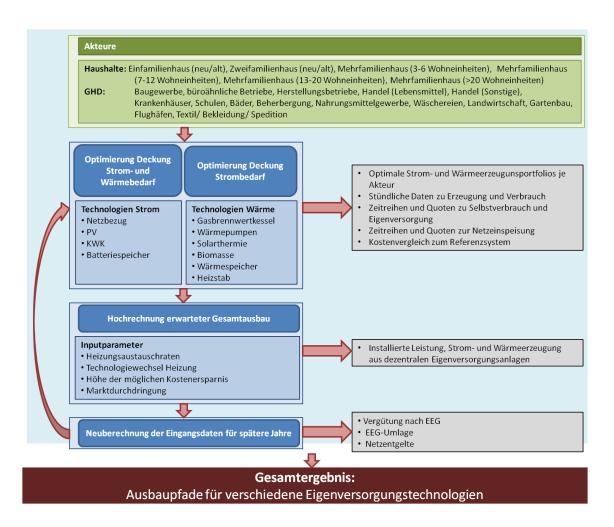


Abbildung 10: Modellstruktur zur Modellierung der zukünftigen Entwicklung der Eigenversorgung

5.2.2 Akteure

Wie in Abbildung 10 ausgeführt, werden im Modell acht Akteure bzw. Gebäudetypen aus dem Haushaltssektor und 15 Akteure aus dem GHD-Sektor betrachtet. Jeder dieser Akteure verfügt über unterschiedliche Eingangsdaten hinsichtlich Strom- und Wärmeverbrauch sowie deren zeitlicher Verteilung über das Jahr. Zudem unterscheiden sich die Strompreise, Umlagen, aber auch Investitionskosten für verschiedene Technologien (aufgrund abweichender typischer Anlagengrößen) und die zu erwartende Förderung zwischen den einzelnen Akteuren. Bei Biomasseheizungen steht zudem nicht allen Akteuren dieselbe Technologie zur Verfügung, da bei kleineren Gebäuden Pelletheizungen, bei größeren Gebäuden Hackschnitzelheizungen die typischerweise günstigste Alternative darstellen. Für Neubauten wird zudem angenommen, dass immer eine Volloptimierung zur kostenminimalen Deckung des Strom- und Wärmebedarfs erfolgt.

Im Haushaltssektor orientiert sich die Modellstruktur am Gebäudebestand, im GHD-Sektor an der Wirtschaftszweiggliederung des Unternehmensregisters des Statistischen Bundesamtes (z.B. Handel, Fertigungsbetriebe, büroähnliche Betriebe, etc.). Da im Sektor Industrie die Eigenversorgung häufig aufgrund der Prozessoptimierung (z.B. gekoppelte Erzeugung mit Prozessdampf) attraktiv ist und außerdem die Verfügbarkeit von öffentlichen Daten äußerst schlecht ist, wird der Sektor Industrie von der Modellierung ausgeklammert und separat untersucht.

Tabelle 5 gibt einen Überblick über die wichtigsten Annahmen zu den verschiedenen Akteuren. Eine genauere Beschreibung der getroffenen Annahmen findet sich im Anhang.

Tabelle 5: Wichtige Annahmen zu einzelnen Akteuren

Akteur	Stromverbrauch [kWh]	Wärmeverbrauch [kWh]	Anzahl der Gebäude	Maximalgröße PV-Anlage [kW]
Haushalte				
Einfamilienhaus (alt)	4000	19250	11127264	5
Einfamilienhaus (neu)	4000	13400	80000	5
Zweifamilienhaus (alt)	7000	30800	2222198	7
Zweifamilienhaus (neu)	7000	22600	20000	7
Mehrfamilienhaus (3-6 Wohneinheiten),	13500	51900	1908301	10
Mehrfamilienhaus (7-12 Wohneinheiten)	28500	102800	838064	10
Mehrfamilienhaus (13-20 Wohneinheiten)	49500	174600	102779	10
Mehrfamilienhaus (>20 Wohneinheiten)	90000	255200	85919	20
Gewerbe/ Handel/ Dienstlei	stungen			
Baugewerbe	73351	205878	42370	62
büroähnliche Betriebe	60702	146772	406761	52
Herstellungsbetriebe	75945	149711	45287	65
Handel (Lebensmittel)	146221	202386	39010	124
Handel (Sonstige)	95473	187779	125416	81
Krankenhäuser	1244750	2389100	4882	1058
Schulen	113442	469134	34063	96
Bäder	347333	702691	4058	295
Beherbergung	81092	197165	204068	69
Nahrungsmittelgewerbe	143010	194445	5828	122
Wäschereien	40508	58946	7988	34
Landwirtschaft	18732	75670	191992	16
Gartenbau	15580	56381	25608	13
Flughäfen	33791276	36914315	39	28723
Textil/ Bekleidung/ Spedition	24500	96081	43913	21

5.2.3 Technologien

Das Modell umfasst vier Optionen zur Strombereitstellung (Strombezug aus dem Netz, PV, KWK, Batteriespeicher) sowie sieben Technologien zur Wärmebereitstellung (Gasbrennwertkessel, Biomasseheizung, Luftwärmepumpe, Erdwärmepumpe, Wärmespeicher, Solarthermie, Heizstab). Eine strikte Trennung von Strom- und Wärmebereitstellung ist in diesem Kontext nicht möglich, da zumindest KWK-Anlagen, aber auch eine Kombination von PV-Anlage und Wärmepumpe eine Kopplung zulässt. Aufgrund der Vielfalt möglicher Technologien zur Wärmebereitstellung und da der Fokus des Vorhabens auf der Analyse des Stromsektors liegt, wurden jedoch im Wärmebereich einige Vereinfachungen getroffen. So werden bspw. nur eine Heizung mit fossilem Brennstoff (Gasbrennwertkessel als Referenztechnologie) sowie eine Technologie zur Wärmebereitstellung mit Biomasse je Akteur berücksichtigt. Ein Anschluss an Fern- und Nahwärmenetze ist in der Modellierung ebenfalls ausgeschlossen.

Der Strombezug aus dem Netz sowie der Gasbrennwertkessel dienen im Modell als Referenztechnologien. Alternative Technologien werden von den Akteuren immer dann eingesetzt, wenn deren Gesamtkosten (Investitionen plus Betriebskosten) unter den Kosten der Referenztechnologien liegen. Das Modell berechnet jeweils nur die kostengünstigste Technologiekombination. Zweitbeste Möglichkeiten, die im Vergleich zum Referenzsystem ebenfalls rentabel sind, werden nicht berechnet. Beispielsweise könnte die anteilige Wärmebereitstellung mit Solarthermie günstiger sein als die volle Bedarfsdeckung mit dem Gasbrennwertkessel. Führt die Installation einer KWK-Anlage oder Biomasseheizung jedoch zu höheren Einsparungen, ist die Solarthermieanlage nicht Teil des Modellergebnisses.

Diese rein kostenoptimierte Sicht auf die Eigenversorgung kann an manchen Stellen zu ungewöhnlichen Ergebnissen führen, wie z. B. zu einer ungewöhnlichen Kombination unterschiedlicher Technologien. Weiterhin mussten aufgrund der Linearität des Modells lineare, bei null beginnende Verläufe der Investitionskurven angenommen werden, da dies sonst zu einer Vervielfachung der Modelllaufzeit geführt hätte. Dies kann dazu führen, dass das Modell vereinzelt unmöglich kleine Größen einer Technologie installiert (z.B. 0,3 kW KWK). Diese Effekte sind aufgrund der mathematischen Natur des Modells nicht vermeidbar und müssen bei der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden.

Tabelle 6 gibt einen Überblick über die wichtigsten Rahmenparameter für die einzelnen Technologien. Für alle Technologien mit Ausnahme des Heizstabs wird im Modell technologisches Lernen, also über die Zeit mit einer bestimmten Rate sinkende Investitionen, angenommen. Zudem unterscheiden sich die spezifischen Investitionen pro

installierter Leistung zwischen den Akteuren, da typischerweise große Anlagen spezifisch günstiger sind als kleinere. Die Unterschiede zwischen den Technologien wurden anhand typischer Anlagengrößen für den jeweiligen Akteur bestimmt. In der Tabelle sind nur die Annahmen für den zahlenmäßig dominanten Akteur Einfamilienhaus dargestellt. Annahmen zu den weiteren Akteuren finden sich im Anhang.

Tabelle 6: Annahmen zu Strom- und Wärmetechnologien für Einfamilienhäuser

Technologie	Investition (€/kW)	Brennstoff- kosten (€/kWh thermisch)	Sonstige Be- triebskosten (€/kWh)	Abschreibungs- dauer	Wirkungsgrad/ Jahresarbeitszahl				
Einfamilienhaus alt	Einfamilienhaus alt								
PV	1607	-	24,10	20	-				
KWK	12796	0,070	0,03	10	65,7% th. 26,3% el.				
Biomasseheizung	1280	0,055	64,00	15	90%				
Gasbrennwert- kessel	383	0,070	0,01	15	95%				
Sole-Wasser- Wärmepumpe	1692	-	0,00	15	3,3				
Luft-Wasser- Wärmepumpe	1427	-	0,01	15	2,6				
Heizstab (Power- to-Heat)	100	-	-	15	99%				
Solarthermie	720	-	-	15	-				
Batteriespeicher	900	-	-	10	94%				

Die Kosten für den Strombezug aus dem Netz sind bestimmt durch den Strombezugspreis, der sich aus einer Reihe von Parametern zusammensetzt (s. Tabelle 7). Zusätzlich fällt für den Strombezug aus dem Netz ein Grundpreis an, der sich zwischen den Akteuren unterscheidet. Die verwendeten Zahlen stellen Durchschnittswerte für Gesamtdeutschland dar. Für einige Bestandteile des Strombezugspreises wird eine Entwicklung über die Zeit angenommen. Für den Strombörsenpreis basiert diese auf der Leitstudie Strommarkt 2014. Die Entwicklung bei Netzentgelten und EEG-Umlage wird modellendogen auf Grundlage des Ausbaus der Eigenversorgung bestimmt und in Abschnitt 5.2.7 beschrieben.

Tabelle 7: Zusammensetzung der Strombezugspreise für Haushalte für 2016 in €/kWh. Für GHD, siehe Anhang

Akteur	Altes Einfami- lienhau s (PHH- A1)	Neues Einfami- lienhau s(PHH- A2)	Altes Zwei- fami- lienhau s (PHH- B1)	Neues Zwei- fami- lienhau s (PHH- B2)	PHH-C (Mehr- fami- lienhau s 3-6 Wohn- einhei- ten)	PHH-D (Mehr- fami- lienhau s 7-12 Wohn- einhei- ten)	PHH-E (Mehr- fami- lienhau s 13-20 Wohn- einhei- ten)	PHH-F (Mehr- fami- lienhau >20 Wohn- einhei- ten)
Strombezugspreis	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
- Stromerzeugung (Börsen- preis)	0,0316	0,0316	0,0316	0,0316	0,0316	0,0316	0,0316	0,0316
- Stromvertrieb	0,0382	0,0382	0,0382	0,0382	0,0382	0,0382	0,0382	0,0382
- EEG-Umlage	0,0635	0,0635	0,0635	0,0635	0,0635	0,0635	0,0635	0,0635
- Netzentgelte (inkl. Messung, Abrechnung)	0,0624	0,0624	0,0617	0,0617	0,0617	0,0617	0,0617	0,0617
- Stromsteuer	0,0205	0,0205	0,0205	0,0205	0,0205	0,0205	0,0205	0,0205
- Konzessionsabgabe	0,0166	0,0166	0,0166	0,0166	0,0166	0,0166	0,0166	0,0166
- sonstige Umlagen	0,0045	0,0045	0,0045	0,0045	0,0045	0,0045	0,0045	0,0045
- Umsatzsteuer	0,0447	0,0447	0,0446	0,0446	0,0446	0,0446	0,0446	0,0446
Grundpreis Netznutzungs- entgelt	20,71	20,71	41,42	41,42	79,88	168,64	292,90	532,54

5.2.4 Profile

Für die Optimierung der Eigenversorgung sind sowohl Erzeugungsprofile für PV und Solarthermie als auch Profile für den Strom- und Wärmeverbrauch relevant. Je nachdem, wie stark Stromverbrauch und PV-Stromerzeugung bzw. Wärmeverbrauch und Wärmeerzeugung aus Solarthermie korrelieren, können auch ohne Strom- und Wärmespeicher bei gleicher Anlagengröße höhere Selbstverbrauchsanteile erreicht werden. Hohe Selbstverbrauchsanteile führen wiederum zu einer höheren Rentabilität der Anlagen zur Eigenversorgung, so dass die Auswahl der Profile ggf. die Modellergebnisse stark beeinflusst

Das Erzeugungsprofil der PV wird insbesondere durch das gewählte Wetterjahr, aber auch durch kleinräumige Effekte, wie z.B. die lokale Bewölkung, bestimmt. Im Modell wird dennoch nur ein durchschnittliches PV-Profil verwendet, da keine räumliche Differenzierung besteht und die Nutzung mehrerer Profile die Rechenzeiten stark verlängert. Das für die PV relevante Profil für die Sonneneinstrahlung wurde dem Modell "Enertile" entnommen und entspricht, wie auch die Lastprofile, dem Wetterjahr 2010.

Da die Akteure jeweils einen typischen Durchschnittsakteur darstellen sollen, werden für die Strom- und Wärmenachfrage gemittelte Profile verwendet, ebenso wie für die Einstrahlung auf Photovoltaikanlagen. Die Strom- und Wärmeprofile stellen die Nach-

frage ohne die der zugebauten Technologien (wie z.B. Batterieein-/ausspeisung, Wärmepumpen, Wärmespeicherein-/ausspeisung) dar, welche endogen bestimmt werden. In die Wärmeprofile fließt auch der Warmwasserbedarf mit ein.

Im Privathaushaltsbereich werden unterschiedliche Profile für Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäuser verwendet. Für die unterschiedlichen Größen der Mehrfamilienhäuser wird dieselbe Profilform um die angepasste Energiemenge skaliert. Die Form wurde aus dem "Intellikon"-Projekt (Stieß et al. 2012) übernommen.

Im GHD-Bereich werden für die jeweiligen Wirtschaftszweige individuelle Nachfrageprofile eingesetzt, da diese untereinander nicht vergleichbar sind und stark voneinander abweichen. Für die Stromprofile verwendeten wir interne Daten. Dem Wärmebedarf und den Profilen liegt die Dissertation von (Hellwig 2003) zugrunde..

5.2.5 Förderung

Das Modell beinhaltet neben Annahmen zu Kosten- und Preisentwicklungen auch die Förderinstrumente, die derzeit der Eigenversorgung zu Gute kommen. Dies umfasst neben der Förderung der Stromeinspeisung ins Netz über EEG und KWKG auch die Förderprogramme der BAFA für KWK, Solarthermie, Biomasseheizungen und Wärmepumpen sowie das KfW-Förderprogramm für Batteriespeicher und die Förderung von Wärmespeichern nach KWKG. Genauere Angaben zur Umsetzung der einzelnen Förderprogramme im Modell finden sich im Anhang.

5.2.6 Diffusionsmodell – Hochrechnung des zu erwartenden Ausbaus aus den einzelnen Optimierungen der Akteure

Bei den bisherigen Darstellungen wurde jeweils nur die einzelwirtschaftliche Optimierung von Einzelakteuren aus den verschiedenen Akteursgruppen betrachtet. Diese wird, wie oben beschrieben, im Modell für jedes Jahr und jeden Akteur jeweils einmal unter Berücksichtigung aller Technologien zur Strom- und Wärmebereitstellung sowie einmal ohne Berücksichtigung der Technologien zur Wärmebereitstellung durchgeführt. Im zweiten Fall werden nur PV und Batteriespeicher als Alternativen zum Strombezug aus dem Netz betrachtet.

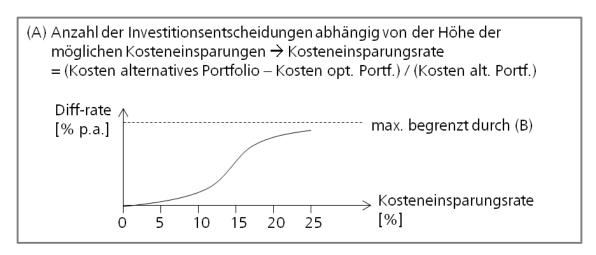
Das Ergebnis der Optimierung zeigt, welche Kombination von Technologien für jeden einzelnen der Akteure in der jeweiligen Akteursgruppe wirtschaftlich rentabel wäre. Dennoch entschieden sich nicht alle Akteure dafür, sofort in die rentable Technologien zu investieren. Begrenzende Faktoren sind hier unter anderem die fehlende Information, fehlender gefühlter Bedarf, beschränktes Kapital, fehlende Installateure, ästhetische Aspekte, räumliche Beschränkungen, Attentismus o.ä.

Im Modell ist daher eine Diffusionsrate implementiert, die die Anzahl der Akteure pro Akteursgruppe, die tatsächlich ihr System optimieren, begrenzt.

Dabei wird angenommen, dass bei einem bestimmten Anteil der Akteure pro Jahr die Heizung ausgetauscht wird. Akteure, die ohnehin ihre Heizung austauschen, werden potenziell in diesem Zusammenhang auch darüber nachdenken, auf ein alternatives Heizsystem umzusteigen und ggf. auch beim Strom Eigenversorgung zu berücksichtigen. Zusätzlich werden weitere Akteure lediglich beim Strom teilweise auf Eigenversorgung umsteigen, auch wenn ihr Heizungssystem nicht ausgetauscht wird. Für diese zweite Gruppe ist die Optimierung ihrer Strombedarfsdeckung desto attraktiver, je höher die erzielbaren Kosteneinsparungen im Vergleich zur Referenz Strombezug aus dem Netz sind. Zusätzlich hat die bestehende Marktdurchdringung Auswirkungen auf die Ausbauraten. Zunächst führt eine steigende Marktdurchdringung dazu, dass mehr Akteure ein Produkt kaufen, dass dann bekannter wird und als "normaler" eingeschätzt wird. Ab einer bestimmten Marktdurchdringung tritt jedoch ein Sättigungseffekt auf, da die meisten Akteure, die grundsätzliches Interesse an einem Produkt oder einer Technologie haben, bereits zu einem früheren Zeitpunkt gekauft haben.

Die angenommen Heizungsaustauschraten beruhen auf historischen Daten. Zusätzlich wurden Annahmen dazu getroffen, welcher Anteil der Akteure sich jeweils für eine neue Heizungstechnologie entscheidet und damit im Modell für eine Optimierung des Strom- und Wärmesystems. Der Anteil wurde mit 43,7 % festgelegt, basierend auf einer umfangreichen, noch nicht veröffentlichten Umfrage zum Austausch von Heizsystemen, die im Rahmen des EU-Projekts BRISKEE durchgeführt wurde. Derselbe Faktor von 43,7 % wurde auch verwendet, um zu bestimmen, wie viele der Neubauten eine Optimierung der Strom- und Wärmeversorgung durchführen und sich nicht lediglich für die Referenztechnologien entscheiden.

Die Diffusionskurven zur Marktdurchdringung und zur Kosteneinsparungsrate als Grundlage zur Bestimmung der jährlichen Verbreitung der Optimierung des Stromsystems sind folgendermaßen parametriert:



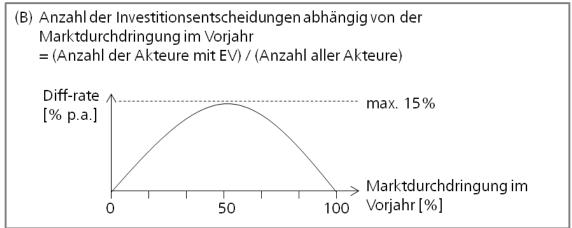


Abbildung 11: Diffusionskurven zur Marktdurchdringung und zur Kosteneinsparungsrate als Grundlage zur Bestimmung der jährlichen Verbreitung der Optimierung des Stromsystems

Die Diffusionsrate hängt sowohl von der Marktdurchdringung als auch von der Kostenreduktion ab. Die Abhängigkeit von der Marktdurchdringung fließt in Form einer abgeschnittenen Gauß'schen Glockenkurve ein, die Abhängigkeit von der Kostenreduktion in logistischer Form. Die endgültige Diffusionsrate entspricht dem Produkt beider Einzelkurven und ist auf maximal 15 % begrenzt.

5.2.7 Rückkopplungen

Wie in Abschnitt 3 erläutert, beeinflusst ein Anstieg der Eigenversorgung die Entwicklung der EEG-Umlage sowie der Netzentgelte. Diese Rückkopplungen wurden auch im Modell umgesetzt. In Abhängigkeit von Ausbau der Eigenversorgung im Vorjahr wird die erwartete Entwicklung der EEG-Umlage und der Netzentgelte angepasst. Bei den Netzentgelten führt die steigende Eigenversorgung dabei eindeutig zu einem Anstieg der Arbeitspreise, da für den selbstverbrauchten Strom keine Netzentgelte anfallen.

Bzgl. der EEG-Umlage wirken zwei Effekte gegeneinander – einerseits fällt für den selbstverbrauchten Strom keine EEG-Vergütung an, andererseits reduziert sich der aus dem Netz bezogene Stromverbrauch, so dass die anfallenden Kosten auf eine geringere Zahl von kWh umgelegt werden.

Zusätzlich wirkt der Ausbau der Eigenversorgung im Modell auch auf die EEG-Vergütung. Hier wird angenommen, dass über die in den Ausschreibungen bestimmte Menge hinaus PV-Ausbau nur unter Berücksichtigung der Eigenversorgung erfolgt, so dass die im Modell zugebaute installierte Leistung zuzüglich der ausgeschriebenen Leistung als gesamte PV-Ausbauleistung interpretiert wird. Basierend auf dieser Menge erfolgt dann die Anpassung der Vergütungssätze entsprechend EEG 2017. Sobald der Deckel von 52 GW überschritten wird, entfällt die Förderung nach EEG.

5.2.8 Szenarien

Als Grundlage der Analysen wird zunächst ein Business-As-Usual (BAU)-Szenario berechnet. In diesem Szenario werden alle bestehenden Fördertatbestände und Privilegien, die derzeit für die Eigenversorgung bestehen, über den gesamten Modellierungszeitraum bis 2030 aufrechterhalten.

In einem zweiten Szenario "Systemdienliche Maßnahmen" werden die Auswirkungen einer Regulierung untersucht, die die Netzintegration der Eigenversorgung erleichtert und einige sachlich eher schwer zu begründende Privilegien aufhebt. Konkret wird in diesem Szenario der Anteil des Grundpreises an den Netzentgelten von 10 % auf 50 % erhöht und aufgrund des somit gesunkenen Arbeitspreises für Strom die Attraktivität des Selbstverbrauchs einschränkt. Zusätzlich wird die Einspeisung des PV-Stroms auf 50 % der maximalen installierten Leistung begrenzt, da insbesondere die Einspeisespitzen negative Wirkungen auf den Netzausbau implizieren. Als drittes werden im Szenario "Systemdienliche Maßnahmen" auf jede Einheit selbstverbrauchten Strom Stromsteuer und Konzessionsabgabe fällig.

Die beiden bisher dargestellten Szenarien führen zu keinen extremen Ergebnissen. Daher werden zusätzlich noch ein Szenario mit deutlich höherem ("Maximalszenario") sowie ein Szenario mit deutlich geringerem ("Minimalszenario") Ausbau, insbesondere der PV-Eigenversorgung, implementiert.

Im Maximalszenario gilt ein Kalkulationszinssatz von 2,5 % an Stelle des Zinssatzes von 4,3 %, der in den anderen Szenarien verwendet wird. Zusätzlich werden die Kosten für PV um 25 % gesenkt, und bei der Diffusionsrate wird angenommen, dass sich nun alle Akteure, die ihre Heizung austauschen, für einen Technologiewechsel entscheiden (und nicht wie bisher nur 43,7 %).

Im Minimalszenario werden alle Privilegien der Eigenversorgung gestrichen. Entsprechend fallen auf jede Einheit selbst verbrauchten Stroms wie auch beim Strombezug aus dem Netz Netzentgelte, EEG-Umlage, KWK-Umlage, Stromsteuer und Konzessionsabgaben an.

Als letztes wird ein Szenario mit vergleichsweise hohem Speicherausbau ("Speicherszenario") berechnet. Aufgrund der derzeit noch relativ hohen Kosten und der unklaren Kostenentwicklung erscheint ein solches Szenario zwar derzeit relativ unwahrscheinlich. Allerdings ermöglicht eine Analyse der Auswirkungen des Speicherausbaus auf Stromerzeugung und Netz interessante Ergebnisse. Um im Modell einen hohen Speicherausbau zu generieren, werden die Speicherkosten auf 30 % der im BAU-Szenario angenommen Kosten abgesenkt.

5.2.9 Sensitivitäten

Zusätzlich zu diesen zentralen Szenarien werden insbesondere beim BAU-Szenario verschiedene Sensitivitäten berechnet. Diese umfassen die Abschaffung der Vergütung nach EEG für Selbstverbrauchsanlagen, eine Absenkung des Zinssatzes auf 1 %, die Annahme eines höheren Börsenstrompreises, die Abschaffung des 52 GW-Deckels sowie die Annahme sehr geringer Speicherkosten.

5.3 Industriesektor

5.3.1 Modellstruktur

Im Gegensatz zu den anderen Nachfragesektoren kann Eigenversorgung im Industriesektor vor allem in Kombination mit Prozesswärmebereitstellung schon seit Jahrzehnten wirtschaftlich betrieben werden (VIK 2015). Die vorhandenen Stromerzeugungsanlagen genießen Bestandsschutz und produzieren daher Strom zu günstigeren Bedingungen, als es nach der Neuregelung im EEG 2014 für Neuanlagen möglich wäre (Elsland et al. 2015). Es ist daher eine weniger dynamische Entwicklung zu erwarten.

Aufgrund der schwachen Datenverfügbarkeit im Industriesektor und der erwarteten weniger dynamischen Entwicklung kommt hier ein vereinfachter Ansatz zur Anwendung. Die Modellstruktur für die Abschätzung der Entwicklung der industriellen Eigenversorgung ist in Abbildung 12 dargestellt.

Zunächst erfolgt für jeden Akteur eine Simulation seiner Strom- und Wärmeversorgung mit verschiedenen Systemkonfigurationen, d.h. Anlagengrößen. Die relevanten Erzeugungstechnologien sind hierbei KWK-Anlagen. Der Strombezug aus dem Netz sowie Gasniedertemperaturkessel bilden die Referenztechnologie. Bei den Akteuren handelt

es sich um statistische Durchschnittsunternehmen der Industriebranchen und jeweiligen Unternehmensgrößenklassen. Es ergibt sich folglich ein optimales Strom- und Wärmeerzeugungsportfolio für jeden Akteur und die zugehörigen Selbstverbrauchsund Eigenerzeugungsquoten.

Die Simulationen werden für ein Basisjahr durchgeführt, zur Validierung mit den vorhanden statistischen Daten, sowie für das Projektionsjahr 2030. In den nächsten Abschnitten erfolgt eine Beschreibung einzelner Modellbausteine und wichtiger Annahmen.

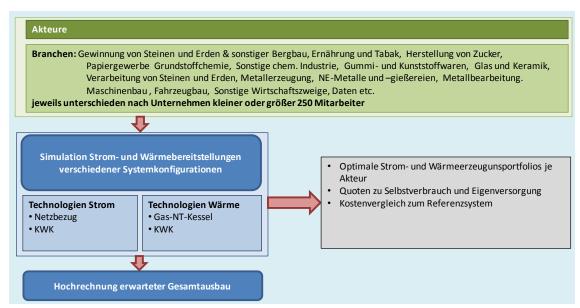


Abbildung 12: Modellstruktur zur Abschätzung der zukünftigen Entwicklung der Eigenversorgung im Industriesektor

5.3.2 Akteure

Wie oben beschrieben bilden statistische Durchschnittsunternehmen die Akteure der Modellierung industrieller Eigenversorgung. Tabelle 8 gibt einen Überblick über die unterschiedlichen Eingangsdaten hinsichtlich Strom- und Wärmebedarf sowie das Wärmeniveau, das für die mögliche Nutzung einer KWK-Anlage entscheidend ist. Die Netzanschlussebene der Industrieunternehmen gibt Aufschluss über die zu zahlenden Netznutzungsentgelte. Für alle Unternehmen wurde mit der vollen EEG-Umlage gerechnet, um einen Maximalwert für die Eigenversorgung zu erhalten.

Tabelle 8: Überblick über die Akteure und zugrundeliegende Annahmen

Branche	Unter- nehmens- größe	Netzan- schluss- ebene	Anzahl der Akteure	Nettostrom- verbrauch je Akteur	Wärmever- brauch je Akteur	Anteil Wärme unter 500°C
	Mitarbeiter			MWh	MWh	
Gewinnung v. Steinen u. Erden, sonst. Bergbau	<250	6	341	3.700	4.620	100 %
	>250	5	12	36.946	82.587	100 %
Ernährung u. Tabak	<250	6	4.647	2.174	3.213	96 %
	>250	5	553	13.983	43.327	96 %
Herstellung v. Zucker	<250		-	-	-	98 %
	>250	3	4	202.083	1.318.750	98 %
Papiergewerbe	<250	5	646	7.177	15.099	29 %
	>250	4	134	111.991	235.607	29 %
Grundstoffchemie	<250	5	303	23.091	20.051	100 %
	>250	3	91	379.941	950.981	100 %
Sonst. chem. Industrie	<250	5	834	6.438	1.858	100 %
	>250	5	210	8.492	88.083	100 %
Gummi- u. Kunststoffwaren	<250	6	2.455	3.172	281	28 %
	>250	5	276	22.498	30.212	28 %
Verarb. v. Steinen u. Erden	<250	6	446	5.502	8.624	14 %
	>250	4	64	41.562	212.780	14 %
Metallerzeugung	<250	4	888	3.038	17.160	3 %
	>250	3	94	50.220	283.711	3 %
NE-Metalle, -gießereien	<250	5	19	42.576	15.388	19 %
	>250	4	48	412.563	2.807.219	19 %
Metallbearbeitung	<250	7	429	6.799	7.899	71 %
	>250	5	129	111.988	167.044	71 %
Maschinenbau	<250	6	6.546	1.356	810	90 %
	>250	5	459	19.350	26.683	90 %
Fahrzeugbau	<250	7	1.191	3.652	1.806	74 %
	>250	4	768	9.025	11.514	74 %
Sonst. Wirtschaftszweige, Daten etc.	<250	7	927	1.348	1.389	82 %
	>250	5	335	53.259	54.905	82 %

^{*} Netzanschlussebenen: 1: Höchstspannung; 2: Hoch-/Höchstspannung, 3:Hochspannung, 4:Hoch-/Mittelspannung, 5:Mittelspannung, 6:Nieder-/Mittelspannung, 7: Niederspannung

5.3.3 Technologien

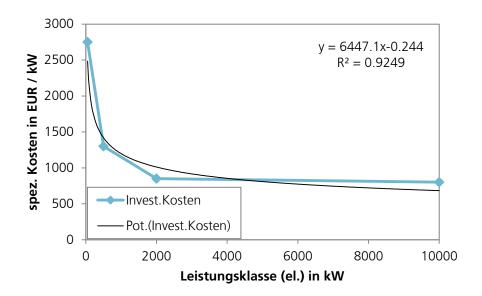
Anders als im Haushalts- oder GHD-Sektor werden für die Industrie ganz andere Anlagengrößenklassen relevant. Da der Sektor durch unterschiedliche Unternehmensgrößen zudem eine große Heterogenität aufweist, werden funktionsbasierte Investitionsund Betriebskosten verwendet, um den spezifischen Kostenvorteil größerer Anlagen abzubilden.

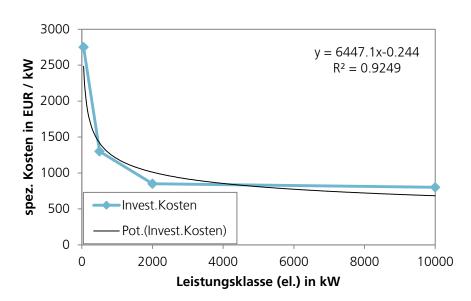
Die Annahmen zu den Preisen für KWK-Anlagen basieren auf den Annahmen der Studie "Potential- und Kosten-Nutzen-Analyse zu Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014" (Prognos 2014).

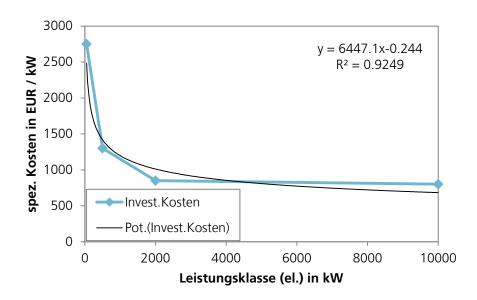
Tabelle 9: Preise für KWK-Anlagen (real 2015)

Preise für KWK-Anlagen [EUR/kW _{el}]				
Leistungsklasse (el.)	50 kW	500 kW	2 MW	10 MW
Investitionskosten inkl. Planungskosten [EUR/kW _{el}]	2.750	1.300	850	800

Auf Basis dieser spezifischen Investitionskosten wurde eine Trendlinie ermittelt, um die Kostendegression für größere KWK-Anlagen bzw. Anlagenparks zu ermitteln. Es wird erwartet, dass sich spezifische Planungs- und Installationskosten mit zunehmender Anlagengröße weiter verringern. Mit der in Abbildung 13 dargestellten Kostenkurve ergeben sich spezifische Kosten für eine 50 MW KWK-Anlage von 460 EUR/kW.







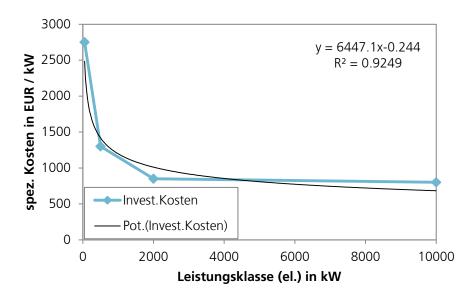


Abbildung 13: Kostendegression spezifischer Investitionskosten KWK-Anlagen

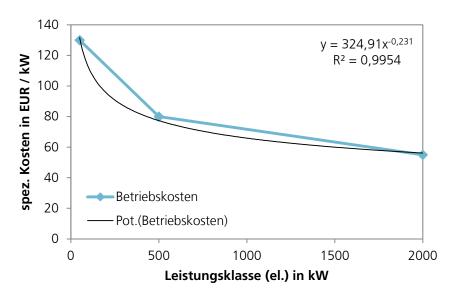
Die sonstige Betriebskosten (Abnutzung, Wartung, etc.) der KWK entstammen ebenfalls der oben genannten Studie, wobei für die variablen Betriebskosten eine Nutzungsdauer der Anlagen von 5.000 Stunden unterstellt wurde.

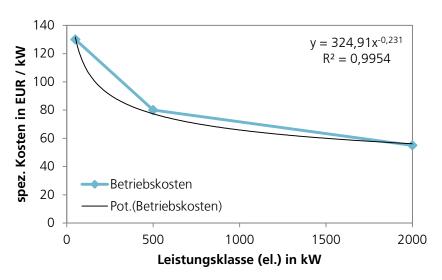
Der elektrische Wirkungsgrad beträgt je nach Anlagengröße zwischen 34 % und 42 %, der thermische Wirkungsgrad zwischen 57 % und 48 %. Es wird ein wärmegeführter Betrieb modelliert.

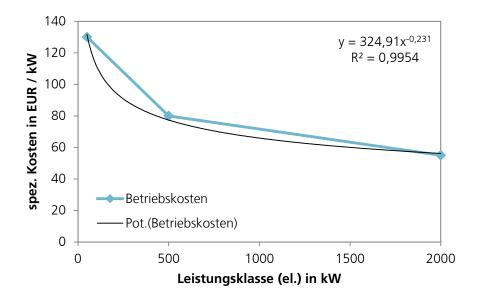
Tabelle 10: Betriebskosten KWK-Anlagen

Preise für Betriebskosten KWK-Anlagen [EUR/kW _{el}]								
Leistungsklasse (el.) 50 kW 500 kW 2 MW								
Fixe und variable Betriebskosten [EUR/kW _{el}] 130 80 55								

Es wurde wiederum eine Trendlinie ermittelt, um die Degression der spezifischen Betriebskosten abzubilden, siehe Abbildung 14.







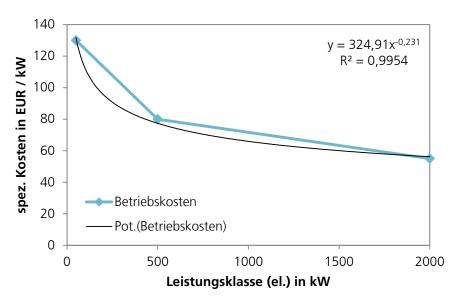


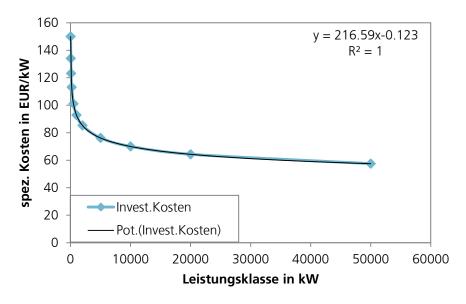
Abbildung 14: Kostendegression spezifischer Betriebskosten KWK-Anlagen

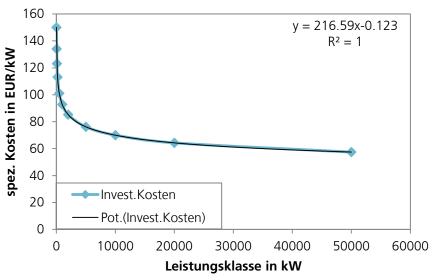
Gemäß dem § 7 KWKG 2016 werden die in Tabelle 11 aufgeführten KWK-Zuschläge entsprechend den Leistungsklassen im Modell implementiert. Für § 8 KWKG 2016 wird vereinfachend unterstellt, dass die Vergütung für eine Laufzeit von 5 Jahren gezahlt wird.

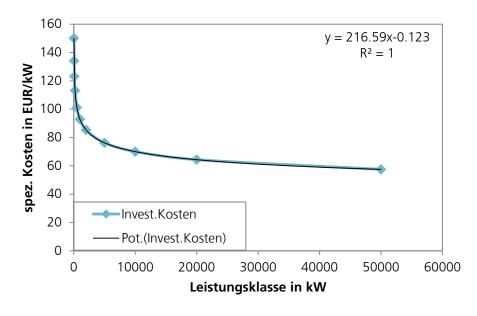
Tabelle 11: KWK-Zuschläge nach § 7 KWKG 2016

KWK-Zuschlag nach dem KWKG 2016								
installierte Leistung	kW _{el}	2	20	100	250	2.000	> 2.000	
KWK-Zuschlag (Einspeisung)	EUR/kWh	0,0800	0,0800	0,0600	0,0500	0,0440	0,0310	
KWK-Zuschlag (Selbstverbrauch)	EUR/kWh	0,0400	0,0400	0,0300		1	-	
Zuschlagsdauer	VBN	60.000	60.000	30.000	30.000	30.000	30.000	
Investitionskostenzuschuss	EUR/kW	2.400	-	-	-	-	-	

Die Kosten für die Referenztechnologie des Gaskessels werden an die Annahmen des FORECAST Modells angelehnt, vgl. Studie "Mapping and analyses of the current and future (2020 - 2030) heating/cooling fuel deployment (fossil/renewables)" (Fleiter et al.). In Abbildung 15 ist die Kostendegression der Gaskessel dargestellt.







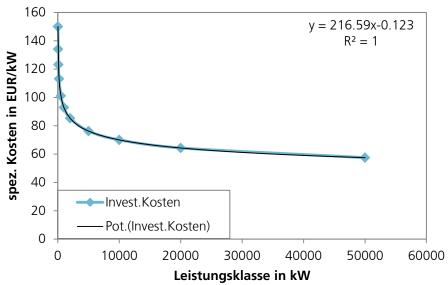


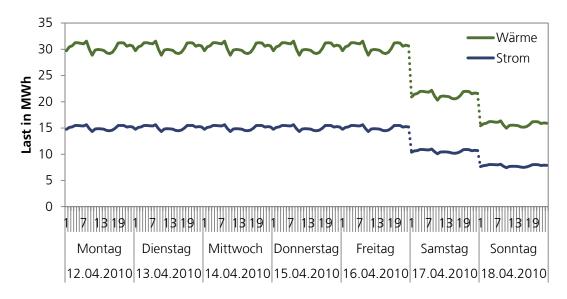
Abbildung 15: Kostendegression spezifischer Investitionskosten Gaskessel

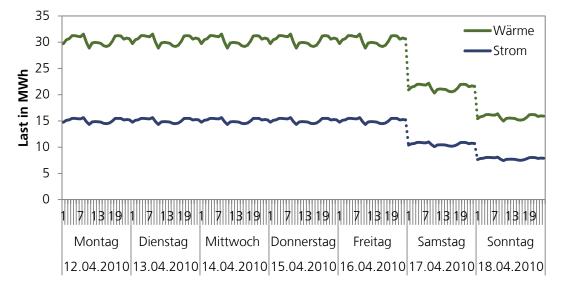
Die sonstigen Betriebskosten (Wartung) stammen ebenfalls aus dem FORECAST Modell. Der Gaskessel (inkl. Peripherie) wird mit einem thermischen Wirkungsgrad von 91 % modelliert.

Für die Abschreibungsdauer wird für die Industrie im Basisszenario für alle Technologien 5 Jahre unterstellt. Es wird hierzu außerdem eine Sensitivität mit 10 Jahren Abschreibungsdauer gerechnet.

5.3.4 Profile

Für die Simulation der Strom- und Wärmeversorgung sind die entsprechenden Bedarfsprofile relevant. Aufgrund der Sensibilität dieser zeitlich hochaufgelösten Daten werden diese sehr restriktiv gehandhabt und es war nicht möglich, für jeden Akteur die entsprechenden Profile zu hinterlegen. Es wird daher für alle Industrie-Akteure dasselbe Lastprofil verwendet, das aus der Papierindustrie entlehnt wurde. Dieses Profil kann aufgrund seiner hohen Volllaststundenzahl gut durch die Strom- und Wärmeerzeugung aus einer KWK-Anlage bedient werden (siehe Abbildung 16). Das zeigt sich auch an der aktuell hohen Eigenversorgungsquote in der Papierindustrie. Um die Robustheit des Ansatzes zu überprüfen, wird daher in einer Sensitivität ein weiteres Bedarfsprofil mit lediglich 5.000 Volllaststunden verwendet.





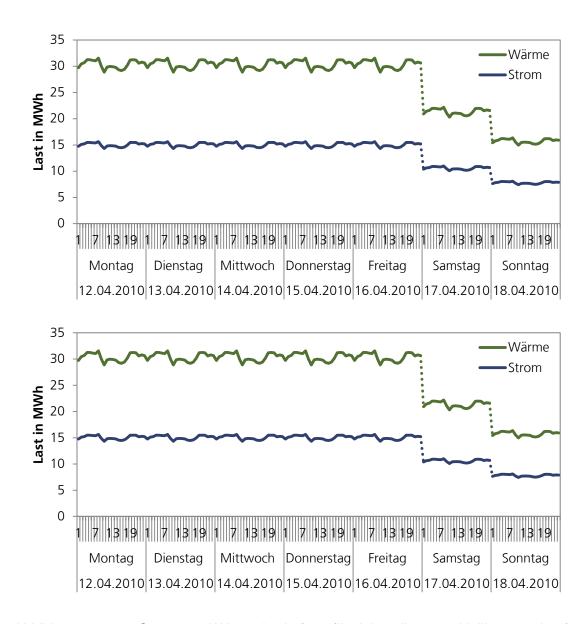


Abbildung 16: Strom- und Wärmebedarfsprofil mit jeweils 6.200 Volllaststunden für ein Unternehmen der Papierindustrie

5.3.5 Modellierung der Kosteneffekte

Zusatzkosten durch den Ausbau der Eigenversorgung entstehen vor allem aufgrund der Ineffizienzen bzgl. Investitionen und Dispatch bei der Stromerzeugung sowie aufgrund von zusätzlichem Netzausbaubedarf und Ineffizienzen im Netzbetrieb. Um diese Kosten abzuschätzen, wurden die Modellierungsergebnisse aus dem Eigenversorgungsmodell in zwei weitere Modelle eingespeist. Die Auswirkungen auf Dispatch und Kraftwerksausbau wurden mit dem Stromsystemmodell Enertile, die Effekte auf die

Netze mit dem Netzmodell der Consentec GmbH berechnet. Beide Modelle sowie die jeweils genutzten Inputdaten werden im Folgenden kurz beschrieben.

5.3.6 Kurzbeschreibung Modell Enertile und Umsetzung der Ergebnisse des Eigenversorgungsmodells in Enertile

Zur Modellierung des europäischen Stromsystems kommt das Stromsystemmodell Enertile zum Einsatz. Für dieses Projekt soll der Fokus dieses Modells auf der Ermittlung der Gesamtkosten des durch Eigenversorgung beeinflussten Energiesystems liegen. Zudem dienen die regionalisierten Ausbauzahlen für die Erneuerbaren Energien als Inputdaten für die Netzberechnung.

Enertile bestimmt basierend auf gesetzten Annahmen den kostenoptimalen Ausbau und stündlichen Einsatz von Erneuerbaren Energien, konventionellen Kraftwerken, Speichern und Interkonnektoren zwischen den verschiedenen europäischen Ländern. Weitere Ergebnisse des Modells sind die resultierenden CO₂-Emissionen sowie stündliche Im- und Exporte und Abregelung der Erneuerbaren Energien bzw. Überschussstrom.

Das Modell verfügt über eine sehr hohe zeitliche (stündlich) und räumliche Auflösung, die notwendig ist, um die Effekte eines Ausbaus der dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien darzustellen.

Das Modell ermittelt zunächst die EE-Potenziale in jeder betrachteten Region auf Basis geographischer Informationssysteme (GIS) unter Nutzung von Daten zu Flächennutzung, Naturschutzgebieten, Infrastruktur und digitalen Geländemodellen sowie auf meteorologischen Zeitreihen für Wind- und Sonneneinstrahlungsprofilen. Insbesondere der Naturschutz und Abstandsregelungen spielen bei der Berechnung des Potenzials eine wichtige Rolle.

Anschließend bestimmt das Modell auf Grundlage der EE-Potenziale, stundenscharfer Stromnachfrageprofile und Flexibilitätspotenziale einen optimalen Zubau an konventionellen und KWK-Kraftwerken, EE-Anlagen, Stromspeichern und Übertragungskapazitäten zwischen den Regionen. Betrachtete Flexibilitätsoptionen sind unter anderem die Kopplung zum Wärmesektor (durch den Ausbau von KWK-Anlagen und Wärmenetzen), die Kopplung zum Verkehrssektor (durch den Ausbau der Elektromobilität) sowie verschiebbare und reduzierbare Lasten (DSM).

Von der Optimierung ausgenommen ist in diesen Szenarien die Photovoltaik. Stattdessen wurden die im Eigenversorgungs-Modell ermittelten PV-Ausbauzahlen in Enertile als fester Wert in die Eingangsdaten übernommen. Hierdurch soll ermittelt werden, ob und wie stark sich die Gesamtkosten des Energiesystems ändern, wenn es zu privatwirtschaftlich getriebenem Zubau von PV kommt.

Im Anschluss an die Optimierung werden die ermittelten (oder in diesem Fall, die durch das Eigenversorgungs-Modell vorgegebenen) Ausbauzahlen für PV und Wind auf die zuvor berechneten hochaufgelösten Flächenpotentiale umgelegt. Hierdurch ergibt sich eine regionale Verteilung von Wind- und PV-Anlagen, die wiederum als Eingangsdaten in die Netzmodellierung einfließen.

Die Rahmendaten für die berechneten Szenarien entsprechen denen des Basisszenarios des Vorhabens "Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland unter besonderer Berücksichtigung der nachhaltigen Entwicklung sowie regionaler Aspekte". Das in diesem Szenario berechnete System hat relativ geringe Kosten, da eine weitgehend unbeschränkte Optimierung der Kosten erfolgt. Bzgl. des PV-Ausbaus ist im Szenario vorgegeben, dass der 52 GW-Deckel erreicht wird und die installierte Leistung über den gesamten betrachteten Zeitraum bis 2050 mindestens konstant bleibt. Zudem werden die EE-Ausbauziele der Bundesregierung mindestens erreicht. Der Unterschied zwischen dem Basisszenario und den hier berechneten Szenarien besteht darin, dass für den PV-Ausbau nicht 52 GW, sondern jeweils der im Modell ermittelte Ausbau gesetzt werden.

5.3.7 Modellierung der Netzeffekte

Veränderungen auf der Verbrauchs- und der Einspeiseseite, die Teile der Ergebnisse des Stromsystemmodells darstellen, führen zu geänderten Anforderungen an die Netze, die wiederum Netzausbaumaßnahmen erfordern und zu hiermit verbundenen Ausbaukosten führen. Analog zum Stromsystemmodell Enertile wird zur Bestimmung der verteilungsnetzseitigen Auswirkungen von Eigenversorgung das im Vorhaben "Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland unter besonderer Berücksichtigung der nachhaltigen Entwicklung sowie regionaler Aspekte" verwendete Modell einschließlich zugehöriger Parametrierung eingesetzt. Das Stromsystemmodell Enertile ist näherungsweise in der Lage, den Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes infolge eines geänderten Kraftwerksparks abzuschätzen. Aus diesen Abschätzungen lässt sich ein praktisch vernachlässigbarer Ausbaubedarf in den im Rahmen dieser Untersuchung betrachteten Szenarien erkennen, sodass auf eine detaillierte Modellierung der Wirkungen in einem leitungsscharfen Systemmodell des Übertragungsnetzes verzichtet wird. Die im Übertragungsnetz entstehende Kostenwirkung wird stattdessen aus den Ergebnissen des Stromsystemmodells abgeleitet. Wirkungen auf die Verteilungsnetze werden hingegen mit den entsprechenden Modellen detailliert analysiert. Eingangsdatum sind die Ergebnisse der Stromsystemmodellierung in Enertile, d. h. insbesondere die Verteilung und der Umfang der EE-Erzeugung (variiert wird PV) und die Entwicklung der Last (grundsätzlich unverändert) unter Berücksichtigung des Einsatzes lastseitiger Flexibilitäten (variiert szenarienabhängig).

6 Ergebnisse der Modellierung

6.1 Private Haushalte und Dienstleistungssektor

Die Struktur der quantitativen Analyse der Effekte der Eigenversorgung entspricht der Struktur der qualitativen Analyse. Allerdings können nicht alle Effekte im Modell abgebildet werden – dies gilt unter anderem für die unterschiedlichen Finanzierungskosten, die Transaktionskosten und die Akzeptanz.

Zunächst wird die Entwicklung der Eigenversorgung im BAU-Szenario sowie in den Alternativszenarien dargestellt. Im Anschluss erfolgt die Analyse der Effekte verschiedener Eigenversorgungsszenarien auf Kraftwerkspark und Erzeugungsmix sowie die Netze. Die Verteilungswirkungen bzgl. der Entwicklung der EEG-Umlage und der Netzentgelte werden ebenfalls untersucht. Der Abschnitt schließt mit einer Zusammenfassung der quantitativen Ergebnisse.

6.1.1 Entwicklung der Eigenversorgung

6.1.1.1 BAU-Szenario

Im Folgenden wird die Entwicklung der Eigenversorgung im BAU-Szenario dargestellt. Zunächst wird vor dem Hintergrund der Entwicklung der EEG-Vergütung, die im Modell ein zentraler Treiber des PV-Ausbaus ist, der Verlauf des PV- und KWK-Ausbaus über alle Agenten hinweg betrachtet. Danach erfolgt eine detaillierte Darstellung der Ergebnisse für die Akteursgruppe mit altem Einfamilienhaus (im Modell PHH-A1), da diese Akteursgruppe zahlenmäßig sehr groß ist und daher ein wichtiger Treiber der Gesamtausbauzahlen ist.

Abbildung 17 zeigt die reale Entwicklung der EEG-Vergütung, die sich in Abhängigkeit vom PV-Ausbau im BAU-Szenario ergibt. Die Vergütung sinkt bis 2020 langsam ab. Da im Jahr 2020 der 52 GW-Deckel erreicht wird, fällt die EEG-Vergütung ab 2021 weg.

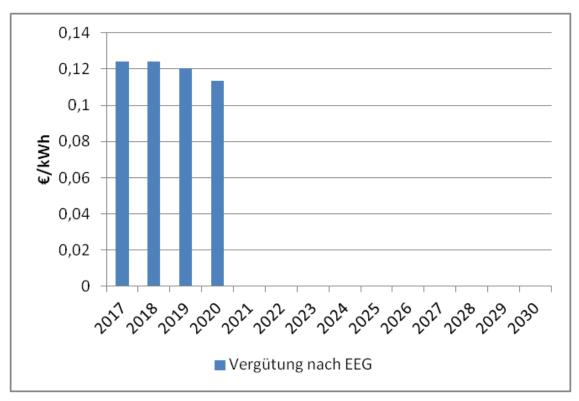


Abbildung 17: Entwicklung der EEG-Vergütung im BAU-Szenario

Abbildung 18 zeigt die Entwicklung der jährlich neu installierten PV-Leistung im Haushalts- und GHD-Sektor, die sich basierend auf der Entwicklung der oben dargestellten Parameter sowie der weiteren Rahmenbedingungen ergibt. Die jährlich neu installierte Leistung liegt zunächst bei knapp unter 2 GW, steigt bis 2020 auf etwa 2,5 GW an und sinkt danach aufgrund des Auslaufens der Förderung nach EEG auf rund 1 GW ab. Unter der Annahme, dass zusätzlich pro Jahr die PV-Anlagen realisiert werden, die in den Ausschreibungen den Zuschlag erhalten, liegt der PV-Ausbau in den Jahren 2017 und 2018 leicht über dem angestrebten Ausbaupfad von 2,5 GW. In 2019 und 2020 liegt der Ausbau etwa 0,5 GW über dem angestrebten Ausbaupfad, da die Anpassung der Vergütung unter den getroffenen Annahmen etwas langsamer als die Kostendegression verläuft. Nach Erreichen des 52 GW-Deckels sinkt der Ausbau der Eigenversorgungsanlagen deutlich ab. Aus dieser Entwicklung lässt sich schlussfolgern, dass zumindest unter den getroffenen Annahmen insbesondere auch hinsichtlich der Diffusionsraten der PV, die Privilegierung der Eigenversorgung nicht ausreicht, um einen Wegfall der Förderung nach EEG vollständig zu kompensieren.

Abbildung 19 stellt den Zubau an KWK-Leistung dar. Dieser steigt bis zum Wegfall der EEG-Vergütung in 2021 leicht an und verbleibt dann relativ konstant bei 320 MW pro Jahr.

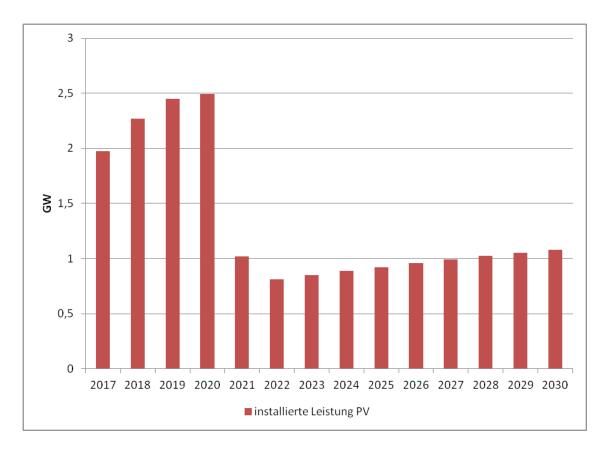


Abbildung 18: Entwicklung der jährlichen installierten Leistung von PV-Anlagen zur anteiligen Eigenversorgung in Wohngebäuden und im GHD-Sektor (BAU-Szenario)



Abbildung 19: Entwicklung der jährlichen installierten Leistung von KWK-Anlagen zur anteiligen Eigenversorgung in Wohngebäuden und im GHD-Sektor (BAU-Szenario)

Die Gesamtausbauzahlen für PV und KWK-Anlagen basieren, wie oben beschrieben, auf der Kostenoptimierung der einzelnen Akteure sowie den angenommenen Diffusionsraten.

Tabelle 12 und Tabelle 13 zeigen die Verteilung des jährlichen Zubaus der PV- und KWK-Leistung auf die einzelnen Akteursgruppen.

Dabei zeigt sich, dass etwa 70 % des Zubaus in Wohngebäuden auf Ein- und Zweifamilienhäuser entfallen und im GHD-Sektor büroähnliche Betriebe und der Handel dominierend sind.

Tabelle 12: Zubau PV-Leistung nach Akteursgruppe in MW

Akteursgruppe	2017	2020	2025	2030
Haushalte				
Einfamilienhaus (alt)	398,6	345,0	151,0	160,5
Einfamilienhaus (neu)	174,8	174,8	56,3	56,1
Zweifamilienhaus (alt)	116,7	111,2	50,9	53,2
Zweifamilienhaus (neu)	60,6	42,6	16,3	18,6
Mehrfamilienhaus (3- 6 Wohneinheiten)	227,1	226,7	72,2	72,0
Mehrfamilienhaus (7- 12 Wohneinheiten)	89,8	89,4	56,2	63,4
Mehrfamilienhaus (13-20 Wohnein- heiten)	8,7	8,5	8,1	8,4
Mehrfamilienhaus (>20 Wohneinheiten)	12,2	12,6	8,2	11,5
Gewerbe/ Handel/ Diens	tleistungen	l .		
Baugewerbe	22,3	21,1	7,0	8,3
büroähnliche Betriebe	253,7	251,1	97,5	106,8
Herstellungsbetriebe	35,5	35,4	17,5	19,9
Handel (Lebensmit- tel)	63,6	63,6	24,8	26,7
Handel (Sonstige)	124,7	123,8	65,5	70,9
Krankenhäuser	56,3	56,1	25,6	27,4
Schulen	16,9	16,0	7,9	10,0
Bäder	13,5	13,3	5,4	5,8
Beherbergung, Gast- stätte, Heime	160,7	157,1	51,5	55,7
Nahrungsmittelge- werbe	8,3	8,1	2,9	3,1
Wäschereien	2,9	2,9	1,5	1,8
Landwirtschaft	4,3	7,4	5,3	8,0
Gartenbau	1,2	1,4	0,9	1,0
Flughäfen	14,1	13,8	0,5	0,5
Textil, Bekleidung, Spedition	6,5	5,9	3,2	4,0

Tabelle 13: Zubau KWK-Leistung nach Akteursgruppe in MW

Akteursgruppe	2017	2020	2025	2030
Haushalte				
Einfamilienhaus (alt)	57,9	73,9	91,7	87,6
Einfamilienhaus (neu)	0,0	0,0	0,2	0,0
Zweifamilienhaus (alt),	13,2	18,3	22,8	24,3
Zweifamilienhaus (neu)	0,2	3,6	5,0	4,4
Mehrfamilienhaus (3- 6 Wohneinheiten)	0,0	5,4	18,7	19,1
Mehrfamilienhaus (7- 12 Wohneinheiten)	38,7	38,6	40,4	41,8
Mehrfamilienhaus (13-20 Wohneinheiten)	8,6	8,7	8,6	9,0
Mehrfamilienhaus (>20 Wohneinheiten)	12,3	12,4	12,2	12,3
Gewerbe/ Handel/ Diens	tleistungen	1	<u> </u>	
Baugewerbe	5,0	5,2	5,5	5,3
büroähnliche Betriebe	32,0	33,4	33,8	35,9
Herstellungsbetriebe	3,9	4,6	4,6	4,3
Handel (Lebensmit- tel)	7,6	7,9	7,1	6,7
Handel (Sonstige)	15,5	17,9	18,0	16,2
Krankenhäuser	11,1	11,3	10,3	10,3
Schulen	9,4	9,6	9,9	9,6
Bäder	1,9	1,9	1,8	1,8
Beherbergung, Gast- stätte, Heime	23,2	23,2	23,8	24,7
Nahrungsmittelge- werbe	0,8	0,9	0,9	0,9
Wäschereien	0,2	0,3	0,3	0,2
Landwirtschaft	6,6	6,9	6,7	6,8
Gartenbau	0,7	0,7	0,8	0,8
Flughäfen	1,6	1,7	0,1	0,1
Textil, Bekleidung, Spedition	1,7	1,8	1,8	1,8

Im Folgenden werden beispielhaft die Ergebnisse für den Akteur "Altes Einfamilienhaus" detailliert dargestellt. Diese Akteursgruppe wurde gewählt, da sie aufgrund der Vielzahl entsprechender Gebäude das Gesamtergebnis maßgeblich beeinflusst. Der Akteur führt eine Optimierung der Deckung seines Strom- und Wärmebedarfs durch.

Abbildung 20 zeigt die Entwicklung der Zusammensetzung der installierten Leistung für ein "Altes Einfamilienhaus". Über den gesamten Modellierungszeitraum deckt der Akteur seinen Strombedarf über eine PV-Anlage, eine KWK-Anlage sowie den Strombezug aus dem Netz.

Die größten Veränderungen zeigen sich hinsichtlich der Dimensionierung der PV-Anlage. In den Jahren bis 2020, in denen die Vergütung nach EEG besteht, wird eine relativ große PV-Anlage mit etwa 3 kW Leistung installiert. In den späteren Jahren liegt die Leistung der neu installierten PV-Anlage bei etwa 1 kW Leistung. Die leichten Veränderungen zwischen den Jahren ergeben sich insbesondere aus dem über die Zeit angenommenen Absinken der spezifischen Investitionen und der Veränderung der EEG-Vergütung sowie der Strompreise für Fremdbezug. Die installierte Leistung der KWK-Anlage steigt über den gesamten Zeitraum stetig an, was ebenfalls über die Reduktion der spezifischen Investitionen aufgrund der Annahmen zu technologischem Lernen erklärbar ist. Die Auslegung des Netzanschlusses bzw. die maximal aus dem Netz entnommene Leistung ergibt sich in Abhängigkeit von der Dimensionierung von PV- und KWK-Anlage. Die maximal aus dem Netz entnommene Leistung ist in den ersten Jahren etwas geringer und steigt in den späteren Jahren nach Wegfall der EEG-Vergütung leicht an.

Auch unter der Annahme, dass in den Jahren nach 2020 keine Vergütung nach EEG mehr bezahlt wird, erscheint es zunächst überraschend, dass für den Akteur eine relativ kleine PV-Anlage die kostenminimale Stromversorgung sicherstellt. Bei Kosten von etwa 9,15 €c/kWh und einem Strompreis von etwa 29,4 €c/kWh im Jahr 2030 würde im Durchschnitt eine Selbstverbrauchsquote von über 32,1 % ausreichen, um die Rentabilität der PV-Anlage gegenüber dem Strombezug aus dem Netz zu ermöglichen. Der Akteur wählt dagegen eine Anlagenauslegung mit einer weit höheren Selbstverbrauchsquote von 93,1 %. Die Erklärung für dieses Ergebnis liegt in der Betrachtung der zusätzlichen Kosteneinsparung bei einer marginalen Vergrößerung der PV-Anlage um 1 W: Wird die PV-Anlage um 1 W vergrößert, so weist dieses zusätzliche W eine Selbstverbrauchsquote von unter 32 % auf. Daher führt eine weitere Vergrößerung der PV-Anlage nicht zu einer weiteren Einsparung und ist somit nicht kostenoptimal.

Dies gilt, obwohl auch eine etwas größere PV-Anlage den Strombedarf günstiger deckt als der reine Strombezug aus dem Netz. An dieser Stelle besteht entsprechend eine

Unsicherheit hinsichtlich der in der Realität durchgeführten Anlagenauslegung. Es besteht die Möglichkeit, dass ein Akteur lediglich die Rentabilität einer im Vergleich zur Dachfläche möglichst großen PV-Anlage berechnet, dabei feststellt, dass diese im Vergleich zum Fremdbezug einen Kostenvorteil bringt. Die große Anlage würde dann ggf. installiert, obwohl eine kleinere Anlage weitere Kosteneinsparungen bewirkt hätte. Das Ergebnis weicht noch aus einem weiteren Grund von den in der Realität zu erwartenden Anlagendimensionierungen ab. Im Modell installiert ein Haushalt sowohl eine PV-Anlage als auch eine KWK-Anlage. Grund hierfür ist die Logik der linearen Optimierung in der Modellierung. In der linearen Modellierung ist es nicht möglich, Restriktionen zu Mindestanlagengrößen oder eine Höchstanzahl von gleichzeitig zu nutzenden Technologien vorzugeben. Die lineare Optimierung ist dagegen sehr gut dazu geeignet, die Lösung komplexer Probleme mit einer Vielzahl von Variablen bei akzeptablem Rechenzeitaufwand zu ermöglichen. Obwohl die Ergebnisse des Modells nicht eindeutig auf die Wirklichkeit übertragbar sind, wird aufgezeigt, welche Kombination von Technologien für einen bestimmten Akteur am kostengünstigsten wäre. In der Realität würde sich der Akteur im hier vorliegenden Fall vermutlich entweder für eine KWK-Anlage oder eine PV-Anlage entscheiden, die dann jeweils etwas größer dimensioniert würde als im Kostenoptimum. Um die Wirkung der Beschränkung auf weniger Technologien zu untersuchen, wurde im Vorhaben eine Sensitivität gerechnet, in der der Akteur keine KWK-Anlagen bauen kann (siehe Abschnitt 6.1.1.2.5).

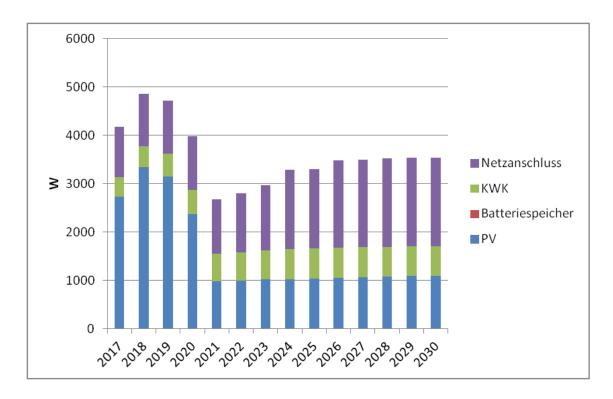


Abbildung 20: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung zur Deckung des Strombedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario)

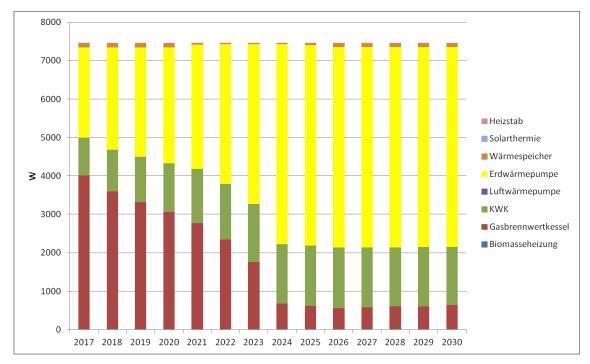


Abbildung 21 zeigt die Entwicklung der installierten thermischen Leistung zur Deckung des Wärmebedarfs des Haushalts. Im Wesentlichen deckt der Akteur seinen Wärmebedarf mittels eines Gasbrennwertkessels, der KWK-Anlage sowie einer Erdwärme-

pumpe. Die übrigen Heiztechnologien werden nur in sehr geringem Ausmaß ausgebaut und sind somit in der Wirklichkeit nicht realisierbar. Dieses Ergebnis bedeutet nicht, dass andere erneuerbare Wärmetechnologien zwingend teurer sind als die Deckung des Wärmebedarfs über einen Gasbrennwertkessel. Es impliziert lediglich, dass mit der Kombination aus Wärmepumpe und PV-Anlage sowie einer KWK-Anlage größere Einsparungen möglich sind. Die Dimensionierung der Erdwärmepumpe steigt über den gesamten Zeitraum an. In den späteren Jahren ist diese insbesondere rentabel, da dadurch die PV-Selbstverbrauchsquote maximiert wird (siehe Abbildung 22). Die Dimensionierung des Gasbrennwertkessels geht über die Zeit zurück, da ein immer größerer Anteil des Wärmebedarfs über die KWK-Anlage und die Wärmepumpe gedeckt wird.

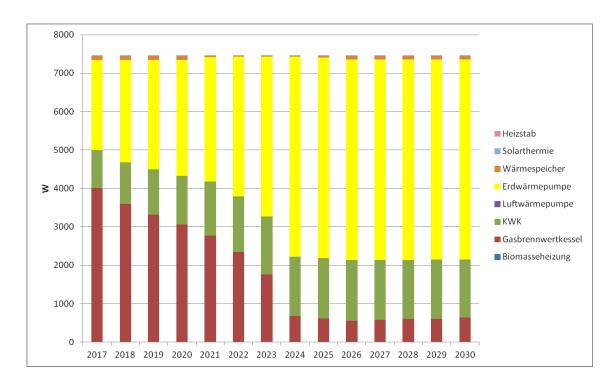


Abbildung 21: Entwicklung der installierten thermischen Leistung zur Deckung des Wärmebedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario)



Abbildung 22: Lastsituation des Einfamilienhauses mit einer Wohneinheit an zwei Beispieltagen im Frühjahr 2030 (Jahresstunden auf der x-Achse). Die Wärmepumpe wird größtenteils mit selbsterzeugtem Strom aus PV und KWK betrieben.

6.1.1.2 Sensitivitäten zum BAU-Szenario

6.1.1.2.1 Auswirkungen eines geringeren Kalkulationszinssatzes

Diese erste Sensitivität untersucht die Auswirkungen eines niedrigeren Kalkulationszinssatzes von 2 % anstelle von 4,3 %. Dieses bewirkt einen erwarteten Anstieg des PV-Zubaus aufgrund der höheren Rentabilität der Projekte. Somit liegt der Zubau schon in 2017 um etwa 1 GW und in 2019 um etwa 1,5 GW über dem Zubau im BAU-Szenario. Der 52 GW-Deckel wird bereits in 2020 und somit ein Jahr früher als im BAU-Szenario erreicht. Dies bedeutet, dass die EEG-Förderung auch bereits ein Jahr früher erlischt.

Des Weiteren zeigt sich ein etwas geringerer Anstieg des Anteils der Erdwärmepumpen in den Jahren 2017 und 2018.

Der stärkere Zubau an PV-Leistung basiert im Wesentlichen auf den größeren Anlagen, welche in den Jahren 2017-2019 realisiert werden.

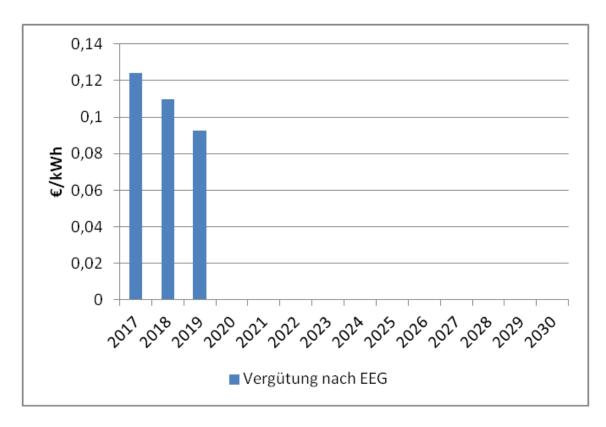


Abbildung 23: Entwicklung der EEG-Vergütung im BAU-Szenario bei geringerem Kalkulationszinssatz

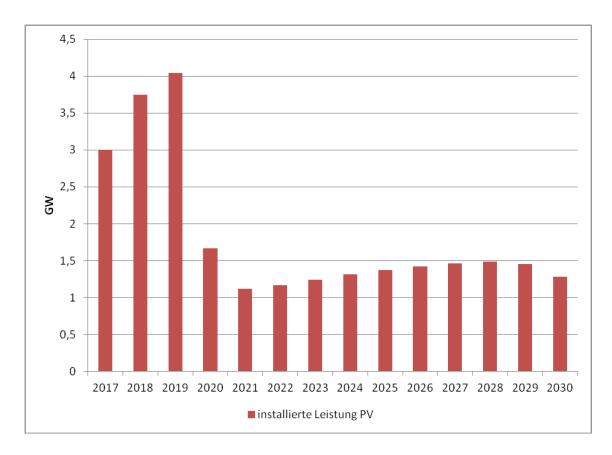


Abbildung 24: Entwicklung der jährlichen installierten Leistung von PV-Anlagen zur anteiligen Eigenversorgung in Wohngebäuden und im GHD-Sektor (BAU-Szenario bei geringerem Kalkulationszinssatz)

Wie oben bereits erwähnt, steigt die spezifische Leistung der installierten PV-Anlagen im Fall des niedrigeren Kalkulationszinses schon in 2017 und 2018 auf etwa 5 kW an. In den Jahren nach Auslaufen der EEG-Förderung liegt die spezifische installierte Leistung etwa 20 % höher als im BAU-Szenario.

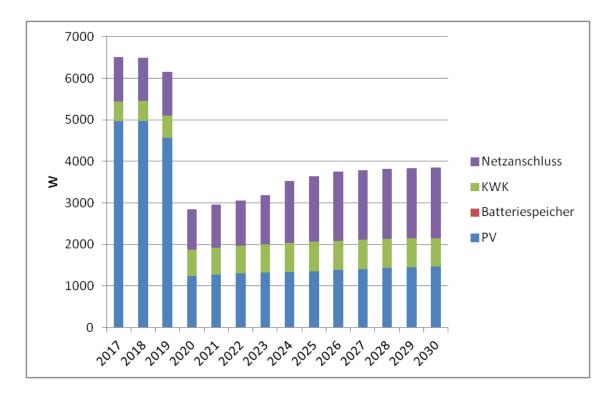


Abbildung 25: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung zur Deckung des Strombedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario bei geringerem Kalkulationszinssatz)

In den Jahren 2017 und 2018 ergeben sich für den Akteur "Altes Einfamilienhaus" leicht höhere Anteile für die Erdwärmepumpe hinsichtlich der installierten thermischen Leistung zur Deckung des Wärmebedarfs. Der Anteil des Gasbrennwertkessels sinkt gegenüber der Erdwärmepumpe und der KWK-Anlage über den gesamten Betrachtungszeitraum signifikant.

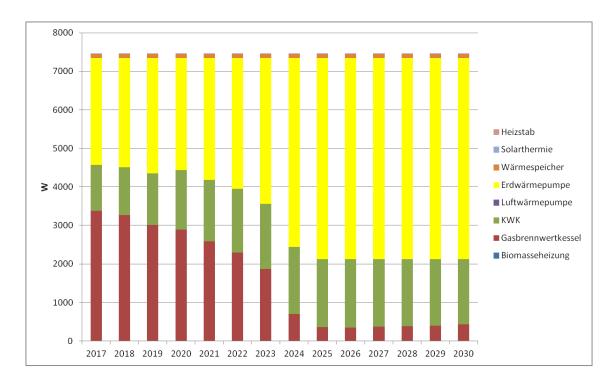


Abbildung 26: Entwicklung der installierten thermischen Leistung zur Deckung des Wärmebedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario bei geringerem Kalkulationszinssatz)

6.1.1.2.2 Effekte eines höheren Börsenstrompreises

Im nächsten Schritt wurden die Auswirkungen eines höheren Börsenstrompreises untersucht. Dies bewirkt durch die Erhöhung der Kosten des Fremdbezugs von Strom eine relative Steigerung der Attraktivität des Selbstverbrauchs. Allerdings sind die beobachteten Effekte vergleichsweise gering. Die jährlich installierte PV-Kapazität ändert sich zum Beginn des Betrachtungszeitraums kaum und bis zum Jahr 2030 lediglich um etwa 10 %.

Im Hinblick auf die installierte elektrische Leistung zur Deckung des Strombedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" lässt sich eine geringfügige Reduktion des Fremdbezugs beobachten. Im Hinblick auf die Deckung der thermischen Leistung ergeben sich keine relevanten Veränderungen zum BAU-Szenario.

Somit ist nicht zu erwarten, dass ein moderater Anstieg des Börsenstrompreises substanzielle Auswirkungen auf den Selbstverbrauch nach sich zieht.

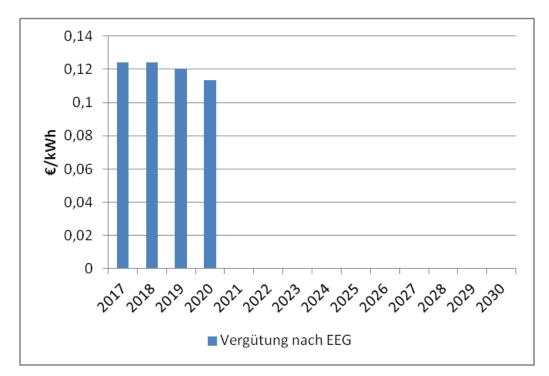


Abbildung 27: Entwicklung der EEG-Vergütung im BAU-Szenario bei höherem Börsenstrompreis

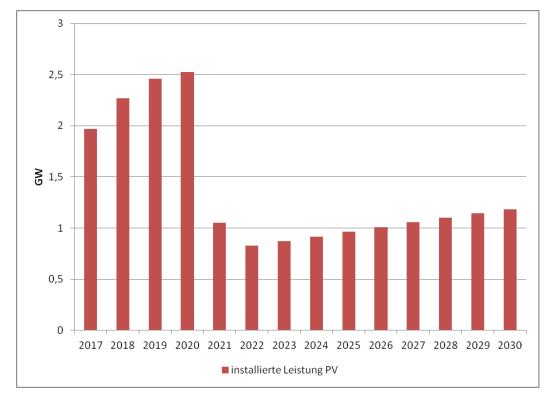


Abbildung 28: Entwicklung der jährlichen installierten Leistung von PV-Anlagen zur anteiligen Eigenversorgung in Wohngebäuden und im GHD-Sektor (BAU-Szenario bei höherem Börsenstrompreis)

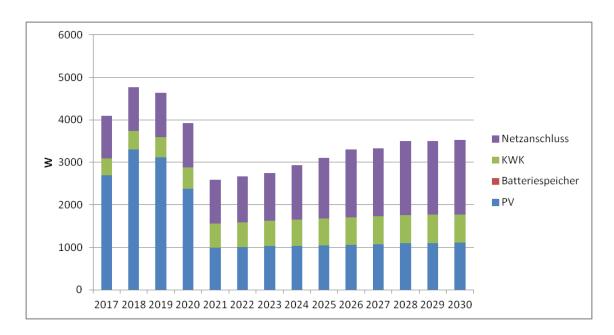


Abbildung 29: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung zur Deckung des Strombedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario bei höherem Börsenstrompreis)

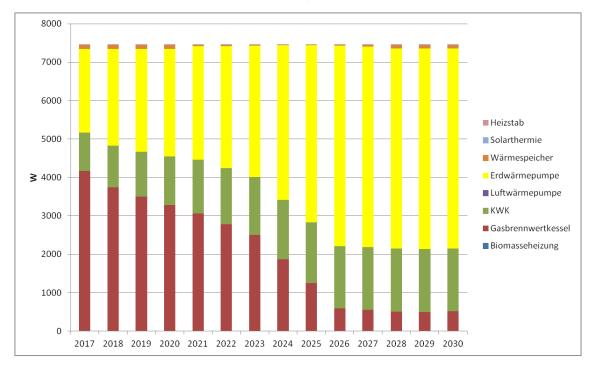


Abbildung 30: Entwicklung der installierten thermischen Leistung zur Deckung des Wärmebedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario bei höherem Börsenstrompreis)

6.1.1.2.3 Auswirkungen einer Abschaffung der Förderung nach EEG für Anlagen mit Eigenversorgung

Als weitere Sensitivität wurde eine Abschaffung der EEG-Förderung für Anlagen mit Eigenversorgung untersucht. In diesem Fall ist der vermiedene Strombezug aus dem Netz der zentrale ökonomische Treiber der Diffusion von PV-Anlagen. Aus dem Wegfall der EEG-Vergütung resultiert ein deutlich geringerer Zubau an PV-Leistung im Zeitraum 2016-2021 im Vergleich zum BAU-Szenario (Abbildung 31). Der generelle Anstieg der jährlich installierten PV-Leistung beruht auf der Kombination aus dem Anwachsen der vorgegebenen Diffusionsraten sowie der steigenden Rentabilität aufgrund des technologischen Lernens.

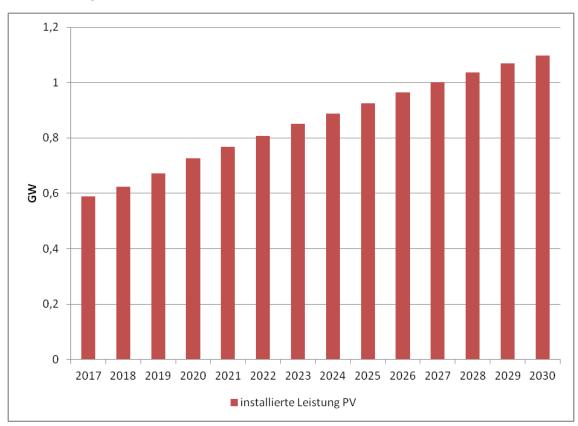


Abbildung 31: Entwicklung der jährlichen installierten Leistung von PV-Anlagen zur anteiligen Eigenversorgung in Wohngebäuden und im GHD-Sektor (BAU-Szenario ohne EEG-Vergütung)

Im Hinblick auf die installierte elektrische Leistung zur Deckung des Strombedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" fällt der PV-Zubau bis 2021 deutlich niedriger aus als im BAU-Szenario. Ab 2021 ist der Ausbau identisch, da ab diesem Jahr auch im BAU-Szenario die Förderung nach EEG aufgrund des erreichten 52 GW-Deckels wegfällt.

Der Anteil der KWK an der elektrischen Leistung bleibt nahezu unverändert. Der Zubau von Batteriespeichern bleibt auch in diesem Szenario unrentabel.

Auf die Entwicklung der installierten thermischen Leistung hat die Abschaffung der EEG-Förderung für Anlagen mit Eigenversorgung nahezu keine Auswirkungen.

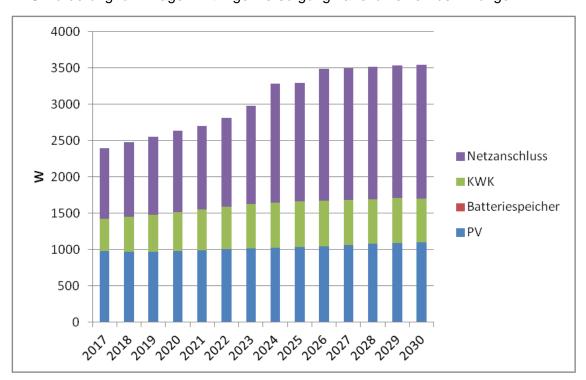


Abbildung 32: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung zur Deckung des Strombedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario ohne EEG-Vergütung)

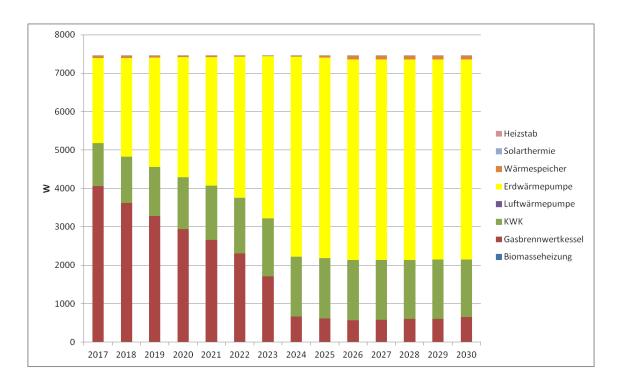


Abbildung 33: Entwicklung der installierten thermischen Leistung zur Deckung des Wärmebedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario ohne EEG-Vergütung)

6.1.1.2.4 Auswirkungen der Abschaffung des 52 GW-Deckels

Die Abschaffung des 52-GW-Deckels für die PV bewirkt den erwarteten Effekt eines deutlich höheren PV-Zubaus auch nach 2020, wobei aufgrund des atmenden Deckels im Jahr 2020 ein Peak des jährlichen Zubaus bei etwa 2,5 GW erreicht wird. Die "optimale" Größe der installierten elektrischen PV-Leistung zur Deckung des Strombedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" steigt bis 2018 auf einen Wert von 3,2 kW und sinkt danach aufgrund der abnehmenden EEG-Förderung.

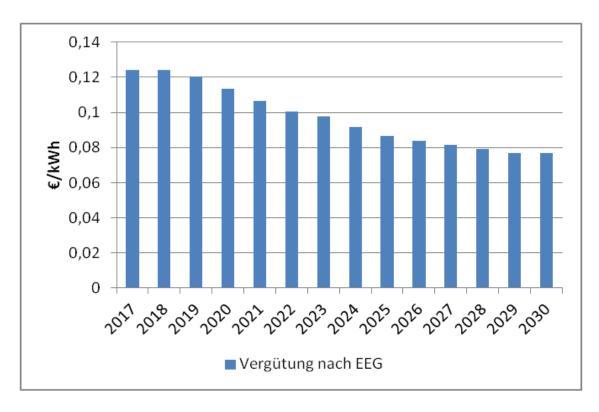


Abbildung 34: Entwicklung der EEG-Vergütung im BAU-Szenario (ohne 52 GW-Deckel)

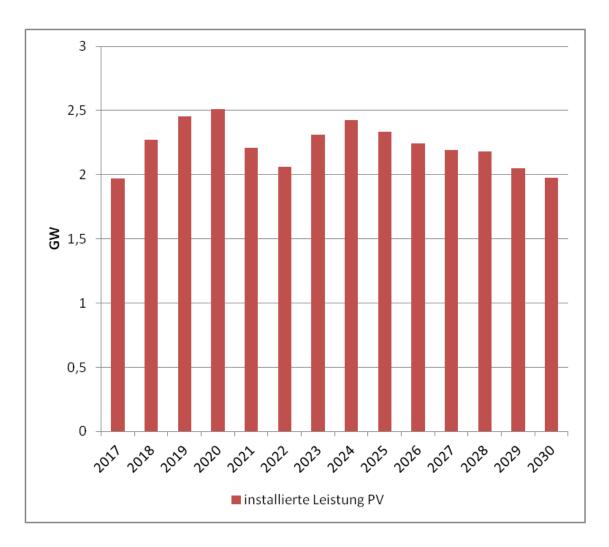


Abbildung 35: Entwicklung der jährlichen installierten Leistung von PV-Anlagen zur anteiligen Eigenversorgung in Wohngebäuden und im GHD-Sektor (BAU-Szenario ohne 52 GW-Deckel)

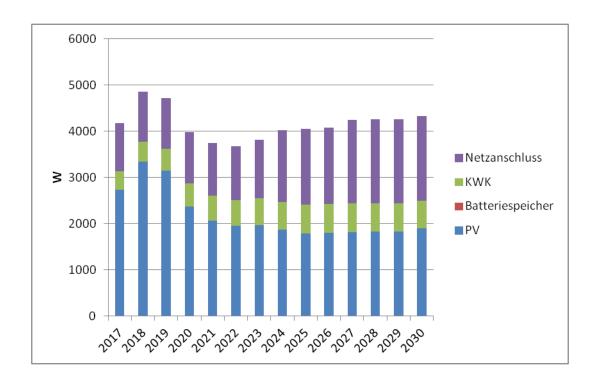


Abbildung 36: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung zur Deckung des Strombedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario ohne 52 GW-Deckel)

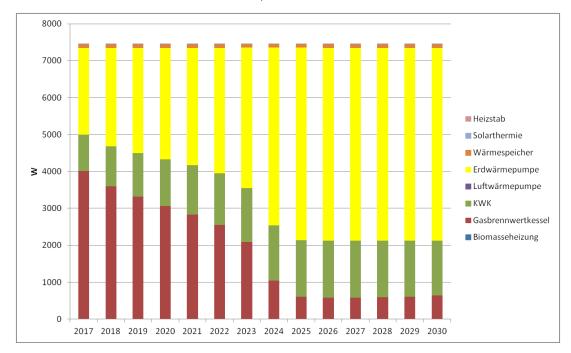


Abbildung 37: Entwicklung der installierten thermischen Leistung zur Deckung des Wärmebedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario ohne 52 GW-Deckel)

6.1.1.2.5 Effekte eines Verzichts auf KWK-Anlagen

Der wesentliche Erkenntnisgewinn des Szenarios "Verzicht auf KWK-Anlagen" liegt in der Antwort auf die Frage, wie sich die im BAU-Szenario installierten KWK-Leistungen auf die PV und den Bezug aus dem Netz aufteilen. Wie oben dargestellt ist es im Rahmen der linearen Modellierung nicht möglich, Restriktionen zu Mindestanlagengrößen oder eine Höchstanzahl von gleichzeitig zu nutzenden Technologien vorzugeben. Daher ist das Ergebnis der Optimierung z.B. ein Mix der pro Einfamilienhaus insgesamt installierten Leistung aus KWK-Anlage, PV-Anlage und Fremdbezug aus dem Netz, obwohl in der Realität vermutlich entweder die PV-Anlage oder die KWK-Anlage gewählt würde. Daher soll in diesem Szenario untersucht werden, welche Größe die PV-Anlage im Fall einer einseitigen Investitionsentscheidung hätte.

Im Zeitraum nach dem Auslaufen der EEG-Vergütung verdoppelt sich die Leistung der PV-Anlage im Beispielfall "Altes Einfamilienhaus" von etwa 1 kW im BAU-Szenario auf 2 kW beim Verzicht auf KWK-Anlagen. Im Jahr 2017 beträgt die optimale PV-Anlagengröße in diesem Fall 5 kW, was ebenfalls etwa dem Doppelten der Werte des BAU-Szenarios entspricht. Die thermische Leistung der KWK-Anlage wird nahezu vollständig durch den Gas-Brennwertkessel ersetzt.

Die gesamte von allen Akteursgruppen jährlich zugebaute PV-Leistung fällt im Szenario ohne KWK-Anlagen in den ersten Jahren etwas höher aus als im BAU-Szenario. Die resultierende schnellere Degression der Förderung nach EEG führt jedoch dazu, dass die jährlich zugebaute Leistung 2020 unter dem BAU-Szenario liegt.

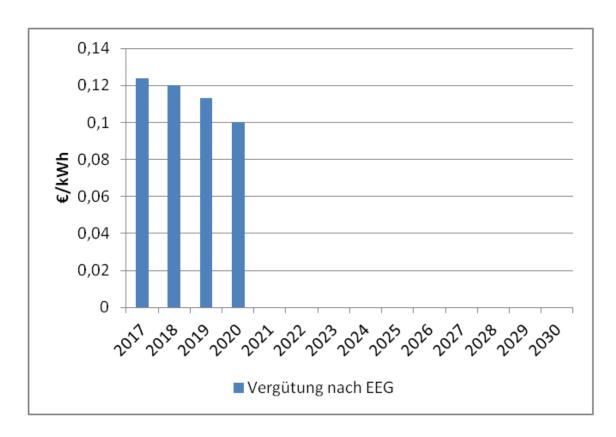


Abbildung 38: Entwicklung der EEG-Vergütung (BAU-Szenario ohne KWK Anlagen)

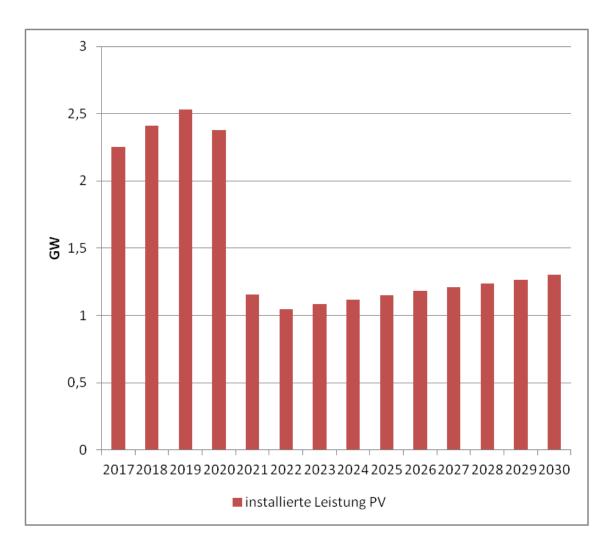


Abbildung 39: Entwicklung der jährlichen installierten Leistung von PV-Anlagen zur anteiligen Eigenversorgung in Wohngebäuden und im GHD-Sektor (BAU-Szenario ohne KWK-Anlagen)

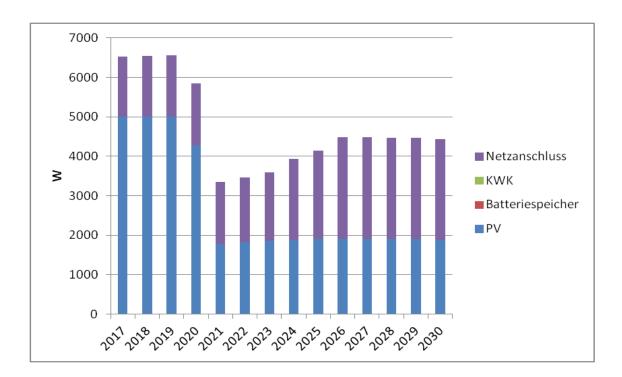


Abbildung 40: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung zur Deckung des Strombedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario ohne KWK-Anlagen)

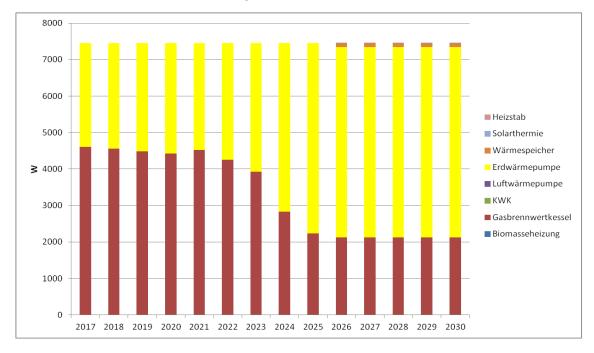


Abbildung 41: Entwicklung der installierten thermischen Leistung zur Deckung des Wärmebedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario ohne KWK-Anlagen)

6.1.1.2.6 Effekte geringer Speicherkosten

Als weitere Sensitivität zum BAU-Szenario wurden hier die Kosten für Batteriespeicher extrem gesenkt, auf 30 % der ursprünglichen Werte. Zwar ist ein derartiger Verfall der Speicherkosten eher unwahrscheinlich, dennoch ist es wichtig, die eventuellen Auswirkungen einschätzen zu können.

Interessant ist, dass es trotz des sehr geringen Preises insgesamt nur zu schwachem Ausbau an Speichern kommt (s. Abbildung 43). Diese beeinflussen das Szenario kaum, die übrigen Ergebnisse weichen nur wenig von denen des BAU-Szenarios ab.

Dennoch muss hier berücksichtigt werden, dass es vor allem im Privatbereich nicht unbedingt rein wirtschaftliche Überlegungen sind, die zur Anschaffung eines Speichersystems führen. Die derzeitige Inanspruchnahme der KfW-Förderung zeigt, dass hier eher ideelle Motivationen und Autarkiebestrebungen einen Ausschlag geben, was dazu führen kann, dass der Ausbau an Speichersystemen bei rein ökonomischer Betrachtung deutlich unterschätzt wird.

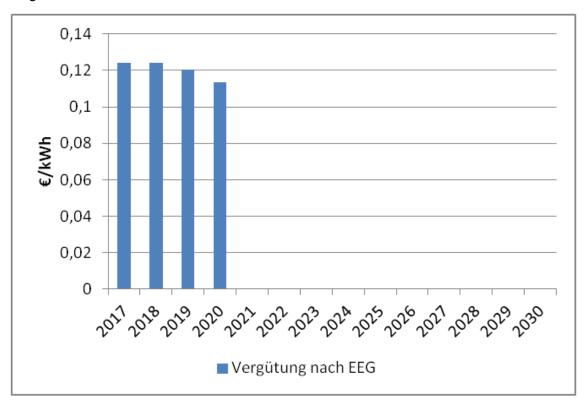


Abbildung 42. Entwicklung der EEG-Vergütung (BAU-Szenario geringe Speicher-kosten)

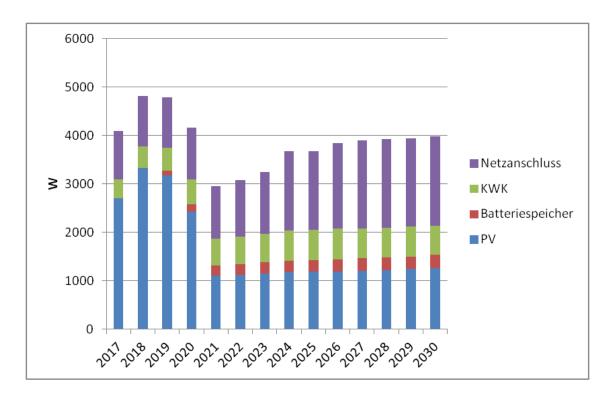


Abbildung 43: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung zur Deckung des Strombedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario mit geringen Speicherkosten)

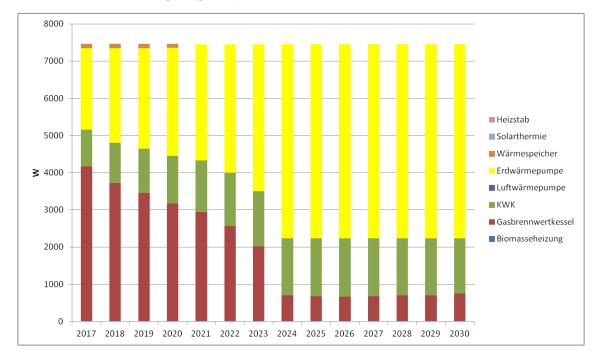


Abbildung 44: Entwicklung der installierten thermischen Leistung zur Deckung des Wärmebedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario mit geringen Speicherkosten)

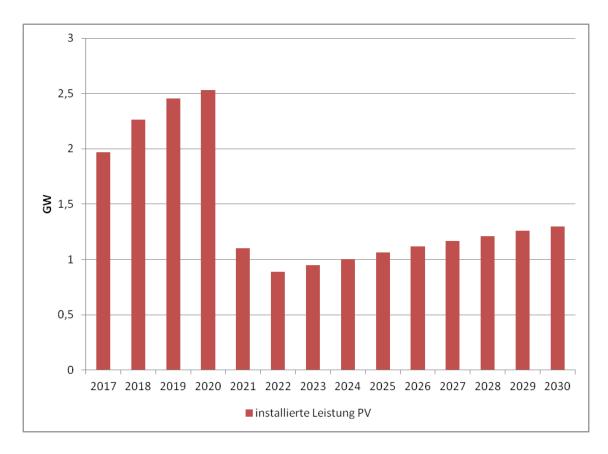


Abbildung 45: Entwicklung der jährlichen installierten Leistung von PV-Anlagen zur anteiligen Eigenversorgung in Wohngebäuden und im GHD-Sektor (BAU-Szenario mit geringen Speicherkosten)

6.1.1.2.7 Effekte geringer Speicherkosten unter Ausschluss von Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplung

Die in der letzten Sensitivität aufgetretenen geringen Ausbauzahlen für Batteriespeicher trotz stark reduzierter Kosten, zusammen mit dem in jedem Szenario starken Aufkommen von Wärmepumpen werfen die Frage auf, ob Batteriespeicher auch dann noch vermieden werden, wenn das Modell nicht mehr die Möglichkeit hat, auf Wärmepumpen auszuweichen, um die Selbstverbrauchsquote zu erhöhen.

Um dies zu validieren, wurde vorige Sensitivität nochmals gerechnet, dieses Mal jedoch ohne Wärmepumpen und KWK-Anlagen als Technologieoptionen.

Tatsächlich scheinen Batteriespeicher unter diesen Voraussetzungen deutlich rentabler zu sein. Bereits ab 2020 werden im "Alten Einfamilienhaus" erste Batteriespeicher installiert, ab 2027 sind 1kW Leistung (resp. 2,5kWh Kapazität) üblich. Im Wärmebereich werden die Wärmepumpen und die KWK vollständig durch Gasbrennwertkessel ersetzt.

Der Gesamtausbau an PV ändert sich nur wenig im Vergleich zur Sensitivität mit Wärmepumpen/KWK-Option, allerdings mit leichtem Anstieg in den späteren Jahren, da sich hier die Kombination aus PV und Speichersystem nochmals mehr rechnet (s. Abbildung 45.

Dass das Modell hier Speicher bevorzugt, wird auch an der Gesamtspeicherkapazität deutlich (Abbildung 47 und Abbildung 48): Ab 2020 beginnt ein stetiger Zubau, der 2030 ca. 7,5 GWh erreicht.

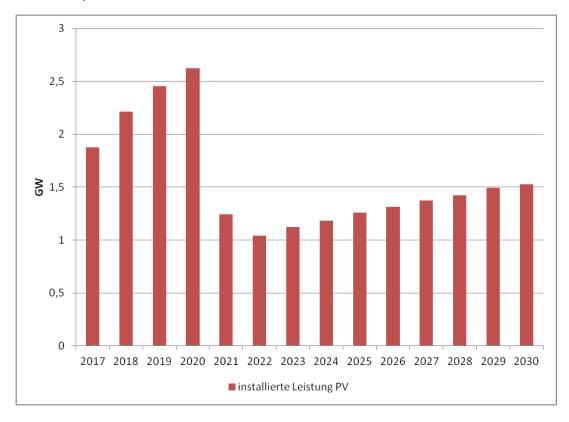


Abbildung 46: Entwicklung der jährlichen installierten Leistung von PV-Anlagen zur anteiligen Eigenversorgung in Wohngebäuden und im GHD-Sektor (BAU-Szenario mit geringen Speicherkosten ohne Wärmepumpen und KWK)

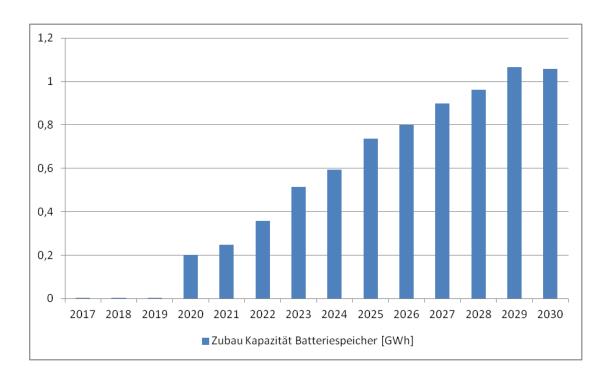


Abbildung 47: Zubau an Speicherkapazität am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario mit geringen Speicherkosten ohne Wärmepumpen und KWK)

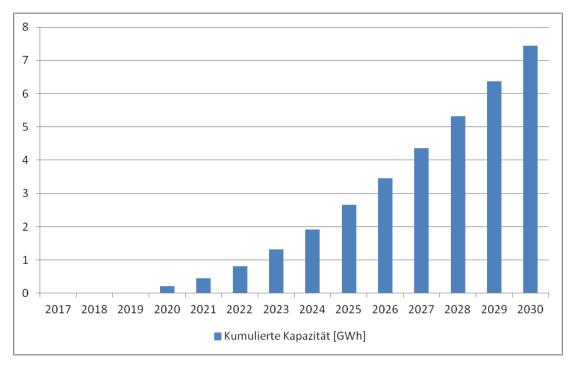


Abbildung 48: Kumulierte Speicherkapazität am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (BAU-Szenario mit geringen Speicherkosten ohne Wärmepumpen und KWK)

6.1.1.3 Szenario Netzdienliche Maßnahmen

In diesem Szenario werden die Auswirkungen einer Regulierung untersucht, die die Netzintegration der Eigenversorgung erleichtert und einige sachlich eher schwer zu begründende Privilegien aufhebt.

Dies bewirkt eine deutliche Reduktion der ökonomischen Anreize für die Eigenversorgung und führt zu einer Reduktion der zugebauten PV-Leistungum etwa mehr als ein Drittel bis 2020 und ebenso nach dem Auslaufen der EEG-Vergütung. Diese Reduktion beruht in etwa zu gleichen Anteilen auf der Reduktion der mittleren Anlagengröße und der Zahl der Neuinstallationen. Gleichzeitig steigt die Kapazität des Netzanschlusses bedingt durch die niedrigeren Leistungen der PV-Anlagen als auch durch die höheren Anteile der Erdwärmepumpen an der thermischen Leistung.

Der Anteil der Erdwärmepumpen zur Bereitstellung der installierten thermischen Leistung zur Deckung des Wärmebedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" nimmt deutlich zu sowohl auf Kosten der KWK als auch der Gasbrennwertkessel. Dieses Ergebnis basiert im Wesentlichen auf dem geringeren Arbeitspreis und höheren Leistungspreis bei den Netzentgelten. Somit steigt die Attraktivität der Wärmepumpe, deren Strombedarf sowohl durch die KWK-Anlage als auch durch den Netzbezug gedeckt wird.

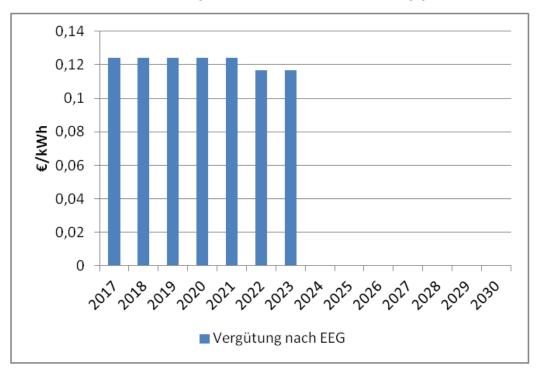


Abbildung 49: Entwicklung der EEG-Vergütung im Szenario "Netzdienliche Maßnahmen"

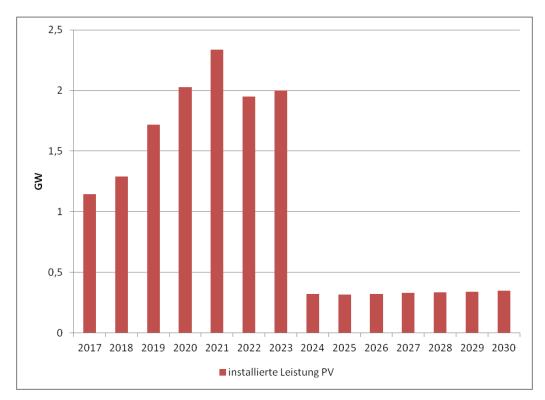


Abbildung 50: Entwicklung der jährlichen installierten Leistung von PV-Anlagen zur anteiligen Eigenversorgung in Wohngebäuden und im GHD-Sektor (Szenario Netzdienliche Maßnahmen)

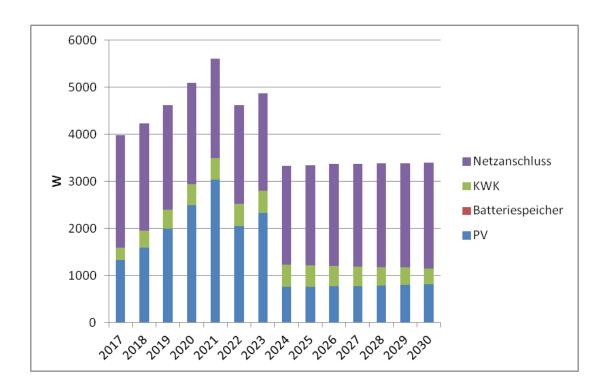


Abbildung 51: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung zur Deckung des Strombedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (Szenario Netzdienliche Maßnahmen)

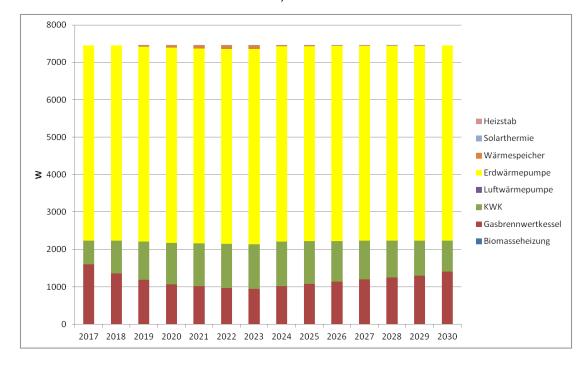


Abbildung 52: Entwicklung der installierten thermischen Leistung zur Deckung des Wärmebedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (Szenario Netzdienliche Maßnahmen)

6.1.1.4 Minimalszenario

Im Minimalszenario werden alle Privilegien der Eigenversorgung gestrichen. Entsprechend fallen auf jede Einheit selbst verbrauchten Stroms wie auch beim Strombezug aus dem Netz Netzentgelte, EEG-Umlage, KWK-Umlage, Stromsteuer und Konzessionsabgaben an. In diesem Szenario ist PV-Eigenversorgung nur dann wirtschaftlich, wenn die EEG-Vergütung über den Kosten der PV-Erzeugung liegt.

Dies resultiert in einer deutlichen Reduktion des PV-Zubaus, die wie zu erwarten stärker ausfällt als im Szenario "Netzdienliche Maßnahmen". Der 52-GW-Deckel für die PV wird somit erst im Jahr 2024 erreicht und danach findet kein Zubau weiterer PV-Anlagen statt.

Außer im Jahr 2024 liefert die PV-Eigenerzeugung im Beispielfall "Altes Einfamilienhaus" keinen relevanten Beitrag. Der Grund hierfür ist, dass der PV-Zubau im Wesentlichen in anderen Segmenten mit größeren und damit günstigeren Anlagen, wie im GHD-Sektor stattfindet, da dieser unter den restriktiven Annahmen des Minimalszenarios noch wirtschaftlich ist. Nur in 2024, dem letzten Jahr vor dem Erreichen des 52-GW Deckels ist der Zubau auch für eine größere Zahl von Anwendungsfällen wirtschaftlich, so dass hier auch im Segment "Altes Einfamilienhaus" ein Beitrag der PV Teil der Lösung ist.



Abbildung 53: Entwicklung der EEG-Vergütung im Minimalszenario

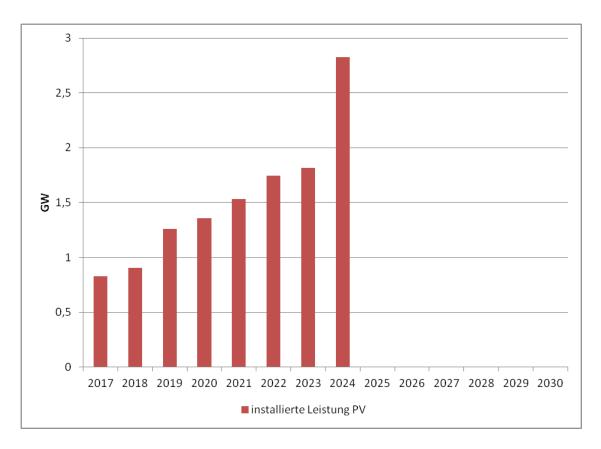


Abbildung 54: Entwicklung der jährlichen installierten Leistung von PV-Anlagen zur anteiligen Eigenversorgung in Wohngebäuden und im GHD-Sektor (Minimalszenario)

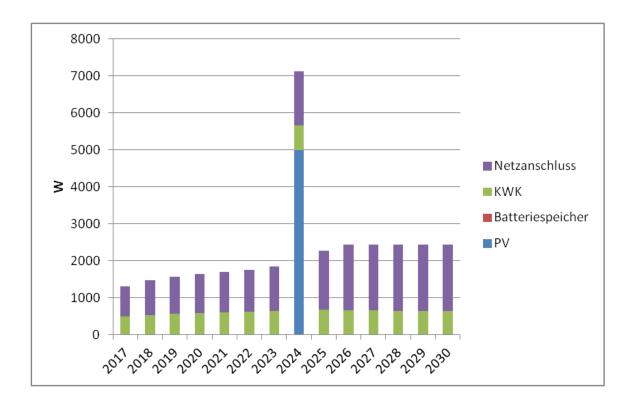


Abbildung 55: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung zur Deckung des Strombedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (Minimalszenario)

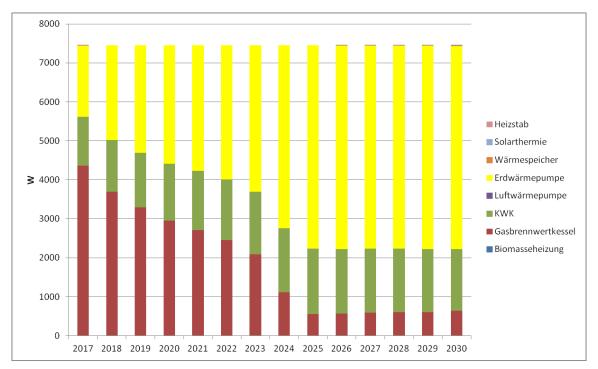


Abbildung 56: Entwicklung der installierten thermischen Leistung zur Deckung des Wärmebedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (Minimalszenario)

6.1.1.5 Maximalszenario

Im Maximalszenario gilt ein Kalkulationszinssatz von 2,5 % anstelle des Zinssatzes von 4,3 %, der in den anderen Szenarien verwendet wird. Zusätzlich werden die Kosten für PV um 25 % gesenkt, und bei der Diffusionsrate wird angenommen, dass sich nun alle Akteure, die ihre Heizung austauschen, für einen Technologiewechsel entscheiden (und nicht wie bisher nur 43,7 %).

Somit erfolgt in diesem Szenario ein sehr starker PV-Zubau in den Jahren 2017 und 2018 von nahezu 13 GW, so dass der 52 GW-Deckel bereits nach 2 Jahren ausgeschöpft ist. Danach verharrt die jährlich installierte Leistung leicht unterhalb von 3 GW pro Jahr, bevor sie ab dem Jahr 2023 wieder abnimmt, da die Diffusionskurve den Bereich der Sättigung erreicht.

Bis zum Erreichen des 52 GW-Deckels liegt die optimale PV-Anlagengröße im "Alten Einfamilienhaus" bei 5 kW, danach beträgt dieser Wert 1,5 kW und steigt bis 2020 langsam auf 2 kW an.

Bezüglich der thermischen Leistung zeigt sich ein moderat höherer Anteil der Erdwärmepumpen auf Kosten der Gasbrennwertkessel verglichen zum BAU-Szenario bis 2020.

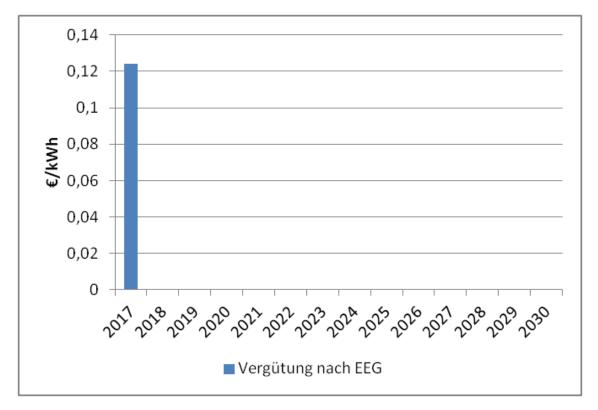


Abbildung 57: Entwicklung der EEG-Vergütung im Maximalszenario

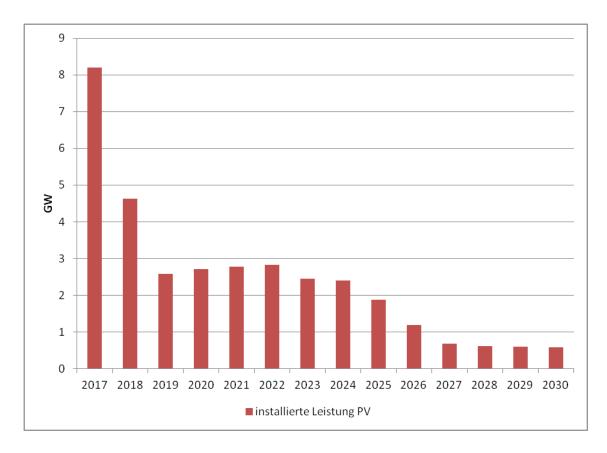


Abbildung 58: Entwicklung der jährlichen installierten Leistung von PV-Anlagen zur anteiligen Eigenversorgung in Wohngebäuden und im GHD-Sektor (Maximalszenario)

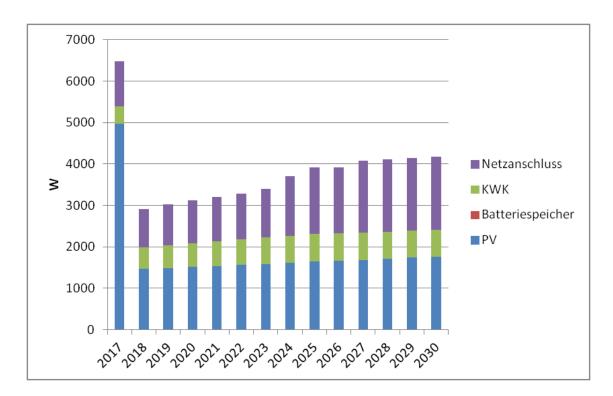


Abbildung 59: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung zur Deckung des Strombedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (Maximalszenario)

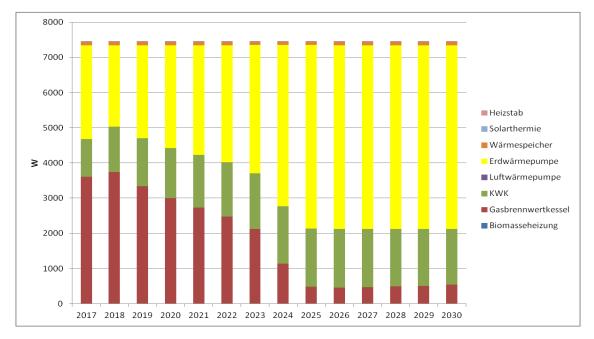


Abbildung 60: Entwicklung der installierten thermischen Leistung zur Deckung des Wärmebedarfs am Beispiel "Altes Einfamilienhaus" (Maximalszenario)

6.1.1.6 Kumulativer PV-Ausbau in den verschiedenen Szenarien

Abbildung 61 und Abbildung 62 zeigen die Entwicklung der kumulierten PV-Leistung in ausgewählten Szenarien. Hier wurden zwei unterschiedliche Darstellungsweisen gewählt; zum einen den modellendogenen Zubau zuzüglich der 2016 bereits vorhandenen Leistung von 38,9 GW, zum anderen nochmals zuzüglich 0,6 GW Zubau pro Jahr durch Ausschreibungen.

Wie erwartet wird im Maximalszenario mit Abstand am meisten PV zugebaut. Die hier vorgenommene 25%ige Senkung der spezifischen Investitionskosten für PV und der geringe Zinssatz sind starke Treiber für den Ausbau, auch nach Wegfall der EEG-Förderung. Hier stellt sich je nach gewählter Darstellung eine Sättigung bei um die 90 GW ein.

Ähnlich stark, aber etwas träger und stetiger ist die Entwicklung im BAU-Szenario in der Sensitivität ohne 52 GW-Deckelung. Im Gegensatz dazu wird der Ausbau im Minimalszenario vom Ausbau in der Sensitivität ohne EEG-Vergütung sogar noch unterschritten. Beide Szenarien zeigen, dass die EEG-Vergütung ein starker Treiber für den PV-Ausbau und somit ein sehr wichtiges Instrument für dessen Steuerung darstellt.

Im BAU-Szenario verläuft der Ausbau weniger stark - hier stellt sich eine gewisse Sättigung bei 60 bzw. 70GW ein; dennoch kommen hier gegen 2030 immer noch ca. 1,5 GW jährlich hinzu, trotz ausgelaufener EEG-Vergütung.

Im Vergleich dazu verläuft im Szenario "Netzdienliche Maßnahmen" die Entwicklung schwächer – die netzdienlichen Maßnahmen wirken klar dämpfend auf den Ausbau, der nur wenige GW über dem des Minimalszenarios und sogar auch nur wenige GW über dem der Sensitivität ohne EEG-Vergütung liegt.

Zumindest in der näheren Zukunft ist in keinem der berechneten Szenarien ein extremer Ausbau der PV-Leistung zu erwarten.

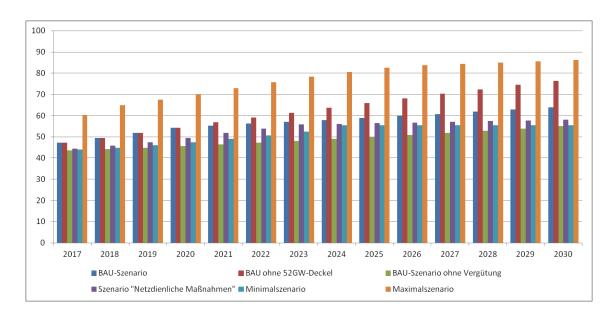


Abbildung 61: Installierte Leistung PV in den jeweiligen Szenarien, zzgl. der 2016 bereits vorhandenen 39,8 GW

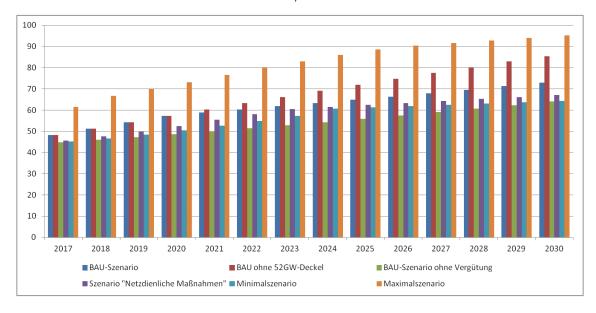


Abbildung 62: Installierte Leistung PV in den jeweiligen Szenarien, zzgl. der 2016 bereits vorhandenen 39,8 GW und 0,6 GW Zubau pro Jahr durch Ausschreibungen

6.1.2 Kostenwirkungen

Oben wurden die Effekte der Eigenversorgung auf die Kosten des Stromsystems bereits qualitativ dargestellt. Im Folgenden werden diese zumindest teilweise quantifiziert. Der Fokus liegt dabei auf den zusätzlichen Kosten, die aufgrund der Ineffizienzen in Investitionen und Dispatch sowie Netzausbaubedarf und Netznutzung entstehen. Wei-

tere Kostenkategorien wie bspw. Finanzierungskosten oder Transaktionskosten können dagegen mit den genutzten Modellen nicht abgebildet werden.

6.1.2.1 Auswirkungen auf Investitionen und Dispatch

Zunächst werden basierend auf den Berechnungen mit dem Stromsystemmodell Enertile die Auswirkungen unterschiedlicher Szenarien für die Eigenversorgung auf den Kraftwerkspark und den Erzeugungsmix dargestellt.

6.1.2.1.1 Kraftwerkspark und Dispatch im BAU-Szenario

Das BAU-Szenario, das den unter den getroffenen Annahmen und bestehenden gesetzlichen Regelungen zur Eigenversorgung zu erwartenden Ausbau der PV-Eigenversorgung darstellt, dient im Folgenden als Referenzszenario. Abbildung 63 zeigt die Entwicklung der installierten Leistung im BAU-Szenario, die sich hauptsächlich aufgrund der getroffenen Annahmen zur Veränderung der Rahmenparameter, wie der Stromnachfrage, der Brennstoff- und CO2-Preise, sowie des technologischen Fortschritts und der politischen Rahmenbedingungen ergibt. Die PV-Leistung wurde aus dem Eigenversorgungsmodell übernommen und enthält zusätzlich jährlich 600 MW, die unabhängig von der Eigenversorgung über Ausschreibungen zugebaut werden. Zwischen 2020 und 2030 gehen alle noch verblieben Kernkraftwerke vom Netz, zusätzlich verringert sich die installierte Braunkohle-Leistung, da unter den getroffenen Annahmen kein CCS möglich ist, aber gleichzeitig die CO2-Preise ansteigen. Aufgrund der steigenden PV- und Offshore-Leistung sowie der steigenden Vollaststunden bei Onshore und der sinkenden Gesamtnachfrage geht die installierte Onshore-Leistung leicht zurück. Die installiere Leistung der Steinkohlekraftwerke mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung sinkt im betrachteten Zeitraum, während Gaskraftwerke mit Kraft-Wärmekopplung etwas stärker ausgebaut werden.

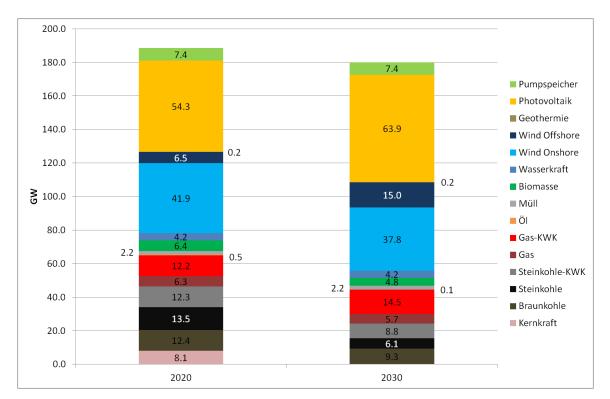


Abbildung 63: Entwicklung der installierten Leistung im BAU-Szenario

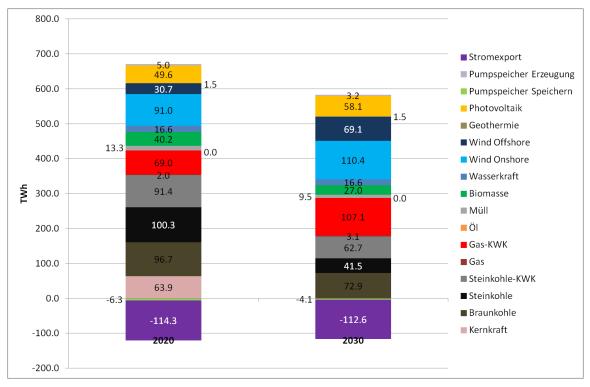


Abbildung 64: Entwicklung des Erzeugungsmix im BAU-Szenario

Bzgl. der Stromerzeugung zeigt sich ein leicht abweichendes Bild (s. Abbildung 64). Hier steigt die Stromproduktion aus PV- und Offshore-Anlagen, aber auch aus Onshore-Anlagen deutlich an. Die Stromerzeugung der Biomasseanlagen sowie aller fossilen Kraftwerke mit Ausnahme der Gaskraftwerke mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung sinken dagegen deutlich. Interessanterweise sinkt trotz des höheren EE-Anteils in 2030 die Auslastung der Pumpspeicherkraftwerke ab, die Nettoexporte sinken ebenfalls leicht. Die Abregelung ist in beiden Jahren sehr gering.

6.1.2.1.2 Kraftwerkspark und Dispatch in den Alternativszenarien

Im Folgenden wird gezeigt, welche Unterschiede bzgl. der Investitionen in neue Kraftwerke sowie des Kraftwerkseinsatzes sich bei verschiedenen Szenarien zur Eigenversorgung ergeben. Berücksichtigt werden hier das Szenario "Netzdienliche Maßnahmen" sowie das Minimal- und das Maximalszenario. Abbildung 65 zeigt die Veränderungen bzgl. der installierten Leistung, Abbildung 66 bzgl. der Stromerzeugung. Die Abweichungen werden jeweils im Vergleich zum BAU-Szenario dargestellt.

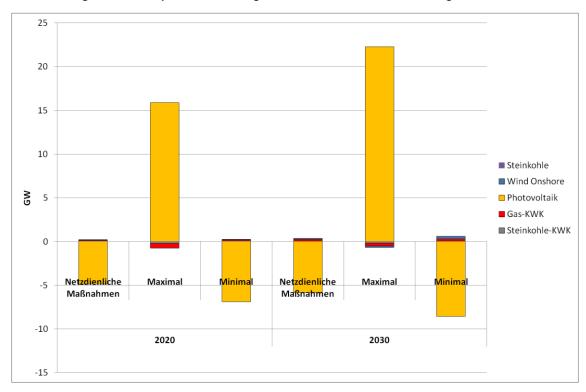


Abbildung 65: Unterschiede im Kraftwerkspark zwischen BAU-Szenario und Alternativszenarien

Beim Vergleich der installierten Leistung wird deutlich, dass weder ein zusätzlicher noch ein geringerer Ausbau der PV deutliche Auswirkungen auf den übrigen Kraftwerkspark haben. Es kommt lediglich zu sehr geringen Abweichungen bei den Gasund Steinkohle-KWK-Anlagen sowie bei Steinkohlekraftwerken, Wind Onshore und Biomasseanlagen. Dies ist damit zu begründen, dass in den berücksichtigten Eigenversorgungsszenarien kein Speicherausbau erfolgt und die PV somit nur zu einem sehr geringen Anteil zur gesicherten Leistung im Stromsystem beiträgt.

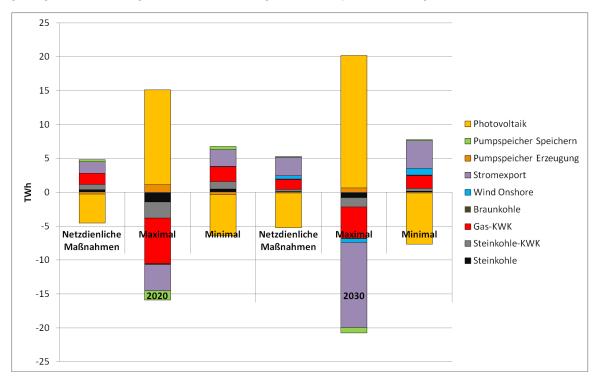


Abbildung 66: Unterschiede in der Erzeugungsstruktur zwischen BAU-Szenario und Alternativszenarien

Bzgl. der Stromerzeugung zeigen sich deutlichere Unterschiede zwischen den verschiedenen Eigenversorgungsszenarien. Die höhere PV-Erzeugung im Maximalszenario führt zu einer Steigerung der Exporte sowie der Pumpspeichernutzung, außerdem sinkt die Erzeugung aus Steinkohle- und Gaskraftwerken sowie Steinkohle-KWK-Kraftwerken deutlich ab. In 2030 reduziert sich zusätzlich zu deutlich stärkeren Exporten auch die Winderzeugung leicht.

Im Szenario "Netzdienliche Maßnahmen" sowie im Minimalszenario sinkt die PV-Erzeugung im Vergleich zum BAU-Szenario. Entsprechend reduzieren sich der Stromexport sowie die Auslastung der Pumpspeicherkraftwerke, außerdem steigt die Erzeugung aus Gas-KWK-Kraftwerken sowie in geringerem Ausmaß aus Steinkohlekraftwerken mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung.

6.1.2.1.3 Unterschiede bzgl. der Gesamtsystemkosten zwischen den Szenarien

Tabelle 14 zeigt die aus den unterschiedlichen Szenarien zum Ausbau der Eigenversorgung resultierenden prozentualen und absoluten Kostenunterschiede. Die Berechnung der Kosten umfasst die Kosten für Kraftwerksinvestitionen und −betrieb. Die meisten Kostenkategorien werden dabei direkt als Modellergebnis bzw. Inputdaten übernommen. Der Stromimport und −export wurde hier vereinfacht mit jeweils 50 €/MWh bewertet. Nicht eingeschlossen sind die Netzkosten, die im nächsten Abschnitt separat betrachtet werden.

Tabelle 14: Kosten für Investitionen in und Betrieb von Kraftwerken

	2020				2030			
	BAU	Netzdien- liche Maß- nahmen	Maximal	Minimal	BAU	Netzdienliche Maßnahmen	Maximal	Minimal
Absolute Ab- weichungen (Mrd. €/Jahr)		-0,4	1,1	-0,5		-0,4	1,5	-0,6

6.1.2.2 Auswirkungen auf das Netz

Haupttreiber für den Ausbaubedarf der Verteilungsnetze sind Veränderungen der Höhe und räumlichen Verteilung von in den Verteilungsnetzen angeschlossenen Lasten und Erzeugungsanlagen. In allen betrachteten Szenarien findet ein Netto-Zubau der installierten Leistung in Freiflächen-PV- und Onshore-Wind-Anlagen über Gesamtdeutschland in nur geringem Umfang statt. Mit Blick auf den Betrachtungszeitpunkt 2020 bis 2030 erfolgt sogar ein Nettorückbau der installierten Leistung durch die Nutzung optimierter Standorte statt. Wegen der Wirkungen der verschiedenen Eigenversorgungsszenarien unterscheiden sich die installierten Leistungen von Aufdach-PV-Anlagen hingegen deutlich zwischen den betrachteten Szenarien. Die installierte Leistung liegt im Maximalszenario ca. 22 GW oberhalb und im Minimalszenario etwa 9 GW unterhalb der im BAU-Szenario. Die installierte Leistung im Maßnahmen-Szenario liegt zwischen der im Minimal- und BAU-Szenario.

Parallel zu den Veränderungen bei der installierten EE-Erzeugungsleistung erhöht sich die Last, im Wesentlichen bedingt durch eine Zunahme bei Wärmepumpen und Elektromobilität, um ca. 10% im Vergleich zu heute. Annahmegemäß bestehen zwischen den Szenarien als Ergebnis der Stromsystemmodellierung diesbezüglich keine weiteren Unterschiede.

Grundsätzlich ist zu erwarten, dass sich die Kostenveränderungen im Verteilungsnetz analog zu der Entwicklung bei den installierten Leistungen in Aufdach-PV-Anlagen verhalten. Eine Ausnahme hiervon bildet jedoch das Szenario "Netzdienliche Maßnahmen", da dort wegen der Begrenzung der Einspeisung von Aufdach-PV-Anlagen auf maximal 50% der installierten Leistung bei gleicher installierter Leistung geringerer Ausbaubedarf zu erwarten ist.

Die Auswertung der quantitativen Berechnungsergebnisse bestätigt diese Erwartung im Wesentlichen und zeigt, dass die relativen Kostenunterschiede zwischen den Szenarien näherungsweise proportional zu Unterschieden installierter Leistung bei PV-Dachanlagen sind, mit Ausnahme des Szenario "Netzdienliche Maßnahmen", das die geringste Kostenzunahme aller Szenarien aufweist.

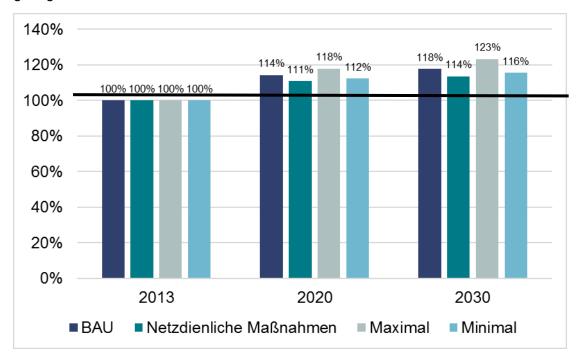


Abbildung 67: Entwicklung der annuitätischen Verteilungsnetzkosten bis 2030 (bezogen auf 2013)

Somit kann festgehalten werden, dass eine Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung von Aufdach-PV-Anlagen zwar dämpfend auf den Verteilungsnetz-ausbau wirkt, diesen insgesamt jedoch nur geringfügig senkt.

Sowohl der Lastzuwachs als auch die Nutzung anderer Standorte bei Freiflächen-PVund Onshore-Wind-Anlagen führen zu nennenswertem Netzausbaubedarf. Auch wenn sich die Summe der installierten Leistung bei Freiflächen-PV- und Onshore-Wind-Anlagen praktisch nicht ändert, kann sich die regionale Verteilung der Anlagenstandorte ändern, wenn Bestandsanlagen nach Ablauf der unterstellten Nutzungsdauer rückgebaut werden und aus Sicht der Optimierungsvorschrift des Stromsystemmodells Enertile Neuanlagen an effizienteren Standorten zugebaut werden. Da der Zubau dann in anderen Netzgebieten erfolgt als der Rückbau, entsteht in den Zubaugebieten Netzausbaubedarf.

Die durch eine Zunahme bei Wärmepumpen und Elektromobilität hervorgerufene Laststeigerung betrifft grundsätzlich alle Regionen und Netzgebiete, sodass nicht zwingend dem Lastzuwachs lokal zunehmende EE-Einspeiseleistung unmittelbar entgegenstehen muss und insofern auch in einigen Netzgebieten lastbedingter Ausbaubedarf entsteht. Exemplarische Rechnungen haben gezeigt, dass die Netzausbaukosten ohne Lastzuwachs in den hier betrachteten Szenarien ca. 2-3%-Punkte geringer ausfallen würden, d. h. der Großteil des im Vergleich zum Referenzjahr 2013 entstehenden Netzausbaubedarfs durch EE-Ausbau verursacht wird. Dabei lassen die durchgeführten Analysen allerdings keine Aussagen darüber zu, ob dies primär durch den eigenversorgungsgetriebenen EE-Ausbau ausgelöst wird oder durch den Ausbau der Freiflächen-PV- und Onshore-Wind-Anlagen.

Die Bandbreite der annuitätischen Verteilungsnetzkostendifferenzen der Szenarien im Vergleich zum BAU-Szenario beträgt zwischen -0,3 und +0,9 Mrd. €/a und liegt damit in der gleichen Größenordnung wie die Kostenunterschiede beim Kraftwerkssystem.

Tabelle 15: Absolute Unterschiede der annuitätischen Verteilungsnetzkosten

	2020				2030			
	BAU	Netzdien- liche Maß- nahmen	Maximal	Minimal	BAU	Netzdienliche Maßnahmen	Maximal	Minimal
Absolute Ab- weichungen (Mrd. €/Jahr)		-0,6	0,6	-0,3		-0,7	0,9	-0,3

6.1.2.3 Zusammenfassung der Kostenwirkungen

Sowohl im Netzbereich als auch bei der Stromerzeugung zieht ein höherer Ausbau der Eigenversorgung eine Steigerung der Kosten nach sich. Allerdings sind die Kostenunterschiede zwischen den Szenarien im Vergleich zu den jährlichen Gesamtkosten des Stromsystems wie auch im Vergleich zum gewählten Referenzszenario (Basisszenario der Langfristszenarien) relativ gering. Eine extremer Anstieg der Kosten aufgrund des kurz- bis mittelfristigen Ausbaus der Eigenversorgung ist somit nicht zu erwarten.

6.1.3 Verteilungswirkungen

Selbstverbrauchter Strom ist zumindest teilweise von Steuern und Umlagen ausgenommen. Ein Anstieg der Selbstversorgung führt deshalb, wie in Abschnitt 3.3 beschrieben, zu einem Anstieg der Kosten des Strombezugs aus dem Netz. Im Folgenden wird anhand der Modellergebnisse dargestellt, inwieweit die unterschiedlichen Eigenversorgungsszenarien Netzentgelte und EEG-Umlage für den nicht privilegierten Strombezug aus dem Netz erhöhen.

6.1.3.1 Entwicklung der Netzentgelte (Arbeitspreise)

Abbildung 68 zeigt die Entwicklung der Netzentgelte (Arbeitspreise) im BAU-Szenario. Im Modell wird dabei von einem Baseline-Pfad der Netzentgelte ausgegangen und des Weiteren angenommen, dass das Netzentgelt lediglich von der Höhe der Eigenversorgung beeinflusst wird, andere Einflussfaktoren wie bspw. Kosten für Netzausbau und Netzbetrieb werden nicht berücksichtigt. Entsprechend zeigen die Ergebnisse auch direkt die Verteilungswirkung der Eigenversorgung.

Abbildung 68 macht deutlich, dass die Unterschiede zwischen den einzelnen Eigenversorgungsszenarien im Hinblick auf die Verteilungswirkung bei den Netzentgelten sehr gering ausfallen. Sogar im Maximalszenario steigen die Netzentgelte (auch hier ohne Berücksichtigung der zusätzlichen Kosten für Netzausbau und Netzbetrieb) nicht nennenswert stärker an als im BAU-Szenario. Im Szenario "Netzdienliche Maßnahmen" sind die Netzentgelte sowie auch deren Anstiegt deutlich geringer. Dies bedeutet, dass die Verteilungswirkungen hinsichtlich der Netzentgelte in diesem Szenario geringer ausfallen, allerdings fällt gleichzeitig für alle Akteure ein höherer Grundpreis an.

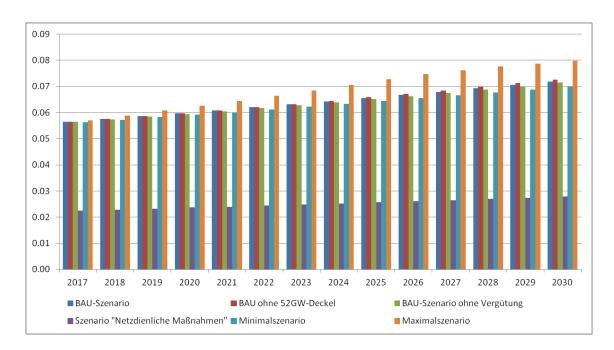


Abbildung 68: Vergleich der Entwicklung der Netzentgelte (Arbeitspreise) in verschiedenen Szenarien

6.1.3.2 Entwicklung der EEG-Umlage

Die EEG-Umlage steigt im BAU-Szenario zunächst leicht an, sinkt ab 2021 jedoch wieder. Im Vergleich zum angenommenen Referenzpfad verschiebt sich die Absenkung zeitlich etwas nach hinten und die EEG-Umlage ist leicht erhöht. Der Vergleich zwischen den Szenarien (vgl. Abbildung 69) macht deutlich, dass auch bzgl. der EEG-Umlage die Unterschiede zwischen den Szenarien gering ausfallen. Der Unterschied zwischen Maximal- und Minimalszenario beträgt durchgängig weniger als 0,23 €c/kWh.

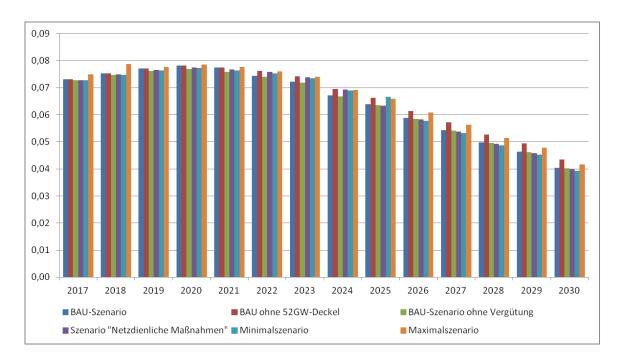


Abbildung 69: Vergleich der Entwicklung der EEG-Umlage in den verschiedenen Szenarien

6.1.3.3 Zusammenfassung der Verteilungswirkungen

Wie bzgl. der Kostenwirkungen sind auch bei den Verteilungswirkungen zwischen den Szenarien keine extremen Unterschiede zu beobachten. Zumindest kurz- bis mittelfristig führt der Ausbau der Eigenversorgung unter den hier getroffenen Annahmen nicht zu problematischen Umverteilungen.

6.2 Industriesektor

6.2.1 Aktuelle Eigenversorgung in der Industrie

Die statistische Erfassung der Eigenversorgung, insbesondere im Industriesektor, stellt eine große Herausforderung dar. Nach eigener Aussage liegen selbst "der Bundesregierung [...] keine Daten zu den Stromverbrauchsmengen, die selbst erzeugt und selbst verbraucht werden, für die Wirtschaft vor" (Bundesregierung 2014). Dies führt zu einer Ungenauigkeit der Ausgangsdaten. Auch in der Literatur sind sehr wenige Studien zu finden, welche sich mit industrieller Eigenversorgung beschäftigen. Als eine umfassende Studie ist die Untersuchung von (Bardt et al, 2014) hervorzuheben, auf deren Ansatz die folgenden Berechnungen zur aktuellen Eigenversorgung in der Industrie aufbauen. Daneben befassten sich die Mittelfristprognosen der letzten Jahre mit Eigenversorgung und ihrer möglichen Entwicklung (Koep et al. 2012 und Elsland et al.

2015). Zusammen bilden diese Studien die Grundlage für die folgenden Abschätzungen.

Verfügbare statistische Daten, von denen auf Eigenversorgungsmengen geschlossen werden kann, stammen vom Statistischen Bundesamt. Es handelt sich um die Erhebungen (060), (073) der Fachserie 4 Reihe 6.4 (Destatis 2013a, 2013b). Daneben existieren Potentialschätzungen, wie beispielsweise von (Klotz et al., 2014), welche allerdings nur Anhaltspunkte geben, ohne Aussagen über die tatsächlichen Bestände zu treffen. Entsprechend der zuvor genannten Studien belief sich die Eigenversorgung im Jahr 2014 in allen Sektoren auf insgesamt etwa 50 TWh.

Die industrielle Eigenversorgung errechnet sich für die historischen Jahre 2009 bis 2013 aus der Energiestatistik (060) (Destatis 2013b) als Differenz zwischen eigener Erzeugung (netto) und Abgabe an Energieversorgungsunternehmen (EVU) (Bardt et al, 2014)):

Industrielle Eigenversorgung = Industrielle Stromerzeugung - Abgabe an EVU

Für das Jahr 2012 ergeben sich die in Abbildung 70 dargestellten Werte. Die Branche "Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln" enthält hierbei die "Herstellung von Zucker" die für den größten Teil der eigenen Erzeugung dieser Branche verantwortlich ist (ca. 85% des Strombedarfs der Zuckerindustrie wird durch Eigenerzeugung gedeckt).

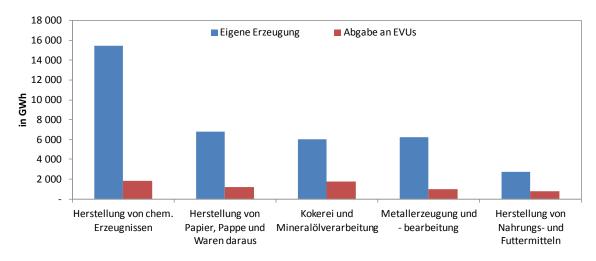


Abbildung 70: Eigene Erzeugung und Abgabe an EVUs der größten Eigenversorger unter den Industriesektoren im Jahr 2012

Im Industriesektor findet Eigenversorgung schon seit langem Anwendung und ist vor allem prozessgetrieben. Aus diesem Grund verlief ihre Entwicklung in der Vergangenheit stabil und ist eher von der Konjunktur als von politischen Entwicklungen beeinflusst. Abbildung 71 zeigt die Stromerzeugung des Industriesektors von 2003 bis

2013⁶¹. Die Werte des industriellen Selbstverbrauchs liegen nur zwischen 2009 bis 2013 vor, aber es ist davon auszugehen, dass dieser eine zur eigenen Erzeugung vergleichbare Entwicklung aufweist.

Der KWK-Anteil der Eigenerzeugung ist ebenfalls relativ stabil und lag in der Vergangenheit zwischen 52 % und 78 %. Die KWK-Stromerzeugung ist damit die dominierende Eigenversorgungstechnologie im Industriesektor.

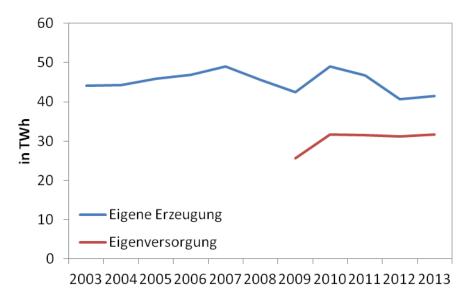


Abbildung 71: Entwicklung der Eigenversorgung im Industriesektor von 2003 bis 2013

6.2.2 Abschätzungen zu Potenzialen für Ausbau der industriellen Eigenversorgung

Um zukünftige Potentiale für den Ausbau der industriellen Eigenversorgung abzuschätzen, wurden die Ergebnisse aus dem in Abschnitt 5.3 beschriebenen Modell ausgewertet.

Zunächst wurden die Berechnungen im Basisjahr durchgeführt und mit der Abschätzung von Eigenversorgung aus der Statistik verglichen. In Abbildung 72 ist ein Überblick der Modellergebnisse zu sehen über die möglichen Ersparnisse, die durch Eigenversorgung zu erwirtschaften sind. Die Ersparnisse beziehen sich auf den Vergleich zu einer Strom- und Wärmeversorgung mit Referenztechnologien.

Aufgrund der schlechten Datenverfügbarkeit konnten Verschiebungen zwischen einzelnen Unterbranchen bei dieser Analyse jedoch nicht berücksichtigt werden.

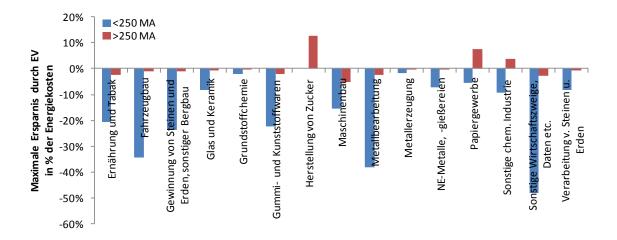


Abbildung 72: Mögliche Ersparnis durch Eigenversorgung in Basisjahr und -szenario für die verschiedenen Industriebranchen und Unternehmensgrößen

Eine erste Erkenntnis aus dem Modell ist, dass für kleine Unternehmen (< 250 Mitarbeiter) Eigenversorgung nicht relevant ist. Hier stehen die hohen spezifischen Kosten der kleineren KWK-Anlagen den kurzen Amortisationszeiten von Industrieunternehmen entgegen.

Es ergibt sich eine Wirtschaftlichkeit für drei Akteure aus dem Bereich der großen Unternehmen. Am eindeutigsten ist hier die Branche "Herstellung von Zucker". Hier wurden für den statistischen Durchschnittsakteur maximale Einsparungen von 12 % durch Eigenversorgung mit einer KWK-Anlage von mindestens 50 MW_{el} Leistung bestimmt. Auch wenn sich die konkreten Zahlen nicht verifizieren lassen, bestätigt sich der generelle Trend in Statistik und Literatur: Laut (Destatis 2013a) und unter Verwendung des in Abschnitt 5.3 beschriebenen Ansatzes wird bereits heute etwa 85 % des Strombedarfs der Zuckerindustrie durch Eigenversorgung gedeckt. Grund hierfür ist der gleichzeitig hohe Strom- und Wärmebedarf während der Rübenverarbeitung und Dicksaftherstellung (Diemer und Schlumberger 2006). Hier ist in Zukunft vermutlich nur noch wenig Potential zum weiteren Ausbau der Eigenversorgung. Laut Dietmer und Schlumberger ist allerdings eine bessere Auslegung und Nutzung der KWK-Anlagen möglich.

Des Weiteren zeigen die Modellergebnisse wirtschaftliche Eigenversorgung für Unternehmen (> 250 Mitarbeiter) aus dem **Papiergewerbe** und der "**sonstigen chemischen Industrie**". Der Papiergewerbe-Akteur kommt im Basisfall mit einer 29 MW_{el} – KWK-Anlage auf 8 % Ersparnis gegenüber der Referenztechnologie, der Akteur der sonstigen chemischen Industrie erreicht noch 4 % Ersparnis mit einer Anlage von 11 MW_{el}. Beide Industriebranchen zeigen auch in der Statistik hohe Eigenversor-

gungsanteile. In der Papierindustrie werden schon jetzt 25 % des Strombedarfs durch Eigenversorgung gedeckt, in der sonstigen chemischen Industrie sind es sogar 32 %. Es ist an dieser Stelle anzumerken, dass in der Statistik über industrielle Energieversorgung nicht nach Unternehmensgrößen unterschieden wird. Aufgrund der Modellergebnisse kann vermutet werden, dass Eigenversorgung vor allem in großen Unternehmen stattfindet. Aber gerade in der sonstigen chemischen Industrie sind die Unternehmen mit weniger als 250 Mitarbeitern für einen erheblichen Anteil von 75 % des Strombedarfs verantwortlich. Stimmen also die Modellschätzungen, kann angenommen werden, dass bereits heute alle großen Unternehmen der Papier- und sonstige Chemie-Branchen Eigenversorgung betreiben.

In Abbildung 73 sind die Modellergebnisse am Beispiel der Papierindustrie veranschaulicht. Es zeigt sich, dass für relativ kleine KWK-Anlagen ein wirtschaftlicher Betrieb aufgrund der hohen spezifischen Kosten nicht möglich ist. Mit steigenden Eigenerzeugungsquoten für Strom und Wärme steigt auch die mögliche Ersparnis an, selbst wenn dadurch Überschussstrom produziert wird. Die optimale Anlagengröße ist diejenige, bei der möglichst viel des eigenen Strom- und Wärmebedarfs gedeckt werden kann. Wird die Wärmeerzeugung überdimensioniert, sinkt die Wirtschaftlichkeit ab, da für überschüssige Wärme keine oder kaum Vergütung erzielt werden kann.

Die in der Graphik eingezeichnete Wärmeerzeugung bezieht sich auf den gesamten Wärmebedarf, wobei aber nur das Wärmeniveau unterhalb von 500°C für eine KWK-Anlage in Frage kommt. Dieser Anteil liegt für die drei Branchen-Akteure, für welche Eigenversorgung im Basisfall relevant wird, sehr hoch, zwischen 98 % und 100 %.

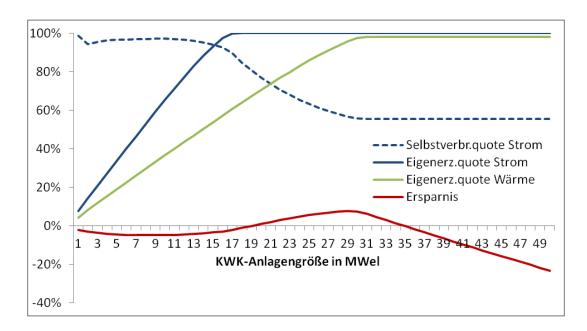


Abbildung 73: Optimale KWK Anlagengröße am Beispiel der Papierindustrie, Unternehmen >250 Mitarbeiter bei 5 Jahren Amortisationszeit

Es wurde eine Sensitivität mit einer Amortisationszeit von 10 Jahren und Strom- und Wärmeprofilen mit nur 5.000 Volllaststunden (vlh) gerechnet. Diese Parameter-konfiguration passt besser zu kleineren Unternehmen für die bisher keine Wirtschaftlichkeit gezeigt werden konnte. Trotz der neuen Konfiguration erweist sich das Ergebnis allerdings als robust: Eigenversorgung kommt auch hier für keinen der Unternehmensakteure unter 250 Mitarbeiter in Frage.

In dieser Sensitivitätsrechnung wird allerdings Eigenversorgung in großen Unternehmen der **Grundstoffchemie** relevant. Hier kann mit einer 19 MW_{el} KWK-Anlage 41 % des Strombedarfs wirtschaftlich erzeugt werden. Der für KWK-Anlagen relevante Wärmebereich liegt in diesem Fall nur bei 29 %, weshalb nicht der gesamte Strom- und Wärmebedarf über eine KWK-Anlage gedeckt werden kann. Aus der Statistik lässt sich entnehmen, dass bereits 24 % der Stromversorgung der Grundstoffchemie aus Eigenstromanlagen bezogen wird, davon ca. 90 % aus KWK-Anlagen.

Tabelle 16 gibt einen Überblick über die beschriebenen Modellergebnisse und listet im Vergleich die Selbstverbrauchsanteile am Strombedarf aus der Statistik auf. Es zeigt sich, dass mit dem hier verwendeten Modell die Branchen mit den höchsten statistischen Selbstverbrauchsanteilen identifiziert werden. Die Parameterkonfiguration der Sensitivitätsrechnung scheint dafür noch besser geeignet zu sein als der Basisfall.

Tabelle 16: Überblick über die Modellergebnisse für Unternehmen >250 Mitarbeiter im Vergleich zu Eigenversorgungs(EV)-Anteilen aus der Statistik

		Basisszenario	Sensitivität
	Anteil EV am Verbrauch	6200 vlh, 5a Laufzeit	5000 vlh, 10a Laufzeit
Branche	DESTATIS 2012	Anteil EV am Stromverbrauch	Anteil EV am Stromverbrauch
Gewinnung v. Steinen u. Erden, sonst. Bergbau	14%		
Ernährung und Tabak	9%		
Herstellung von Zucker	85%	100%	100%
Papiergewerbe	25%	100%	100%
Grundstoffchemie	24%		41%
Sonstige chem. Industrie	32%	100%	100%
Gummi- und Kunststoffwaren	0%		
Glas und Keramik	0%		
Verarbeitung v. Steinen u. Erden	0%		
Metallerzeugung	7%		
NE-Metalle, -gießereien	0%		
Metallbearbeitung	7%		
Maschinenbau	0%		
Fahrzeugbau	0%		

Natürlich lässt sich mit der hier verwendeten Methodik von zwei statistischen Durchschnittsunternehmen als Repräsentanten einer ganzen Industriebranche, die Heterogenität des Sektors nicht zufriedenstellend abbilden. Dennoch lässt sich der Einfluss zukünftiger Entwicklungen von Endkundenstrom- und Energiepreisen auf die Wirtschaftlichkeit von Eigenversorgungsanlagen abschätzen.

Die **Modellrechnungen** werden daher **für das Jahr 2030** wiederholt. Wie für die anderen Sektoren wird angenommen, dass Börsenstrom- und Gaspreise steigen und die EEG-Umlage absinken wird. Die sinkende EEG-Umlage ist hier von besonderer Bedeutung, da, bei den im Industriesektor relevanten Anlagengrößen, auf den selbstverbrauchten Strom eine anteilige EEG-Umlage von 40 % zu entrichten ist.

Trotz der stark steigenden Börsenstrompreise erweisen sich die Ergebnisse aus dem Basisjahr als sehr robust. Mit der Parameterkonfiguration aus der Sensitivitätsrechnung mit 5.000 Volllaststunden und 10 Jahre Abschreibungszeit ergeben sich in den Branchen "Herstellung von Zucker", "Papiergewerbe", "sonstige chemische Industrie" und "Grundstoffchemie" keine Änderungen bezüglich der wirtschaftlichsten Anlagengröße und damit verbunden bezüglich der Selbstverbrauchsquoten.

In der als Basisfall deklarierten Parameterkonfiguration mit 6.200 Volllaststunden und 5 Jahren Amortisationszeit ergeben sich allerdings Veränderungen. Hier wird zukünftig die Eigenversorgung in großen Unternehmen der Branche "Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau" wirtschaftlich. Mit einer KWK-Anlage von 10 MW_{el} kann hier der komplette Strombedarf des statistischen Durchschnittsunternehmens gedeckt werden. Zudem wird nun auch im Basisszenario die Eigenversorgung in der Grundstoffchemie relevant. Eine 34 MW_{el} Anlage deckt hier 61% des Strombedarfs des durchschnittlichen Akteurs.

Aus diesen Ergebnissen ergibt sich ein grober Korridor, in dem das industrielle Eigenversorgungspotential zukünftig liegen könnte. Die robusten Ergebnisse bestätigen insgesamt, dass sich die Eigenversorgung im Industriesektor wenig dynamisch entwickelt. Auch die Studien im Rahmen der EEG-Mittelfristprognosen bestätigen, dass sich die Eigenversorgungsanteile in der Industrie stärker mit der Konjunktur ändern, als dass sie von den aktuellen politischen Rahmenbedingungen beeinflusst werden. Nicht zuletzt, weil die bereits vorhandenen Erzeugungsanlagen Bestandsschutz genießen und KWK-Anlagen nur relevant sind, wenn dem hohen Strombedarf des Sektors auch ein zeitgleich hoher Wärmebedarf gegenübersteht. In diesem Fall würde die industrielle Eigenversorgung auch 2030 noch bei maximal 31 TWh liegen.

Betrachtet man die Parameterkonfiguration des Basisfalls, bei der sich höhere Eigenerzeugungsquoten ergeben, könnte der eigenerzeugte und selbstverbrauchte Strom im Industriesektor auch auf 39 TWh ansteigen.

6.3 Schlussfolgerungen aus der quantitativen Analyse

Unter derzeitigen Rahmenbedingungen ist kein extremer Ausbau der Eigenversorgung zu erwarten. So ergibt sich ein Anstieg der PV-Leistung auf ca. 73 GW im Jahr 2030 im BAU-Szenario, davon etwa 9 GW in der Ausschreibung (also ohne Einfluss der Eigenversorgung). Bei einer Aufhebung des 52-GW Deckels für die PV-Förderung nach EEG kann der Zubau der PV auf 85 GW bis 2030 ansteigen.

Ein Anstieg der Netzentgelte und der EEG-Umlage aufgrund höherer Eigenversorgung beeinflusst die Rentabilität der Eigenversorgung nur moderat. Mit dem Anstieg der Strombezugskosten steigt allerdings die betriebswirtschaftlich optimale Größe der PV-Anlage auf z. B. 5 kW statt 1 kW.

Ausschlaggebend für die Rentabilität der Eigenversorgung durch PV sind das Verhältnis zwischen den Erzeugungskosten und der Förderung nach EEG sowie die Strombezugskosten und die Selbstverbrauchsquoten. Relativ kleine PV-Anlagen bleiben auch

nach Auslaufen der EEG-Förderung wirtschaftlich attraktiv – auch hier ist kein extremer Ausbau zu erwarten.

Unsicherheiten bestehen insbesondere hinsichtlich der Diffusionsrate und der tatsächlich realisierten Anlagengrößen, die in der Realität vom Optimum der Modellierung abweichen können. Eine weitere Unsicherheit besteht außerdem hinsichtlich der Entwicklung der Vergütung nach EEG.

Bei rein wirtschaftlicher Betrachtung ist der Zubau von Speichern selbst bei sehr starker Kostenreduktion gering. Dennoch können diese vereinzelt ein wirksames Mittel zur Steigerung der Selbstverbrauchsquote darstellen, falls andere Optionen im Wärmebereich nicht zur Verfügung stehen (z.B. Wärmepumpen). Bei dieser rein wirtschaftlichen Betrachtung kann der Ausbau zudem aufgrund von Autarkiebestrebungen unterschätzt werden.

Im Industriebereich bestehen große Unsicherheiten bzgl. des zu erwartenden Ausbaus der Eigenversorgung aufgrund der schlechten Datenverfügbarkeit. Ein extremer Ausbau ist jedoch auch hier zumindest kurzfristig nicht zu erwarten, da Eigenversorgung vor allem in den Branchen wirtschaftlich attraktiv ist, die bereits heute über große Eigenversorgungsanteile verfügen.

6.3.1 Kostenwirkungen der Eigenversorgung

6.3.1.1 Wirkungen auf das Erzeugungssystem

Die Auswirkungen der berechneten Eigenversorgungsszenarien auf Kraftwerksinvestitionen sind zu vernachlässigen. Allenfalls ergeben sich sehr geringe Effekte auf Investitionen in Gas-KWK-Anlagen.

Die Effekte auf den Kraftwerksdispatch sind ebenfalls gering, erhöhte PV-Eigenversorgung führt zu leicht erhöhten Exporten und Auslastungen der Pumpspeicher. Im Maximalszenario tritt zusätzlich eine Reduktion der Auslastung der Gas-KWK und eine leichte Reduktion der Steinkohle-KWK und Wind Onshore auf.

Die resultierenden Zusatzkosten durch Eigenversorgung bei Kraftwerksinvestitionen und -dispatch sind ebenfalls gering.

6.3.1.2 Wirkungen auf Übertragungs- und Verteilernetze

Eine Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung von Aufdach-PV-Anlagen, wie sie im Maßnahmenszenario praktiziert wird, wirkt dämpfend auf den Verteilungsnetzausbau, senkt diesen insgesamt jedoch nur geringfügig, da im Verteilungsnetz von der

Eigenversorgung unabhängiger Netzausbaubedarf infolge Nutzung optimierter Standorte von EE-Anlagen und allgemeinem Lastzuwachs entsteht. Die Bandbreite der annuitätischen Verteilungsnetzkostendifferenzen der Szenarien im Vergleich zum BAU-Szenario beträgt zwischen -0,3 und +0,9 Mrd. €/a und liegt damit in der gleichen Größenordnung wie die Kostenunterschiede beim Kraftwerkssystem. Die Kostenwirkung der Eigenversorgung auf Übertragungsnetze ist vernachlässigbar.

6.3.2 Verteilungswirkungen der Eigenversorgung

Die EEG-Umlage unterscheidet sich zwischen EV-Szenarien nur geringfügig um höchstens 0,23 ct/kWh in 2030. Im Hinblick auf die Netzentgelte (Arbeitspreise) weichen diese in den Szenarien um höchstens 0,9 ct/kWh im Jahr 2030 voneinander ab.

Insgesamt ergeben sich moderate Kosteneffekte und Verteilungswirkungen bei erwartetem Eigenversorgungsausbau.

7 Zusammenfassende Betrachtung und Schlussfolgerungen

Anhand der qualitativen Analysen lässt sich zeigen, dass im Hinblick auf die Effizienz des Gesamtsystems kein systematischer Nutzen durch Eigenversorgung zu erzielen ist, der eine Privilegierung der Eigenversorgung rechtfertigen könnte. Grundsätzlich erscheint es daher sinnvoll, Verzerrungen, die durch die Privilegierung der Eigenversorgung entstehen, abzubauen.

Dabei ist aber zu beachten, dass die hierfür notwendigen Änderungen an der Systematik der Erhebung und Ermittlung von Abgaben, Umlagen, Entgelten und Steuern nicht ausschließlich im Hinblick auf die Eigenversorgung vorgenommen werden können, da Veränderungen immer auch Wirkungen auf andere Akteure und deren Handlungen haben.

Die isolierte Behandlung der Eigenversorgungsprivilegien könnte im Gesamtbild zu suboptimalen Lösungen führen. Auch Reformen der Eigenversorgung sollten daher grundsätzlich im Rahmen des Gesamtkonzeptes eines konsistenten Zielsystems, in welchem alle staatlich beeinflussten Preisbestandteile systemkompatibel auszugestalten sind, gedacht werden.

Die quantitativen Analysen zeigen, dass derzeit kein akuter Handlungsbedarf zur Lenkung der Eigenversorgung besteht, da zumindest kurzfristig kein extremer Ausbau der Eigenversorgung zu erwarten ist. Änderungen wie bspw. das Mieterstromkonzept beeinflussen diese Aussage nicht, da die zusätzlich durch diese Anpassung erschließbaren Potenziale bereits in der quantitativen Analyse enthalten sind.

Allerdings bestehen in der Modellierung Unsicherheiten, die eine genaue Abschätzung des Ausbaupotenzials erschweren. Dies betrifft unter anderem die Entwicklung der Strompreise, aber auch die angenommenen Diffusionsraten oder die Tatsache, dass in der Realität nicht immer alle Akteure die wirtschaftlichste Option wählen. Tendenziell nehmen Unsicherheiten bzgl. einzelner Parameter im Zeitverlauf zu, da eine Abschätzung bspw. der anfallenden Investition schwieriger wird, je weiter man sich vom jetzigen Zeitpunkt entfernt. Um rechtzeitig zu erkennen, wenn doch ein extremer Ausbau der Eigenversorgung einsetzt, empfehlen wir die Einrichtung eines sinnvollen Monitoringsystems zur Beobachtung der aktuellen Entwicklungen.

Aufgrund der grundsätzlich weitgehend negativen Wirkungen ist zudem eine Anpassung der Rahmenbedingungen mittelfristig wünschenswert. Diese Anpassung sollte jedoch wenn möglich im Zuge der geplanten weitreichenderen Reformen des Systems erfolgen, um keine weiteren Verzerrungen aufgrund der isolierten Betrachtung der Ei-

genversorgung zu generieren. Erkenntnisse aus diesem Projekt sollten daher in die laufenden Prozesse zur vollständigen Umsetzung des Strommarkt 2.0 einfließen. Konkrete Handlungsoptionen sind aber eher dort, eben aus einer übergreifenden Betrachtung, zu entwickeln.

8 Anhang – Ausführliche Darstellung der Eingangsdaten für das Gebäude- und GHD-Modell

8.1 Rahmenparameter

8.1.1 Kalkulationszinssatz

Der Kalkulationszinssatz wird im Modell einheitlich für alle Technologien gewählt, da der rational investierende Akteur dieselben Renditeanforderungen an alle Technologien stellt. Unterscheidungen wären lediglich aufgrund individuell unterschiedlicher Risiko- und Nutzenbewertungen der einzelnen Technologien sinnvoll, bspw. aufgrund von Unsicherheiten bzgl. der künftigen Brennstoffkostenentwicklung, oder der langfristigen Qualität "neuer" Technologien oder aufgrund des zusätzlichen Nutzens durch den Beitrag zu Energiewende und Umweltschutz bei grünen Technologien. Im Modell ist es daher möglich, unterschiedliche Zinssätze für konventionelle und "grüne" Technologien zu hinterlegen. Damit kann bei Bedarf abgebildet werden, dass z.B. ökologisch motivierte Akteure eine Investition in eine "grüne" Technologie tätigen, auch wenn dadurch kein Ertrag oder sogar Verluste realisiert werden.

Der Kalkulationszinssatz entspricht dem Mischzinssatz (WACC) aus den anteiligen Fremdkapitalkosten und der anteiligen Eigenkapitalrendite. Da für die Installation von PV-Anlagen mit dem EEG-Erfahrungsbericht eine relative detaillierte Untersuchung sowohl bzgl. Fremd- und Eigenkapitalquoten als auch für die angesetzten Zinssätze vorliegt, werden im Basisfall die hier errechneten Kalkulationszinssätze in der Modellierung verwendet (Vorhaben II.c solare Strahlungsenergie) (Kelm 2014)⁶². Der Kalkulationszinssatz beträgt demnach für private Haushalte 4,34 % und für GHD 4,41 %.

Im Vergleich zum aktuellen Zinsniveau (zehnjährige Bundesanleihen mit einer Rendite von 0,2 %) erscheinen die angenommen Werte relativ hoch. Allerdings bleibt der Kalkulationszinssatz im Modell über den Betrachtungszeitraum bis 2030 unverändert. Da langfristig vermutlich nicht mit den aktuell geringen Zinssätzen zu rechnen ist, erscheint ein Absenken des Zinssatzes im Basisfall nicht sinnvoll.

Die Annahme eines konstanten Kalkulationszinssatzes hat jedoch Auswirkungen auf die Ergebnisse, da ein zu hoch angesetzter Kalkulationszinssatz die Kosten für Tech-

Das ZSW rechnet derzeit mit etwas geringeren Zinssätzen von ca. 4,0 % für kleine Dachanlagen. Die verwendeten Zinssätze liegen über sehr sicheren Anlageformen wie bspw. den erwähnten Bundesanleihen, da unter der Annahme einer rationalen Entscheidung bei der Errichtung von PV-Anlagen Risiken eingepreist werden müssen, bspw. bzgl. der zukünftigen Netzentgeltordnung oder technischen Ausfällen der Anlage.

nologien mit geringen Betriebskosten (PV-Anlagen, Speicher) im Vergleich zu anderen Technologien erhöht und vice versa. Um einen kurzfristig höheren Zubau von Eigenverbrauchsanlagen nicht zu unterschätzen, wird im Modell daher eine Sensitivität mit einen Kalkulationszinssatz von 2,0 % für alle Akteure gerechnet.

8.1.2 Gaspreis

Die Gaspreisentwicklung orientiert sich am World Energy Outlook (IEA 2015). Es wird eine Bandbreite zwischen zwei Pfaden aufgespannt. Die untere Grenze bildet das "low oil price scenario" und die Obergrenze das "current policy scenario".

Tabelle 17: Gaspreisszenarien WEO 2015 (real 2015)

IEA WEO 2015				
import prices at low	oil price scenario			
	2014	2020	2030	2040
\$/MBtu	9,3	5,9	8,9	11,4
EUR/\$	0,8917	0,8917	0,8917	0,8917
kWh/MBtu	293,071	293,071	293,071	293,071
EUR/kWh	0,0283	0,0180	0,0271	0,0347
import prices at cur	ent policy scenario			
	2014	2020	2030	2040
\$/MBtu	9,3	8,1	12,5	13,8
EUR/\$	0,8917	0,8917	0,8917	0,8917
kWh/MBtu	293,071	293,071	293,071	293,071
EUR/kWh	0,0283	0,0246	0,0380	0,0420

Die Auswirkungen dieser Entwicklung auf den Endkundengaspreis sind aufgrund der Abgaben und Händlermargen verhältnismäßig gering.

Die Zusammensetzung des Endkundengaspreises folgt den Angaben der Bundesnetzagentur im Monitoringbericht (Bundesnetzagentur 2015).

Tabelle 18: Preisbestandteile des Endkundengaspreises

BNetzA Monitoringbericht 2015			EFH	MFH
		GHD	PHH	PHH
Verbrauchsfall	kWh/a	116.000	23.269	23.269
Importpreis Gas	EUR/kWh	0,0234	0,0234	0,0234
Lieferant	EUR/kWh	0,0095	0,0143	0,0069
Nettonetzentgelt	EUR/kWh	0,0115	0,0127	0,0137
Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb	EUR/kWh	0,0006	0,0013	0,0015
Konzessionsabgabe	EUR/kWh	0,0004	0,0026	0,0004
Gassteuer	EUR/kWh	0,0055	0,0055	0,0055
Umsatzsteuer	EUR/kWh	0,0000	0,0113	0,0098
Endkundenpreis	EUR/kWh	0,0509	0,0711	0,0612

8.1.3 Strompreis und strompreisabhängige Abgaben

8.1.3.1 Börsenstrompreis

Der Pfad für die Entwicklung des Börsenstrompreises entspricht bis 2020 dem Phelix Base Year Future der EEX und orientiert sich für die Szenariojahre bis 2030 an den Berechnungen von r2b im Rahmen der Leitstudie Strommarkt (r2b 2014). Allerdings musste das Strompreisszenario von r2b an das aktuell niedrige Preisniveau angepasst und entsprechend den niedrigeren Brennstoffpreisszenarien skaliert werden. Aufgrund der großen Unsicherheiten über die tatsächliche Entwicklung wurde eine Bandbreite zwischen einem hohem und einem niedrigen Verlauf aufgespannt.

Tabelle 19: Börsenstrompreisszenario (real 2015)

Börsenstrompreis	s [EUR/MWh]			
Szenario	2015	2020	2025	2030
niedrig	31,60	22,65	29,11	35,57
mittel	31,60	22,65	33,99	45,33
hoch	31,60	22,65	38,87	55,09

8.1.3.2 **Netznutzungsentgelt**

Der Referenzpfad für die Entwicklung der Netznutzungsentgelte (NNE) basiert auf einer Auswertung einer Auswahl von 16 VNB und Daten aus der BMWi-Verteilnetzstudie. Die Analysen wurden von Consentec durchgeführt.

Tabelle 20: Arbeitspreise für Netznutzung (real 2015)

				2015			2025		
Ne	tzebene	Kundentyp	min. AP	max. AP	mean AP	min. AP	max. AP	mean AP	
NE7	NS	SLP	4,10	7,90	6,00	4,23	9,23	6,73	ct/kWh
NE7	NS	RLM < 2500	1,86	6,16	4,01	1,96	6,78	4,37	ct/kWh
NE7	NS	RLM > 2500	0,99	3,32	2,16	1,05	3,88	2,47	ct/kWh
NE6	NS/MS	RLM < 2500	1,73	6,48	4,11	1,88	7,02	4,45	ct/kWh
NE6	NS/MS	RLM > 2500	0,17	2,10	1,14	0,18	2,76	1,47	ct/kWh
NE5	MS	RLM < 2500	1,67	5,23	3,45	1,87	5,71	3,79	ct/kWh
NE5	MS	RLM > 2500	0,31	1,97	1,14	0,37	2,87	1,62	ct/kWh
NE4	MS/HS	RLM < 2500	1,65	4,01	2,83	1,95	5,15	3,55	ct/kWh
NE4	MS/HS	RLM > 2500	0,04	0,81	0,43	0,05	0,99	0,52	ct/kWh

Tabelle 21: Leistungspreise für Netznutzung

				2015			2025		
Ne	tzebene	Kundentyp	min. LP	max. LP	mean LP	min. LP	max. LP	mean LP	
NE7	NS	SLP	0,00	45,00	22,50	0,00	49,76	24,88	€/kW
NE7	NS	RLM < 2500	3,56	57,84	30,70	3,73	67,56	35,65	€/kW
NE7	NS	RLM > 2500	24,30	129,76	77,03	25,55	155,44	90,50	€/kW
NE6	NS/MS	RLM < 2500	5,34	39,24	22,29	5,79	51,49	28,64	€/kW
NE6	NS/MS	RLM > 2500	23,72	162,96	93,34	25,73	176,65	101,19	€/kW
NE5	MS	RLM < 2500	7,02	33,96	20,49	8,30	49,42	28,86	€/kW
NE5	MS	RLM > 2500	25,82	128,09	76,96	28,97	141,95	85,46	€/kW
NE4	MS/HS	RLM < 2500	6,24	19,32	12,78	7,05	25,51	16,28	€/kW
NE4	MS/HS	RLM > 2500	31,40	107,08	69,24	37,02	137,54	87,28	€/kW

Im Diffusionsmodell werden Rückkopplungen auf die Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Abhängigkeit z.B. des veränderten Letztverbrauchs implementiert. Folglich kann die Entwicklung der NNE in den Eigenversorgungsszenarien bis 2030 vom angenommenen Referenzpfad abweichen.

8.1.3.3 EEG-Umlage

Der Referenzpfad für die Entwicklung der EEG-Umlage wird mit dem Modell KodEEG des ZSW auf Basis der unten aufgelisteten Annahmen z.B. zu EE-Ausbaupfaden berechnet.

Tabelle 22: Referenzpfad für die EEG-Umlage (real 2016)

EEG-Umlage [ct/kWh]				
2016	2017	2018	2019	2020
6,35	7,35	7,53	7,69	7,76
2021	2022	2023	2024	2025
7,61	7,36	7,07	6,53	6,10
2026	2027	2028	2029	2030
5,61	5,10	4,60	4,25	3,64

Im Diffusionsmodell werden Rückkopplungen auf die Entwicklung der EEG-Umlage in Abhängigkeit z.B. des veränderten Letztverbrauchs implementiert. Folglich kann die Entwicklung der EEG-Umlage in den Eigenversorgungsszenarien bis 2030 vom angenommenen Referenzpfad abweichen.

8.1.3.4 Weitere Bestandteile des Endkundenstrompreises

Die Annahmen zu den weiteren Bestandteilen des Endkundenstrompreises für private Haushaltskunden oder Unternehmen im Sektor GHD basieren auf den Angaben der Bundesnetzagentur im Monitoringbericht 2015 (Bundesnetzagentur 2015). Die Annahmen zu diesen Strompreisbestandteilen werden für das BAU-Szenario über den Betrachtungshorizont bis 2030 mit Ausnahme der Umsatzsteuer als konstant angenommen. Die Umsatzsteuer ergibt sich prozentual in Anhängigkeit der Entwicklung von Börsenstrompreis, Netznutzungsentgelt und EEG-Umlage. Die Möglichkeit, dass ein Investor ggf. die Rentabilität einer neu zu errichtenden Anlage nicht mit den hier verwendeten Durchschnittswerten, sondern mit dem günstigsten Angebot zum Strombezug aus dem Netz vergleicht, könnte über eine Sensitivität abgebildet werden. Die Nutzung der gut begründeten Durchschnittswerte erscheint jedoch bzgl. der ohnehin bestehenden Unsicherheiten zur Entwicklung der übrigen Bestandteile der Strombezugskosten bis 2030 robuster.

Tabelle 23: Strompreisbestandteile für PHH und GHD

		GHD	PHH
Verbrauchsfall	kWh/a	50.000	3.500
Jahresbenutzungsdauer	h/a	1.000	
Höchstlast	kW	50	
Leistungsmessung		SLP	SLP
Spannungsebene		NS	NS
Lieferant	EUR/kWh	0,0292	0,0335
Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb	EUR/kWh	0,0033	0,0070
Konzessionsabgabe	EUR/kWh	0,0097	0,0153
weitere Umlagen	EUR/kWh	0,0045	0,0045
Stromsteuer	EUR/kWh	0,0205	0,0205
Umsatzsteuer	EUR/kWh	0,0000	0,0445
Endkundenpreis Strom	EUR/kWh	0,2149	0,2786

Tabelle 24: Zusammensetzung der Strombezugspreise 2016 für GHD (Volle Bezeichnung der Akteure s. Tabelle 28)

Akteurstyp-Schlüssel	GHD-A	GHD-B	GHD-C	GHD-D	GHD-E	GHD-F	GHD-G	GHD-H
Strombezugspreis	0,1744	0,1943	0,1744	0,1558	0,1943	0,1285	0,1744	0,1285
- Stromerzeugung (Börsenpreis)	0,0316	0,0316	0,0316	0,0316	0,0316	0,0316	0,0316	0,0316
- Stromvertrieb	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020
- EEG-Umlage	0,0617	0,0617	0,0617	0,0617	0,0617	0,0617	0,0617	0,0617
- Netzentgelte (inkl. Messung, Abrechnung)	0,0401	0,0600	0,0401	0,0216	0,0600	0,0114	0,0401	0,0114
- Stromsteuer	0,0205	0,0205	0,0205	0,0205	0,0205	0,0154	0,0205	0,0154
- Konzessionsabgabe	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0011	0,0132	0,0011
- sonstige Umlagen	0,0053	0,0053	0,0053	0,0053	0,0053	0,0053	0,0053	0,0053
- Umsatzsteuer	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Akteurstyp-Schlüssel	GHD-I	GHD-J	GHD-K	GHD-L	GHD-M	GHD-N	GHD-O	
Akteurstyp-Schlüssel Strombezugspreis	GHD-I 0,1943	GHD-J 0,1457	GHD-K 0,1943	GHD-L 0,1943	GHD-M 0,1943	GHD-N 0,1213	GHD-O 0,1943	
Strombezugspreis	0,1943	0,1457	0,1943	0,1943	0,1943	0,1213	0,1943	
Strombezugspreis - Stromerzeugung (Börsenpreis)	0,1943 0,0316	0,1457 0,0316	0,1943 0,0316	0,1943 0,0316	0,1943 0,0316	0,1213 0,0316	0,1943 0,0316	
Strombezugspreis - Stromerzeugung (Börsenpreis) - Stromvertrieb	0,1943 0,0316 0,0020	0,1457 0,0316 0,0020	0,1943 0,0316 0,0020	0,1943 0,0316 0,0020	0,1943 0,0316 0,0020	0,1213 0,0316 0,0020	0,1943 0,0316 0,0020	
Strombezugspreis - Stromerzeugung (Börsenpreis) - Stromvertrieb - EEG-Umlage	0,1943 0,0316 0,0020 0,0617	0,1457 0,0316 0,0020 0,0617	0,1943 0,0316 0,0020 0,0617	0,1943 0,0316 0,0020 0,0617	0,1943 0,0316 0,0020 0,0617	0,1213 0,0316 0,0020 0,0617	0,1943 0,0316 0,0020 0,0617	
Strombezugspreis - Stromerzeugung (Börsenpreis) - Stromvertrieb - EEG-Umlage - Netzentgelte (inkl. Messung, Abrechnung)	0,1943 0,0316 0,0020 0,0617 0,0600	0,1457 0,0316 0,0020 0,0617 0,0114	0,1943 0,0316 0,0020 0,0617 0,0600	0,1943 0,0316 0,0020 0,0617 0,0600	0,1943 0,0316 0,0020 0,0617 0,0600	0,1213 0,0316 0,0020 0,0617 0,0043	0,1943 0,0316 0,0020 0,0617 0,0600	
Strombezugspreis - Stromerzeugung (Börsenpreis) - Stromvertrieb - EEG-Umlage - Netzentgelte (inkl. Messung, Abrechnung) - Stromsteuer	0,1943 0,0316 0,0020 0,0617 0,0600 0,0205	0,1457 0,0316 0,0020 0,0617 0,0114 0,0205	0,1943 0,0316 0,0020 0,0617 0,0600 0,0205	0,1943 0,0316 0,0020 0,0617 0,0600 0,0205	0,1943 0,0316 0,0020 0,0617 0,0600 0,0205	0,1213 0,0316 0,0020 0,0617 0,0043 0,0154	0,1943 0,0316 0,0020 0,0617 0,0600 0,0205	

8.1.4 Stromverbrauch

Die Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauchs basieren auf den Annahmen der Leitstudie Strommarkt 2014 (Referenzszenario). Der privilegierte Letztverbrauch ist nur für die Berechnung des Referenzpfades der EEG-Umlage relevant und basiert bis 2020 auf den Annahmen der Mittelfristprognose 2015 (Elsland et al., 2015). Danach wird er als konstant angenommen.

Der Stromverbrauch enthält hier Annahmen zum Stromverbrauch von Wärmepumpen, der im Diffusionsmodell endogen abgebildet wird.

Tabelle 25: Entwicklung des Stromverbrauchs

Stromverbrauch [TWh]									
	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030		
Nettostromverbrauch	510	508	505	502	499	498	498		
Privilegierter Letztverbrauch	104	103	103	101	101	101	101		

8.1.5 Ausbaupfade für Erneuerbare Energien

Der Referenzpfad für Photovoltaik unterstellt eine allmähliche Rückkehr zum Ausbaupfad in Höhe von 2500 MW/a bis zum Jahr 2020. Nach Erreichen des 52-GW-Deckels im Jahr 2020 sinkt der jährliche Bruttozubau auf 2 GW. Der Ausbaupfad PV liegt 2030 etwas niedriger als das Szenario A des aktuellen NEP-Entwurfs (53,1 GW in 2030). Im Modell dient der PV-Referenzpfad lediglich zum Vergleich des endogen modellierten PV-Zubaus. Aus den Differenzen ergeben sich Konsequenzen für die Rückkopplungen auf die EEG-Umlage und die Netznutzungsentgelte.

Die Annahmen zu den anderen EE-Technologien sind nur für die Berechnung des Referenzpfades der EEG-Umlage relevant.

Tabelle 26: Entwicklung der installierten Leistung Erneuerbarer Energien

Installierte Leistung	Installierte Leistung EEG [MW]										
Technologie	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030				
Wind Onshore	44971	47431	49163	50125	50983	51755	56113				
Wind Offshore	4205	5075	5945	6815	7685	10785	14905				
Solar	40700	41912	43650	45884	48384	58840	66898				
Biomasse	6822	6842	6944	7043	6958	6026	4138				
Geothermie	50	59	66	74	82	92	85				
Wasser	1598	1620	1640	1660	1680	1730	1780				
Gase	566	552	551	550	548	371	321				

8.1.6 Marktwerte Erneuerbarer Energien

Die Annahmen zu Marktwertfaktoren sind für die Berechnung der EEG-Umlage relevant und wurden in Abhängigkeit von Ausbaupfaden und Stromverbrauch auf Basis der von Hirth (Hirth, Lion, Falko Ueckerdt, Ottmar Edenhofer 2015) berechneten linearen Zusammenhänge bestimmt.

Tabelle 27: Marktwertfaktoren

Marktwertfaktoren									
Technologie	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030		
Wind Onshore	86,6%	85,6%	84,7%	84,0%	83,5%	82,5%	80,3%		
Wind Offshore	97,7%	97,1%	96,6%	96,0%	95,4%	93,4%	90,8%		
Solar	96.2%	95.3%	94.2%	92.7%	90.9%	83.5%	77,5%		

8.1.7 Erneuerungsraten Wärmeerzeuger

Für die Wärmeerzeugungstechnologien wird angenommen, dass Investitionsentscheidungen nur bei Erst- oder Ersatzinvestitionen stattfinden. Der jährliche Zubau des optimierten Strom-/Wärme-Portfolios bei Bestandsgebäuden orientiert sich im Modell an sogenannten Erneuerungsraten für Wärmeerzeuger, die in der Literatur v.a. für Gebäudetypen angegeben werden. Entsprechende Annahmen für die Wirtschaftszweige im GHD-Sektor basieren auf Szenariorechnungen des Gebäudemodells INVERT.

Tabelle 28: Erneuerungsraten für Wärmeerzeuger

Akteur	Schlüssel	Erneuerungs- rate Wärme- system	Quelle
EFH_1WE	PHH-A	2,70%	Krauß, N., Deilmann, C. und Gruhler, K., 2012
EFH_2WE	РНН-В	2,70%	Krauß, N., Deilmann, C. und Gruhler, K., 2012
MFH_3-6WE	PHH-C	3,20%	BMVBS 2013
MFH_7-12WE	PHH-D	3,20%	BMVBS 2013
MFH_13-20WE	PHH-E	3,20%	BMVBS 2013
MFH_>20 WE	PHH-F	3,20%	BMVBS 2013
Baugewerbe	GHD-A	4,12%	Invert 2015
Büroähnliche Betriebe	GHD-B	3,85%	Invert 2015
Herstellungsbetriebe	GHD-C	3,96%	Invert 2015
Handel (Food)	GHD-D	4,11%	Invert 2015
Handel (Non-Food)	GHD-E	4,11%	Invert 2015
Krankenhäuser	GHD-F	3,44%	Invert 2015
Schulen	GHD-G	3,36%	Invert 2015
Bäder	GHD-H	3,36%	Invert 2015
Beherbergung, Gast- stätte, Heime	GHD-I	3,97%	Invert 2015
Nahrungsmittelgewerbe	GHD-J	4,35%	Invert 2015
Wäschereien	GHD-K	4,10%	Invert 2015
Landwirtschaft	GHD-L	3,36%	Expertenschätzung 2016
Gartenbau	GHD-M	3,36%	Expertenschätzung 2016
Flughäfen	GHD-N	2,93%	Invert 2015
Textil, Bekleidung, Spedition	GHD-O	3,86%	Invert 2015

8.2 Annahmen für Strom- und Wärmetechnologien

8.2.1 Photovoltaik

8.2.1.1 Investitions- und Betriebskosten

Die Annahmen für die PV-Systempreise 2015 orientieren sich an den Angaben des EEG-Erfahrungsberichts (Vorhaben IIc solare Strahlungsenergie) (Kelm et al. 2014).

Die Entwicklung der PV-Systempreise bis 2030 entspricht den Annahmen im Referenzszenario der Leitstudie Strommarkt (r2b 2015).

Die Kosten für den laufenden Anlagenbetrieb (Wartung und Instandhaltung, Versicherungen, Verwaltung, Pacht, etc.) werden analog dem EEG-Erfahrungsbericht mit jährlich 1,5 % der Investitionskosten angesetzt.

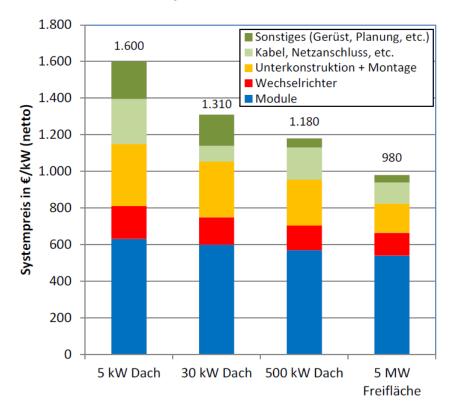


Abbildung 74: Zusammensetzung der PV-Systempreise (März 2014) für die Referenzanlagen aus EEG-Erfahrungsbericht

Tabelle 29: Entwicklung von PV-Systempreisen (real 2015)

PV-Systempreise [EUR]				
Leistungsklasse [kW]	2015	2020	2025	2030
0,25	1.893	1.494	1.379	1.313
1	1.728	1.364	1.259	1.198
3	1.607	1.268	1.171	1.114
5	1.553	1.226	1.132	1.077
7	1.519	1.199	1.107	1.054
10	1.484	1.171	1.081	1.029
20	1.418	1.119	1.033	983
30	1.380	1.090	1.006	957
50	1.334	1.053	972	925
100	1.275	1.006	929	884
300	1.186	936	864	822
500	1.146	905	835	795
5000	985	777	718	683

8.2.1.2 EEG-Einspeisevergütung

Die Vergütungssätze für den in das Netz für die allgemeine Versorgung eingespeisten Strom aus Photovoltaik werden gemäß den Regeln des § 31 EEG 2016 abgebildet. Für 2015 gelten die durch die BNetzA veröffentlichten Sätze. Ab 2016 werden die Vergütungssätze in Abhängigkeit des Zubaus des Vorjahres modellendogen gemäß dem atmenden Deckel ermittelt⁶³. Der Zielkorridor liegt nach der aktuellen Gesetzeslage bei 2,4 bis 2,6 GW Zubau pro Jahr. Dabei wird ein jährlicher PV-Zubau von 500 MW für Freiflächenanlagen und Dachanlagen über 1 MW installierte Leistung unterstellt. Aufgrund der bestehenden Unsicherheiten bzgl. der Fortführung der Förderung nach Erreichen des 52 GW-Deckels ist dieser zwar im Basisfall im Modell implementiert, kann jedoch als Sensitivität auch deaktiviert werden.

Da der PV-Zubau im Modell nicht monatsscharf implementiert wird, erfolgt die Berechnung der Vergütung auf Grundlage des atmenden Deckels jeweils auf Jahresbasis und nicht wie im EEG 2016 vorgesehen auf Basis von 6 Monaten.

Tabelle 30: PV Einspeisevergütung

EEG-Einspeisevergütung PV [EUR/kWh]				
Leistungsklasse [kW]	2015			
10	0,1270			
40	0,1236			
1000	0,1109			

Tabelle 31: Atmender Deckel PV

Atmender Deckel	PV		
Zubau [GW]			
von	bis	Degression/Monat	Faktor/a
0,00	1,30	0,000	1,1255
1,30	1,70	0,000	1,0614
1,70	2,10	0,000	1,0000
2,10	2,30	0,0025	0,9704
2,30	2,50	0,0050	0,9416
2,50	3,50	0,0100	0,8864
3,50	4,50	0,0140	0,8444
4,50	5,50	0,0180	0,8042
5,50	6,50	0,0220	0,7657
6,50	7,50	0,0250	0,7380
7,50	15,00	0,0280	0,7112

8.2.1.3 Technische Parameter

Für die PV-Erzeugung wird mit einem stündlich aufgelösten Durchschnittsprofil für Deutschland gerechnet. Bei einer angenommenen Degradation von 0,4% p.a. und anfänglichen Vollbenutzungsstunden (vbn) von 935 pro Jahr ergeben sich bei einer Anlagenlebensdauer von 20 Jahren im Mittel 900 vbn/a.

8.2.2 Batteriespeicher

8.2.2.1 Investitionskosten

Die Annahmen für Endkundenpreise von Batteriespeichersystemen für den Hausgebrauch (Heimspeicher) basieren auf aktuellen Herstellerangaben.

	Tesia Powerwali (7kWh)	Varta Engion Home 5,8 kW (2,8 kW System plus 6 Module)	RWE HomePower Storage Eco 9.0	IBC Solar SolStore 6.5 Li	Sonnenbatterie eco 8,0	Akasol neeoQube
Verkaufspreis	4 216€ *	7.703€	12 259€	7.500€	11.300€	7.150€
kWh (nutzbar)**	5,6	5,2	7	4,7	8	4,4
Preis pro kWh	753€	1.480€	1.750€	1.595€	1.412€	1.625€
Gewicht	100 kg***	126 kg	200 kg	95 kg	230 kg	62 kg
Gewicht pro kWh	18 kg	27,5 kg	28,5 kg	20,2 kg	28,75 kg	14 kg
Ladezykien	5.000	14.000	8.000	5.000	10.000	5.000
Garantie	10 Jahre Vollgarantie	7 Jahre Vollgarantie auf das System, 10 Jahre auf die Zellen	10 Jahre	7 Jahre	10 Jahre Garantie auf Batteriezellen	10 Jahre oder 5.000 Zyklen
Besonderheit		Lithium- Eisenphosphat-Akku (bis zu 20 Jahre Lebensdauer)	Integration in Smarthome-System	15 Jahre geschätzte Lebensdauer	100 Prozent Entladetiefe, lange Lebensdauer	Kompakt, lädt innerhalb einer Stunde auf, 20 Jahre Lebensdauer

Dargestellter Preis zzgl. Vertneb, Handlermarge, Einbau
und Steuern zu verstehen und damit eher 5-8 tsd. EUR!

Quelle: Wirtschaftswoche: http://green.wiwo.de/wp-content/uploads/2015/05/Tabelle-Energiespeicher1.pdf

Abbildung 75: Überblick über exemplarisch ausgewählte Batteriespeichersysteme (für die Annahmen wurden lediglich die Endkundenpreise genutzt)

Die mögliche Entwicklung der Zellkosten und Modulkosten für Batterien bis 2030 orientiert sich an den Annahmen der Studie Roadmap Energiespeicher 2030 (Thielmann 2014). Die Annahmen wurden hinsichtlich aktueller Entwicklungen überprüft und mit den Autoren der Studie diskutiert. Ausgehend von aktuell 300 EUR/kWh wird es als realistisch eingeschätzt, dass die Zellkosten bis 2020 auf 200 EUR/kWh und bis 2030 auf 100 EUR/kWh fallen. Da die Zellkosten jedoch nur etwa ein Drittel der Endkundenpreise betragen, ist die Kostenreduktion der Systempreise bis 2030 weniger stark ausgeprägt. Aufgrund der großen Unsicherheiten bezüglich der tatsächlichen Entwicklung werden ein realistischer und ein optimistischer Preisentwicklungspfad unterstellt.

Tabelle 32: Preise für Batteriespeichersysteme (real 2015)

Preise für Batteriespeichersysteme [EUR/kWh]					
Entwicklungspfad	2015	2020	2025	2030	
realistisch	907	655	586	548	
optimistisch	907	485	393	345	

Für die ökonomische Lebensdauer der Speichersysteme werden aufgrund von typischen Herstellergarantien 10 Jahre unterstellt.

8.2.2.2 Förderprogramme

Das seit März 2016 neu aufgelegte KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher" läuft bis zum Jahr 2018 und gewährt gestaffelte Tilgungszuschüsse von anfänglich 25 % bis 10 % am Programmende.

Da die Sensitivitätsanalysen mit der Modellausbaustufe 1 (Optimierungsmodell) ergeben haben, dass Wirtschaftlichkeit und damit ein modellendogener Zubau erst ab Systempreisen von unter 400 EUR/kWh erreicht werden, hat dieses Programm auf die Modellergebnisse keine Auswirkung und wird nicht im Modell implementiert.

8.2.2.3 Technische Parameter

Für das Batteriespeichersystem (inkl. Wechselrichter) wird ein Gesamtwirkungsgrad von 85 % angenommen. Das Verhältnis von Speicherkapazität zu Speicherleistung wird auf 2,5 festgesetzt.

8.2.3 KWK

8.2.3.1 Investitions- und Betriebskosten

Die Annahmen zu den Preisen für KWK-Anlagen für den Stand 2015 basieren auf den Annahmen der Studie "Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014" (Prognos et al. 2014). Die Werte wurden linear interpoliert, um Kosten für alle im Modell enthaltenen KWK-Größenklassen zu erreichen. Die Annahmen zur Entwicklung der Preise bis 2030 wurden analog zu den Annahmen im Gebäudemodell INVERT an die Zahlen aus der Wärme- und Kältestrategie 2030 (WuK 2013) angelehnt.

Für sonstige Betriebskosten (Abnutzung, Wartung, etc.) der KWK werden für alle Anlagengrößen pauschal 3 ct/kWh_el angesetzt.

Für die ökonomische Lebensdauer (Abschreibungsdauer) werden für Haushalte und GHD 10 Jahre unterstellt.

Tabelle 33: Preise für KWK-Anlagen (real 2015)

Preise für KWK-Anlagen	[EUR/kW_el]			2
Leistungsklasse [kW]	2015	2020	2025	2030
1	12625	9966	9200	8756
2	10606	8372	7729	7356
5	4550	4138	4007	3928
10	4350	3682	3566	3495
15	4150	3226	3124	3063
20	3950	2770	2683	2630
30	3550	1,859	1800	1765
50	2750	2501	2422	2374
100	2250	2046	1981	1943
250	1900	1728	1673	1640
500	1300	1182	1145	1122

8.2.3.2 Förderung nach KWKG und BAFA

Für Mini-KWK-Anlagen bis 20 kW(el) Leistung gelten die Förderbedingungen der BAFA, die im Modell gestaffelt nach folgenden Leistungsklassen als Investitionszuschuss implementiert sind.

Tabelle 34: Investitionszuschuss für Mini-KWK nach BAFA

BAFA mini KWK Zuschuss:	
kW_el	EUR
1	1.900
2	2.200
3	2.500
4	2.800
5	2.900
6	3.000
7	3.100
8	3.200
9	3.300
10	3.400
11	3.410
12	3.420
13	3.430
14	3.440
15	3.450
16	3.460
17	3.470
18	3.480
19	3.490
20	3.500

Gemäß dem § 7 KWKG 2016 werden folgende KWK-Zuschläge entsprechend den Leistungsklassen im Modell implementiert. Für § 8 KWKG 2016 wird vereinfachend unterstellt, dass die Vergütung für eine Laufzeit von 10 Jahren gezahlt wird.

Tabelle 35: KWK-Zuschläge nach § 7 KWKG 2016

KWK-Zuschlag nach dem KWKG 2016								
installierte Leistung	kW_el	2	20	100	250	2.000	> 2.000	
KWK-Zuschlag (Einspeisung)	EUR/kWh	0,0800	0,0800	0,0600	0,0500	0,0440	0,0310	
KWK-Zuschlag (Selbstverbrauch)	EUR/kWh	0,0400	0,0400	0,0300	-	-		
Zuschlagsdauer	VBN	60.000	60.000	30.000	30.000	30.000	30.000	
Investitionskostenzuschuss	EUR/kW	2.400						

8.2.3.3 Technische Parameter

Der elektrische Wirkungsgrad beträgt je nach modelliertem Anlagentyp (Otto-Motor, Stirling-Motor) und Anlagengröße zwischen 15 % und 30 %. Der thermische Wirkungsgrad zwischen 60 % und 80 %.

8.2.4 Wärmepumpen

Bei den Wärmepumpen wird im Modell aufgrund der deutlich unterschiedlichen Kosten zwischen den Technologietypen Sole/Wasser und Luft/Wasser unterschieden.

8.2.4.1 Investitions- und Betriebskosten

Die Investitionen und deren Entwicklung wurden der Wärme- und Kältestrategie (WuK 2013) entnommen. Fehlende Werte werden linear interpoliert. Die spezifischen Kosten für die jeweilige Akteursgruppe im Modell unterscheiden sich entsprechend der typischen Anlagengröße. Die typische Leistung einer Wärmepumpe für ein Einfamilienhaus beträgt bspw. 3 kW, entsprechend werden die höchsten spezifischen Kosten (für Anlagen bis 15 kW) aus Tabelle 36 angenommen, für MFH und die meisten Gewerbebetriebe gelten der Wert für Anlagen zwischen 15 kW und 100 kW und für Krankenhäuser mit einer typischen Wärmepumpenkapazität von 507 kW die günstigsten spezifischen Kosten.

Tabelle 36: Preise für Wärmepumpen (real 2015)

Preise für Wärmepumpen [EUR/kl	Preise für Wärmepumpen [EUR/kW_th]						
Leistungsklasse [kW_th]	2010	2020	2050				
Sole/Wasser-Wärmepumpe							
<15 kW	1740	1643	894				
15-100 kW	1138	1073	983				
> 100 kW	1033	975	1507				
Luft/Wasser-Wärmepumpe							
<15 kW	1465	1388	1281				
15-100 kW	958	907	836				
> 100 kW	870	824	760				

Für die sonstigen Betriebskosten (Wartungskosten, Abnutzung etc.) werden für alle Wärmepumpen 10 ct/kWh(th) unterstellt.

Die ökonomische Lebensdauer (Amortisationszeit) im Modell beträgt für alle Akteure 15 Jahre.

8.2.4.2 Technische Parameter

Die Leistungszahlen der Wärmepumpen wurden der Wärme- und Kältestrategie (WuK 2013) entnommen. Für Bestandsgebäude werden die Sole-Wasser-Wärmepumpen mit einer Jahresarbeitszahl von JAZ=3,3 und für Neubauten bzw. sanierte Gebäude mit einer Jahresarbeitszahl von JAZ= 3,8 modelliert. Luft-Wasser-Wärmepumpen wird eine Leistungszahl von 2,6 für Bestandsgebäude und 3,0 für Neubauten zugewiesen.

Da bei der stündlich aufgelösten Wärmenachfrage nicht nach Warmwasser und Heizwärmebedarf unterschieden wird, wird im Modell die maximal installierte Leistung der Wärmepumpe in Anhängigkeit der Jahreswärmespitzenlast begrenzt.

8.2.4.3 Förderung nach BAFA

Die Förderung für Wärmepumpen nach BAFA bis 100 kW wird im Modell vereinfacht abgebildet. Sole-Wasser-Wärmepumpen erhalten einen Investitionskostenzuschuss von 100 EUR/kW(th), aber mindestens 4.000 EUR. Luft-Wasser-Wärmepumpen erhalten einen Investitionskostenzuschuss von 40 EUR/kW (th), aber mindestens 1.300 EUR.

8.2.5 Wärmespeicher

8.2.5.1 Investitionskosten

Die Annahmen zu Preisen für Wärmespeicher orientieren sich an der Wärme- und Kältestrategie 2030 (WuK 2013) und an der Studie Mikro-KWK-Endbericht (Energy Economics Group (EEG), Technische Universität Wien 2010). Es wird gemäß der Wärme- und Kältestrategie davon ausgegangen, dass für die Zukunft keine wesentlichen Kostensenkungen zu erwarten sind.

Für die ökonomische Lebensdauer werden 15 Jahre angenommen.

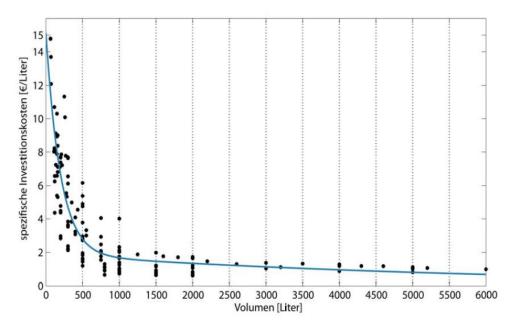


Abbildung 76: Spezifische Investitionskosten für Wärmepufferspeicher (TU Wien, 2010)

Tabelle 37: Preise für Wärmespeicher (real 2015)

Wärmespeicher Systempreise							
installiertes Speichervolumen	m^3	50	100	250	500	1000	2000
installierte Speicherkapazität	kWh_th	1,5	2,9	7,3	14,5	29,0	58,1
Systempreise (absolut)	EUR	769	934	1.226	1.501	1.842	2.261
Systempreise (spezifisch)	EUR/kWh_th	512	322	168	104	64	39

8.2.5.2 Technische Parameter

Für den Gesamtwirkungsgrad der Ein- und Ausspeicherung werden 95% angenommen. Außerdem wird ein Wärmeverlust von 0,0208% pro Stunde unterstellt. Das Verhältnis von Speichervolumen zu Einspeicherleistung wird auf 2 festgesetzt.

8.2.5.3 Förderung nach KWKG

Es wird ein Investitionskostenzuschuss (Zuschlag) nach §23 KWKG 2016 von 250 EUR/m³ Wasseräquivalent des Wärmespeichervolumens im Modell implementiert.

8.2.6 Power-to-Heat

8.2.6.1 Investitionskosten

Die Annahmen zu Preisen für Heizstäbe im Wärmepufferspeicher basieren auf Herstellerangaben und werden pauschal mit 100 EUR/kW(th) angesetzt. Es wird davon aus-

gegangen, dass für Heizstäbe in Zukunft keine weiteren Kostensenkungspotenziale bestehen.

Die ökonomische Lebensdauer wird auf 15 Jahre festgelegt.

8.2.6.2 Technische Parameter

Die Heizstäbe werden mit einem technischen Wirkungsgrad von 99% modelliert.

8.2.7 Biomasse-Heizung

Als Alternativen zum Gas-Brennwertkessel sind im Modell auch zwei Arten von Biomasse-Heizungen implementiert. Für Ein- und Zweifamilienhäuser stehen Pelletkessel, für größere Gebäude Hackschnitzelheizungen zur Verfügung. In manchen Fällen sind zwar Scheitholzheizungen günstiger, diese bieten jedoch keinen vergleichbaren Komfort und werden deshalb im Modell nicht betrachtet.

8.2.7.1 Investitions- und Betriebskosten

Die Investitionen für Biomasseheizungen setzen sich nach der Wärme- und Kältestrategie (WuK 2013) aus den Kosten für den Heizkessel, Kosten der Peripherie (Regelung, Pumpen, Verrohrung, etc.) sowie der Kosten für Montage und Raumaustrag (Brennstoffzufuhr) zusammen. Die Kosten aus der WuK 2013 wurden als Ausgangskosten für das Jahr 2010 implementiert. Für die zukünftige Kostenentwicklung wird wie in den Langfristszenarien 2012 von einer geringen Degression ausgegangen (1%/Jahr). Die sich ergebenden Investitionen für beide Heizungstypen für sind in Tabelle 38 dargestellt. Zusätzlich fallen bei Biomasseheizungen 5% der Investitionen als jährliche Betriebskosten (Wartung etc.) an (WuK Phase 2).

Tabelle 38: Entwicklung der Investitions- und Betriebskosten von Biomasse-Heizungen

		2010	2015	2020	2025	2030
Pelletheizung	Investition (EUR/kW)	1346	1280	1217	1158	1101
	Betriebskosten (EUR/a)	356	356	356	356	356
	Brennstoffkosten (EUR c/kWh)	5.3	5.5	5.6	6.4	7.0
Hackschnitzelheizung	Investition (EUR/kW)	546	519	494	470	447
	Betriebskosten (EUR/a)	27.3	26.0	24.7	23.5	22.3
	Akteure PHH-C, PHH-D und PHH-E	417	417	417	417	417
	Akteure PHH-F und GHD	760	760	760	760	760
	Brennstoffkosten (EUR c/kWh)	4.0	4.2	4.4	4.8	5.2

Bei Biomasseheizungen fallen außerdem Brennstoffkosten an. Bei Hackschnitzeln sind die Kosten an den Wassergehalt gekoppelt. Im Modell wird von einem Wassergehalt des Brennstoffs von 20% ausgegangen. Die Entwicklung der Brennstoffkosten basiert auf einer internen Analyse des Fraunhofer ISI (s. Tabelle 38) .

8.2.7.2 Technische Parameter

Die Pelletheizung wird mit einem thermischen Wirkungsgrad von 90% (inkl. Peripherie), die Hackschnitzelheizung mit einem thermischen Wirkungsgrad von 80% (inkl. Peripherie) modelliert (nach Daten aus WuK 2013).

8.2.7.3 Förderung nach BAFA

Im Modell ist die Förderung nach BAFA hinterlegt. Pelletheizungen werden mit 80 EUR/kW, mindestens jedoch mit 3.000 EUR gefördert. Hackschnitzelheizungen erhalten pauschal eine Förderung von 3.500 EUR. Die Förderung wird nur für Bestandsgebäude gewährt. Die Innovationsförderung für den Neubau wird aufgrund ihrer relativ geringen Bedeutung und der Notwendigkeit, zusätzliche Technologien ins Modell einzuführen (bspw. Biomasseheizung mit Brennwerttechnologie), nicht berücksichtigt.

8.2.8 Solarthermische Wärmeerzeugung

8.2.8.1 Investitionen

Die im Modell angenommenen Investitionen in solarthermische Anlagen entsprechen den Angaben aus der Wärme- und Kältestrategie (WuK 2013). Bei solarthermischen Anlagen werden Investitionen üblicherweise pro Quadratmeter angegeben. Um eine Umrechnung in Energie zu ermöglichen, enthält die Tabelle auch die getroffenen Annahmen zur mittleren spezifischen Ausbeute, die auf der gleichen Quelle beruhen. Auch für solarthermische Anlagen wird wie bei allen anderen Wärmetechnologien von einer ökonomischen Lebensdauer von 15 Jahren ausgegangen.

Tabelle 39: Investitionen und Ausbeute von Solarthermieanlagen

	2010	2015	2020	2030
mittlere Bruttokollektorfläche (m²)	13	18	23	31
Mittlere spez. Ausbeute (kWh/m²a)	388	386	372	358
spez. Investition (€/m²)	800	720	550	400
Ökonomische Lebensdauer	15	15	15	15

8.2.8.2 Förderung nach BAFA

Im Modell ist die Förderung nach BAFA dahingehend vereinfacht hinterlegt, dass keine Unterscheidung zwischen Anlagen zur Warmwasserbereitung und anderen Anlagen getroffen wird, da diese im Modell nicht angelegt ist. Die Förderung der Solarthermieanlagen beträgt im Modell 140 €/angefangener Bruttokollektorfläche, mindestens jedoch 2.000 €. Die Förderung wird nur für Bestandsgebäude gewährt. Große Anlagen spielen in der Realität und auch im Modell insbesondere für den Selbstverbrauch nur eine untergeordnete Rolle. Daher wird die Innovationsförderung im Neubau auch hier vernachlässigt.

8.2.9 Brennwertkessel

8.2.9.1 Investitions- und Betriebskosten

Die Preise für Gasbrennwertkessel werden an die Annahmen des INVERT Modells angelehnt. Analog zur Wärme- und Kältestrategie (WuK 2013) wird die zukünftige Entwicklung der Technologie als konstant angenommen.

Für die sonstigen Betriebskosten (Wartung) werden 1 ct/kWh(th) angenommen.

Die ökonomische Lebensdauer wird auf 15 Jahre festgesetzt.

Tabelle 40: Preise für Brennwertkessel (real 2015)

Preise für Brennwertkessel										
installierte Leistung	kW_th	6	12	21	42	71	104	250	300	1200
Wirkungsgrad thermisch	%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%
Systempreise (absolut)	EUR	2.297	3.840	5.813	9.715	14.335	19.021	36.433	41.703	116.491
Systempreise (spezifisch)	EUR/kW_th	383	320	277	231	202	183	146	139	97

8.2.9.2 Technische Parameter

Der Brennwertkessel (inkl. Peripherie) wird mit einem thermischen Wirkungsgrad von 95 % modelliert.

8.3 Abbildung der Sektoren Haushalte und GHD

Die Sektoren Haushalte und GHD werden im Modell über typische statistische Durchschnittsakteure bzw. Unternehmen abgebildet. Alle relevanten Eingangsparameter des Modells werden jeweils auf die Eigenschaften der Akteure angepasst. Nachfolgend werden die wichtigsten Charakteristika der jeweiligen Akteure aufgelistet.

Die Aufteilung der privaten Haushalte nach Gebäudetypen, Wohneinheiten und deren Anzahl entspricht dem Mikrozensus des Statistischen Bundesamtes (Destatis 2012). In Summe werden etwa 18 Mio. Gebäude betrachtet.

Der Strom- und Wärmeverbrauch der Haushalte wird auf die Angaben der BMWi Energiedaten 2015 angepasst. Im Mittel über die Jahre 2000 bis 2014 ergeben sich aus den statistischen Werten ein Stromverbrauch von 137,5 TWh/a und ein Wärmeverbrauch von 576 TWh/a.

Tabelle 41: Statistische Durchschnittsakteure private Haushalte

		Einfamilienhäi	user		Mehrfamilienhäuser				
		1 WE alt	1 WE neu	1 WE alt	2 WE	3-6 WE	7-12 WE	13-20 WE	>20 WE
Akteurs- typ- Schlüssel		PHH-A1	PHH-A2	PHH-B1	PHH-B2	РНН-С	PHH-D	PHH-E	PHH-F
Anzahl der Ge- bäude (Typen- anzahl)	-	11.127.264	594.946	2.222.198	118.815	2.041.972	896.768	109.978	91.937
Netto- stromver- brauch	kWh_el/a	4.000	4.000	7.000	7.000	13.500	28.500	49.500	90.000
Wärme- verbrauch	kWh_th/a	19.250	13.400	30.800	22.600	51.900	102.800	174.600	255.200

Die Aufteilung des Sektors GHD entspricht der Wirtschaftszweigzuordnung nach den Anwendungsbilanzen GHD (Fh ISI 2015). Bei der Anzahl und Größe der Unternehmen wurden jedoch auf Basis der vorhandenen Datenlagen des Statistischen Bundesamtes, die kleinsten zuordenbaren Einheiten (z.B. Einzelpersonengesellschaften) heraus gerechnet, da hier unterstellt wird, dass Eigenversorgung aufgrund fehlender Dachflächen oder Kellerräumen keine Rolle spielt.

Tabelle 42: Statistische Durchschnittsunternehmen GHD

Akteurstyp	Akteur styp- Schlüs sel	SLP oder RLM Kun de	Benut- zungsstun den	Jahres- spitzen- last	Anzahl der Akteure pro Gruppe (Typen- anzahl)	Netto- stromver- brauch je Akteur	Wärmever- brauch je Akteur
			h/a	kW	-	kWh_el/a	kWh_th/a
Baugewerbe	GHD-A	RLM	2.855	26	42.370	73.351	205.878
Büroähnliche Be- triebe	GHD-B	RLM	4.345	14	406.761	60.702	146.772
Herstellungsbetriebe	GHD-C	RLM	2.878	26	45.287	75.945	149.711
Handel (Food)	GHD-D	RLM	5.648	26	39.010	146.221	202.386
Handel (Non-Food)	GHD-E	RLM	4.036	24	125.416	95.473	187.779
Krankenhäuser	GHD-F	RLM	4.772	261	4.882	1.244.750	2.389.100
Schulen	GHD-G	RLM	2.855	40	34.063	113.442	469.134
Bäder	GHD-H	RLM	5.569	62	4.058	347.333	702.691
Beherbergung, Gaststätte, Heime	GHD-I	RLM	6.108	13	204.068	81.092	197.165
Nahrungsmittelge- werbe	GHD-J	RLM	5.018	29	5.828	143.010	194.445
Wäschereien	GHD-K	SLP	2.878	14	7.988	40.508	58.946
Landwirtschaft	GHD-L	SLP	4.820	4	191.992	18.732	75.670
Gartenbau	GHD-M	SLP	7.103	2	25.608	15.580	56.381
Flughäfen	GHD-N	RLM	4.222	8.004	39	33.791.276	36.914.315
Textil, Bekleidung, Spedition	GHD-O	SLP	4.222	6	43.913	24.500	96.081

9 Literaturverzeichnis

- Bardt, H., Chrischilles, E., Growitsch, C., Hagspiel, S., Schaupp, L. (2014): Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom Stand, Potenziale und Trends. Gutachten des Instituts der deutschen Wirtschaft Köln und des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln im Auftrag des BDEW.
- Bundesnetzagentur (2015): Bundesnetzagentur Monitoringbericht 2015. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unterneh men_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoringberichte/ Monitoring_Berichte_node.html, zuletzt geprüft am 28.10.2016.
- Bundesregierung (2014): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Oliver Krischer, Dr. Julia Verlinden, Annalena Baerbock, weiterer Abgeordneter und der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen Drucksache 18/1060.
- Destatis: Mikrozensus (2012): Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Bevoelkerung/MigrationInt egration/Migrationshintergrund2010220127004.pdf?__blob=publicationFile.
- Destatis (2013a): Erhebung über die Energieverwendung der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden (060).
- Destatis (2013b): Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden (Fachserie 4, Reihe 6.4).
- Diemer und Schlumberger (2006): Beispiele wirtschaftlicher Energiekonzepte in der Zuckerindustrie. Vortrag beim Verein Deutscher Zuckertechniker.
- Elsland, R., Boßmann, T., Klingler, A., Friedrichsen, N., Klobasa, M. (2015): Mittelfristprognose zur Deutschland-weiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2016 bis 2020. Fraunhofer ISI. Im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber.
- Energy Economics Group(EEG), Technische Universität Wien (2010): Ökonomische Einsatzoptimierung von Mikro-KWK-Anlagen. Online verfügbar unter http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/research/downloads/PR_176_Enl nnov2010_LF_REZANIA_Final.pdf.

- Fleiter, T.; Steinbach, J.; Ragwitz, M. (2016): Mapping and analyses for the current and future (2020 2030) heating/cooling fuel development (fossil/renewables). Hg. v. Fraunhofer ISI. Online verfügbar unter http://www.isi.fraunhofer.de/isi-de/x/projekte/mapping-heating_331945.php, zuletzt geprüft am 28.10.2016.
- Hirth, Lion, Falko Ueckerdt, Ottmar Edenhofer (2015): Integration Costs Revisited An economic framework of wind and solar variability. In: *Renewable Energy* (74).
- IAE (2015): World Energie Outlook 2015. Online verfügbar unter https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2015_ES_GER MAN.pdf, zuletzt geprüft am 28.10.2016.
- Kelm et al. (2014): Vorbereitung des Erfahrungsberichts 2014 Vorhaben IIc. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2c,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, zuletzt geprüft am 28.10.2016.
- Klotz, E.-M., Koepp, M., Peter, F., Thamling, N., Wünsch, M., Ziegenhagen, I., Eikmeier, B., Fette, M., Janßen, K., Jochem, E., Reitze, F., Schön, M., Toro, F., Gailfuß, M. (2014): Potential- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Endbericht zum Projekt I C 4 – 42/13 des BMWi.
- Koep, M., Krampe, L., Peter, F. (2012): Letztverbrauch bis 2017 Planungsprämissen für die EEG-Mittelfristprognose. Prognos. Im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber.
- Prognos (2014): Potential- und Kosten-Nutzen-Analyse zu Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=657404.html, zuletzt geprüft am 28.10.2016.
- r2b (2014): Leitstudie Strommarkt 2014. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/endbericht-leitstudie-strommarkt-funktionsfaehigkeit-eom-und-impact-analyse-kapazitaetsmechanis-men,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, zuletzt geprüft am 28.10.2016.

- Thielmann (2014): Roadmap Energiespeicher 2030. Online verfügbar unter http://www.isi.fraunhofer.de/isi-de/t/projekte/LIB_Broschueren/prm-sesroad.php.
- VIK (2015): Industrielle Eigenstromerzeugung in Deutschland sichern. Online verfügbar unter
 - vik.de/stellungnahmen.html?file=tl_files/downloads/public/stellungnahmen/2015/2 0150528.PDF, zuletzt geprüft am 28.10.2016.