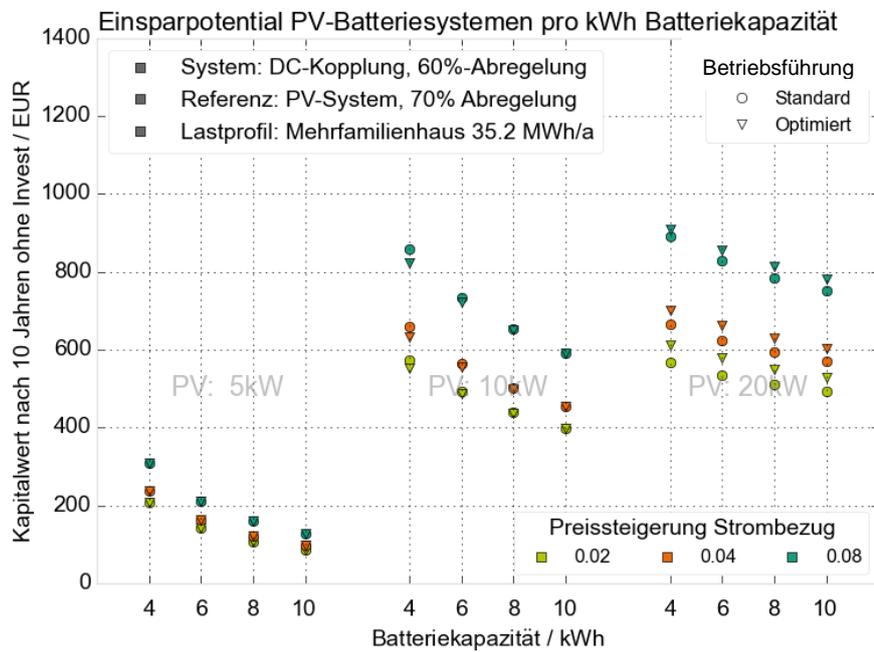


Projekt 2012-2016

PVSelf

Abschlussbericht



Ansprechpartner: Niklas Kreifels, Dr. Bernhard Wille-Hausmann

Erstellungsdatum: 05/2016

Inhaltsangabe

Inhaltsangabe	2
Abbildungsverzeichnis.....	3
1 Motivation und Projektziele	6
2 Geschäftsmodelle im Bereich Eigenstrom.....	8
2.1 Überblick über Geschäftsmodelle dezentraler Erzeuger	8
2.2 Attraktivität des Geschäftsmodells „Mieten“	10
2.3 Exkurs – Mitteilungspflicht für Stromeigenversorgung.....	15
3 Wirtschaftlichkeit von Eigenstrom mit Fokus auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Batteriesystemen.....	17
3.1 Autarkie und Eigenverbrauchsquote	17
3.2 Wirtschaftlichkeit von PV-Batteriesystemen für Haushalte durch Eigenstromerhöhung	19
3.3 Wirtschaftlichkeit von PV-Batteriesystemen für kleine Gewerbe durch Eigenstromerhöhung	23
3.4 Praxisbeispiel „Eigenstrom für Molkereibetrieb“	26
3.5 Wirtschaftlichkeit von PV-Batteriesystemen bei Mehrfamilienhäusern.....	29
3.6 Unsicherheiten bei Wirtschaftlichkeitsberechnungen von Eigenverbrauch	32
3.7 Preisentwicklung von Batteriesystemen	35
4 Energiewirtschaftliche Auswirkungen	38
4.1 Analyse der Abweichung	38
4.2 Verringerung des Stromabsatzes an PV-Batteriekunden	40
4.3 Analyse der Beschaffung von Ausgleichsenergie	41
5 Zusammenfassung und Fazit	45
6 Anlage: Projekterkenntnisse	47
7 Öffentlichkeitsarbeit.....	48
8 Anhang	49

Abbildungsverzeichnis

Abb. 01.	Abbildung 1 EEG-Vergütung von PV-Strom nach Inbetriebnahme für neue Anlagen, durchschnittliche EEG-Vergütung von PV-Strom nach Anlagenbestand (Quotient aus der Vergütungssumme lt. Abrechnung Netzbetreiber und der gesamten PV-Stromproduktion, teilweise geschätzt), Vollkosten der fossil-nuklearen Stromerzeugung, Strompreise aus [BMWi 1], teilw. geschätzt; Quelle der Abbildung: [Fraunhofer ISE, Wirth]	6
Abb. 02.	Abbildung 2: Anzahl kleinskaliger (bis zu 12 kWh Kapazität) verkaufter Batteriespeichersysteme in Deutschland (Quelle: BSW, IRES-Konferenz 2016)	7
Abb. 03.	Abbildung 3: Überblick über Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit dezentraler Geschäftsmodellen	8
Abb. 04.	Abbildung 4: Kriterien zur Vermeidung von Umlagen und Gebühren (In Anlehnung an: BARDT ET AL . (2014), S. 22).....	9
Abb. 05.	Abbildung 5: Überblick über das Potential dezentraler Erzeugung; mit dem „richtigen“ Geschäftsmodell lassen sich Umlagen und Abgaben um bis zu 85 % reduzieren	9
Abb. 06.	Abbildung 6: Verschiedene Verwendungsformen	10
Abb. 07.	Abbildung 7: Schaubild zur Geschäftskonstellation „Mieten“; Drei unterschiedliche Akteure treten hier auf: Investor, Gebäudebesitzer und Verbraucher, der gleichzeitig auch Betreiber ist	11
Abb. 08.	Abbildung 8: Darstellung des kumulierten Kapitalwerts (farbig markiert) für die drei beteiligten Akteure (Betreiber=Verbraucher, Investor, Verbraucher) für das Geschäftsmodell „Mieten“; Vertikalachse: Leistung der PV-Anlage in kWp; Horizontalachse: Anzahl der Haushalte; die grauen Balken sind keine „Fehler“, sondern symbolisieren Sprünge aufgrund der unterschiedlichen Klassen der Einspeisevergütung	12
Abb. 09.	Abbildung 9: Abbildung des kumulierten Gewinns aller Akteure bei unterschiedlicher Größe der Energieanlage und unterschiedlicher Anzahl an Haushalten; Darstellung des kumulierten Kapitalwerts (farbig markiert) für die drei beteiligten Akteure (Betreiber=Verbraucher, Investor, Verbraucher) für das Geschäftsmodell „Mieten“; Vertikalachse: Gesamtleistung der PV-Anlage und des BHKWs in kW; Horizontalachse: Anzahl der Haushalte; ist zu erkennen, dass je größer die Anzahl der Parteien ist, desto größer ist der Gewinn	13
Abb. 10.	Abbildung 10 Autarkiegrade durch PV-Anlagen und PV-Anlagen mit angekoppeltem Batteriesystem für unterschiedliche Lastprofile und Anlagengrößen im Haushaltsbereich	17
Abb. 11.	Abbildung 11: Eigenverbrauchsquoten (=Anteil der selbst genutzten Energie von der selbst erzeugten) durch PV-Anlagen und PV-Anlagen mit angekoppeltem Batteriesystem für unterschiedliche Lastprofile und Anlagengrößen im Haushaltsbereich	18
Abb. 12.	Abbildung 12: normiertes Einsparpotential von PV-Batteriesystemen für Szenario EEG 2012 (für Haushaltsprofil H01 SLP 2014); angesetzte Preisdifferenz im Basisjahr (Differenz von Haushaltsstrompreis und Einspeisevergütung): 6 cent/kWh	21

Abb. 13.	Abbildung 13 normiertes Einsparpotential von PV-Batteriesystemen für Szenario EEG 2015 (für Haushaltsprofil H01 SLP 2014); angesetztter Preisspread im Basisjahr (Differenz von Haushaltsstrompreis und Einspeisevergütung): 23 cent/kWh	22
Abb. 14.	Abbildung 14: normiertes Einsparpotential von PV-Batteriesystemen für Szenario EEG 2012 (für Gewerbeprofil G01 SLP 2014)	24
Abb. 15.	Abbildung 15: normiertes Einsparpotential von PV-Batteriesystemen für Szenario EEG 2015 (für Gewerbeprofil G01 SLP 2014)	25
Abb. 16.	Abbildung 16: Der Kapitalwert einer hypothetischen PV-Anlage bei unterschiedlichen Netzbezugskosten; die Investition ist bei den angenommenen Bedingungen insgesamt bei einer sehr hohen Bandbreite von PV-Anlagengrößen wirtschaftlich aufgrund des Nutzens des Eigenstromvorteils; sobald die PV-Erzeugung das elektrische Lastprofil übersteigt, sinkt die Kurve	26
Abb. 17.	Abbildung 17: Die (statische) Amortisationszeit für unterschiedliche PV-Anlagengrößen im betrachteten Praxisbeispiel beträgt sieben Jahre; aufgrund des linearen Verlaufs beim Kapitalwert bei den betrachteten PV-Anlagengrößen (100 kWp, 400 kWp und 600 kWp) ist die Amortisationszeit hier die gleiche (vgl. Abbildung 17)	28
Abb. 18.	Abbildung 18: normiertes Einsparpotential von PV-Batteriesystemen für ein Mehrfamilienhaus mit 15.4 MWh elektrischem Jahresverbrauch	29
Abb. 19.	Abbildung 19: normiertes Einsparpotential von PV-Batteriesystemen (für Mehrfamilienhaushalt mit 35,2 MWh elektrischem Jahresverbrauch)	31
Abb. 20.	Abbildung 20: jährlicher Eigenverbrauch durch ein PV-Batteriesystem für real-gemessene Profile und Standardlastprofile	33
Abb. 21.	Abbildung 21: Sankey-Diagramm vom Energiefluss einer 2,5 kWp PV-Anlage mit einer 2,5 kWh Lithium-Ionen-Batterie	34
Abb. 22.	Abbildung 22: normierte Batteriepreise von Lithium-Ionen-Systemen in Abhängigkeit der Kapazität; (Quelle: [BSW 1])	36
Abb. 23.	Abbildung 23: Preisindex von Lithium- und bleibasierten Speichersystemen über die Jahre 2013 und 2014; das erste Halbjahr 2013 stellt dabei die Referenz dar; (Quelle: [BSW 1])	36
Abb. 24.	Abbildung 24: Kostenprognosen für mobile Batterien in €/kWh [Just Park 2011]	37
Abb. 25.	Abbildung 25: Jahresdauerlinien des Netzbezugsprofils für einen Haushalt mit 4000 kWh Jahresstromverbrauch und mit unterschiedlichen Batteriesystemgrößen; negative Werte symbolisieren eine Netzeinspeisung des Gebäudes	39

Bemerkung:

Es wurden dem badenova Innovationsfonds Kernergebnisse in Form von Excel-Tabellen übergeben. Diese kombinieren eine hohe Anzahl von PV-Batteriesimulationen hinsichtlich einer energetischen und wirtschaftlichen Auslegung. Der Kern der Ergebnisse ist in diesem Abschlussbericht dargestellt. Für detailliertere Informationen und Zahlenwerte kann auf die Excel-Tabellen zurückgegriffen werden.

1 Motivation und Projektziele

Der lokale Eigenverbrauch von Photovoltaik-Strom ist wirtschaftlich interessant. Dies zeigt das Unterschreiten der sogenannten Netzparität der Photovoltaik Einspeisevergütung nach EEG, welches in Bezug auf den Haushaltsstrompreis bereits deutlich erfolgt ist. Abbildung 1 verdeutlicht dies:

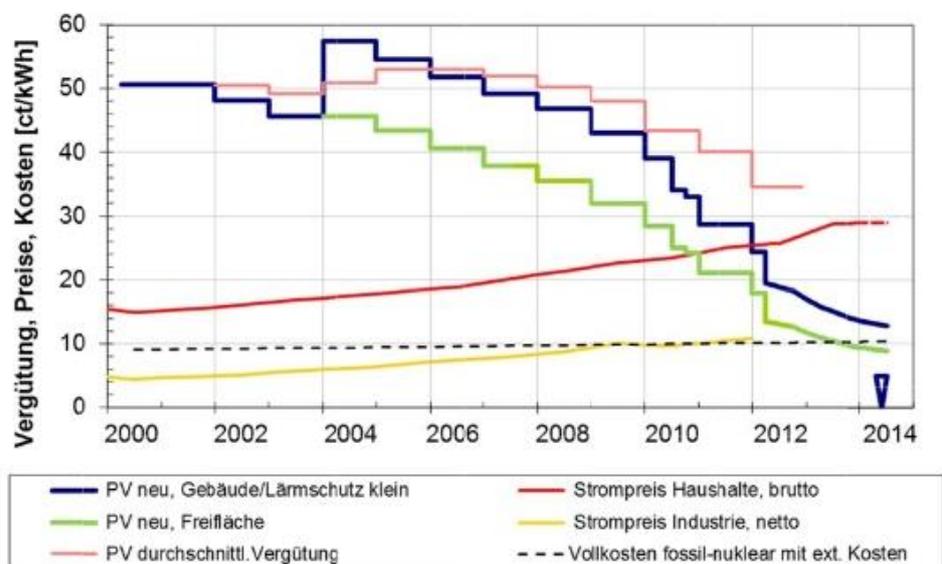


Abbildung 1 EEG-Vergütung von PV-Strom nach Inbetriebnahme für neue Anlagen, durchschnittliche EEG-Vergütung von PV-Strom nach Anlagenbestand (Quotient aus der Vergütungssumme lt. Abrechnung Netzbetreiber und der gesamten PV-Stromproduktion, teilweise geschätzt), Vollkosten der fossil-nuklearen Stromerzeugung, Strompreise aus [BMWi 1], teilw. geschätzt; Quelle der Abbildung: [Fraunhofer ISE, Wirth]

Betrachtet man die Endverbraucher-Preise für kleine Industrieunternehmen, so betragen diese im Jahr 2013 durchschnittlich 14,35 cent/kWh und befinden sich zurzeit auf einem Niveau von ca. 15 cent/kWh [BMWi 1]. Damit ist die Netzparität für diese Unternehmen ebenfalls bereits seit einiger Zeit erfolgt.

Möchte man einen Eindruck vom zukünftigen Potential erlangen, so kann man zunächst einen Blick auf die vergangene Entwicklung der Strompreise werfen. Der Brutto-Strompreis für Haushalte ist seit dem Jahr 2000 bis 2013 um durchschnittlich 4,5 % pro Jahr gestiegen, jeweils im Vergleich zum Vorjahr. Die Strompreissteigerung für Haushalte von 2013 bis 2015 betrug hingegen nur ca. 1% [BMWi 1]. Eine Prognose für die Zukunft ist schwierig, doch ist mit einer signifikanten Reduktion des Strompreises für den Endverbraucher nicht zu rechnen. Ein weiterer Unsicherheitsfaktor stellen die zukünftigen regulatorischen Rahmenbedingungen, wie die EEG-Umlage auf Eigenverbrauch, dar.

Hingegen kann mit hoher Sicherheit von einer weiteren Senkung der Stromgestehungskosten für PV-Anlagen ausgegangen werden. Für das Jahr 2030 wird geschätzt, dass die Stromgestehungskosten für kleine PV-Dachanlagen in Deutschland zwischen 5,5 und 9,5 cent/kWh betragen werden (nähere Informationen in [ISE 2013] und [Agora 2015]).

Durch die Nutzung von Photovoltaik-Batteriesystemen können Anlagenbetreiber nun den Eigenstromanteil weiter erhöhen. Die technologischen Entwicklungen im Bereich der elektrochemischen Speichersysteme sowie der steigende Bedarf an Ausgleichsmöglichkeiten für die Fluktuation regenerativer Erzeuger machen den Einsatz von direkten Stromspeichern im Energieversorgungssystem zunehmend attraktiv und notwendig. Abbildung 2 stellt die Verkaufszahlen kleinskaliger Batteriespeichersysteme in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2015 dar.

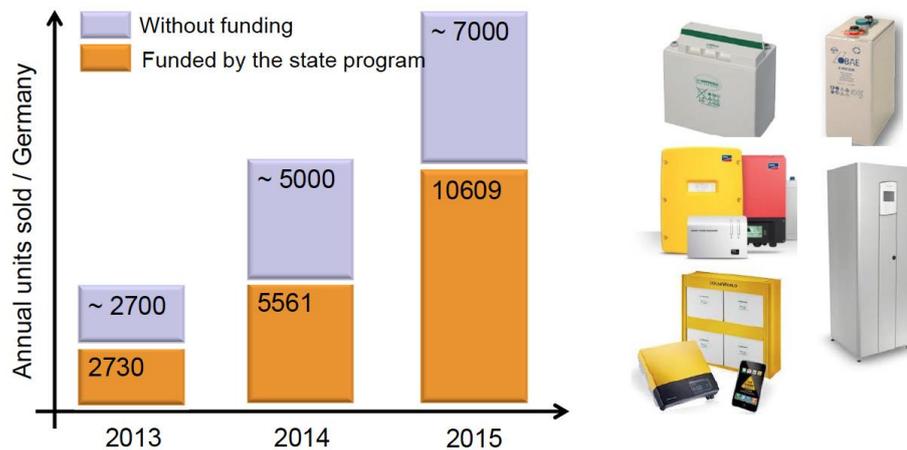


Abbildung 2: Anzahl kleinskaliger (bis zu 12 kWh Kapazität) verkaufter Batteriespeichersysteme in Deutschland (Quelle: BSW, IRES-Konferenz 2016)

Aus dieser Motivation heraus werden in diesem Bericht die folgenden Hauptfragen beantwortet:

- Welche Geschäftsmodelle, die Eigen- bzw. Direktverbrauch dezentraler Erzeuger beinhalten, sind attraktiv?
- Wann ist ein PV-Batteriesystem wirtschaftlich?
- Was sind energiewirtschaftliche Auswirkungen – hervorgerufen durch PV-Eigenverbrauch – wie die Änderung des Netzbezugsprofils und dessen Konsequenzen?

2 Geschäftsmodelle im Bereich Eigenstrom

2.1 Überblick über Geschäftsmodelle dezentraler Erzeuger

Eine Vielzahl unterschiedlicher Geschäftsmodell-Konstellationen ist für dezentrale Erzeuger denkbar. Insgesamt lässt sich zunächst sagen, dass die Kategorisierung einer Vielzahl von unterschiedlichen Projekten sehr komplex ist. Daher muss jedes Projekt individuell bewertet werden. Die folgende Abbildung 3 beschreibt die Haupteinflussfaktoren bei dezentralen Geschäftsmodellen.

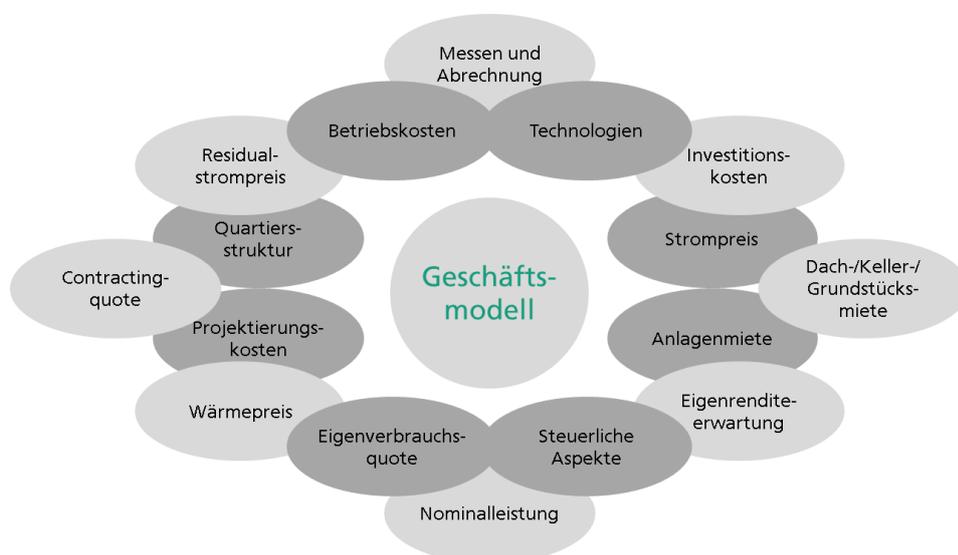


Abbildung 3: Überblick über Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit dezentraler Geschäftsmodellen

Je nach Akteurskonstellation ergeben sich deutlich andere Ausprägungen regulatorischer Rahmenbedingungen und damit auch Einflussfaktoren. Die Akteurskonstellation hat demnach auch massiven Einfluss auf die gesamte Wirtschaftlichkeit des Geschäftsmodells bzw. welches Geschäftsmodell überhaupt angewandt werden kann. Prinzipiell lassen sich die folgenden vier Akteure dabei benennen: Investor, Anlagenbetreiber, Gebäude-/Flächenbesitzer und Verbraucher.

Bei einer Zusammenfassung einer Analyse von regulatorischen Rahmenbedingungen und der Betrachtung der Kriterien zur Vermeidung von Umlagen und Gebühren, lassen sich schon im Vorfeld bereits Ableitungen für die Auswahl von Betreibermodellen treffen (vgl. Abbildung 4). Unter der Annahme, dass die meisten Erzeugungsanlagen im dezentralen Bereich eine Nominalleistung kleiner als 2 MW aufweisen, ist weiter zu erkennen, dass sich fast alle Ersparnisse aus der Erfüllung dreier Kriterien ergeben: Betreibermodell, Nutzung des öffentlichen Netzes und räumlicher Zusammenhang. Die

nachfolgende Abbildung stellt die Kriterien zur Vermeidung von zu leistenden Umlagen und Gebühren dar.

	Personen-Identität Betreiber <-> Verbraucher	Öffentliches Netz nicht genutzt	Räumlicher Zusammenhang	Entnahme aus EE- Anlage	Entnahme aus Anlage bis 2 MW
Volle EEG-Umlage	X	X	X		
Netzentgelte		X			
KWK-Umlage		X			
§ 19 StromNEV- Umlage		X			
Offshore Haftungsumlage		X			
§18 AbLaV		X			
Konzessions- abgaben		X			
Stromsteuer §9 StromStG	1a	X		X	
	3a	X	X		X
	3b		X		X

Abbildung 4: Kriterien zur Vermeidung von Umlagen und Gebühren (In Anlehnung an: BARDT ET AL. (2014), S. 22)

Bei einer Berücksichtigung der Höhe der ersparten Umlagen, Steuern und Gebühren, fällt auf, dass eine lokale Energieversorgung ohne Nutzung des öffentlichen Netzes die höchsten Ersparnisse mit sich bringt (vgl. Abbildung 5). Analysiert man die einzelnen Komponenten, so lässt sich erkennen, dass mit der richtigen Wahl des Geschäfts- bzw. Betreibermodells die mit dem Stromverbrauch verbundenen Umlagen, Steuern und Gebühren um bis zu 85% gesenkt werden können. Die nachfolgende Abbildung 5 vermittelt einen Eindruck hinsichtlich dieser Bandbreite bei möglichen Geschäftsmodellen für dezentrale Erzeuger.

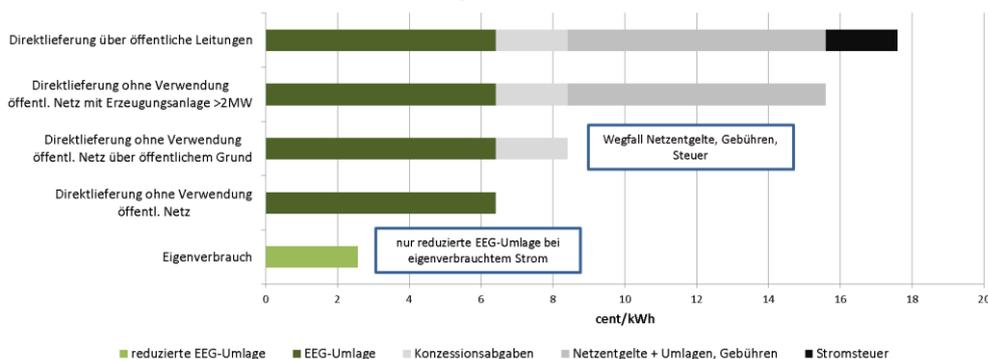


Abbildung 5: Überblick über das Potential dezentraler Erzeugung; mit dem „richtigen“ Geschäftsmodell lassen sich Umlagen und Abgaben um bis zu 85 % reduzieren

Die folgende Abbildung 6 gibt des Weiteren einen Überblick über unterschiedliche Verwendungsformen bei dezentralen Anlagen. Hinsichtlich des Eigenverbrauchs sind die beiden Formen „Selbstverbrauch“ und „Direktverbrauch“ mit den entsprechenden Abgaben zu unterscheiden.



Abbildung 6: Verschiedene Verwendungsformen bei dezentralen Anlagen

2.2 Attraktivität des Geschäftsmodells „Mieten“

Für das ausgewählte Geschäftsmodell „Mieten“ wurden nun für das Projekt zwei Simulationen durchgeführt: Einmal für den Erzeuger PV-Anlage und einmal für eine Kombination der Erzeuger PV und BHKW. Es wurde analysiert, welchen Einfluss die Größe einer Kundenanlage und die damit „verbundene“ Anzahl an Hausparteien auf die Tragfähigkeit des beschriebenen Geschäftsmodells hat. Hierzu wurde ein Sensitivitätsanalyse vollzogen, bei der beide beschriebenen Aspekte – Leistungskennzahl der Kundenanlage (Rechnung 1: nur PV; Rechnung 2: PV und BHKW) – in ihrer Größe jeweils variiert wurden.

Zunächst findet ein Überblick über die Charakteristiken dieses Geschäftsmodells statt. Diese werden auch durch Abbildung 7 symbolisiert; im Anschluss werden die Ergebnisse und eine Analyse daraus beschrieben:

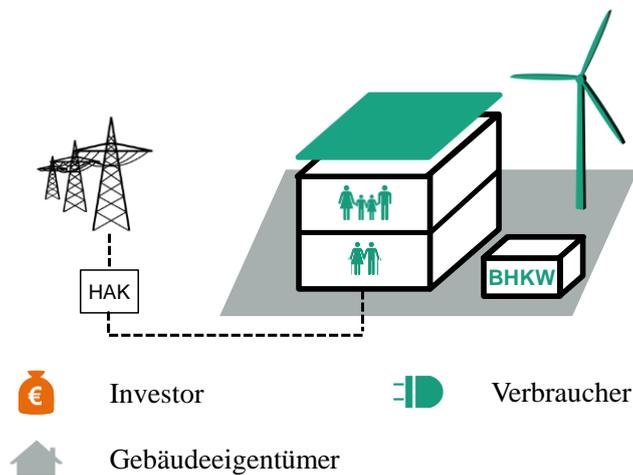


Abbildung 7: Schaubild zur Geschäftskonstellation „Mieten“; Drei unterschiedliche Akteure treten hier auf: Investor, Gebäudebesitzer und Verbraucher, der gleichzeitig auch Betreiber ist

Charakteristika des Geschäftsmodells

Das Geschäftsmodell ist durch folgende Akteurs-spezifische Punkte charakterisiert:

- Vermeidung von Netzentgelten und sonstigen Umlagen
- Reduzierte EEG-Umlage, da Personenidentität zwischen Verbraucher und Betreiber der Erzeugungsanlage vorliegt
- Investor speist Überschussstrom nach EEG und/oder KWKG ins öffentliche Netz

Des Weiteren ist das Geschäftsmodell durch folgende ökonomische Parameter charakterisiert:

- Sinkende spezifische (im Bezug zur installierten Leistung) Installationskosten bei steigender Nominalleistung
- Eigenkapitalrendite des Investors von 8% p.a. bei 60% Fremdfinanzierung mit 3% p.a.
- Gebäudeeigentümer verlangt eine Dachmiete von 10€/kWp und 300€ p.a. Kellermiete für das BHKW
- Netzbezugskosten von 28,81 ct/kWh
- Fixe Projektierungs- und Vertriebskosten von 5000€

Zur Abbildung des thermischen und elektrischen Verbraucherprofils wurden synthetische Lastprofile mit Hilfe des Lastprofilgenerators synPRO simuliert. Dabei wurde eine Mischung aus Single-, Paar-, Pensionärs- und Familienhaushalten angesetzt. Die nachfolgende Analyse bezieht sich – wie oben beschrieben – auf eine Kundenanlage, an der eine unterschiedliche Anzahl an Parteien (Haushalte)

partizipieren. Es soll nun untersucht werden, ab welcher Anlagengröße bei welcher Parteienanzahl eine Wirtschaftlichkeit bei heutigen Rahmenbedingungen vorliegt. Die Berechnung bezieht sich auf die Region Freiburg und die damit verbundene solare Einstrahlung.

Ergebnis und Analyse der Berechnung

Die folgende Abbildung 8 beschreibt die Ergebnisse der ersten Simulation, in der der Erzeuger aus eine PV-Anlage besteht. Auf der Vertikalachse ist die installierte Nennleistung der PV-Anlage und auf der Horizontalachse die Anzahl der Haushalte innerhalb der Kundenanlage aufgetragen. Die roten und grauen Farben symbolisieren einen negativen kumulierten Kapitalwert für alle Akteure; die grüne Farbe symbolisiert einen positiven und stellt damit einen wirtschaftlichen Betrieb dar.

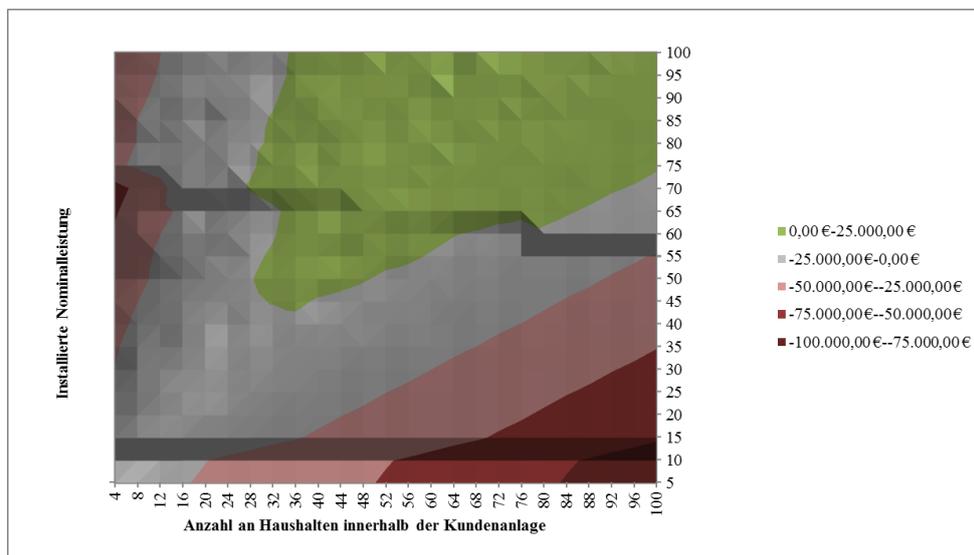


Abbildung 8: Darstellung des kumulierten Kapitalwerts (farbig markiert) für die drei beteiligten Akteure (Betreiber=Verbraucher, Investor, Verbraucher) für das Geschäftsmodell „Mieten“; Vertikalachse: Leistung der PV-Anlage in kWp; Horizontalachse: Anzahl der Haushalte; die grauen Balken sind keine „Fehler“, sondern symbolisieren Sprünge aufgrund der unterschiedlichen Klassen der Einspeisevergütung

Es wird deutlich, dass eine hohe Variabilität beim kumulierten Gewinn aller Akteure vorliegt. Folgende Aspekte sind zu erkennen:

- Je größer die PV-Anlage für das Geschäftsmodell „Mieten“ ist, desto wirtschaftlicher ist sie. Das liegt daran, dass sonst die Kosten für Messsysteme, Installation und Investorenrendite den Gewinn aufzehren.
- Allerdings ist bei den angesetzten Rahmenbedingungen eine Mindestgröße von ca. 30 Haushalten innerhalb der Kundenanlage essentiell für eine Wirtschaftlichkeit. Liegt die Anzahl der Haushalte darunter, ist der

Eigenverbrauch zu klein und das Geschäftsmodell wird unabhängig der Anlagengröße nicht wirtschaftlich.

- Zwischen 30 Haushalten und einer Anlagengröße von 75 kWp sind alle Kombinationen wirtschaftlich; unter 75 kWp existieren auch wirtschaftliche Kombinationen, aber die Anzahl der Haushalte muss sich entsprechend anpassen. Ist die Anzahl zu groß, sind die Kosten pro Haushalt (Gewinnbeteiligung, Messsystem) zu hoch und können selbst durch die Steigerung des Eigenverbrauchs nicht vollständig ausgeglichen werden.
- allgemeine Information: Beim (hier angesetzten) Summenmodell hinsichtlich der Abrechnung ist dabei nicht relevant, ob die Haushalte beim Geschäftsmodell mitmachen; Bedingung ist aber, dass die Haushalte alle vor dem abrechnungsrelevanten Knotenpunkt miteinander verbunden sind.

Abbildung 9 stellt die Ergebnisse der zweiten Berechnung dar. Im Gegensatz zur ersten Rechnung wurde ein Erzeuger-Mischsystem aus PV-Anlage und BHKW gewählt. Das angenommene Verhältnis ist: x thermisch BHKW = $x/2$ elektrisch BHKW = x PV. Auf der Vertikalachse ist die aus PV-Anlage und BHKW kumulierte elektrische Leistung dargestellt. Zusätzlich zu den oben geltenden Rahmenbedingungen wird ein Wärmeverkaufspreis von 6,7 cent/kWh angenommen.

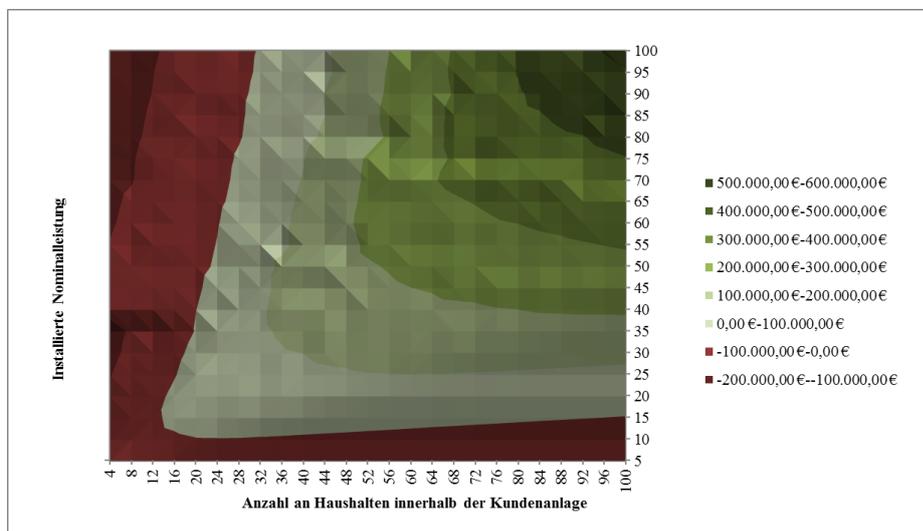


Abbildung 9: Abbildung des kumulierten Gewinns aller Akteure bei unterschiedlicher Größe der Energieanlage und unterschiedlicher Anzahl an Haushalten; Darstellung des kumulierten Kapitalwerts (farbig markiert) für die drei beteiligten Akteure (Betreiber=Verbraucher, Investor, Verbraucher) für das Geschäftsmodell „Mieten“; Vertikalachse: Gesamtleistung der PV-Anlage und des BHKWs in kW; Horizontalachse: Anzahl der Haushalte; ist zu erkennen, dass je größer die Anzahl der Parteien ist, desto größer ist der Gewinn

Es ist zu erkennen, dass auch hier eine sehr hohe Variabilität beim kumulierten Gewinn aller Akteure vorliegt:

- Je größer die Anzahl der Parteien ist, die mit der Energieanlage „verbunden“ sind, desto attraktiver wird das Geschäftsmodell bei gleicher Anlagengröße.
- Es lässt sich ebenfalls sagen, dass ab einer bestimmten Anzahl von Haushalten das Geschäftsmodell wirtschaftlicher wird, wenn die Größe der Kundenanlage steigt.
- Auch in diesem Fall liegt das Optimum im betrachteten Maximum; sprich bei einer Kombination aus 67 kWp PV-Anlage und einem BHKW mit 33,5 kW elektrischer und 67 kW thermischer Leistung und auf Verbraucherseite beim betrachteten Maximum von 100 Haushalten innerhalb der Kundenanlage.
- Ursache für die im Vergleich zu ersten Rechnung frühere Wirtschaftlichkeit bezüglich der Erzeugerleistung: höhere elektrische Eigenverbrauchsquote, Möglichkeit des Wärmeverkaufs, gute KWK-Förderung und relativ günstig angesetzter Beschaffungspreis für das BHKW.

Faltet man Darstellungen der Eigenverbrauchsquote für die Szenarien (hier nicht dargestellt) mit den dargestellten Abbildungen zur Wirtschaftlichkeit, so lässt sich, wie zu erwarten, eine starke Korrelation zwischen diesen beiden Größen erkennen.

Empfehlung bzw. Schlussfolgerung

Für PV- sowie PV-/BHKW-Projektierungen im Gebäudebereich lässt sich sagen:

- Bei kleinen Erzeugeranlagen oder –kompositionen ist das Geschäftsmodell – im Hinblick auf alle beteiligten Akteure – nicht gewinnbringend:
 - Zählerkosten pro Haushalt fallen an
 - Große Transaktionskosten durch Investor: WACC – errechnet aus Eigenkapitalrendite von 8% und Fremdfinanzierungskredit → ergibt ca. 5,6%
- Bei rein privater Projektierung fallen diese Kosten zum großen Teil weg.
- Daher ist es für Energieversorger bzw. Dritte mit einer relativ hohen Verzinsungsanforderung schwierig, bei sehr kleinen PV- sowie PV-/BHKW-Projektierungen in Mietstrommodellen bspw. als Investor bzw. Investor/Betreiber aufzutreten, sofern man nur unmittelbar wirtschaftliche Gesichtspunkte miteinbezieht.
- Kundenbindung: Sinnvoll könnte das Anbieten von Dienstleistungen für diesen Bereich sein. Doch auch hier stellt sich die Frage, in wie weit diese Beraterdienstleistung wirtschaftlich ist oder ob es letztendlich „nur“ ein Instrument zur reinen Kundenbindung darstellt.

Information zu den Ergebnissen

Zu beachtende Einschränkungen:

- Annahme: alle betrachteten Letztverbraucher verfügen über eine gemeinsame Heizungsanlage → in der Realität meist nur bei Neuanlagen der Fall
- Installation einer Kundenanlage meist mit weiteren Investitionskosten (entsprechende Nahwärme-Infrastruktur) verbunden → Dies kann die durch das beschriebene Geschäftsmodell entstehenden wirtschaftlichen Vorteile relativieren

2.3 Exkurs – Mitteilungspflicht für Stromeigenversorgung

Mitteilung der BNetzA:

- Auch für Eigenversorger und sogenannte sonstige selbsterzeugende Letztverbraucher besteht nach dem EEG 2014 grundsätzlich die Pflicht zur Zahlung der (reduzierten) EEG-Umlage (Anmerkung: sofern eine Anlagengröße > 10 kWp vorliegt; s. auch weiter unten). Sie sind verpflichtet, dem Netzbetreiber die erforderlichen Informationen mitzuteilen, damit dieser die EEG-Umlage erheben kann.
- Eigenversorger und sonstige selbsterzeugende Letztverbraucher mit EEG-umlagepflichtigen Strommengen sind zusätzlich zu einer Mitteilung gegenüber der Bundesnetzagentur verpflichtet. Für die beiden Abrechnungsjahre 2014 und 2015 müssen die Mitteilungen bis zum 28. Februar 2016 erfolgen.
- Die Bundesnetzagentur stellt seit 12.02.2016 einen Erhebungsbogen für diese Mitteilungen auf ihrer Internetseite bereit. Es handelt sich hierbei um ein verbindliches Formular.
- Zur Minimierung des Abwicklungsaufwandes beschränkt die Bundesnetzagentur den Umfang der meldepflichtigen Daten weitgehend auf die Bestätigung, dass die Mitteilungspflichten gegenüber dem Netzbetreiber, der die EEG-Umlage erhebt, eingehalten wurden. Solange die Mitteilung der erforderlichen Daten an die Netzbetreiber erfolgt und auf dieser Basis die EEG-Umlagepflichten geklärt werden können, erhält die Bundesnetzagentur die relevanten Angaben ohnehin zum 31. Mai von den Netzbetreibern. Ein entsprechender Erhebungsbogen für die

Mitteilung der Netzbetreiber gegenüber der Bundesnetzagentur wird zeitnah zur Verfügung gestellt.

- Die Frage, ob im konkreten Anwendungsfall eine EEG-Umlage-Pflicht besteht und ob eine Ausnahmeregelung die Zahlungspflicht anteilig oder vollständig entfallen lässt, muss der Eigenversorger und sonstige selbsterzeugende Letztverbraucher mit dem zuständigen Netzbetreiber klären. Das gilt auch für Personen oder Unternehmen, die davon ausgehen, dass in ihrem Fall die EEG-Umlagepflicht vollständig entfällt. Sie müssen dem Netzbetreiber zumindest die notwendigen Basisangaben mitteilen und erforderlichenfalls darlegen, dass die Ausnahmevoraussetzungen vorliegen. Darüber hinaus müssen sie ihm die umlagepflichtigen Strommengen für das jeweilige Abrechnungsjahr mitteilen. Verstöße gegen die Mitteilungspflichten können zu erheblichen Folgen zulasten der Verpflichteten führen.
- Eine Abgabe des Erhebungsbogens „Eigenversorgung / Sonstiger selbsterzeugter Letztverbrauch“ an die Bundesnetzagentur ist nicht erforderlich, wenn mit dem zuständigen Netzbetreiber bereits geklärt ist, dass keine EEG-Umlagepflicht besteht. Ist die Frage noch nicht vollständig geklärt, rät die Bundesnetzagentur dringend dazu, die Mitteilung an die Behörde vorzunehmen, um einen Verstoß gegen die gesetzlichen Mitteilungspflichten auszuschließen.
- Die gesetzlichen Regelungen zur Eigenversorgung werfen in der Praxis zahlreiche Fragen auf. Daher hat die Bundesnetzagentur einen umfangreichen Leitfaden zur Eigenversorgung erstellt, der unter www.bundesnetzagentur.de/eigenversorgung – derzeit noch in der Konsultationsfassung - abrufbar ist.

3 Wirtschaftlichkeit von Eigenstrom mit Fokus auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Batteriesystemen

Anlehnend an das vorherige Kapitel werden in diesem Kapitel die Wirtschaftlichkeit und die Potentiale von Eigenstrom in Verbindung mit Batteriesystemen aufgezeigt. Dies stellt dar, wann potentielle Geschäftsmodelle greifen werden.

3.1 Autarkie und Eigenverbrauchsquote

Die folgenden Abbildungen zeigen zunächst Autarkie- und Eigenstromquoten ausgewählter PV-Kombinationen mit und ohne Batterien. Betrachtet man die Autarkiequoten (Anteil des verbrauchten Stroms, der selbst erzeugt wurde, im Bezug auf den Gesamtstrombedarf) ohne Batterien – dargestellt durch den linken Rand der Abbildung 10 – so ist zu erkennen, dass Quoten zwischen 25 und 45% bereits ohne Batterien erreicht werden. Die Abbildung bezieht sich auf Haushalte mit Jahresverbräuchen zwischen ca. 2000 und 6000 kWh/a und PV-Anlagen zwischen 2,5 und 10 kWp.

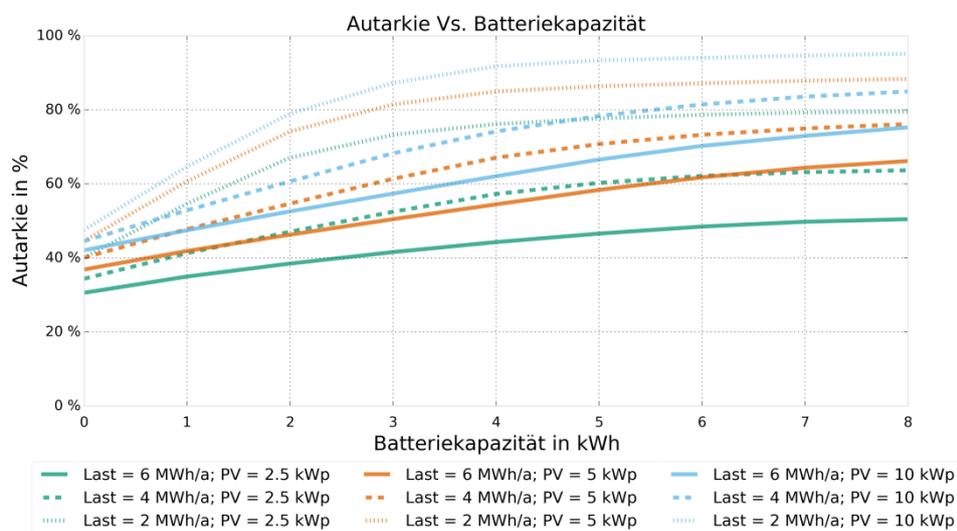


Abbildung 10: Autarkiegrade durch PV-Anlagen und PV-Anlagen mit angekoppeltem Batteriesystem für unterschiedliche Lastprofile und Anlagengrößen im Haushaltsbereich

Es wird deutlich, dass die Kurven einen logarithmischen Verlauf haben, besonders diejenigen mit einem geringen Jahresverbrauch von 2000 kWh. Das bedeutet, dass ab einer gewissen Batteriekapazität jede weitere kWh an Kapazität eine abnehmende Steigerung des Autarkiegrades mit sich bringt. Die Kurven, die Jahresverbräuche von 6000 kWh repräsentieren, haben einen deutlich linearen Verlauf. Doch auch diese

haben einen abnehmenden Grenznutzen hinsichtlich der Steigerung des Autarkiegrades ab einer Batteriekapazität von ca. 6 kWh.

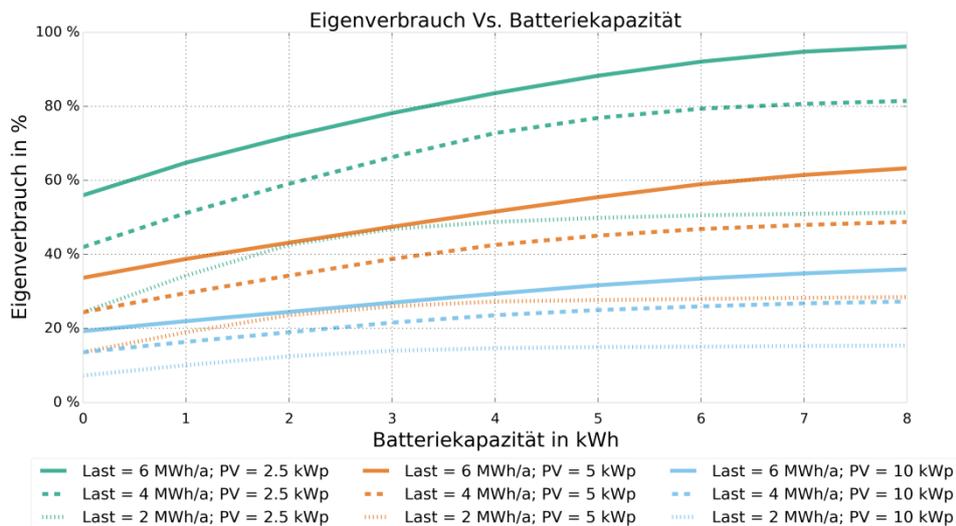


Abbildung 11: Eigenverbrauchsquoten (=Anteil der selbst genutzten Energie von der selbst erzeugten) durch PV-Anlagen und PV-Anlagen mit angekoppeltem Batteriesystem für unterschiedliche Lastprofile und Anlagengrößen im Haushaltsbereich

Die Kurven für den Eigenverbrauch (Anteil der selbst genutzten Energie von der selbst erzeugten) sind ebenfalls logarithmisch. Im Nachfolgenden sind die Ergebnisse zu einer Tabelle zusammengefasst. Aus dieser lässt sich ableiten, für welche Kombination aus PV-Anlage und Lastprofil eine Erweiterung einer kWh Batteriekapazität den Autarkiegrad wie stark steigern lässt. Aufbauend hierauf und aus den Werten aus der Batterie-Wirtschaftlichkeitsrechnung kann errechnet werden, wie sich zur Erhöhung der Autarkie das Verhältnis aus finanziellem Eigenverbrauchsvorteil und - durch die höhere Batteriekapazität – gesteigerten Batteriekosten verändert.

			Batteriegröße in kWh								
			0	1	2	3	4	5	6	7	8
	PV [kWp]	Jahres-verbr. [kWh]									
Autarkiegrade	2,5	6	0,31	0,35	0,39	0,42	0,44	0,47	0,49	0,50	0,51
	2,5	4	0,34	0,41	0,47	0,53	0,57	0,60	0,62	0,63	0,64
	2,5	2	0,40	0,55	0,67	0,73	0,76	0,78	0,79	0,79	0,80
	5	6	0,37	0,42	0,46	0,51	0,55	0,58	0,62	0,64	0,66
	5	4	0,40	0,48	0,55	0,61	0,67	0,71	0,73	0,75	0,76
	5	2	0,45	0,61	0,74	0,82	0,85	0,86	0,87	0,88	0,88

	10	6	0,42	0,48	0,53	0,57	0,62	0,67	0,70	0,73	0,75
	10	4	0,45	0,53	0,61	0,68	0,74	0,78	0,82	0,84	0,85
	10	2	0,48	0,65	0,79	0,87	0,92	0,93	0,94	0,95	0,95

Tabelle 1: Korrespondierende Werte zur Abbildung 10 hinsichtlich des Autarkiegrades

		Batteriegröße in kWh									
	PV [kWp]	Jahresverbr. [kWh]	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Eigenverbrauchsquoten	2,5	6	0,56	0,65	0,72	0,78	0,84	0,88	0,92	0,95	0,96
	2,5	4	0,42	0,51	0,59	0,66	0,73	0,77	0,79	0,81	0,82
	2,5	2	0,24	0,34	0,43	0,47	0,49	0,50	0,51	0,51	0,51
	5	6	0,34	0,39	0,43	0,48	0,52	0,56	0,59	0,62	0,63
	5	4	0,24	0,30	0,34	0,39	0,43	0,45	0,47	0,48	0,49
	5	2	0,14	0,19	0,24	0,26	0,27	0,28	0,28	0,28	0,29
	10	6	0,19	0,22	0,25	0,27	0,29	0,32	0,34	0,35	0,36
	10	4	0,14	0,16	0,19	0,22	0,24	0,25	0,26	0,27	0,27
	10	2	0,07	0,10	0,13	0,14	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15

Tabelle 2: Korrespondierende Werte zur Abbildung 11 hinsichtlich des Eigenverbrauchs

3.2 Wirtschaftlichkeit von PV-Batteriesystemen für Haushalte durch Eigenstromerhöhung

In den folgenden beiden Unterkapiteln wird nun die Wirtschaftlichkeit von PV-Batteriesystemen untersucht; zunächst für den Haushaltssektor, und im Anschluss für den Gewerbesektor. Die Berechnungen wurden für eine Vielzahl an Kombinationen – die im Folgenden näher beschrieben werden – durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Graphiken zusammengefasst.

Ziel der Untersuchung ist es, aufzuzeigen unter welchen Rahmenbedingungen sich die Anschaffung eines PV-Batteriesystems finanziell lohnt. Betrachtet wird demnach die Vorteilhaftigkeit durch die Eigenverbrauchserhöhung (alle Ergebnisse der Berechnungen inkl. weiterer, in den Graphiken nicht angezeigter Kennzahlen wurden der badenova auch als Excel ausgehändigt; vgl. oben).

Berechnungsmethodik zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit

Es wurde die dynamische Investitionsrechnung des Kapitalwerts angewendet; diese wird angepasst, in dem keine Investition in $t=0$ statt findet; demnach spiegelt das Ergebnis die Höhe des Batteriepreises wieder, bis zu der sich der Kauf der Batterie lohnt. Die Kern-Annahmen sind im Folgenden aufgelistet:

- Investitionszeitraum: 10 Jahre
- Kalkulationszinssatz: 2% (entspricht Inflation)
- Einsparpotential: entspricht Kapitalwert nach 10 Jahren; Investitionskosten werden nicht eingerechnet, sondern auf kWh normiert
- Energiespeicher mit Kapazität /kWh = 2, 4, 6, 8
- Maximale Lade-/Entladeleistung = 0,5 C
- Effizienz Laden/Entladen jeweils 97% (kombiniert 94%)
- Maximale Entladetiefe (DOD) = 80%
- Verlustlos, da identische Verluste bei Referenzsystem → PV-Anlage ohne Batterie angenommen

Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung für den Haushaltssektor

Die Rechnungen wurden für zwei unterschiedliche Szenarien durchgeführt. Die Szenarien unterscheiden sich in der angenommenen Preisdifferenz im Startjahr aus Einspeisevergütung und Netzbezugspreis. Die nachfolgenden Graphiken (Abbildung 12 und Abbildung 13) fassen das normierte Einsparpotential pro kWh Batteriekapazität zusammen. Die Markierungen in der Graphik beschreiben dabei für eine Kombination bzw. Set an Rahmenbedingungen das jeweilige Potential:

- Die Farbe spiegelt die Strompreissteigerungen wieder; das Symbol die Höhe des Jahresverbrauchs.
- Diese werden wiederum für drei unterschiedliche Größen von PV-Anlagen (2,5; 5 und 10 kWp) und vier unterschiedliche Größen von Batteriekapazitäten (2; 4; 6 und 8 kWh) berechnet.
- Im ersten Fall „EEG Szenario 2012“ (Abbildung 12) ist eine Preisdifferenz zwischen Haushaltstrompreis und Einspeisevergütung von ca. 6 cent/kWh im Basisjahr angesetzt; im zweiten Fall „EEG Szenario 2015“ (Abbildung 13) von ca. 23 cent/kWh.

Einsparpotential PV Batterie System pro kWh Batteriekapazität
 EEG Szenario 2012

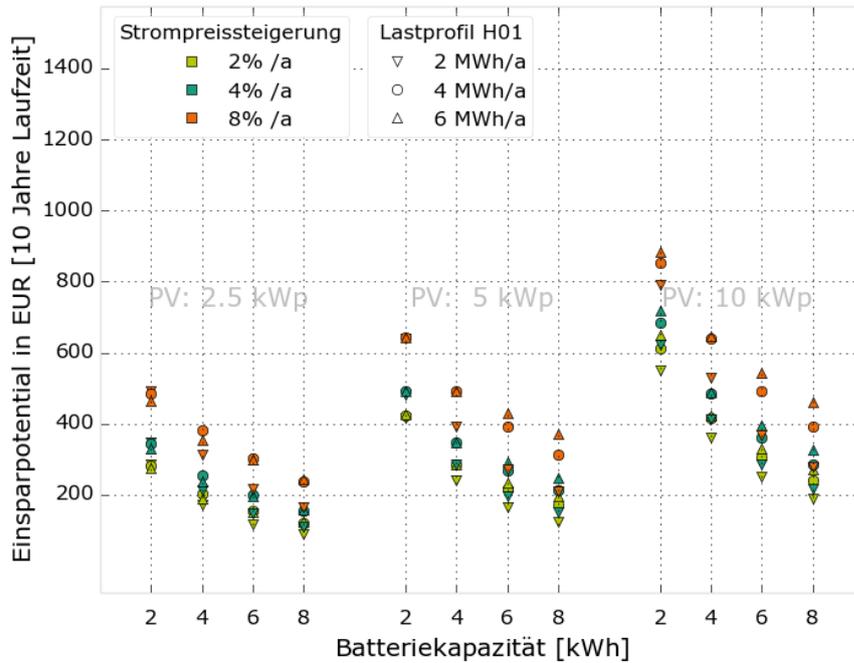


Abbildung 12: normiertes Einsparpotential von PV-Batteriesystemen für Szenario EEG 2012 (für Haushaltprofil H01 SLP 2014); angesetzte Preisdifferenz im Basisjahr (Differenz von Haushaltsstrompreis und Einspeisevergütung): 6 cent/kWh

Einsparpotential PV Batterie System pro kWh Batteriekapazität EEG Szenario 2015

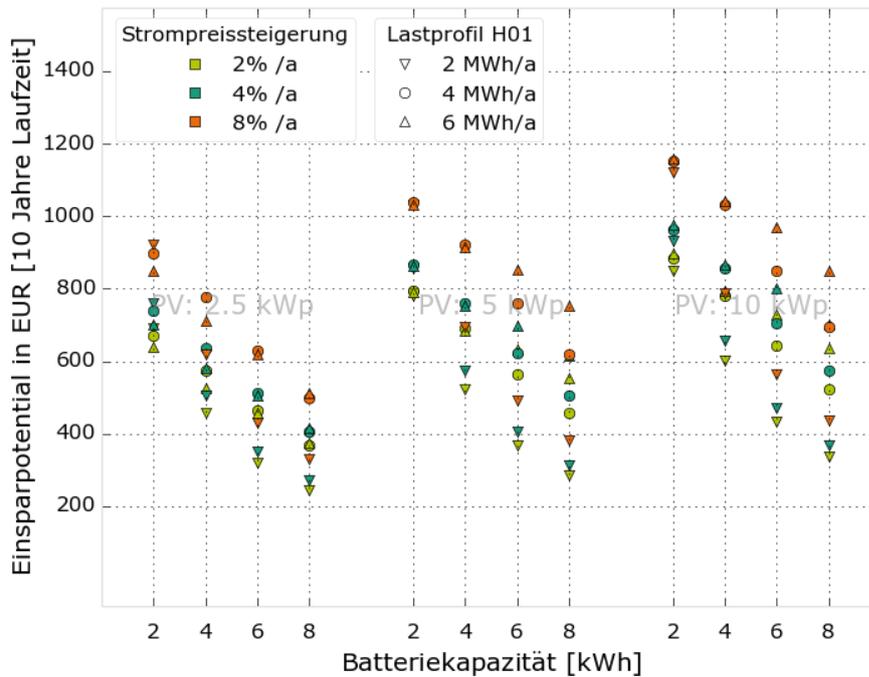


Abbildung 13: normiertes Einsparpotential von PV-Batteriesystemen für Szenario EEG 2015 (für Haushaltsprofil H01 SLP 2014); angesetztter Preisspread im Basisjahr (Differenz von Haushaltsstrompreis und Einspeisevergütung): 23 cent/kWh

Ergebnisanalyse

Fünf Aspekte lassen sich festhalten, wenn man die Ergebnisse betrachtet:

- (1) Bei Batteriepreisen von über 1100 Euro pro kWh Kapazität ist eine Wirtschaftlichkeit eines Batteriesystems zu einer bestehenden PV-Anlage unter den angenommenen Rahmenbedingungen in keinem Szenario gegeben.
- (2) Es gibt eine sehr große Varianz der Szenarien im Bezug zur angesetzten Differenz („Spread“) aus Haushaltsstrompreis und Einspeisevergütung im Basisjahr als auch hinsichtlich der dann angenommenen Strompreissteigerung. Die Sensitivität der Differenz aus Haushaltsstrompreis sowie dessen Entwicklung und der Einspeisevergütung ist demnach außerordentlich hoch und ist demnach der wesentliche Faktor für die Wirtschaftlichkeit.
- (3) Betrachtet man Trends, so lässt sich Folgendes festgehalten:
 - a. Für jede PV-Anlagengröße ist die stärkste Steigung des Einsparpotentials durch die Batterie von 0 auf 2 kWh Batteriekapazität.
 - b. Besonders bei niedrigen Verbrauchsprofilen ergibt sich kaum Mehrwert durch größere Batteriespeicher.

- c. Wie unter (2) genannt, hat die angenommene Strompreissteigerung einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit; je größer die Preissteigerung, desto größer das wirtschaftliche Potential.
- (4) Das privatwirtschaftliche Optimum liegt beim EEG-Szenario 2012 bei einer Batteriegröße von 2 kWh und beim EEG-Szenario 2015 ebenfalls.
- (5) 8 kWh Speicher lohnen sich demnach nur bei großer PV-Anlage und hohem Verbrauch.

3.3 Wirtschaftlichkeit von PV-Batteriesystemen für kleine Gewerbe durch Eigenstromerhöhung

Im Folgenden wurden Simulationen für den Gewerbe-Kontext durchgeführt. Es gelten die gleichen – oben genannten – Rahmenbedingungen. Hinsichtlich der Unternehmensgröße der Gewerbe – repräsentiert über deren Jahresverbrauch – wurde eine Untersuchung in Haslach vorgenommen. Hieraus abgeleitet ergeben sich sinnvolle anzusetzende Jahresverbräuche von 6, 14 und 42 MWh. Diese entsprechen dem Median, dem dritten Quartil und dem dreifachen des dritten Quartils. Letzteres wurde gewählt, um auch größere Gewerbe mit einzubeziehen. Abbildung 14 und Abbildung 15 stellen die Ergebnisse der Simulationsdurchläufe dar (alle Ergebnisse der Berechnungen wurden der badenova auch als Excel bereits ausgehändigt; vgl. oben).

Da es sich um vergleichsweise geringe Jahresverbräuche für Gewerbe im Allgemeinen handelt, wurde ein für Gewerbe vergleichsweise hoher Endkundenpreis und damit die gleichen Preisdifferenz-Szenarien wie bei den Haushalten angesetzt.

Einsparpotential PV Batterie System pro kWh Batteriekapazität
 EEG Szenario 2012

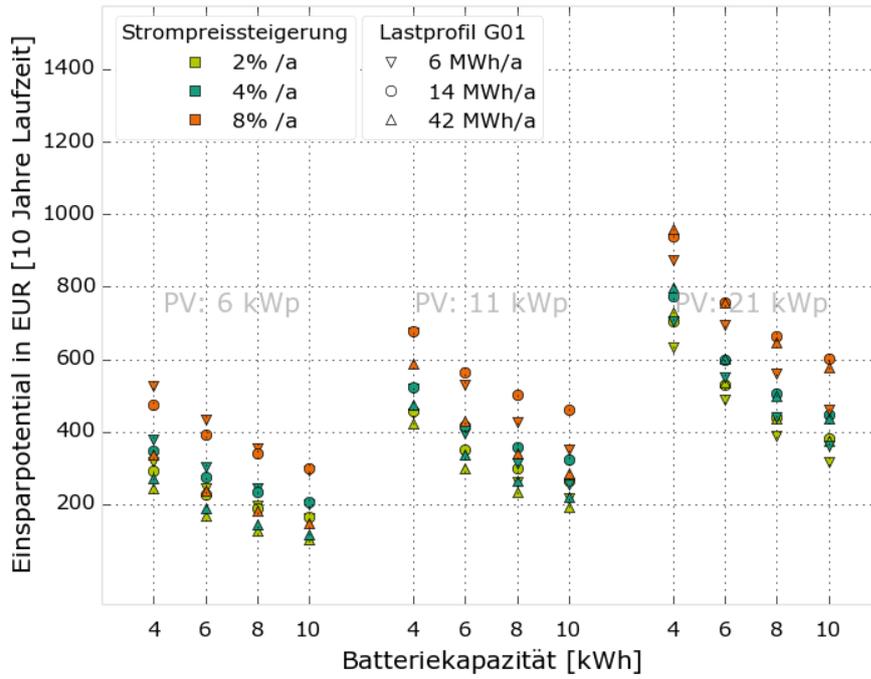


Abbildung 14: normiertes Einsparpotential von PV-Batteriesystemen für Szenario EEG 2012 (für Gewerbepprofil G01 SLP 2014)

Einsparpotential PV Batterie System pro kWh Batteriekapazität EEG Szenario 2015

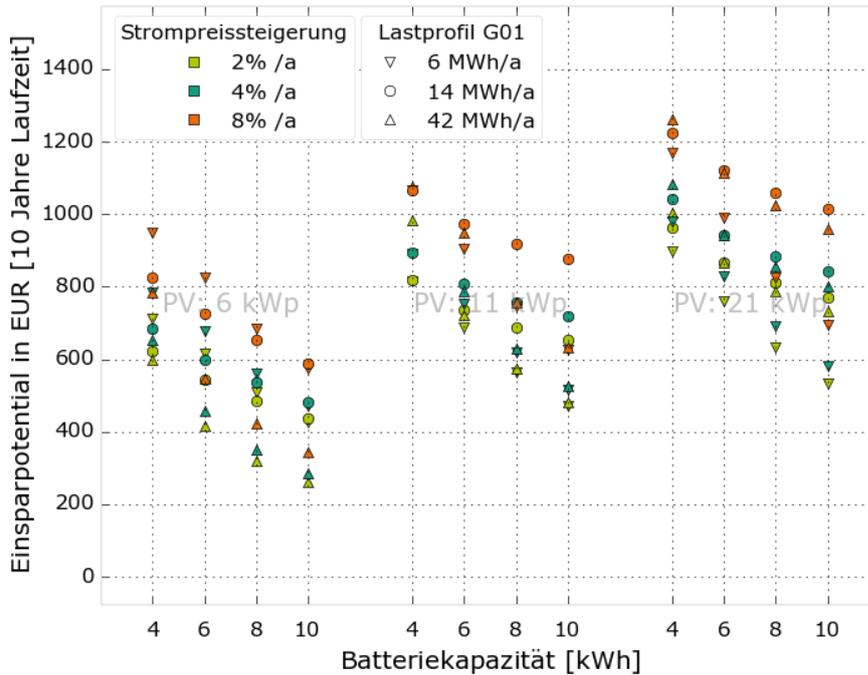


Abbildung 15: normiertes Einsparpotential von PV-Batteriesystemen für Szenario EEG 2015 (für Gewerbeprofil G01 SLP 2014)

Ergebnisanalyse

Vier Aspekte lassen sich hier festhalten, wenn man die Ergebnisse betrachtet. Wie oben beschrieben ist zu beachten, dass die gleichen Preisdifferenzen wie beim Haushaltssektor angenommen wurden. Dies trifft für größere Gewerbe in keiner Weise zu. Die Ergebnisse sind demnach für kleine Betriebe anzusehen (mit einer Gewerbeprofilcharakteristik G1).

- (1) Wie bei den Berechnungen für den Haushaltsbereich, gibt es eine sehr große Differenz der Szenarien im Bezug zur angesetzten Preisdifferenz aus Haushaltsstrompreis und Einspeisevergütung im Basisjahr als auch hinsichtlich der dann angenommenen Strompreissteigerung durch verschiedene Einspeisevergütungen.
- (2) Trends innerhalb beider Graphiken:
 - a. Es gibt keinen Mehrwert durch größere Batteriespeicher für Gewerbe mit hohem Jahresverbrauch und kleiner PV-Anlage -> Batterie bei kleiner PV-Anlage und hohem Jahresverbrauch lohnt sich nicht
 - b. Wie oben bereits erwähnt, herrscht eine hohe Ergebnisunsicherheit durch unbekannte Strompreissteigerung

- (3) Das wirtschaftliche Optimum - hier definiert als größter wirtschaftlicher Mehrwert, den ein Batteriesystem leisten kann – liegt in beiden Szenarien und allen Variationen bei 4 kWh Kapazität.
- (4) 10 kWh Speicher rentieren sich – wie zu erwarten – am ehesten bei großer PV-Anlage und hohem Verbrauch

3.4 Praxisbeispiel „Eigenstrom für Molkereibetrieb“

Um einen Einblick hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit für ein reales Eigenstrom-Praxisbeispiel – in diesem Fall für einen industriellen Molkereibetrieb zu erhalten – werden die in Abbildung 16 erzielbaren Kapitalwerte beschrieben. Für verschiedene Strombezugspreise wird der mögliche Kapitalwert in Abhängigkeit der installierten Photovoltaikleistung dargestellt. Die in diesem Unterkapitel vorgestellten Arbeiten sind in Eigenfinanzierung des Fraunhofer ISE und außerhalb des Projektes entstanden. Ein Überblick der Ergebnisse und Schlussfolgerungen kann dennoch interessant sein und wird daher im Folgenden vorgestellt. Aus Vertraulichkeitsgründen werden einige Werte nicht genannt. Für die Simulationen wurde ein reales Jahreslastprofil des Betriebs herangezogen.

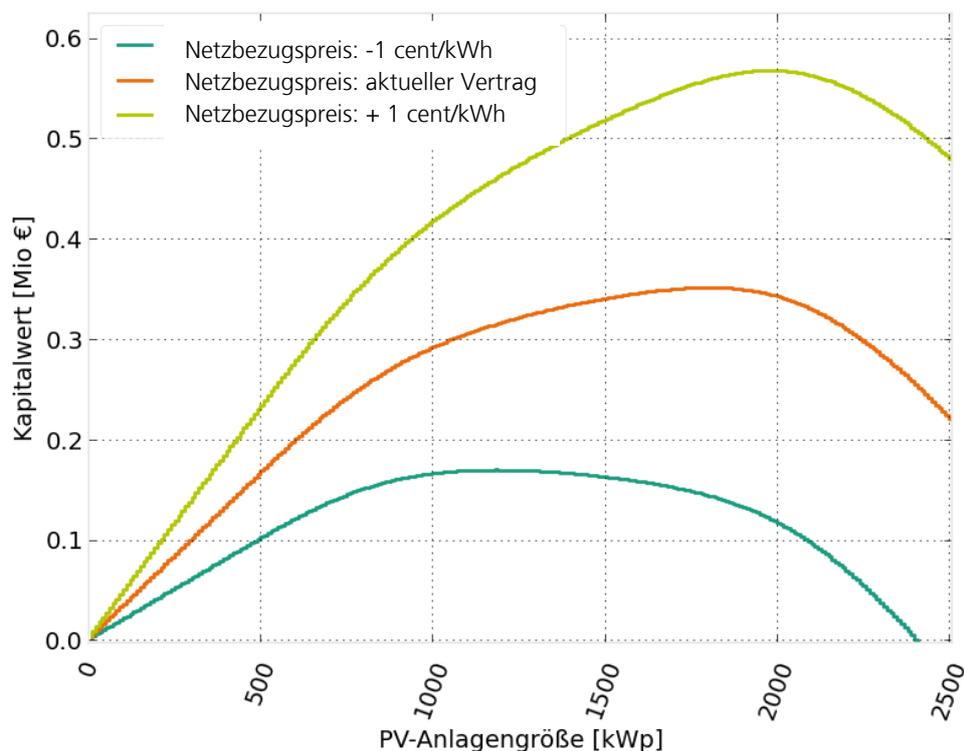


Abbildung 16: Der Kapitalwert einer hypothetischen PV-Anlage bei unterschiedlichen Netzbezugspreisen; die Investition ist bei den angenommenen Bedingungen insgesamt

bei einer sehr hohen Bandbreite von PV-Anlagengrößen wirtschaftlich aufgrund des Nutzens des Eigenstromvorteils; sobald die PV-Erzeugung das elektrische Lastprofil übersteigt, sinkt die Kurve

Die **Ergebnisse** der Untersuchung haben folgendes gezeigt (die wichtigsten Rahmenbedingungen für die durchgeführten Berechnungen sind im Anhang (vgl. Kapitel 8) zu finden):

- (1) Eine Investition ist – bei den angenommenen Randbedingungen – bei einer sehr hohen Bandbreite von PV-Anlagengrößen wirtschaftlich und beginnt bereits bei geringen PV-Anlagengrößen; dies ist insbesondere auf die Nutzung eines hohen Eigenstromanteils zurückzuführen.
- (2) Die Netzbezugskosten – also der Preis, zu dem der Betrieb vertraglich Strom über einen Anbieter beziehen kann – sind ein sehr großer Hebel → Eine Änderung dieses Preises um ± 1 cent/kWh ergibt in dem vorliegenden Fall eine Änderung des Kapitalwerts um $\pm 30\%$. Erreichte demnach der Betrieb es, seinen Tarif zu senken – bspw. durch Aushandeln eines günstigeren Vertrags – hätte dies eine sehr große Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit (sprich: diese wird erheblich gesenkt). Jedoch bewegen wir uns in diesem Fall auf einem Preisniveau, bei dem, aufgrund der Abgaben, eine Senkung um bspw. 2 cent/kWh sehr unrealistisch erscheint. Des Weiteren bedeutet dies, dass auf diesem niedrigen Preisniveau generell eine Änderung um 1 cent/kWh prozentual gesehen schon bedeutsam ist.
- (3) Eine Einspeisevergütung bzw. Vermarktungspreise für Strom haben in diesem Fall für eine große Bandbreite möglicher PV-Anlagengrößen beinahe keine Relevanz, da in diesem Fall eine Eigenverbrauchsquote von fast 100 % vorliegt.
- (4) Betrachtet man nur die verfügbare Dachfläche als potentiell PV-Potential – die für diesen Fall mit ca. 640 kWp ermittelt wurde – so bewegt man sich zu einem erheblichen Teil unterhalb der Jahresniedriglast des Betriebs.

Welche **Hemmnisse** existieren aber – trotz der Wirtschaftlichkeit – eine PV-Anlage zu errichten?

- (1) Es herrscht – wie sich in mehreren Gesprächen mit unterschiedlichen Betrieben heraus kristallisiert hat – eine große Unsicherheit hinsichtlich des Geschäftsmodells „Eigenverbrauch“ vor. Der Satz „PV lohnt sich nicht mehr“ wurde durchgehend genannt (Stand: 2015). Eine Befragung und Vor-Ort-Begehung bei ähnlichen Betrieben im Raum Freiburg kam zu vergleichbaren Schlussfolgerungen.
- (2) Die Amortisationszeit ist mit ca. 7 Jahren deutlich zu lang. Abbildung 17 stellt diese dar. Sie ist in der unten dargestellten Abbildung bei den drei betrachteten PV-Anlagengrößen gleich. Dies liegt an dem linearen Verlauf des Kapitalwerts (vgl. Abbildung 16) in den betrachteten PV-Größenordnungen (dieser ist linear aufgrund einer vereinfachten Annahme hinsichtlich der Investitionskosten; s Anhang).

- (3) Unsicherheiten hinsichtlich der Statik des Gebäudes herrschen in dem oben beschriebenen Beispiel zusätzlich vor.
- (4) Eine Lösung kann sein: Jemand drittes trägt das Risiko der Finanzierung und wird an erzielten Gewinnen beteiligt; hierdurch findet keine Kapitalbindung statt. Ein Beispiel, solch ein Modell umzusetzen, bietet die Crowdfunding-Plattform für erneuerbare Projekte www.bettervest.com. Hier werden die Investoren an den erzielten Einsparungen beteiligt. Die vertragliche Gestaltung für diesen konkreten Fall ist jedoch voraussichtlich mit Unsicherheiten verbunden. Demnach wurde festgestellt, dass auch hinsichtlich eines solchen Modells Bedenken auf Seiten der Betriebe bestehen; insbesondere da auch Daten freigegeben werden müssten.

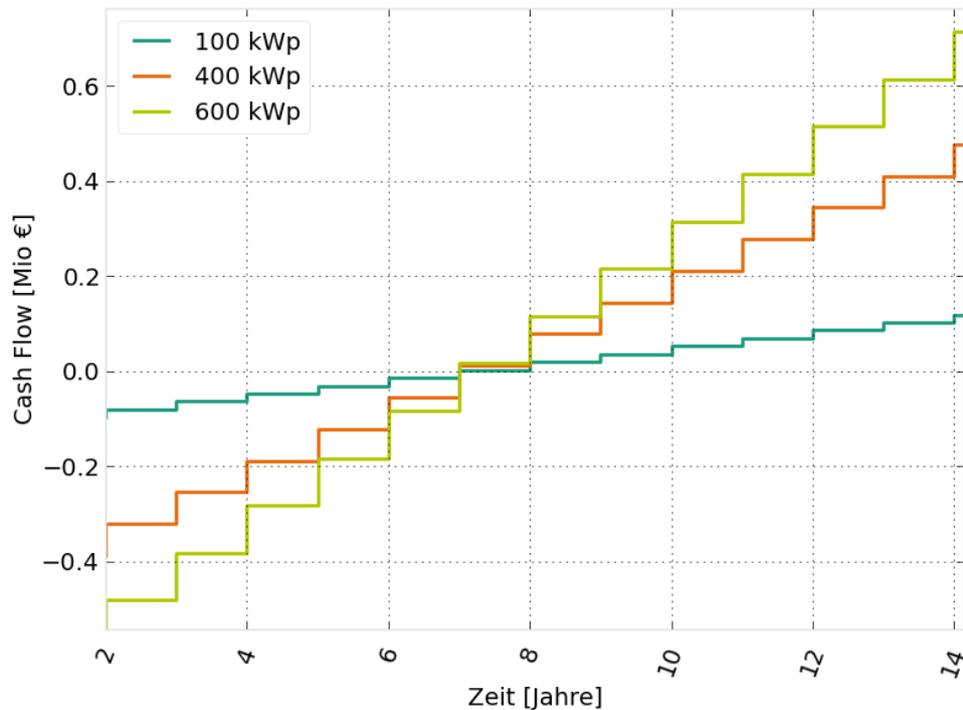


Abbildung 17: Die (statische) Amortisationszeit für unterschiedliche PV-Anlagengrößen im betrachteten Praxisbeispiel beträgt sieben Jahre; aufgrund des linearen Verlaufs beim Kapitalwert bei den betrachteten PV-Anlagengrößen (100 kWp, 400 kWp und 600 kWp) ist die Amortisationszeit hier die gleiche (vgl. Abbildung 16)

3.5 Wirtschaftlichkeit von PV-Batteriesystemen bei Mehrfamilienhäusern

Zusätzlich zu den oben beschriebenen durchgeführten Simulationen wurden Simulationen für zwei unterschiedliche Mehrfamilienhäuser durchgeführt. Wie schon in Kapitel 2 genannt, gibt es einen erheblichen Einfluss der Haushaltsgröße auf die Wirtschaftlichkeit dezentraler Anlagen bzw. Speichersysteme. Dies soll daher im Folgenden näher untersucht werden.

Analog zu oben wurden die folgenden Berechnungen für unterschiedliche PV-Anlagengrößen, Batteriekapazitäten, Strompreissteigerungen vorgenommen. Das Referenzsystem, mit dem die Wirtschaftlichkeit verglichen wird, ist erneut eine bestehende PV-Anlage, die bei 70% ihrer Nennleistung abregelt. Als Verbraucherprofile wurden synthetische Lastprofile herangezogen, die – wie in den Berechnungen zu Kapitel 2 – eine Mischung aus Single-, Paar-, Pensionärs- und Familienhaushalten repräsentieren. Abbildung 18 beschreibt die Ergebnisse für ein Mehrfamilienhaus mit ca. 15 MWh Jahresverbrauch (Aus Vergleichsgründen wurde keine reduzierte EEG-Umlage für die Berechnungen mit der 20kW-Anlage herangezogen).

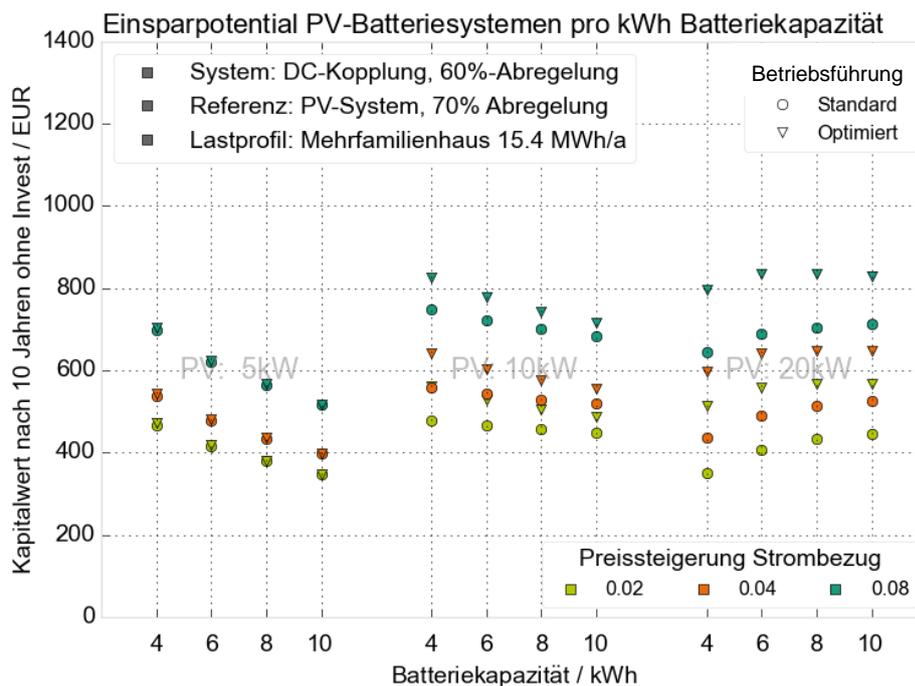


Abbildung 18: normiertes Einsparpotential von PV-Batteriesystemen für ein Mehrfamilienhaus mit 15.4 MWh elektrischem Jahresverbrauch

Drei Aspekte lassen sich in Abbildung 18 ablesen. Wie in den vorherigen Darstellungen, ist die Graphik in einer Weise zu interpretieren, dass je höher der dargestellte Wert für ein Szenario ist, desto höher ist das Einsparpotential → Das heißt: der jeweilige Wert

repräsentiert die Kosten, die ein Batteriesystem pro kWh-Kapazität haben darf, damit es sich aus rein wirtschaftlichen Gesichtspunkten lohnt:

- (1) Bei einer PV-Anlagengröße von 10 kWp bewegt sich das – auf eine kWh Speicherkapazität – normierte Einsparpotential zwischen ca. 400 und 800 Euro; die hervorgerufene Varianz durch unterschiedliche Strompreissteigerungen ist deutlich höher als die Varianz aufgrund unterschiedlicher Batteriegrößen.
- (2) Bei kleinen PV-Anlagen von 5 und 10 kWp sind kleine Batterien am frühesten wirtschaftlich. Allerdings kehrt sich dieser Trend bei einer PV-Anlagengröße von 20 kWp um. Hier schaffen es die Batterien, einen überproportional höheren Anteil der PV-Erzeugung zu speichern und damit die Wirtschaftlichkeit – im Vergleich zu kleineren Batterien – zu erhöhen.
- (3) Insgesamt lässt sich sagen, dass – bei einer angenommenen Strompreissteigerung von 2% – Batteriekosten auf unter 500 Euro pro kWh fallen müssen, um im Vergleich zu einer reinen PV-Anlage wirtschaftlich besser dazustehen.

Die nachfolgende Abbildung 19 zeigt die Ergebnisse der Berechnungen für ein – im Vergleich zu oben – größeren Mehrfamilienhaus mit 35 MWh elektrischem Jahresverbrauch.

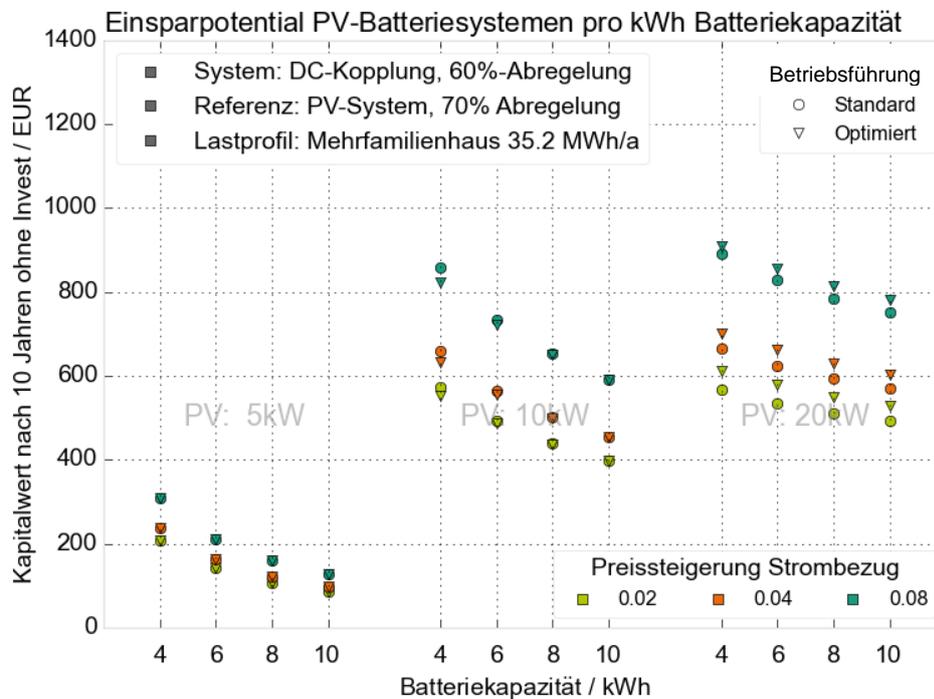


Abbildung 19: normiertes Einsparpotential von PV-Batteriesystemen (für Mehrfamilienhaushalt mit 35,2 MWh elektrischem Jahresverbrauch)

Folgende Aspekte lassen sich erkennen, wenn man die Ergebnisse mit denen des kleineren Mehrfamilienhauses (15 MWh elektrischer Jahresverbrauch) vergleicht:

- (1) Die Wirtschaftlichkeit für ein Batteriesystem bei bestehender kleiner PV-Anlage (5 kWp) hat sich stark reduziert – Im Schnitt um ca. 50 %; je nach Szenario dürften Batteriepreise pro kWh nur noch weniger als 200 Euro betragen, damit eine Wirtschaftlichkeit vorliegt; Grund dafür ist, dass auch schon ohne die Batterie eine sehr hohe Eigenverbrauchsquote vorliegt. Diese kann entsprechend durch Hinzunahme einer Batterie nur noch geringfügig gesteigert werden.
- (2) Eine Batteriekapazität von 4 kWh ist in allen Szenarien die wirtschaftlichste Variante; am attraktivsten ist demnach eine Batteriekapazität von 4kWh für eine bestehende PV-Anlage von 10 oder 20 kWp.

3.6 Unsicherheiten bei Wirtschaftlichkeitsberechnungen von Eigenverbrauch

Dieses Unterkapitel gibt einen Überblick über Unsicherheiten, die die tatsächliche Wirtschaftlichkeit von PV-Eigenverbrauch und von (Lithium-Ionen) PV-Batteriesystemen betreffen. Dies sind zum einen **Modellierungsparameter** – wie das angesetzte PV-Erzeugungsprofil und das angesetzte Verbrauchsprofil sowie die zeitliche Auflösung der Simulation. Zum anderen sind dies im Batteriekontext technische Eigenschaften wie die **Alterung** der Batterie und der tatsächliche resultierende **Nettowirkungsgrad** aufgrund des Lastbereichs des Wechselrichters:

Modellierungsparameter

Zieht man die Modellierungskette heran, um den PV-Eigenverbrauch zu berechnen, so kann diese in drei Kategorien eingeteilt werden. Die Berechnung des erwarteten, zeitlich aufgelösten PV-Ertrags; das erwartete, zeitlich aufgelöste Verbrauchsprofil sowie die zeitliche Auflösung der zur Verfügung stehenden Datengrundlage.

Vollständig verallgemeinernde Aussagen, welche Modellierungsschritte besonders relevant für eine korrekte Abbildung der Eigenverbrauchsquote und damit der Wirtschaftlichkeit sind, sind nicht leicht zu treffen. Das liegt u.a. auch daran, da es je nach Anwendungsfall starke Schwankungen zwischen dem energetischen Verhältnis von Erzeugung zu Verbrauch gibt. Doch prinzipiell zeigt eine für diesen Kontext durchgeführte Berechnung, dass eine zeitliche hohe Auflösung (besser als 15-minütig) und ein realistisches Verbrauchsprofil einen signifikanten Einfluss auf die korrekte Abbildung der Eigenverbrauchsquote hat.

In diesem beispielhaften Untersuchungsfall für ein Haus in Freiburg wurde die Eigenverbrauchsquote um 30 % überschätzt, wenn ein Standardlastprofil (BDEW SLP 2016, H0) statt des tatsächlich gemessenen Verbrauchsprofils zur Kalkulation angesetzt wurde.

Zieht man nun des Weiteren die Installation eines PV-Batteriesystems in Betracht, sind verallgemeinernde Aussagen noch schwieriger, da je nach Betriebsführung die zeitliche Auflösung eine stärkere oder schwächere Rolle für eine korrekte Berechnung der Eigenverbrauchsquote spielt. Um trotzdem den Fehlereinfluss eines angesetzten Standardlastprofils auf die Wirtschaftlichkeitsberechnung bei einem PV-Batteriesystem abschätzen zu können, wurden für eine 5 kWp PV-Anlage und 5 kWh-Batterie Simulationen mit verschiedenen Profilen durchgeführt. Dabei wurde der jährliche Eigenverbrauch bestimmt und zwei gemessene Haushaltslastprofile mit zwei entsprechend energetisch als auch zeitlich skalierten Standardlastprofilen gegenübergestellt. Abbildung 20 beschreibt diese Ergebnisse:

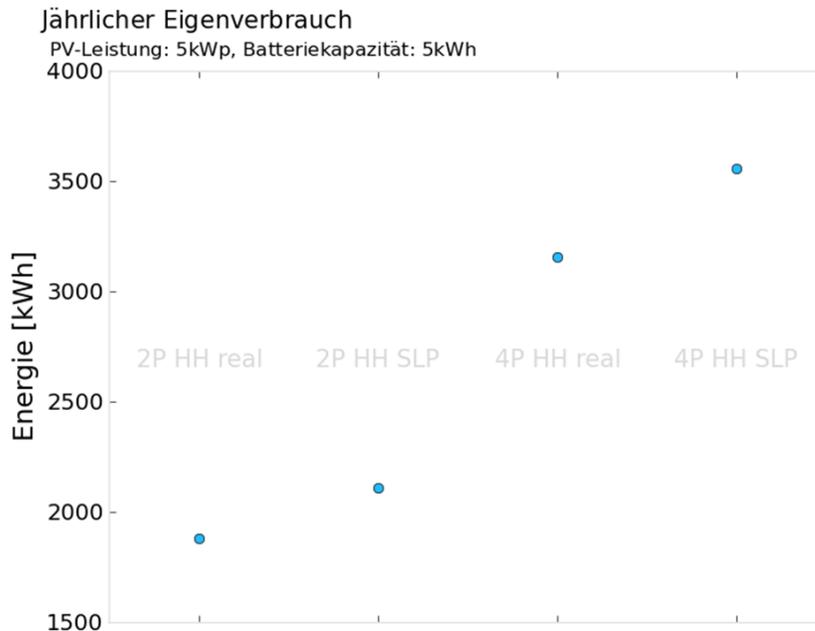


Abbildung 20: jährlicher Eigenverbrauch durch ein PV-Batteriesystem für real-gemessene Profile und Standardlastprofile

Es lässt sich hier erkennen, dass der abgeschätzte Eigenverbrauch durch das Ansetzen eines Standardlastprofils ca. 15 % über dem tatsächlichen Eigenverbrauch liegt. Entsprechend wird die Wirtschaftlichkeit überschätzt.

Wie oben bereits genannt, lassen sich allgemeingültige Aussagen hieraus nur schwer treffen, da die Höhe der Überschätzung von vielen Parametern – wie bspw. vom Verhältnis der PV-Anlagengröße zum Jahresverbrauch oder von der Batteriebetriebsführung – abhängt.

Zusammengefasst lässt sich dennoch sagen, dass für die korrekte Berechnung von Eigenverbrauchsquoten und damit die in diesem Kontext bestimmte Wirtschaftlichkeit von PV- und PV-Batteriesystemen vier Kernaspekte hervorgehoben werden können:

- (1) Das Verbrauchsprofil- und deren Charakteristik hat in den meisten Fällen einen entscheidenden Einfluss auf die tatsächliche Eigenverbrauchsquote.
- (2) Die zeitliche Auflösung, die einer Berechnung zugrunde liegt, hat ebenfalls einen signifikanten Einfluss auf das Ergebnis und damit die Eigenverbrauchsquote.
- (3) Der Einfluss unterschiedlicher PV-Modelle bzw. unterschiedlicher Wetterdaten, die für die Bestimmung einer PV-Leistungszeitreihe (sofern keine gemessene vorliegt) herangezogen werden können, sind – im Vergleich zu einem

realistisch angesetzten Verbrauchsprofil und einer zeitlich hohen Auflösung der Berechnungen – weniger entscheidend.

- (4) Ist zusätzlich zur PV-Anlage ein Batteriesystem im Spiel, können Fehler bei der PV- oder Lastprognose – bei entsprechender Betriebsweise des Batteriesystems – wieder abgefangen werden.

Exkurs I: Alterung der Batterie

Die Alterung der Batterie lässt sich anhand der folgenden Einflussfaktoren kennzeichnen, die sich wiederum in zwei Kategorien einteilen lassen:

Zeitraum:

- State of charge (SOC)
- Temperatur

Ladecharakteristik:

- Entladetiefe (Depth of discharge (DOD))
- C-Rate
- Durchschnittlicher SOC

Tests in den Labs des Fraunhofer ISE zeigen, dass es je nach Lithium-Ionen-Batterie und dessen Lagerung und ausgesetzter Ladecharakteristik eine hohe Bandbreite von Alterungserscheinungen geben kann.

Exkurs II: Nettowirkungsgrad

Für die Bestimmung des tatsächlichen Nettowirkungsgrades eines PV-Batteriesystems wird folgendes Beispiel beschrieben, zu dem ein Batterietest im Smart Energy Lab des Fraunhofer ISE durchgeführt wurde:

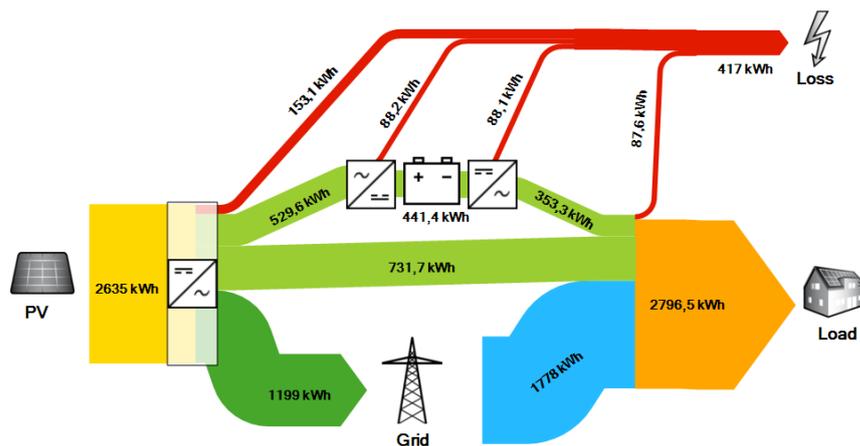


Abbildung 21: Sankey-Diagramm vom Energiefluss einer 2,5 kWp PV-Anlage mit einer 2,5 kWh Lithium-Ionen-Batterie

Die obenstehende Abbildung 21 stellt den Energiefluss bei einer 2,5 kWp PV-Anlage mit einer 2,5 kWh Lithium-Ionen-Batterie für diesen Testfall dar. Ohne

Regleroptimierung ist der Jahresnutzungsgrad (also der Quotient aus der elektrischen Energie, die in die Batterie reinfließt und der elektrischen Energie, die wieder entnommen werden kann) im vorliegenden Beispiel bei 67%.

Der Wirkungsgrad in kleinen Leistungsbereichen ist dabei geringer als 50%. Optimiert man nun den Regler in der Hinsicht, dass in sehr kleinen Leistungsbereichen nicht die Batterie beladen, sondern die PV-Energie in das Netz einspeist wird, so kann bei einem „Pcut“ von 50Watt in diesem Beispiel der Jahresnutzungsgrad auf 78 % erhöht werden.

Die Herausforderung ist nun, für die vorliegenden rechtlichen und ökonomischen Randbedingungen das optimale Pcut zu finden, da im Regelfall jede Netzeinspeisung und damit geringerer Eigenverbrauch erstmal weniger wirtschaftlich ist. Durch den erhöhten Jahresnutzungsgrad der Batterie kann die Wirtschaftlichkeit jedoch wieder erhöht werden.

Empfehlung daher: Es sollte eine Untersuchung der Anwendung und der Betriebsstrategie vor Projektierung erfolgen. Anhand dieser kann dann ein Rückschluss auf den geeigneten Batterietyp, den Aufbau und das Reglerkonzept, das verwendet werden sollte, erfolgen. Findet eine PV-Projektierung statt, bei der die Wirtschaftlichkeit sich grundsätzlich über den zu erwartenden Eigenverbrauch ergibt, ist eine zeitliche Auflösung besser als 15 Minuten und ein realistisches Verbrauchsprofil für die Wirtschaftlichkeits-Simulation sehr empfehlenswert (sofern das Verhältnis von PV-Erzeugung und Verbrauch mengenmäßig nicht stark voneinander abweicht).

3.7 Preisentwicklung von Batteriesystemen

Die Berechnungen in den vorherigen Abschnitten haben gezeigt, dass sich allein durch die Eigenverbrauchserhöhung – hervorgerufen durch die Batterie – der Kauf einer Batterie zu einer bestehenden PV-Anlage im Regelfall heutzutage noch nicht rentiert (sofern ausschließlich unmittelbar wirtschaftliche Gesichtspunkte eine Rolle spielen). Es ist jedoch zu erkennen, dass ein starkes Fallen der Batteriesystempreise eingesetzt hat.

Abbildung 22 beschreibt hierzu Batteriepreise von Lithium-Ionen-Systemen des Jahres 2014 [BSW 1]. Es wird ersichtlich, dass im zweiten Halbjahr 2014 im Kapazitätsbereich bis 5 kWh Systempreise im Mittel von ca. 1900 EUR/kWh gezahlt werden mussten. Im Bereich von 10 kWh mussten im Mittel ca. 1700 EUR/kWh gezahlt werden.

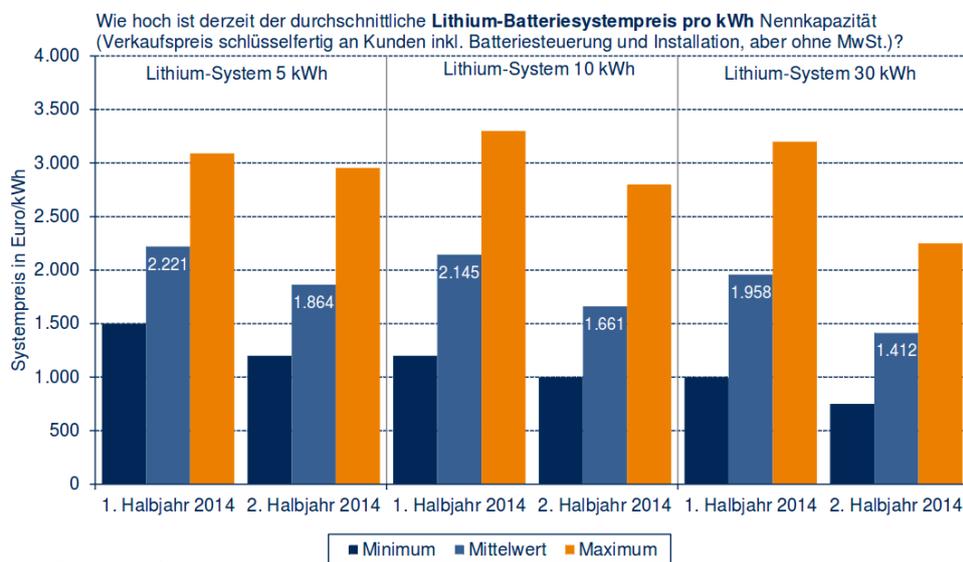


Abbildung 22: normierte Batteriepreise von Lithium-Ionen-Systemen in Abhängigkeit der Kapazität; (Quelle: [BSW 1])

Betrachtet man die Preisentwicklung im Vergleich zum Jahr 2013 (vgl. Abbildung 23), so ist zu erkennen, dass bei Lithium-Ionen Systemen im zweiten Halbjahr 2014 nur noch weniger als 80 % vom Systempreis des ersten Halbjahres 2013 gezahlt werden musste. Zum ersten Mal lässt sich somit ein bemerkbarer Rückgang der Preise für stationäre Solarstromspeicher erkennen.

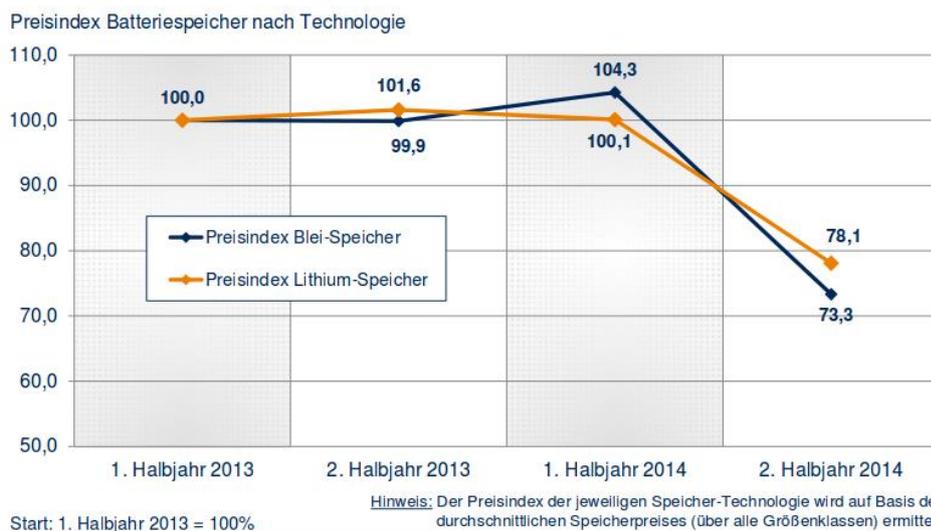


Abbildung 23: Preisindex von Lithium- und bleibasierten Speichersystemen über die Jahre 2013 und 2014; das erste Halbjahr 2013 stellt dabei die Referenz dar; (Quelle: [BSW 1])

Betrachtet man zum Vergleich die Kosten für Batteriespeicher für elektrische Fahrzeuge, so lässt sich zwischen 2007 und 2014 eine jährliche Preisdegradation von >1000 US\$/kWh zu 410 US\$/kWh (Marktführer: 300 US\$/kWh) feststellen [Nykvist 2015]. Bei solch einem Preis wäre die stationäre Batterie allein aus Eigenverbrauchsgründen schon rentabel (vgl. Abschnitte 3.2, 3.3 und 3.5). Aufgrund der Produktionszahlen für Batterien und den Kapazitäten ist demnach das Potential gegeben.

Daher liegt es auch an der bisherigen geringen Vermarktung von stationären Batterien, dass solche Preise für den stationären Bereich noch nicht erreicht werden konnten. Steigt diese an, so ist auch in naher Zukunft mit einem Verfallen der Preise bei den stationären Batterien zu rechnen. Betrachtet man hierfür Abbildung 24, so ist festzustellen, dass die Kostenprognosen für mobile Batterien zutreffend waren. Entsprechend könnte dies auch mit stationären Batterien eintreffen.

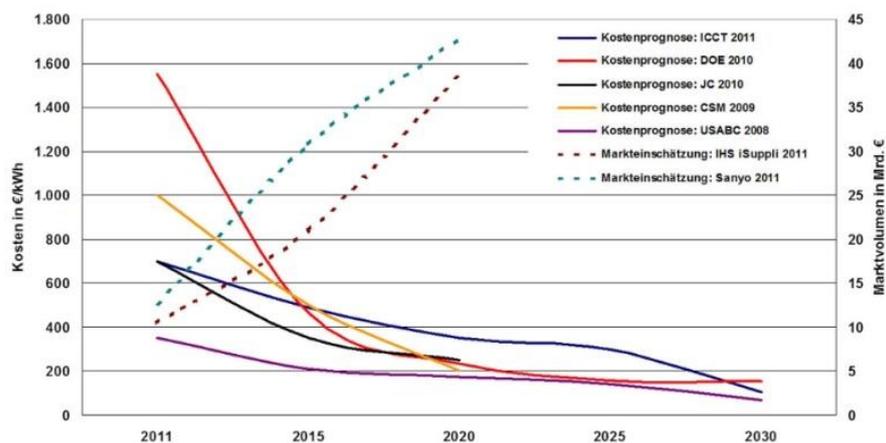


Abbildung 24: Kostenprognosen für mobile Batterien in €/kWh [Just Park 2011]

4 Energiewirtschaftliche Auswirkungen

Das vorliegende Kapitel beschreibt energiewirtschaftliche Auswirkungen auf die Strombeschaffung durch den Eigenverbrauch von Photovoltaik-Strom:

Das elektrische Netzbezugsprofil eines Haushaltes und Gewerbes wird bspw. im Rahmen der Strombeschaffung anhand von SLPs prognostiziert und abgerechnet. Durch die Installation von PV- und PV-Batteriesystemen in Verbindung mit Eigenstromnutzung ändert sich nun die zeitliche und mengenmäßige Charakteristik des einzelnen Netzbezugsprofils.

In diesem Kapitel wird daher die Fragestellung beantwortet, wie stark ein Haushalt bzw. Gewerbe mit einem PV-Batteriesystem vom SLP abweicht und welche Kosten – z.B. durch erhöhte Ausgleichsenergie – dies verursacht. Hierzu werden die folgenden drei Aspekte untersucht:

1. Wie hoch ist diese Abweichung?
2. Wie stark verringert sich der Stromabsatz?
3. Welche finanziellen Konsequenzen hat es, wenn aufgrund einer Prognose anhand von SLPs eine erhöhte Menge an Ausgleichsenergie beschafft werden müsste?

Um die Fragestellungen zu beantworten, wird eine Simulation durchgeführt, deren Methodik im Folgenden überblicksartig beschrieben ist:

- Simulation eines zeitlich aufgelösten Netzbezugsprofils eines Haushaltes bzw. Gewerbes mit unterschiedlichen Batteriekapazitäten
- Bestimmung der zeitlich aufgelösten Abweichung des geänderten Netzbezugsprofils zum jeweiligem Standardlastprofil
- Durchführung einer statistischen Auswertung
- Kostenseitige Bewertung durch Hinzunahme des reBAP (weitere Details der Berechnung hierzu sind weiter unten beschrieben)

4.1 Analyse der Abweichung

Die erste Fragestellung analysiert die Höhe der Abweichung. Abbildung 25 beschreibt zunächst hierzu die Jahresdauerlinien der Strombezüge für einen Haushalt mit 4000 kWh Jahresverbrauch und jeweils unterschiedlichen Systemkonstellationen – keine PV-Anlage; 4kWp-PV-Anlage mit 4kWh-Batterie; 4kWp-PV-Anlage mit 6kWh-Batterie und 4kWp-PV-Anlage mit 8 kWh (Das PV-Leistungsprofil beruht dabei auf einem gemessenen Profil in Freiburg mit einem Jahresertrag von ca. 1300 kWh/a).

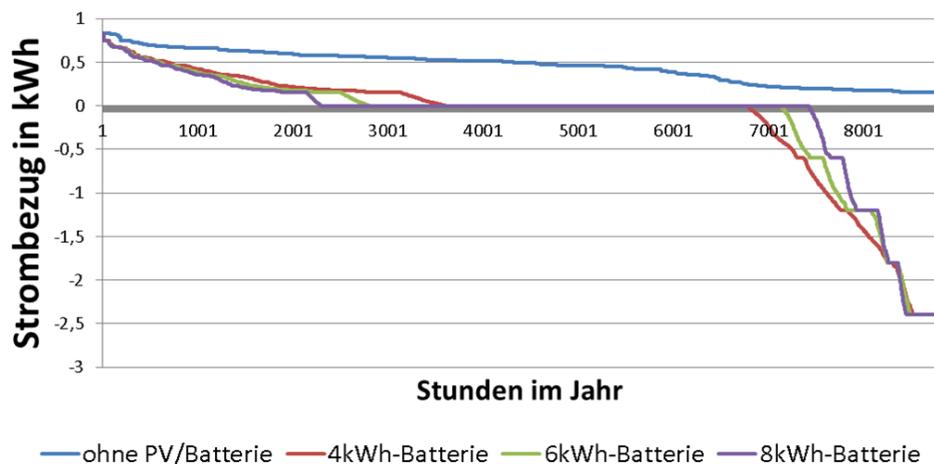


Abbildung 25: Jahresdauerlinien des Netzbezugsprofils für einen Haushalt mit 4000 kWh Jahresstromverbrauch und mit unterschiedlichen Batteriesystemgrößen; negative Werte symbolisieren eine Netzeinspeisung des Gebäudes.

Aus der oben stehenden Abbildung sind sehr deutliche Unterschiede zu erkennen, die im Folgenden noch einmal näher erläutert werden:

- Existiert ein PV-Batteriesystem und wird dieses konventionell betrieben (d.h.: Einspeisung in Batterie, wenn Überschuss vorliegt), so findet eine signifikante Anzahl an Zeitschritten (auf 15-Minuten-Basis) weder ein Netzbezug noch eine Netzeinspeisung statt (> 36% eines Jahres).
- Die Anzahl der Zeitschritte, in der dies vorliegt, steigt mit der Größe der Batterie; jedoch sind die Steigerungen verhältnismäßig gering. Die nachfolgende Tabelle fasst die Länge der verschiedenen Kurvenabschnitte noch einmal zusammen:

Komposition	Netz-einspeisung	weder Einspeisung noch Bezug	Ohne Netzbezug
4 kWp-PV, H0 (4000 kWh), 4kWh-Bat.	23%	36%	59%
4 kWp-PV, H0 (4000 kWh), 6kWh-Bat.	19%	49%	68%
4 kWp-PV, H0 (4000 kWh), 8kWh-Bat.	15%	58%	74%

- Analysiert man den mittleren Fehler – also das arithmetische Mittel der prozentualen Abweichung des Netzbezugsprofil mit PV-Batteriesystem zum SLP in jedem Zeitschritt – so ist zu erkennen, dass die Werte für sämtliche Kombinationen > 100 % betragen. Das bedeutet, dass sich im Schnitt das Vorzeichen des Netzbezugs beim Haushalt umkehrt. Die nachfolgende Tabelle fasst diese Ergebnisse noch einmal zusammen:

Komposition	Mittlerer Fehler
4 kWp-PV, H0 (4000 kWh), 4kWh-Batterie	120,9 %
4 kWp-PV, H0 (4000 kWh), 6kWh-Batterie	120,9 %
4 kWp-PV, H0 (4000 kWh), 8kWh-Batterie	118,3 %

- Des Weiteren ist in der Abbildung 25 zu erkennen, dass die Einspeisespitze mit steigender Batteriekapazität – aufgrund der konventionellen Betriebsführung – nicht gesenkt werden kann.

Die gleiche Analyse wurde des Weiteren für ein Gewerbe durchgeführt. Auch hier lassen sich ähnliche Ergebnisse erkennen, doch jeweils weniger stark ausgeprägt. Für diese Berechnungen wurde ein Gewerbe mit einem Jahresverbrauch von 14 000 kWh angesetzt und für die Variationsberechnungen eine PV-Anlage von 11 kWp mit unterschiedlichen Batteriegrößen (6 kWh, 8 kWh, 10 kWh). Die Werte ergeben sich – wie in Kapitel 3 genannt – aufgrund einer durchgeführten Auswertung in Haslach. Die nachfolgende Tabelle fasst die Ergebnisse zu den Abweichungen bei den Einspeisungen noch einmal zusammen:

Komposition	Netz-einspeisung	weder Einspeisung noch Bezug	Ohne Netzbezug
11 kWp-PV, G3 (14000 kWh), 6kWh-Bat	25%	13%	38%
11 kWp-PV, G3 (14000 kWh), 8kWh-Bat	23%	18%	41%
11 kWp-PV, G3 (14000 kWh), 10kWh-Bat	22%	22%	44%

4.2 Verringerung des Stromabsatzes an PV-Batteriekunden

Die oben genannte zweite Fragestellung untersucht die Änderung des Stromabsatzes an einen Kunden mit PV-Batteriesystem im Vergleich zu keiner PV-Anlage. Hierfür wurden – analog zu oben – jeweils ein Haushalt und ein Gewerbe betrachtet. Die Ergebnisse zeigen folgendes:

- Für einen Haushalt: Der Stromabsatz verringert sich sehr stark; je größer die Batterie ist, desto größer die Verringerung. Jedoch hat hier die Größe der Batteriekapazität nur einen geringen Einfluss. Das liegt daran, dass die größte Steigerung des Autarkiegrades und damit die Verringerung des Stromabsatzes an den Kunden durch die Implementierung der „ersten 2 kWh Batteriekapazität“ erreicht wird (vgl. auch Kapitel 3.1).
- Mit steigender Batteriegröße steigt ebenfalls die Eigenverbrauchsquote. Die folgende Tabelle fasst diese Ergebnisse noch einmal zusammen:

Komposition	Verringerung Stromabsatz	Eigenverbrauchsquote
4 kWp-PV, H0 (4000 kWh), 4kWh-Bat.	72%	54%
4 kWp-PV, H0 (4000 kWh), 6kWh-Bat.	77%	60%
4 kWp-PV, H0 (4000 kWh), 8kWh-Bat.	80%	64%

- Für ein Gewerbe: Auch hier verringert sich der Stromabsatz sehr stark und es gilt das Gleiche wie für den Haushalt. Jedoch ist die prozentuale Verringerung des Stromabsatzes an solch einen Kunden weniger stark. Dies hat jedoch auch mit dem gewählten Verhältnis der PV-Anlage zum Jahresverbrauch als auch

mit der Charakteristik des angesetzten Standardlastprofil zu tun. Die folgende Tabelle fasst diese Ergebnisse noch einmal zusammen:

Komposition	Verringerung Stromabsatz	Eigenverbrauchsquote
11 kWp-PV, G3 (14000 kWh), 6kWh-Bat	51%	52%
11 kWp-PV, G3 (14000 kWh), 8kWh-Bat	54%	55%
11 kWp-PV, G3 (14000 kWh), 10kWh-Bat	57%	58%

4.3 Analyse der Beschaffung von Ausgleichsenergie

Die dritte – oben aufgeworfene – Fragestellung war: Welche finanziellen Konsequenzen hat es, wenn aufgrund einer Prognose anhand von SLPs eine erhöhte Mengen an Ausgleichsenergie beschafft werden muss?

Diese Fragestellung ist – in gewisser Hinsicht – als akademisch anzusehen, da der Differenzbilanzkreisverantwortliche die Möglichkeit besitzt, eine PV-Prognose anzusetzen, die die Abweichung reduziert. Trotzdem ist es interessant, die Abweichung kostentechnisch zu bewerten. Um die Fragestellung nun zu beantworten, wurde folgendes Vorgehen gewählt

- Es wurde zur Bewertung der reBAP, der regelzonenübergreifende einheitliche Bilanzausgleichsenergiepreis – zeitlich aufgelöst – herangezogen. Die Quelle der Daten sind veröffentlichte Zeitreihen von TransnetBW.
- Es fand eine Betrachtung der Jahre 2012 und 2013 statt.
- Es wurde die Abweichung des geänderten Netzbezugsprofils vom jeweiligen Standardlastprofil bestimmt.
- Als letzter Schritt wurde eine Multiplikation der stündlichen Differenz [kWh] mit dem stündlichen Ausgleichsenergiepreis [€/kWh] durchgeführt.

Ergebnis für Haushalte

Es wurden jeweils zwei Varianten durchgeführt, bei der einmal der stündliche reBAP und einmal ein durchschnittlicher reBAP herangezogen wurde.

Die Ergebnisse der **ersten** Variante – der quantitativen Bewertung anhand des stündlichen reBAP – sind im Folgenden aufgeführt:

- Die jährlichen Kosten – aufgrund des „Falschansetzens“ mit einem herkömmlichen SLP – variieren zwischen 208 und 294 € pro Haushalt mit entsprechendem Batteriesystem.
- Die Kosten sind dabei auch stark abhängig vom „hier nicht zu beeinflussenden reBAP“. Es können auch Stunden auftreten, in denen es finanziell positiv sein kann, falsch prognostiziert zu haben.
- Die Größe der Batterie hat kaum Einfluss; das jeweilige Jahr jedoch schon.

Die folgende Tabelle fasst die Ergebnisse noch einmal zusammen:

Komposition	2012	2013
4 kWp-PV, H0 (4000 kWh), 4kWh-Bat.	294 € / HH	222 € / HH
4 kWp-PV, H0 (4000 kWh), 6kWh-Bat.	290 € / HH	214 € / HH
4 kWp-PV, H0 (4000 kWh), 8kWh-Bat.	286 € / HH	208 € / HH

Die Ergebnisse der **zweiten** Variante – der quantitativen Bewertung anhand eines durchschnittlich angesetzten reBAP für das jeweilige Jahr – sind im Folgenden aufgeführt:

- Die Kosten variieren zwischen 147 und 246 € pro Haushalt mit entsprechendem Batteriesystem.
- Wie schon bei Variante 1 sind die Kosten auch abhängig vom nicht zu beeinflussenden allgemeinen reBAP; ebenso hat wieder die Größe der Batterie kaum Einfluss, aber das jeweilige Jahr schon.
- Im Vergleich zu Variante 1 sind die Kosten geringer.

Die Ergebnisse für die Variante 2 sind im Folgenden noch einmal zusammengefasst:

Komposition	2012	2013
4 kWp-PV, H0 (4000 kWh), 4kWh-Bat.	246 € / HH	147 € / HH
4 kWp-PV, H0 (4000 kWh), 6kWh-Bat.	242 € / HH	171 € / HH
4 kWp-PV, H0 (4000 kWh), 8kWh-Bat.	236 € / HH	167 € / HH

Ergebnis für Gewerbe:

Die oben beschriebenen Berechnungen wurden des Weiteren analog für den Gewerbekontext durchgeführt. Auch hier wurden jeweils zwei Varianten berechnet, bei der einmal der stündliche reBAP und einmal ein durchschnittlicher reBAP herangezogen wurde.

Die Ergebnisse der **ersten** Variante 1 – der quantitativen Bewertung anhand des stündlichen reBAP – sind im Folgenden aufgeführt:

- Die jährlichen Kosten – aufgrund des „Falschansetzens“ mit einem herkömmlichen SLP – variieren zwischen 596 und 799 € pro Gewerbe mit entsprechendem Batteriesystem.
- Wie bei den Ergebnissen für die Haushalts-Berechnung sind die Kosten auch abhängig vom nicht zu beeinflussenden allgemeinen reBAP.
- Ebenfalls spielt die Größe der Batterie wieder kaum einen Einfluss; das jeweilige Jahr jedoch schon.

Die Ergebnisse für die Variante 1 sind im Folgenden noch einmal zusammengefasst:

Komposition	2012	2013
11 kWp-PV, G3 (14000 kWh), 6kWh-Bat	799 € / Gew.	610 € / Gew.
11 kWp-PV, G3 (14000 kWh), 8kWh-Bat	792 € / Gew.	602 € / Gew.
11 kWp-PV, G3 (14000 kWh), 10kWh-Bat	787 € / Gew.	596 € / Gew.

Die Ergebnisse der **zweiten** Variante – der quantitativen Bewertung anhand eines durchschnittlich angesetzten reBAP für das jeweilige Jahr – sind im Folgenden aufgeführt:

- Die jährlichen Kosten bei dieser Variante variieren zwischen 465 und 659 € pro Gewerbe mit entsprechendem Batteriesystem. Sie sind demnach geringer als bei Variante 1.
- Wie bei den anderen Berechnungen sind die Kosten auch abhängig vom nicht zu beeinflussenden allgemeinen BAP; ebenso hat wieder die Größe der Batterie kaum einen Einfluss, aber das jeweilige Jahr schon.

Die Ergebnisse für diese Variante 2 sind im Folgenden noch einmal zusammengefasst:

Komposition	2012	2013
11 kWp-PV, G3 (14000 kWh), 6kWh-Bat	659 € / Gew.	467 € / Gew.
11 kWp-PV, G3 (14000 kWh), 8kWh-Bat	658 € / Gew.	466 € / Gew.
11 kWp-PV, G3 (14000 kWh), 10kWh-Bat	656 € / Gew.	465 € / Gew.

Fazit

Das Fazit aus den Berechnungen lässt sich zusammenfassen:

- Durch ein PV-Batteriesystem in einem Haushalt oder Gewerbe (hier nur sehr kleine Gewerbe betrachtet) gibt es eine hohe Abweichung zum SLP. Das bedeutet, dass sich das Netzbezugsprofil charakteristisch und mengenmäßig stark ändert.
- Hierdurch entstünden hohe Kosten pro Haushalt bzw. pro Gewerbe, wenn diese Abweichung dazu führt, dass Ausgleichsenergie gekauft werden müsste.

Gibt es eine Möglichkeit die beschriebenen Kosten zu senken? Hierzu wird untersucht, in wie weit das Ansetzen eines PV-bereinigten SLPs für einen Haushalt bzw. Gewerbe mit PV-Batteriesystem die durch die Falschprognose verursachten Kosten bereits reduziert. Dies ist deswegen interessant, da PV-bereinigte SLPs entsprechend gut erstellt werden können.

Bewertung der Lösungsmöglichkeit durch „Ansetzen“ eines PV-Profiles

Um die im Fazit dieses Kapitels aufgeworfene Fragestellung zu beantworten wird eine Berechnung mit folgender Methodik vorgenommen:

- Bestimmung eines PV-abgeänderten Netzbezugsprofils
- Ansetzen dieses Profils für die Prognose
- Bestimmung der Abweichung dieses neuen „PV-bereinigten“ Netzbezugsprofils zum SLP
- Durchführung der Berechnungen wie oben beschrieben

Die Ergebnisse für den Haushaltsbereich sind im Folgenden beschrieben. Zur Bewertung wurde hier der stündliche reBAP – also die oben beschriebene Variante 1 – angesetzt:

- Die Kosten variieren jetzt zwischen 91 und 177 € pro Haushalt mit entsprechendem Batteriesystem.
- Je größer die Batterie, desto höher die Kosten jetzt.
- Vergleicht man die Berechnungen – Kosten durch SLP-Ansetzung im Vergleich zu Kosten durch PV-bereinigte-SLP-Ansetzung – so konnten durch das Ansetzen eines PV-bereinigten SLPs die Kosten hierdurch deutlich reduziert werden. Die nachfolgende Tabelle beschreibt den Vergleich. Die angegebenen Zahlen sind dabei die reduzierten Kosten im Vergleich zum Ansetzen mit einem konventionellen SLP:

Komposition	2012	2013
4 kWp-PV, H0 (4000 kWh), 4kWh-Bat.	54 % / HH	59 % / HH
4 kWp-PV, H0 (4000 kWh), 6kWh-Bat.	43 % / HH	47 % / HH
4 kWp-PV, H0 (4000 kWh), 8kWh-Bat.	38 % / HH	42 % / HH

Die Ergebnisse für den Gewerbebereich sind im Folgenden beschrieben. Zur Bewertung wurde auch hier der stündliche reBAP – also die oben beschriebene Variante 1 – angesetzt:

- Die Kosten variieren jetzt zwischen 142 und 301 € pro Gewerbe mit entsprechendem Batteriesystem.
- Je größer die Batterie ist, desto höher sind die Kosten jetzt.
- Vergleicht man für den Gewerbefall die Berechnungen, so konnten durch das Ansetzen eines PV-bereinigten SLPs ebenfalls die Kosten deutlich reduziert werden. Die nachfolgende Tabelle beschreibt wieder den Vergleich.

Komposition	2012	2013
11 kWp-PV, G3 (11000 kWh), 6kWh-Bat	74 % / Gew.	77 % / Gew.
11 kWp-PV, G3 (11000 kWh), 8kWh-Bat	68 % / Gew.	70 % / Gew.
11 kWp-PV, G3 (11000 kWh), 10kWh-Bat	62 % / Gew.	65 % / Gew.

5 Zusammenfassung und Fazit

PV-Eigenverbrauch: Partizipation bei dezentralen Energieanlagen

Stadtwerke und Energieversorger stehen vor dem Problem, dass – insbesondere bei der PV-Projektierung – ein Markt entstanden ist, bei denen Stadtwerke und Energieversorger keine entscheidende bzw. definierte Rolle besitzen. Generell führen die Entwicklung und das Fortschreiten dezentraler Energieanlagen dazu, dass sich der Stromabsatz der Versorger stark reduziert. Wie in Kapitel 2 gezeigt, ist es für viele kleinskalige dezentrale Energieprojekte schwierig, ein für jeden Akteur wirtschaftliches Geschäftsmodell zu entwickeln, wenn eine Reihe von Akteuren involviert ist und ein Versorger dabei bspw. als Investor auftritt. Bei großen Verbrauchergruppen (>30 Wohneinheiten) und entsprechend größeren Anlagen oder im Kontext von Quartierslösungen kann ein wirtschaftliches Geschäftsmodell für alle beteiligten Akteursgruppen jedoch erreicht werden.

Lessons Learned

Bei kleinskaligen Projekten – sowohl von der Erzeugerseite als auch von der Verbraucherseite her – vermeiden, sich als zusätzlicher Akteur (\neq Verbraucher) zu involvieren (sofern nur unmittelbare wirtschaftliche Gründe für den Endnutzer eine Rolle spielen und eine hohe Verzinsungserwartung vorliegt)

Wirtschaftlichkeit von Batteriesystemen

Bei allen durchgeführten Simulationen ist abzuleiten, dass die jeweils kleinsten betrachteten Batteriespeicher (< 5kWh Kapazität) am wirtschaftlichsten sind. Dies gilt für Einfamilienhäuser, die betrachteten Gewerbe und für Mehrfamilienhäuser. Die einzige Ausnahme dieses Trend ist bei einem Mehrfamilienhaus mit einer PV-Anlagengröße von 20 kWp und wenigen Wohneinheiten (15 MWh Stromverbrauch) festzustellen. Hier erreichen es Batteriesysteme, einen überproportional höheren Anteil der PV-Erzeugung zu speichern und damit die Wirtschaftlichkeit – im Vergleich zu kleineren Batterien – zu erhöhen. Die angenommene Strompreissteigerung spielt in allen Fällen die signifikanteste Größe im Bezug zur Wirtschaftlichkeit. Eine Änderung in der Annahme von bspw. 2% hat demnach einen sehr großen Einfluss hierauf.

Ebenso ist, wie zu erwarten, die Steigerung des Autarkiegrades und der Eigenverbrauchsquote bei kleinen Batteriekapazitäten zunächst hoch. Gerade bei Einfamilienhäusern mit einem Jahresverbrauch (< 4000 kWh) lässt sich der Autarkiegrad durch die Hinzunahme von bereits 2kWh Batteriespeicher-Kapazität um über 50% steigern; im Falle einer 5 kWp-PV-Anlage von 45% auf ca. 75%. Doch ab ca. 5kWh Speicherkapazität flacht diese Kurve für den Haushaltsbereich stark ab und weitere Autarkiegewinne sind nur noch schwer realisierbar. Damit ergibt sich – aus Autarkieaspekten wie auch aus wirtschaftlichen Gründen – kaum Mehrwerte durch größere Batteriespeicher, sofern für diesen Kontext keine weiteren Dienstleistungen wie die Erbringung von Primärregelleistung (im Verbund) betrachtet werden.

Lessons Learned

- Batteriesysteme im Kontext der Steigerung des Eigenverbrauchs und des Autarkiegrades nicht zu groß dimensionieren

- Vorbehalte bei Gewerbe- und Industriekunden hinsichtlich des Geschäftsmodells „Kosteneinsparung durch „Strom-Eigenverbrauch“ (altes Modell „Einspeisevergütung pro kWh“ psychologisch deutlich überzeugender)

Energiewirtschaftliche Auswertungen durch PV-Eigenverbrauch

Der Einfluss von PV- und PV-Batteriesystemen auf das Netzbezugsprofil eines Haushaltes oder Gewerbes ist signifikant, sowohl charakteristisch als auch hinsichtlich der Energiemenge. Dadurch ergibt sich eine sehr hohe Abweichung zu einem angesetzten SLP. Die Simulationen haben gezeigt, dass für den Haushaltsbereich bei einer signifikanten Anzahl an Zeitschritten weder ein Netzbezug noch eine Netzeinspeisung stattfindet, wenn ein PV-Batteriesystem vorliegt (> 36%). Der Stromabsatz für einen Kunden mit PV-Batteriesystem verringert sich stark; die Werte variieren im Haushaltsbereich in den betrachteten Simulationen zwischen 72% und 80% und bei den Gewerben zwischen 51% und 57%. Die größte Steigerung des Autarkiegrades und damit die Verringerung des Stromabsatzes an den Kunden erfolgt jedoch durch die Implementierung der „ersten 2 kWh Batteriekapazität“.

Werden diese Abweichungen zum SLP nun kostenseitig bewertet, in dem man Ausgleichsenergiepreise heranzieht, entstehen nicht unerhebliche Kosten pro Haushalt bzw. Gewerbe. Diese belaufen sich für den Haushaltsbereich zwischen 200 und 300 Euro pro Haushalt mit PV-Batteriesystem. Die hohe Variation bei den „Kosten“ ist stark abhängig vom betrachteten Jahr aufgrund schwankender Ausgleichsenergiepreise. Diese „Kosten“ – aufgrund erhöhten Bezugs von Ausgleichsenergie – können jedoch wieder signifikant gesenkt werden – um 40% bis 60% – sofern man ein PV-bereinigtes SLP ansetzt (oder entsprechende PV-Prognosen im Falle des Differenzbilanzkreis-Verantwortlichen).

Lessons Learned

- Stromabsatz an Verbraucher wird durch erste „2kWh-Batteriekapazität“ noch einmal signifikant reduziert im Bezug zu Kunden mit PV-Anlage und keinem Batteriesystem
- Werden Abweichungen zum SLP – verursacht durch ein PV-Batteriesystem – mit Ausgleichsenergiepreisen bewertet – ergeben sich signifikante „Kosten“ pro Haushalt
- PV-bereinigte SLPs sind gut geeignet diese angesetzten „Kosten“ wieder zu senken

6 Anlage: Projekterkenntnisse

Im Folgenden sind die im vorherigen Kapitel genannten „Lessons Learned“ noch einmal zusammengefasst.

1.	Bei kleinskaligen Projekten – von der Erzeugerseite oder von der Verbraucherseite her kleinskalig – ist es aus ökonomischer Sicht schwierig, sich als zusätzlicher Akteur (\neq Verbraucher) zu involvieren, sofern nur unmittelbare wirtschaftliche Gründe für den Endnutzer eine Rolle spielen und eine hohe Verzinsungserwartung vorliegt. Bei großen Verbrauchergruppen (vergleichbar mit >30 Wohneinheiten) und entsprechend größeren Erzeugeranlagen kann ein wirtschaftliches Geschäftsmodell für alle beteiligten Akteursgruppen jedoch erreicht werden.
2.	Batteriesysteme sollten im Kontext der Steigerung des Eigenverbrauchs und des Autarkiegrades nicht zu groß dimensioniert werden. Es herrschen Vorbehalte bei Gewerbe- und Industriekunden hinsichtlich des Einsparens durch „Eigenverbrauch“ aufgrund höherer Komplexität des Geschäftsmodells und regulatorisch gefühlter Unsicherheit; „altes“ Modell „Einspeisevergütung pro kWh“ psychologisch gesehen deutlich überzeugender.
3.	Stromabsatz an Verbraucher wird durch erste „2kWh-Batteriekapazität“ noch einmal signifikant reduziert im Bezug zu Verbraucher mit PV-Anlage und keinem Batteriesystem. Dies gilt für alle untersuchten Verbrauchergruppen. Werden Abweichungen zum SLP – verursacht durch ein PV-Batteriesystem – mit Ausgleichsenergiepreisen bewertet, so ergeben sich signifikante „Kosten“ pro Haushalt. PV-bereinigte SLPs sind gut geeignet diese angesetzten „Kosten“ wieder zu senken.

7 Öffentlichkeitsarbeit

Ergebnisse des Projekts wurden im Rahmen der Energietour am 26. April 2016 vorgestellt. Mit den „Energietouren - regionale WENDEpunkte“ stellen die Handwerkskammer Freiburg, die Initiative "Klimaschutz am Oberrhein" die badenova und der Wirtschaftsverband 100 Prozent Erneuerbare Energien Experten ausgewählte Leuchtturmprojekte vor.

Des Weiteren werden Projekt-Ergebnisse am 13. Juni 2016 bei der Mitgliederversammlung der Solar-Bürger-Genossenschaft eG in Freiburg vorgestellt.

Projekt-Ergebnisse in Form von Excel-Tabellen und ausgewählte Graphiken wurden dem Auftraggeber bereits während der Projektphase übermittelt; diese wurden u.a. auch für die Erstellung eines Projektflyers- und -Posters genutzt.

8 Anhang

Weiterführende Informationen

Zu Kapitel 3.4 Praxisbeispiel „Eigenstrom für Molkereibetrieb“:

Information zu den Rahmenbedingungen

- Kalkulationszinssatz: 8%
- Investitionszeitraum: 20 Jahre
- EEG-Umlage: Reduzierte EEG-Umlage bezogen auf 6,13 ct/kWh (EEG Novelle, Aug. 2014)
- Einspeisevergütung: 3,2 ct/kWh (entspricht mittlerem Preis für EPEX Day Ahead für das Jahr 2014)
- Strahlungsdaten: <http://www.soda-pro.com/>
- Temperaturdaten: DWD
- Betrachteter Zeitraum Wetter: 2005 bis 2013
- Investition in PV-Anlage: 1300 €/kWp (linearer Verlauf vereinfacht angenommen; d.h. auch nicht modulspezifische und nicht mit der Anlagengröße normalerweise linear steigende Kosten jeweils im angesetzten Preis enthalten)

Literatur

[BMWi 1] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi); Publication of Energy Data; Available: <http://bmwi.de/EN/Topics/energy.html> (2016, Feb. 25).

[ISE 2013] C. Kost, J. Mayer, J. Thomsen, N. Hartmann, C. Senkpiel, S. Philipps, S. Nold, S. Lude, N. Saad Hussein, and T. Schlegl; "Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies,"; S. 3; Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE; Freiburg; Germany, 2013.

[Agora 2015] D. Fürstenwerth, J. Mayer, S. Phillips, N. Saad Hussein T. Schlegl and C. Senkpiel; "Current and Future Cost of Photovoltaics,"; Agora Energiewende, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE; Berlin; Germany; 2015.

[BSW 1] Bundesverband Solarwirtschaft (BSW); Veröffentlichung "Solarstromspeicher-Preismonitor"; erhältlich: https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/beispiel_speicherpreismonitor_2hj14l.pdf