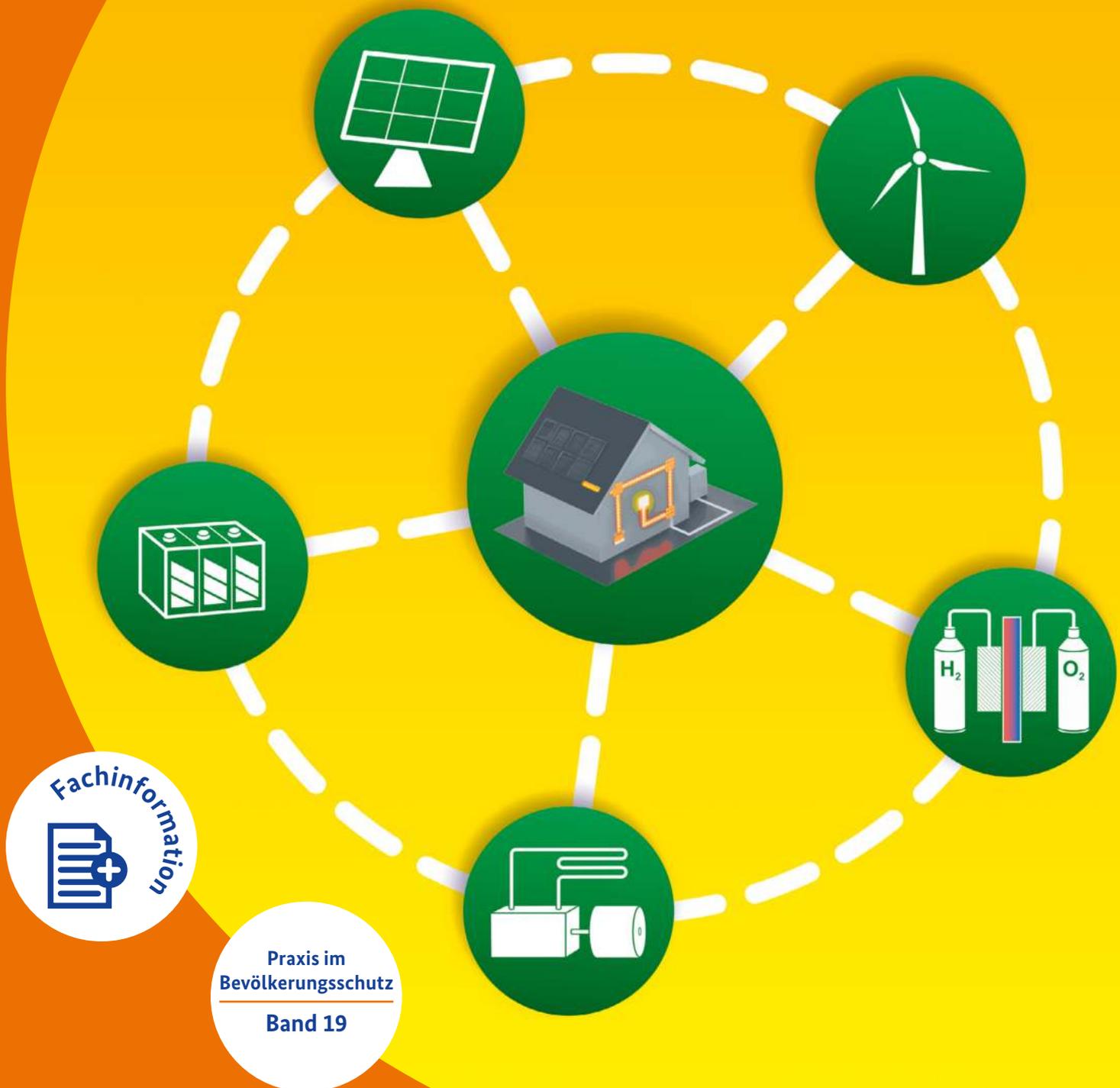




Autarke Notstromversorgung der Bevölkerung





Praxis im

Bevölkerungsschutz

Band 19

Autarke Notstromversorgung der Bevölkerung unterhalb der KRITIS-Schwelle

Band 19 · Praxis im Bevölkerungsschutz



Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe

Verfasser: Prof. Dr.-Ing. habil. Detlef Schulz
Markus Dietmannsberger, M.Sc.
Dr.-Ing. Arno Lücken
Lucas Lang, B.Sc.
Jörg von Alm, M.Sc.

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
Professur für Elektrische Energiesysteme
Holstenhofweg 85, 22043 Hamburg

Auftraggeber und Projektpartner:
Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe
PG BauProtect

Hamburg, den 01.11.2015



HELMUT SCHMIDT
UNIVERSITÄT
Universität der Bundeswehr Hamburg

Inhalt

Vorwort

Dr. Wolfram Geier	9
Detlef Schulz	11

1 Einleitung	12
2 Ursachen und Auswirkungen eines flächendeckenden Stromausfalls	16
2.1 Naturkatastrophen und extreme Wetterereignisse	17
2.1.1 Technisches und menschliches Versagen	18
2.1.2 Vorsätzliche Handlung	18
2.1.3 Netzüberlastung und Störungen der Systembilanz	19
2.2 Klassifizierung eines Stromausfalles	20
2.3 Auswirkungen eines flächendeckenden Stromausfalles	20
2.3.1 Folgen eines Stromausfalls vom Typ A (< 8 h)	21
2.3.2 Folgen eines Stromausfalls vom Typ B (8–24 h)	22
2.3.3 Folgen eines Stromausfalls vom Typ C (> 24 h)	22
2.4 Detaillierung der zu untersuchenden Szenarien	23
3 Analyse der notwendigen Basisstromversorgung anhand ausgewählter Szenarien	26
3.1 Szenario 1: Alleinerziehende Person mit zwei Kindern	28
3.1.1 Verbraucher	28
3.2 Szenario 2: Heizungsanlage eines Einfamilienhauses	35
3.2.1 Arten von Heizungsanlagen	35
3.2.2 Energiebedarf	35
3.3 Szenario 3: Mehrfamilienhaus	41
3.3.1 Verbraucher	41
3.4 Szenario 4: Kleine Siedlung	45
3.5 Szenario 5: Drainage-Funktion eines Hauses mit Tauchpumpe (optional)	46
3.6 Zusammenfassung	47
4 Realisierung von NSV-Systemen mithilfe von Photovoltaiksystemen	48
4.1 Randbedingungen für ein PV-Inselsystem	49
4.1.1 Sonneneinstrahlung	49
4.1.2 Arten von PV-Zellen und -Modulen	57
4.1.3 Wichtige Definitionsgrößen	65
4.1.4 Maximaler Leistungsbedarf	66
4.1.5 Analyse der Verbraucher	66
4.1.6 Größe des Solargenerators	68
4.1.7 Zwischenspeicher/Puffer	70
4.1.8 Besonderheiten beim Einsatz von PV-Systemen in Innenräumen	76
4.2 Szenario 1: Alleinerziehende Person mit zwei Kindern	79
4.2.1 Auslegung der Module und Zwischenspeicher	79

4.2.2	Analyse und Verbesserungen	81
4.3	Szenario 2: Heizungsanlage eines Einfamilienhauses	82
4.3.1	Auslegung der Module und Zwischenspeicher	82
4.3.2	Analyse und Verbesserungen	82
4.4	Szenario 3: Mehrfamilienhaus	83
4.4.1	Auslegung der Module und Zwischenspeicher	83
4.4.2	Analyse und Verbesserungen	83
4.5	Szenario 4: Kleine Siedlung	84
4.5.1	Auslegung der Module und Zwischenspeicher	84
4.5.2	Analyse und Verbesserungen	85
4.6	Zusammenfassung	86
4.7	Kostenbetrachtung	87
4.8	Aufrüstung bestehender PV-Anlagen zum Inselbetrieb	89
5	Alternative Technologien für NSV-Systeme	94
5.1	Brennstoffzellen	95
5.1.1	Typen von Brennstoffzellen	96
5.1.2	Eignung zur Notstromversorgung	99
5.1.3	Zusammenfassung	101
5.2	Kleinwindkraftanlagen	102
5.2.1	Klassifizierung	103
5.2.2	Leistung und Ertrag	103
5.2.3	Bauformen	104
5.2.4	Wirtschaftlichkeit	107
5.2.5	Zusammenfassung	108
5.3	Batteriesysteme	110
5.3.1	Klassifizierung und Funktionsprinzip	111
5.3.2	Lebensdauer	112
5.3.3	Bauarten	114
5.3.4	Wirkungsgrad	114
5.3.5	Selbstentladung und Entgasung	114
5.3.6	Qualitätsmerkmale	115
5.3.7	Zusammenfassung	116
5.4	Dieseleratoren	118
5.4.1	Bauformen	119
5.4.2	Betrieb	120
5.4.3	Wirtschaftlichkeit	120
5.4.4	Zusammenfassung	121
5.5	Blockheizkraftwerke	122
5.5.1	Bauformen	122
5.5.2	Brennstoffe	123
5.5.3	Wirtschaftlichkeit	124
5.5.4	Zusammenfassung	128
5.6	Kurbelgeneratoren	130

6 Methodik der Bewertung verschiedener NSV-Systeme	132
6.1 Leistung	133
6.1.1 Betrachtete Kriterien	133
6.1.2 Vergleich der betrachteten Technologien	133
6.1.3 Bewertung	143
6.2 Preis	145
6.2.1 Betrachtete Kriterien	145
6.2.2 Vergleich der betrachteten Technologien	145
6.2.3 Bewertung	178
6.3 Umwelteinfluss	180
6.3.1 Betrachtete Kriterien	180
6.3.2 Vergleich der betrachteten Technologien	183
6.3.3 Bewertung	198
6.4 Handhabung	201
6.4.1 Betrachtete Kriterien	201
6.4.2 Vergleich der betrachteten Technologien	201
6.4.3 Bewertung	209
6.5 Akzeptanz	211
6.5.1 Betrachtete Kriterien	211
6.5.2 Bewertung	223
7 Bewertung verschiedener NSV-Systeme	226
7.1 Bewertung der einzelnen Technologien nach Kriterienkatalog	227
7.1.1 Photovoltaik	227
7.1.2 Brennstoffzellen	228
7.1.3 Kleinwindanlagen	229
7.1.4 Blockheizkraftwerke	230
7.1.5 Batteriesysteme	231
7.1.6 Dieselgeneratoren	232
7.1.7 Manuell betriebene Generatoren	233
7.2 Abschließende Gesamtbewertung nach Szenario	234
7.2.1 Szenario 1	234
7.2.2 Szenario 2	234
7.2.3 Szenario 3	236
7.2.4 Szenario 4	236
7.3 Zusammenfassung	239
8 Zusammenfassung	242
Variablen und Symbole	247
9 Quellenverzeichnis	250
Anhang	
Anhang A	280
Zusätzliche Berechnungen der Einstrahlung	288
Anhang B	292
Anhang C	296

Blackout

Wenn das Licht für länger ausgeht

Moderne Gesellschaften und ihre Lebensadern hängen mehr denn je von der zuverlässigen Verfügbarkeit von elektrischem Strom ab. Die Verknüpfung mit IT-Dienstleistungen aller Art bis hin zum sogenannten „Smart Home“, erhöht die Verletzlichkeit unserer Infrastrukturen bei Stromausfällen nochmals und bis weit in den privaten Bereich hinein. Obwohl die Stromversorgung in Deutschland auf einem hohen Niveau erfolgt, können auch größere Stromausfälle aufgrund von Naturereignissen, technischen Störungen, Anschlägen oder sonstigen Vorkommnissen nicht ausgeschlossen werden. Leidtragende ist dabei in erster Linie die Bevölkerung in Deutschland, die nach allen bisherigen Studien auf einen längeren Blackout und damit einhergehende Versorgungsengpässe nicht vorbereitet ist.

In den vergangenen Jahren wurde zur Sicherung der Stromversorgung in Unternehmen und Betrieben so genannter Kritischer Infrastrukturen (KRITIS) viel Positives unternommen. Die Leitfäden „Basisschutzkonzept“ und „Risiko- und Krisenmanagement in Behörden und Unternehmen“ des Bundesministeriums des Innern (BMI) und des Bundesamtes für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (BBK) haben hierzu einen sehr guten Qualitätsbeitrag geliefert. Ebenso haben dies die Handreichungen zum Auf- und Ausbau von Notstromversorgungen in diesen Einrichtungen getan.

Da es für die (Wohn-)Bevölkerung bislang keine aus Sicht des BBK ausreichenden Konzepte für eine autarke Notstromversorgung gab, die auch den Bereich unter der Schwelle so genannter KRITIS-Szenarien in das Zentrum ihrer Bemühungen stellte, freut es mich sehr, dass mit dem hier vorgelegten Bericht genau diese wichtige Ebene

beleuchtet wird und hervorragende Anregungen und Beispiele für die Praxis gegeben werden.

Im Auftrag des BBK wurde an der Fakultät Elektrotechnik der Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr in Hamburg dieser Bericht erarbeitet, der nun vom BBK publiziert und einer interessierten Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt wird. Ich danke an dieser Stelle insbesondere Herrn Prof. Dr.-Ing. Detlef Schulz, seinen Mitarbeitern Markus Dietmannsberger, M.Sc., Dr.-Ing. Arno Lücken, Lucas Lang, B.Sc., und Jörn von Alm, M.Sc. für die sehr profunde fachliche Ausarbeitung dieser Studie und die hervorragende konstruktive Zusammenarbeit mit dem BBK. Ich danke auch den für die Studie fachlich zuständigen Mitarbeitern meiner Abteilung im BBK, Herrn TRD Dipl.-Ing. Wilfried Koch und Herrn Dipl.-Ing. Karl-Heinz Blaut für die Initiierung und Begleitung des Vorhabens seitens des Bundesamtes.

Ich wünsche der Publikation schnelle und weite Verbreitung, verbunden mit der Hoffnung, dass sich schon bald eine autarke und flächendeckende Notstromversorgung in der Bevölkerung, neben den Notversorgungskapazitäten für die KRITIS-Sektoren, etablieren wird, um einem möglichen großen und lange anhaltenden Blackout vorbereitet begegnen zu können.

Dr. Wolfram Geier,
Abteilungsleiter Risikomanagement,
Internationale Angelegenheiten im BBK

Vorwort

Mit dem vorliegenden Bericht zum Projekt „Autarke Notstromversorgung der Bevölkerung unterhalb der KRITIS-Schwelle“ werden die Ergebnisse im Untersuchungszeitraum April 2013 bis November 2015 zusammengefasst. Es bestand die Aufgabe, szenariengestützte Lösungen zur Notstromversorgung der Bevölkerung zu erarbeiten.

Für öffentliche Einrichtungen wie Krankenhäuser, Polizei oder Feuerwehr existieren bereits Notfallpläne und Versorgungssysteme für den Fall eines Blackouts der Energieversorgung. Diese Einrichtungen zählen zu den sogenannten kritischen Infrastrukturen (KRITIS). Dies sind Organisationen und Einrichtungen mit wichtiger Bedeutung für das staatliche Gemeinwesen, bei deren Ausfall oder Beeinträchtigung nachhaltig wirkende Versorgungsengpässe, erhebliche Störungen der öffentlichen Sicherheit oder andere dramatische Folgen eintreten würden.

Zur Sicherstellung einer Notstromversorgung der Bevölkerung wurden alle zur Verfügung stehenden Möglichkeiten detailliert untersucht. Es zeigte sich, dass neben photovoltaischen Inselanlagen und Energiespeichersystemen zur Realisierung von Notstromversorgungssystemen auch weitere Technologien einsetzbar sind wie z. B. Batteriesysteme, Brennstoffzellensysteme, Windkraftanlagen, Blockheizkraftwerke, Dieseldgeneratoren oder manuell betriebene Generatoren.

All diese Technologien weisen jedoch spezifische Vor- und Nachteile bezüglich der betrachteten Bewertungskriterien Stromausfalldauer, Preis, Leistung, Umwelteinfluss, Handhabung und Genehmigungsaufwand

auf. Jedoch lassen sich ihre Potenziale durch optimale Einsatzbedingungen wie Verbraucher- bzw. Erzeuger- Abhängigkeit oder szenariobedingte Erzeugungstechnologien erhöhen.

Im Rahmen des Projektes wurde im ersten Schritt ein Hardware-Demonstrator als Hausmodell mit einer Steuerung über einen Industrie-PC zur Veranschaulichung der Aufgabenstellung und Lösungsansätze aufgebaut. Um die Thematik der Notstromversorgung darüber hinaus einer breiten Öffentlichkeit zur Verfügung zu stellen, wurde die Funktionsweise dieses Demonstrators in Form einer interaktiven Internet-Anwendung weiterentwickelt. Der Leser ist herzlich eingeladen, die Anwendung unter <http://www.ees.hsu-hh.de/NotstromProjekt/> selbst zu testen. Des Weiteren ist unter <http://www.hsu-hh.de/ees/> auch eine Projektbeschreibung aufgeführt. Wir hoffen sehr, dass hiermit eine optimale Verbreitung und Nachnutzung der Studienergebnisse ermöglicht wird.

Detlef Schulz
Helmut-Schmidt-Universität Hamburg
Fakultät für Elektrotechnik
Professur für Elektrische Energiesysteme



Einleitung

Aufgrund des Kurswechsels, den Deutschland in den letzten Jahren mit der Energiewende vollzogen hat, wird angenommen, dass die Wahrscheinlichkeit großflächiger Blackouts und kleinerer Stromausfälle stark zunimmt. Für öffentliche Einrichtungen wie z. B. Krankenhäuser, Polizei oder Feuerwehr existieren bereits Notfallpläne und Versorgungssysteme um im Falle eines Blackouts weiterhin ihre Funktion zu erfüllen. Diese Einrichtungen zählen zu den sogenannten kritischen Infrastrukturen. Unter kritischen Infrastrukturen (KRITIS) versteht man Organisationen und Einrichtungen mit wichtiger Bedeutung für das staatliche Gemeinwesen, bei deren Ausfall oder Beeinträchtigung nachhaltig wirkende Versorgungsengpässe, erhebliche Störungen der öffentlichen Sicherheit oder andere dramatische Folgen eintreten würden. Abseits der kritischen Infrastrukturen, in der Stromversorgung normaler Haushalte, existieren keine ausgearbeiteten Notfallpläne. Zwar veröffentlicht das Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (BBK) Broschüren zum richtigen Umgang mit Stromausfällen sowie Hinweisen für eine richtige Vorbereitung darauf, jedoch muss angenommen werden, dass ein Großteil der Bevölkerung im Ernstfall nicht in der Lage ist, sich selbst über mehrere Tage hinweg ohne ein funktionierendes Stromnetz zu versorgen.

Aus diesem Grund wurde mit einer wissenschaftlichen Untersuchung geklärt, wie eine Notstromversorgung (NSV) für die normale Bevölkerung unterhalb der KRITIS-Schwelle realisierbar ist. Zu Beginn wird auf Ursachen und Auswirkungen eines Stromausfalls eingegangen (Kapitel 2). Dabei spielen Naturkatastrophen und extreme Wetterereignisse eine wichtige Rolle. Stromausfälle werden klassifiziert um im späteren Verlauf geeignete NSV-Designs zu ermöglichen. Die Entwicklung von konkreten Szenarien unterstützt eine belastbare Erarbeitung von Lösungsstrategien und veranschaulicht zugleich die Ergebnisse. Dies erleichtert dem Leser, die Erkenntnisse auf reale Problemfälle zu übertragen. Auf Basis der Szenarien erfolgt eine Ausarbeitung der notwendigen Verbraucher, auf die die Bevölkerung auch in Zeiten eines großflächigen und ggf. langanhaltenden Stromausfalls nicht verzichten kann (Kapitel 3).

Beispielhaft wurde eine Realisierung eines NSV-Systems mithilfe einer Photovoltaikanlage berechnet (Kapitel 4). Daran werden bereits die ersten Limitierungen sichtbar, die bei einer Dimensionierung von Systemen auftritt. Davon ausgehend werden anschließend alternative Technologien vorgestellt (Kapitel 5). Es handelt sich um

- Brennstoffzellen
- Kleinwindkraftanlagen
- Batterieanlagen
- Dieselgeneratoren
- Blockheizkraftwerke
- sowie Tret- und Kurbelgeneratoren.

Die Markt- und Technologierecherche beinhaltet neben grundlegenden technologischen Aspekten wie Funktionsweise und Aufbau, auch für NSV-Systeme relevante Charakteristika wie z. B. Lebensdauer oder Leistungsklassen. Nicht zuletzt werden anwenderorientierte Kriterien untersucht, die eine Bewertung der Handhabung durch Laien ermöglicht. Diese Faktoren sind z. B. Umfang der Wartung, Installationsaufwand, Umweltverträglichkeit etc. Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Ansätze werden herausgearbeitet und schließlich eine belastbare Methodik zur Bewertung von NSV-Systemen allgemein entwickelt (Kapitel 6). Mithilfe dieser Methodik werden alle behandelten NSV-Technologien untersucht und auf ihre jeweilige Eignung hin bewertet (Kapitel 7). Die Einzelbewertungen fließen abschließend in eine Gesamtbeurteilung ein und ergeben ein Ranking. Damit wird nicht nur für jedes Szenario eine Empfehlung für eine gewisse Technologie abgegeben, sondern auch auf allgemeine Stärken und Schwächen der verschiedenen Lösungsmöglichkeiten hingewiesen. Dies ermöglicht die Einschätzung der Technologien über die gewählten Szenarien hinaus und ermöglicht eine Konservierung der Untersuchungsergebnisse. Der Leser wird dadurch in die Lage versetzt, sich in einer abschließenden und zusammenfassenden Bewertung einen schnellen Überblick über die Vor- und Nachteile aller untersuchten Lösungsvorschläge zu verschaffen.

Hinweis zur Sicherheit bei der Nutzung von Stromerzeugungssystemen

Veränderungen an Elektroanlagen wie beispielsweise der häuslichen Elektroinstallation dürfen nur von Elektrofachkräften durchgeführt werden. Insbesondere der Anschluss von Stromerzeugungsanlagen (wie sie auch im Folgenden beschrieben werden) an Elektroanlagen darf nur durch Elektrofachkräfte erfolgen. Ggf. muss auch der Stromnetzbetreiber über den Anschluss einer Stromerzeugungsanlage informiert werden bzw. diese genehmigen. Bei unsachgemäßer Ausführung kann Lebensgefahr bestehen, u.a. für die sich im Haushalt aufhaltenden Personen oder/und für Montagekräfte, die außerhalb des Haushaltes am Stromnetz arbeiten.



Ursachen und Auswirkungen eines flächendeckenden Stromausfalls

Damit ein geeignetes Inselsystem mit den zugehörigen Komponenten ausgelegt werden kann, muss zunächst ermittelt werden, wie es zu einem Stromausfall kommen kann und welche negativen Auswirkungen dadurch entstehen. Deshalb werden in den folgenden Abschnitten Ursachen und Auswirkungen eines flächendeckenden Stromausfalles erläutert. Zudem werden unterschiedliche Szenarien der möglichen Haushalte dargestellt, mit denen im weiteren Verlauf der Arbeit die Inselsysteme angepasst werden sollen.

Die Ursachen für einen flächendeckenden Stromausfall in Deutschland können unterschiedliche Ausprägung haben. Sie lassen sich im Wesentlichen auf zwei Arten reduzieren. Zum einen ist dies die physische Zerstörung oder Beschädigung von Elementen des Stromversorgungssystems (Kraftwerke, Umspann- und Schaltwerke mit Transformatoren und Schaltgeräten, Transportleitungen und Leitwarten) und zum anderen können Netzüberlastungen und Störungen der Systembilanz ebenfalls zum großflächigen Ausfall der Stromversorgung führen. Ein Grund hierfür könnte in Zukunft die Zunahme der Einspeisung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energiequellen sein. Vermehrter Stromhandel und die Energiewende zusammen bringen das Stromnetz physikalisch an den Rand der Leistungsfähigkeit, was immer häufiger zu einer Überlastung von Leitungen führt. ⁽¹⁾

Grundsätzlich kann gesagt werden, dass ein Stromausfall auf Grund einer physischen Beschädigung durchschnittlich wesentlich länger dauert, als ein Stromausfall auf Grund von Störungen der Systembilanz. Die Begründung hierfür ist, dass bei einer physischen Beschädigung das defekte Bauteil zunächst wieder instand gesetzt werden muss, was oft viel Zeit in Anspruch nimmt. ⁽²⁾

2.1 Naturkatastrophen und extreme Wetterereignisse

Durch Naturkatastrophen und extreme Wetterereignisse werden physische Schädigungen des Stromversorgungssystems hervorgerufen. 43 % aller Störungen in den Jahren 1992 bis 2002 wurden durch extreme Wetterereignisse hervorgerufen. Zu ihnen zählen unter anderem:

- Sturm/Tornado
- Gewitter
- Hochwasser
- Erdbeben
- Schneefall
- Kälte-/Hitzewelle
- Hagelschlag
- Dürreperioden
- Waldbrände

Diese Ereignisse können kaum verhindert werden und treten unterschiedlich je nach Region und Jahreszeit auf. Viele lassen sich gut vorhersagen, wie zum Beispiel Hochwasser. Andere hingegen sind langfristig schwer prognostizierbar, wie beispielsweise Stürme und Gewitter.

Die Auswirkungen auf die einzelnen Elemente der Stromversorgung sind unterschiedlich. So sorgt zum Beispiel eine Dürreperiode für eine Senkung des Wasserstandes der Flüsse und Kraftwerke müssen gegebenenfalls ihre Einspeisung verringern oder komplett vom Netz gehen. In Tabelle 2.1 sind die Gefährdungen durch die unterschiedlichen Wetterereignisse für verschiedene Elemente der Stromversorgung gezeigt.

Um die Gefährdung eines Stromausfalles zu reduzieren, werden zwar Schutzvorkehrungen getroffen, wie beispielsweise ein redundantes Auslegen von Strukturen, je nach Größe des betroffenen Gebietes sind diese aber nicht immer ausreichend.

Tabelle 2.1: Gefährdung der verschiedenen Elemente der Stromversorgung durch Naturereignisse. ⁽²⁾

	Kraftwerk	Trafo (eingehaust)	Trafo (freistehend)	Transportleitungen	Verteilernetz	Leitwarten
Sturm/Tornado	hohe Gefährdung	hohe Gefährdung	hohe Gefährdung	mittlere Gefährdung	mittlere Gefährdung	hohe Gefährdung
Gewitter	geringe Gefährdung	hohe Gefährdung	mittlere Gefährdung	mittlere Gefährdung	mittlere Gefährdung	hohe Gefährdung
Hochwasser	hohe Gefährdung	hohe Gefährdung	mittlere Gefährdung	geringe Gefährdung	geringe Gefährdung	mittlere Gefährdung
Erdbeben	hohe Gefährdung	mittlere Gefährdung	mittlere Gefährdung	hohe Gefährdung	hohe Gefährdung	mittlere Gefährdung
Schneefall	geringe Gefährdung	geringe Gefährdung	hohe Gefährdung	mittlere Gefährdung	mittlere Gefährdung	geringe Gefährdung
Dürreperiode	mittlere Gefährdung	geringe Gefährdung	geringe Gefährdung	hohe Gefährdung	hohe Gefährdung	geringe Gefährdung
Hagelschlag	hohe Gefährdung	geringe Gefährdung	hohe Gefährdung	geringe Gefährdung	geringe Gefährdung	geringe Gefährdung
Waldbrände	geringe Gefährdung	hohe Gefährdung	hohe Gefährdung	hohe Gefährdung	hohe Gefährdung	geringe Gefährdung

hohe Gefährdung
 mittlere Gefährdung
 geringe Gefährdung

In Deutschland geht eine Bedrohung von atmosphärischen Extremereignissen wie Gewitter, Stürme oder aber auch von extremen Hitzeperioden aus. Da im Zuge des Klimawandels und der globalen Erwärmung gerade diese Ereignisse in Mitteleuropa zunehmen, beziehungsweise sich ihre Ausprägungen verstärken werden, ist zukünftig mit einer Zunahme der wetterbedingten Störungen zu rechnen. ⁽²⁾

2.1.1 Technisches und menschliches Versagen

Wird von technischem Versagen gesprochen, ist damit der Ausfall oder das nicht ordnungsgemäße Funktionieren von technischen Anlagen und Steuerungseinrichtungen gemeint. Es entsteht durch Alterung und Verschleiß oder durch Konstruktions- und Designfehler. Außerdem kann mangelhafte Wartung den Ausschlag für ein technisches Versagen geben.

Das menschliche Versagen, also die unbeabsichtigten Fehler durch Handeln oder Nichthandeln eines Menschen oder dessen körperlich-geistigen Zustand, kann viele Ursachen haben. Unter anderem wären Defizite in der Organisationsstruktur von Prozessen, Übermüdung, mangelnde Konzentration und fehlendes Situationsbewusstsein zu nennen. ⁽²⁾

2.1.2 Vorsätzliche Handlung

Unter vorsätzlicher Handlung sind terroristische Anschläge oder Sabotagen zu verstehen. Sie können unterschiedlicher Motivation und Ausprägung sein. So sind Anschläge mit Sprengstoff auf Elemente der

Stromversorgung, aber auch Behinderungen des Personals oder gezieltes Fehlleiten möglich. Die Motivation kann in terroristische Angriffe, Erpressung und Sabotage unterschieden werden.

Die Vorhersage von vorsätzlichen Handlungen ist relativ schwierig, da sie meist unerwartet auftreten. Generell wird davon ausgegangen, dass mit Blick auf die weltpolitische Gesamtlage, die Gefahr von terroristischen Anschlägen für die Zukunft steigen wird. ⁽²⁾

2.1.3 Netzüberlastung und Störungen der Systembilanz

Um die Netzstabilität zu gewährleisten und dem Endkunden eine störungsfreie und qualitativ hochwertige Nutzung des Energienetzes zu ermöglichen, muss die Netzfrequenz bei einem Wert von 50 Hz gehalten werden (siehe auch Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)). ⁽³⁾ Dazu ist es notwendig, dass Stromerzeugung und -verbrauch zu jeder Zeit gleich groß sind. Fallen Kraftwerke aus oder kommt es zu einem sprunghaften Anstieg der Last, dann sinkt die Netzfrequenz. Kann die Netzregelung das weitere Absinken der Frequenz nicht verhindern, so werden schnell verfügbare Kraftwerke wie beispielsweise Gasturbinen hinzugeschaltet oder es werden Lasten vom Netz abgeschaltet (Lastabwurf). Hierzu gibt es einen Fünfstufenplan, der je nach Frequenz eine bestimmte Maßnahme wie in Tabelle 2.2 vorsieht.

Tabelle 2.2: Fünfstufenplan zur Beherrschung von Störungen mit Frequenzeinbruch. Modifiziert nach ⁽²⁾.

Frequenz [Hz]	Maßnahmen
49,8	Alarmierung des Personals, Einsatz noch nicht mobilisierter Kraftwerksleistungen, Lastabwurf durch Beenden eines eventuellen Pumpbetriebes
49,0	Unverzögerter Lastabwurf von 10 - 15 % der Netzlast
48,7	Unverzögerter Lastabwurf von weiteren 10 - 15 % der Netzlast
48,4	Unverzögerter Lastabwurf von weiteren 15 - 20 % der Netzlast
47,5	Abtrennen der Kraftwerke vom Netz

Sinkt die Netzfrequenz unter 47,5 Hz können Beschädigungen an den Generatoren in den Kraftwerken eintreten, da es zu unkontrollierten Resonanzschwingungen kommen kann. Ähnliche Auswirkungen hätte ein Absinken oder Ansteigen der Frequenz auf normale Verbraucher. ⁽⁴⁾

Durch den Fünfstufenplan kann der komplette Zusammenbruch der Stromversorgung verhindert werden. Ein Beispiel hierfür ist der 4. November 2006. An diesem Tag wurden europaweit ca. 15 Millionen Stromkunden vom Netz getrennt, wodurch ein Zusammenbruch des Netzes verhindert werden konnte. Auslöser dieses Zwischenfalles war die Abschaltung einer 380 kV-Höchstspannungsleitung in Norddeutschland, wodurch es zu Überlastungen der anderen Leitungen kam. ⁽²⁾

2.2 Klassifizierung eines Stromausfalles

Im weiteren Verlauf dieser Arbeit wird nicht mehr ein flächendeckender Stromausfall im Allgemeinen behandelt, sondern es wird zwischen verschiedenen Szenarien unterschieden. Grundlage für die Unterteilung sind die Ergebnisse der Länderübergreifenden Krisenmanagementübung (LÜKEX) 2004. Diese Übung wurde von Experten aus Politik, Wissenschaft und Wirtschaft analysiert und ausgewertet. Anhand der Ergebnisse ließen sich die Auswirkungen eines flächendeckenden Stromausfalles mit Hilfe von drei Ausfallszenarien darstellen. Diese drei Szenarien sind in Tabelle 2.3 zu erkennen. ⁽²⁾

Tabelle 2.3: Zur Auswirkungsanalyse eingesetzte Stromausfalltypen abhängig von den Stromausfalldauern. ⁽²⁾

Typ A	Typ B	Typ C
< 8 Stunden	8–24 Stunden	> 1 Tag

In Deutschland treten diese Typen unterschiedlich oft auf. In Europa kam es in den letzten Jahren (2003–2013) mehrmals zu großflächigen Stromausfällen. Zwei dieser Stromausfälle waren vom Typ A (August 2003 in London und September 2003 in Schweden und Dänemark). Des Weiteren trat ein Stromausfall vom Typ B (September 2003 in Italien) sowie vom Typ C (November 2005 in Deutschland) auf. Daran ist erkennbar, dass diese Ereignisse zwar nicht besonders häufig auftreten, aber doch wiederum nicht so selten, als dass sie unbeachtet bleiben könnten.

2.3 Auswirkungen eines flächendeckenden Stromausfalles

Wie bereits beschrieben, wurden am Beispiel Baden-Württembergs während der LÜKEX 2004 die Auswirkungen der unterschiedlichen Typen A–C auf kritische Infrastrukturen hin untersucht. Aus diesen Ergebnissen lassen sich auch Problemfragestellungen für die privaten Verbraucher ableiten.

Basisstationen und Vermittlungsstellen die nur mit unterbrechungsfreier Stromversorgung (USV), also beispielsweise mit einer kleinen Notfallbatterie als Notfallversorgung funktionieren, fallen relativ schnell aus. Andere Stationen hingegen, die mit einer richtigen Notstromversorgung (NSV), beispielsweise mit Dieselgeneratoren, ausgestattet sind, können ihre Funktion über einen längeren Zeitraum erfüllen.

Das heißt für die privaten Haushalte, dass es schon bei einem Stromausfall vom Typ B zu Überlastungen des Mobilfunknetzes kommen kann, je nach Anzahl der *Base Station Controller* (BSC) und *Mobile Switching Controller* (MSC) in der Umgebung mit NSV. Das Festnetz bietet eine bessere Möglichkeit zur Kommunikation, selbst beim Typ C werden ca. 80–90 % der Anschlüsse noch 3–4 Tage versorgt. Problematisch beim Telefonieren im Festnetz ist lediglich, dass die meisten Modems und Anschlüsse extern mit Strom versorgt werden müssten.

Andere Quellen gehen von abweichenden Zeitspannen aus. Dem Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung nach fallen bereits nach wenigen Stunden die Ortsvermittlungsstellen aus. Diese bilden jedoch ein sogenanntes ‚Nadelöhr‘, wodurch das Telefonieren über Festnetz oder Internet nur noch in der Nähe von zentralen Vermittlungsstellen mit NSV möglich ist. Auch beim

Mobilfunk fallen fast alle kleinen Vermittlungsstellen aus, sodass nur in der Nähe von zentralen Vermittlungsstellen telefoniert werden kann.⁽⁵⁾ Nach MANSMANN wird hingegen davon ausgegangen, dass zumindest das Vodafone-Netz flächendeckend genutzt werden kann.⁽⁶⁾

Tabelle 2.4: Auswirkungen von Stromausfällen bei Informations- und Kommunikationstechnologien.⁽²⁾

Bereich	Typ A (< 8 h)	Typ B (8–24 h)	Typ C (> 24 h)
Mobilfunk	<ul style="list-style-type: none"> - sofortiger Ausfall ungesicherter Basisstationen - Ausfall USV-gesicherter Basisstationen (2 h) - Ausfall zentraler Verbindungsstationen (Base Station Controller (BSC)) (ca. 4–6 h) - Überlastung der Netze 	<ul style="list-style-type: none"> - Ausfall von Mobilfunktelefonen (je nach Ladezustand des Akkus) - Ausfall Notstrom versorgter Basisstationen 	<ul style="list-style-type: none"> - Treibstoffmangel für die Notstromversorgung - Ausfall von Mobilfunk-Schaltzentralen (Mobile Switching Center (MSC)) (ca. 4 Tage) - Ausfall mobiler Telefongeräte (ca. 4–6 Tage ohne Gespräche)
Festnetz	<ul style="list-style-type: none"> - Ausfall von schnurlosen Telefonen (ohne Akku in Basisstation) - Ausfall von ISDN-Telefonen ohne Notbetriebsmodus - Ausfall von DSL-Modem/Router - Ausfall von Kabelmodems - kurzfristige Netzunterbrechungen - Ausfall von USV Vermittlungsstellen - Aktivierung von NSV Vermittlungsstellen 	<ul style="list-style-type: none"> - Ausfall von Schnurlostelefonen (mit Akku in Basisstation, je nach Ladezustand) - Ausfall von ISDN-Telefonen mit Notbetriebsmodus - Teilausfälle im Netz - Ausfall kleinerer Vermittlungsstellen 	<ul style="list-style-type: none"> - Ausfall von Schnurlostelefonen (mit Akku in Basisstation, je nach Ladezustand) - Ausfall der NSV zentraler Vermittlungsstellen (ca. 3–4 Tage) - Treibstoffmangel für die Notstromversorgung

Ähnliche Tabellen lassen sich für alle anderen kritischen Infrastrukturen ebenfalls erstellen und sind Quelle⁽²⁾ zu entnehmen. Neben den bereits genannten Problemen bei der Kommunikation der privaten Haushalte werden im Folgenden die weiteren Auswirkungen der Typen A–C kurz zusammengefasst. Hierbei werden aus Übersichtsgründen nur die überlebensnotwendigen Aspekte wie beispielsweise Wasserversorgung oder medizinische Versorgung betrachtet. Auf Grund dieser Auswirkungen lassen sich wichtige und notwendige Maßnahmen ableiten, die es zu beachten gilt, wenn für einen Stromausfall vorgesorgt werden soll. Insbesondere lassen sich dadurch Geräte und Funktionen identifizieren, die durch eine NSV abgedeckt werden müssen und deshalb für die Auslegung von NSV-Systemen relevant sind.⁽²⁾

2.3.1 Folgen eines Stromausfalls vom Typ A (< 8 h)

Auch bei einem relativ kurzen Stromausfall kommt es bereits zu erheblichen Einschränkungen für die Bevölkerung. Durch den Stromausfall kann es zu einer Störung der Wasserversorgung kommen. Die Ursache liegt im Ausfall der Pumpen der Wasserversorgungsunternehmen, die über keine NSV verfügen. Dadurch sinkt der Wasserdruck und das Wasser kann besonders bei langen Leitungen im ländlichen Bereich nicht mehr bis zum Endverbraucher gelangen.⁽¹⁾

Die Versorgung mit Lebensmitteln ist ebenfalls stark eingeschränkt, da die meisten großen Supermärkte elektronische Kassen haben. Ein manuelles Abkassieren ist meist auf Grund organisatorischer und logistischer Probleme nicht möglich (detailliertere Ausführungen sind Quelle ⁽⁷⁾ zu entnehmen). Ebenso entfällt die Möglichkeit, sich Bargeld am Geldautomaten zu beschaffen. ⁽⁷⁾

Ähnlich wie die Kassen der Supermärkte arbeiten auch die Kassen der Tankstellen elektronisch. Neben der nicht mehr möglichen Kraftstoffabrechnung kommt der generelle Ausfall aller Zapfsäulen hinzu. Dies bedeutet, dass auch keine Versorgung mit Kraftstoff mehr möglich ist.

„Da Krankenhäuser über eine geeignete NSV verfügen müssen, die den Betrieb essenzieller Systeme für 24 Stunden aufrechterhält, bleibt die stationäre medizinische Versorgung in Kernbereichen weitestgehend funktionsfähig. Bei niedergelassenen Ärzten ohne geeignete NSV kann es zum Ausfall beispielsweise von Diagnosegeräten kommen. Stärkere Auswirkungen hat ein Stromausfall auf die häusliche Pflege, da hier alle (elektronischen) medizinischen Geräte ausfallen. Dies hat einen erhöhten Andrang auf Krankenhäuser, Dialysezentren und Ärztehäuser zur Folge. (2)“

2.3.2 Folgen eines Stromausfalls vom Typ B (8–24 h)

Beim Typ B kommen zu den bereits beschriebenen Auswirkungen des Typs A noch weitere Einschränkungen hinzu. Die Versorgung mit Arzneimitteln und Medizinprodukten ist nur noch begrenzt möglich, da durch den Stromausfall die Produktion und Kühlung der Arzneien eingestellt oder aber zumindest stark behindert werden. Außerdem fallen die Lagerungs- und Kassensysteme der Apotheken aus. Ein weiterer kritischer Punkt ist der Ausfall von Toiletten im Haushalt.

Ein geplanter Schritt zur Versorgung mit Kraftstoffen, ist die Ausstattung von Schwerpunkttankstellen mit mobilen NSV und Pumpen, um den Betrieb wenigstens partiell wieder zu ermöglichen.

2.3.3 Folgen eines Stromausfalls vom Typ C (> 24 h)

Bei einem flächendeckenden Stromausfall, der länger als 24 Stunden anhält, ergeben sich weitere Beschränkungen und Folgen für die Bevölkerung.

Die Wasserversorgung und alle weiteren kritischen Infrastrukturen die mit NSV betrieben wurden, fallen spätestens nach fünf Tagen aus, einige bereits nach zwei Tagen. Ausschlaggebend hierfür ist der Mangel an Treibstoff, der durch Engpässe in der Kraftstoffversorgung entsteht. Nach maximal fünf Tagen ist der Vorrat an Treibstoff der einzelnen Infrastrukturen aufgebraucht. Das heißt, es gibt im gesamten Gebiet des Stromausfalles nur noch vereinzelt laufende Generatoren im Inselbetrieb.

Zusätzlich kann es zu Überflutungen von tief gelegenen Straßen oder Unterführungen kommen, da die Abwasserentsorgung stillsteht und die Kanalisation verstopft. Je nach Witterung kann es deshalb auch zu Seuchengefahr oder Hygieneproblemen kommen. ⁽²⁾

2.4 Detaillierung der zu untersuchenden Szenarien

In Deutschland existieren keine festen Definitionen über die Anzahl von Wohnungen in Mehrfamilienhäusern, da, wie in Abbildung 2.1 zu sehen ist, die Anzahl der Wohnungen auch unter den Bundesländern stark schwankt.

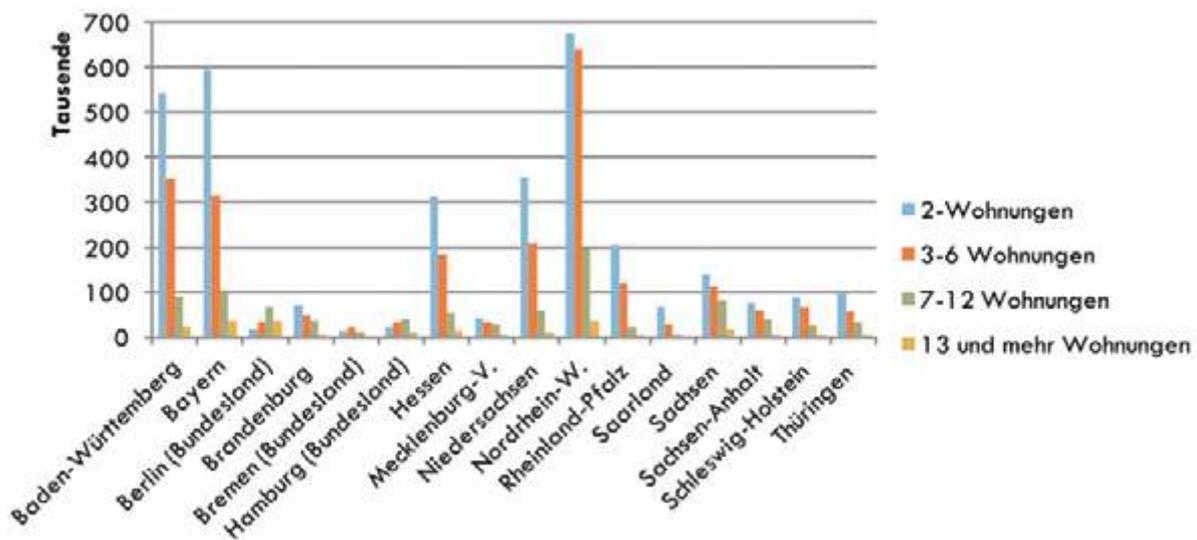


Abbildung 2.1: Anzahl der Wohnungen in Mehrfamilienhäusern nach Bundesländern (Stand 2013). ⁽⁸⁾

Um auswertbare Ergebnisse für ein Mehrfamilienhaus zu erhalten, muss dieser Wert berechnet oder geschätzt werden. Deshalb wurde die durchschnittliche Wohnungsanzahl pro Mehrfamilienhaus im bundesweiten Mittel $\overline{n_{\text{Wohnung}}}$ entsprechend Gleichung (1) berechnet.

$$\overline{n_{\text{Wohnung}}} = \frac{\sum_{j=1}^4 \sum_{i=1}^{16} x_{i,j} \cdot n_j}{\sum_{j=1}^4 \sum_{i=1}^{16} x_{i,j}} \quad (1)$$

Hierbei steht i für die einzelnen Bundesländer und j für die Anzahl der Wohnungen. Für $x_{i,j}$ wurden die entsprechenden Werte Tabelle A.1 bis Tabelle A.4 im Anhang A entnommen. ⁽⁸⁾ Für n_j wurden die in Tabelle 2.5 gezeigten Werte eingesetzt.

Tabelle 2.5: Zur Berechnung der durchschnittlichen Wohnungsanzahl pro Mehrfamilienhaus herangezogene Werte. ⁽⁸⁾

Wohnungen	2	3-6	7-12	13 und mehr
durchschnittliche Anzahl n_j	2	4,5	9,5	20

Demnach ergibt sich für $\overline{n_{\text{Wohnung}}}$ ein Wert von ca. 4,5. Dieser Mittelwert wird im weiteren Verlauf der Arbeit bei den Berechnungen zu Grunde gelegt. Je nach Bebauung und Bevölkerungsdichte kann dieser Wert in der Realität in unterschiedlichen Regionen und Städten stark abweichen. Für Hamburg betrachtet wäre der Wert bei $\overline{n_{\text{Wohnung}}}$ ca. 7,4, im Landkreis Elbe-Elster (Brandenburg) läge er hingegen bei unter drei. Die Verwendung des bundesweiten Durchschnitts kann also nur als Näherung betrachtet werden. Eine spezifische Erarbeitung von Anforderungen bei Mehrfamilienhäusern mit einer signifikant abweichenden Zahl von Wohnungen kann damit nicht ersetzt werden, liefert jedoch erste Hinweise für die Anforderungen an NSV-Systeme.

Für eine „kleine Siedlung“ (KS) gibt es ebenfalls keine feste Definition. Nach den United Nations (UN) gibt es unterschiedliche Methoden, ab wann festgelegt wird, dass eine Siedlung zum Beispiel eine Stadt ist. Eine mögliche Methode ist eine Festlegung anhand der Einwohnerzahl. In Deutschland gilt eine Siedlung als Stadt, wenn sie über mehr als 2.000 Einwohner verfügt. ⁽⁹⁾ In dieser Arbeit wird eine kleine Siedlung als eine Siedlung mit ca. 100 Einwohnern festgelegt. Die Zusammensetzung der Siedlung aus Ein- und Mehrfamilienhäusern wird aus dem Durchschnitt im bundesweiten Vergleich erstellt. Tabelle A.1 bis Tabelle A.4 im Anhang A nach sind 65,1 % der Gebäude Einfamilienhäuser (EFH) und der Rest Mehrfamilienhäuser (MFH). ⁽⁸⁾

In ganz Deutschland gibt es 41.298.747 Wohnungen (EFH und MFH zusammen) auf 80.209.980 Einwohner. Das heißt, dass in jeder Wohnung durchschnittlich $\frac{80.209.980}{41.298.747} = 1,94$ Einwohner leben. Für die Zusammensetzung der Siedlung mit der Einwohnerzahl der kleinen Siedlung ($E_{\text{KS}} = 100$) kann nun ein Gleichungssystem nach den Gleichungen (2) bis (5) aufgestellt werden, um die Anzahl der EFH n_{EFH} und der MFH n_{MFH} zu erhalten.

$$n_{\text{EFH}} \cdot \text{Einwohner je Wohnung} + n_{\text{MFH}} \cdot \overline{n_{\text{Wohnung}}} \cdot \text{Einwohner je Wohnung} = E_{\text{KS}} \quad (2)$$

$$\frac{\text{prozentualer Anteil EFH}}{\text{prozentualer Anteil MFH}} \cdot n_{\text{MFH}} = n_{\text{EFH}} \quad (3)$$

Das Einsetzen der Werte ergibt:

$$n_{\text{EFH}} \cdot 1,94 + n_{\text{MFH}} \cdot 4,5 \cdot 1,94 = 100 \quad (4)$$

$$\frac{0,651}{0,349} \cdot n_{\text{MFH}} = n_{\text{EFH}} \quad (5)$$

Wird dieses Gleichungssystem gelöst, ergibt sich für n_{EFH} ca. 15 und n_{MFH} ca. 8. Dem zufolge besteht eine kleine Siedlung durchschnittlich aus 15 EFH und 8 MFH, wenn der bundesweite Mittelwert angenommen wird. Diese Zusammensetzung kann sich, wie bereits bei $\overline{n_{\text{Wohnung}}}$ angesprochen, je nach Region stark unterscheiden. Sie bietet aber für die weiteren Berechnungen eine hinreichend genaue Grundlage.



Analyse der notwendigen
Basisstromversorgung anhand
ausgewählter Szenarien

Im folgenden Kapitel soll nun ein geeignetes Photovoltaik-System (PV-System) für die Notstromversorgung (NSV) der einzelnen Szenarien ausgelegt und dimensioniert werden. Dazu muss zunächst der Energiebedarf der Haushalte ermittelt werden, der während eines Stromausfalles benötigt wird.

Auf Grund des Energiebedarfs, der Sonnenstunden und der Einstrahlung kann anschließend die Größe der PV-Anlage ausgewählt werden. Gegebenenfalls muss noch zusätzlich über eine Hybrid-Lösung mit Generatoren nachgedacht werden, falls die benötigte Energie nicht von der PV-Anlage allein bereitgestellt werden kann.

Weitere Punkte, die beachtet werden müssen, sind die Ausfallsicherheit beziehungsweise der Schutz der NSV und die Größe und Art des Energiespeichers.

Zu der Leistungsbilanz der Szenarien gehört neben der benötigten elektrischen Leistung auch noch der Tages- und Jahreslastgang. Der Lastgang gibt die Leistungsanforderung über den Tag/das Jahr wieder. Am Lastgang kann erkannt werden, zu welchen Zeitpunkten wie viel Leistung von den Verbrauchern angefordert wird. An diesen Werten können beispielsweise die Speicher besser und genauer ausgelegt werden.

Um einen repräsentativen Durchschnittsbedarf der benötigten Leistungs- und Energiemenge einer Notstromversorgung unterhalb der KRITIS-Schwelle zu erhalten, wurden die folgenden Szenarien in Zusammenarbeit mit dem Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (BBK) entwickelt und in Tabelle 3.1 aufgelistet. Dabei unterscheiden sich die Szenarien 1–4 im Wesentlichen durch die benötigte Leistungs- und Energiemenge. Das Szenario 5 „Aufrechterhaltung der Drainage-Funktion eines Hauses mit Tauchpumpe“ ist optional und wird als zusätzlicher elektrischer Verbraucher zu den bereits entwickelten Szenarien 1–4 betrachtet.

Tabelle 3.1: Übersicht der entwickelten Szenarien zur Auslegung einer Notstromversorgung basierend auf einem photovoltaischen System.

Szenario	Definition
1	Stromversorgung einer alleinerziehenden Person mit zwei Kindern
2	Stromversorgung einer Heizungsanlage eines Einfamilienhauses
3	Stromversorgung eines Mehrfamilienhauses
4	Stromversorgung einer kleinen Siedlung
5	Aufrechterhaltung der Drainage-Funktion eines Hauses mit Tauchpumpe (optional)

Bei der Auswahl der benötigten Verbraucher werden nur die zum Leben notwendigen Geräte in Betracht gezogen. Des Weiteren werden Überlegungen getroffen, wie diese Geräte eventuell durch einfachere, kleinere Instrumente ersetzt werden könnten (zum Beispiel die Deckenbeleuchtung durch Taschenlampen oder Kerzen).

Für die Szenarien wird deshalb zunächst eine Liste der Verbraucher aufgestellt, mit Hilfe derer dann E_1 nach Gleichung (37) aufgestellt wird. Anschließend wird unter Berücksichtigung der Versuchsergebnisse und der Einstrahlungskarten der benötigte Flächenbedarf der PV-Anlage errechnet. Dieses geschieht zum einen nach den drei unterteilten Regionen, zum anderen nach Sommer (Mai bis August) und Winter

(November bis Februar). Je nach Größe der Solarmodule wird dann die Machbarkeit analysiert und gegebenenfalls nach Alternativen gesucht.

Für die Einstrahlungen im Winter und Sommer wird der Monat mit dem niedrigsten Wert ausgewählt, um eine hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Im Sommer ist dies der August, im Winter der Januar (vgl. Abbildung A.2 und Abbildung A.3 im Anhang A).

Tabelle 3.2: Globalstrahlung in den drei Regionen NW, NO und S. ^(10,11)

Region		Nord-West	Nord-Ost	Süd
Globalstrahlung pro Monat [kJ/m ²]	Sommer	128	135	146
	Winter	18	21	28
Globalstrahlung pro Tag [J/m ²]	Sommer	4129,0	4354,8	4709,7
	Winter	580,6	677,4	903,2

3.1 Szenario 1: Alleinerziehende Person mit zwei Kindern

Szenario 1 soll den Energiebedarf einer alleinerziehenden Person mit zwei Kindern beschreiben. Der Energiebedarf ist abhängig von der Art der Verbraucher und wie oft diese genutzt werden. Da je nach Alter der Kinder unterschiedliche Energiemengen benötigt werden, wird in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass zumindest eines der Kinder unter zwei Jahren ist. Der Grund hierfür ist, dass Kinder unter zwei Jahren einen höheren Energieverbrauch haben als ältere Kinder. Der höhere Energiebedarf wird durch die Notwendigkeit der Fläschchen-/Babynahrungserwärmung oder Wärmelampen zum Wickeln hervorgerufen. Die Häufigkeit und Zeitangaben der einzelnen Tätigkeiten sind Erfahrungswerte, die mit einem vierzehn Monate alten Kleinkind gemacht wurden. Je nach Bedürfnissen jedes einzelnen Kindes können diese Werte entsprechend abweichen.

3.1.1 Verbraucher

Verbraucher lassen sich in fünf wichtige Kategorien unterteilen. Die Kategorien sollen im weiteren Verlauf abgearbeitet und die Verbraucher benannt werden. Zum Schluss werden alle Verbraucher in einer Tabelle mit ihrer Nutzungsdauer zusammengefasst und der gesamte Energiebedarf wird errechnet.

Nahrung zubereiten: Bei einem längeren Stromausfall ist es notwendig, auch warme Mahlzeiten zuzubereiten. Sofern nicht ein Gasherd im Haus installiert ist (und die Gaszufuhr noch funktionsfähig ist), ist die Zubereitung mit dem herkömmlichen Herd nicht möglich. Einige Haushalte verfügen über Doppel-Herdplatten für die Steckdose. Mit einer Leistung von durchschnittlich 2500 W benötigen sie jedoch viel Energie. ^(12,13) Es ist schon ohne direktes Nachrechnen und Auslegen der PV-Anlage offensichtlich, dass diese Leistung nur schwer von der Anlage bereitgestellt werden kann. Daher sollten auf kleine Campingkocher mit Gas oder den Grill mit Holzkohle zurückgegriffen werden.

Für Babynahrung wird häufig kochendes Wasser benötigt, besonders für Muttermilchersatz. Der durchschnittliche Wasserkocher benötigt eine Leistung von 2340 W. ⁽¹⁴⁾ Um 500 mL Wasser (Mindestmenge) zum Kochen zu bringen werden ca. 1,5 min gebraucht. Im Gegensatz zu den Kochfeldern ist es hier nur schwer möglich und nicht sinnvoll, auf die Campingkocher zu wechseln, da das ständige Erhitzen von Wasser die Gasreserven beeinträchtigt. Außerdem ist die kurze Leistungsanforderung der Wasserkocher nicht mit dem Verbrauch bei der Zubereitung eines Essens zu vergleichen.

Sofern das Kind nicht mehr auf Muttermilch angewiesen ist, muss lediglich das Mittagsgläschen erwärmt werden. Hierzu eignen sich Babykosterwärmer. Sie brauchen im Durchschnitt 150 W und erwärmen das Essen in vier bis acht Minuten. ⁽¹⁵⁾ Die Babykosterwärmer eignen sich auch zum Erwärmen von (tiefgekühlten) Fläschchen. Um den Energieverbrauch zu verringern, sollten diese jedoch vor dem Erhitzen aufgetaut werden. Für die Energiebilanz wird zwischen Mittagsgläschenerhitzen (A) und (Muttermilch-) Fläschchenerhitzen (B) unterschieden.

Für die Berechnungen wird angenommen, dass in 24 h fünf Mal Nahrung für das Kleinkind zubereitet werden muss. Diese Anzahl unterscheidet sich nicht nach den Jahreszeiten.

Nahrung kühlen (Lagern): Viele Lebensmittel müssen gekühlt gelagert werden, damit sie nicht verderben. Dazu zählen unter anderem Fleisch und Milchprodukte. Theoretisch wäre es möglich den Kühlschrank unter Zuhilfenahme eines Wechselrichters (WR) an das Inselssystem anzuschließen. Dabei sind aber einige Dinge zu beachten. Fast alle Hauskühlschränke sind mit einem Kompressor betrieben. Der Kompressor wird durch einen Elektromotor (synchron oder asynchron) realisiert. Zum Anlaufen benötigt er einen sehr hohen Anfangsstrom, da ein künstliches Drehfeld erzeugt werden muss. Dieser Anfangsstrom ist je nach Gerät ein Vielfaches des normalen Betriebsstroms. Teilweise wird ein bis zu siebenfacher Wert angegeben, in anderen Erfahrungsberichten und Messergebnissen schwankt der Wert zwischen einem fünffachen und zehnfachen Wert. ⁽¹⁶⁾

Alte Kühlschränke haben einen Anschlussleistung $P_{\text{Kühl}}$ von 200 W bis 300 W, neue Geräte (2013) liegen je nachdem ob mit oder ohne integriertem Gefrierfach zwischen 70 W und 90 W oder Kühlkombinationen zwischen 90 W und 195 W. ^(17,18) Aus dieser Angabe lässt sich der Betriebsstrom I_B nach Gleichung (6) berechnen.

$$I_B = \frac{P_{\text{Kühl}}}{U_B} \quad (6)$$

Mit Hilfe von I_B lässt sich nach Gleichung (7) ungefähr der Anfangsstrom I_A errechnen, sofern er nicht durch direkte Messungen ermittelt werden kann. Weil in den Haushalten eine Vielzahl von verschiedenen Kühlgeräten steht, wird I_A auf diesem Wege bestimmt.

$$I_A \approx 7 \cdot I_B \quad (7)$$

I_A fließt nur für eine kurze Zeit (ca. 0,3–0,5 s), ist aber dennoch von großer Bedeutung, da sowohl Batterie, Laderegler als auch Wechselrichter für dementsprechend hohe Leistungen beziehungsweise Ströme ausgelegt sein müssen. Bei einem 100 W-Kühlschrank müsste der Wechselrichter also mindestens für 700 W ausgelegt sein (zumindest für kurzfristige Überlastungen). Dieser Umstand hat wieder Auswirkungen auf den Wirkungsgrad und somit die Verlustleistung innerhalb des Wechselrichters.

Der Wirkungsgrad eines Wechselrichters wird im optimalen Arbeitsbereich (zwischen 50 % und 100 % der Nennleistung) angegeben. Sinkt die Leistung, so sinkt auch der Wirkungsgrad.⁽¹⁹⁾ Bei dem beschriebenen Beispiel liegt die Leistung bei nur 14 % der Nennleistung. Bei einem WR wie in Abbildung 3.1 würde das einen zusätzlichen Verlust von 5 % bedeuten.

Für den Anfangsstrom auf der Verbraucherseite ergibt sich $I_A = 3,04$ A. Dieser Wert erscheint relativ gering. Wird der Strom auf Generatorseite nach den Gleichungen (6), (37) und (38) bestimmt, so ergibt sich Gleichung (8).

$$I_A = \frac{P}{U_B} = \frac{P}{U_B \cdot \eta_{WR}} = \frac{700 \text{ W}}{12 \text{ V} \cdot 0,95} = 61,4 \text{ A} \quad (8)$$

Dieser hohe Strom belastet, sofern alle anderen Bauteile für ihn ausgelegt sind, die Batterie enorm. Bei einer Kapazität $C_{10} = 100$ Ah würde I_A zu einer Reduzierung der Kapazität auf unter 55 Ah führen, wenn er längere Zeit anliegt.⁽²⁰⁾ Da er nur kurz anliegt, sind die Auswirkungen nicht gravierend, sollten jedoch nicht außer Acht gelassen werden. Dennoch muss der zusätzliche Verlust durch die Überdimensionierung des Wechselrichters auf Grund des Kühlschranks mit berücksichtigt werden.

Nach dem Anfangsstrom benötigt der Kühlschrank nur die im Datenblatt angegebene Leistung. Er kühlt solange, bis die eingestellte Temperatur im Innern erreicht ist, danach schaltet er ab. Je nach Isolierung des Kühlschranks kann es also mehrfach am Tag zum Einschalten des Kühlschranks kommen. Im Umkehrschluss bedeutet es aber auch, dass die Energie des Kühlgerätes pro Tag nicht einfach aus der Multiplikation von 24 Stunden und der Leistungsangabe ergibt. Aus diesem Grund geben viele Hersteller den Jahres- und Tagesverbrauch explizit an. Er liegt pro Tag im Mittel bei kleineren Kühlschränken bei 0,34 kWh Kühlschränken mit integriertem Gefrierfach bei 0,5 kWh und Kühlkombinationen bei 0,77 kWh. Da fast alle der alleinerziehenden Haushalte eines dieser Geräte besitzt, wird für die Energiebilanz der Mittelwert von 0,54 kWh pro Tag angenommen.⁽²¹⁾

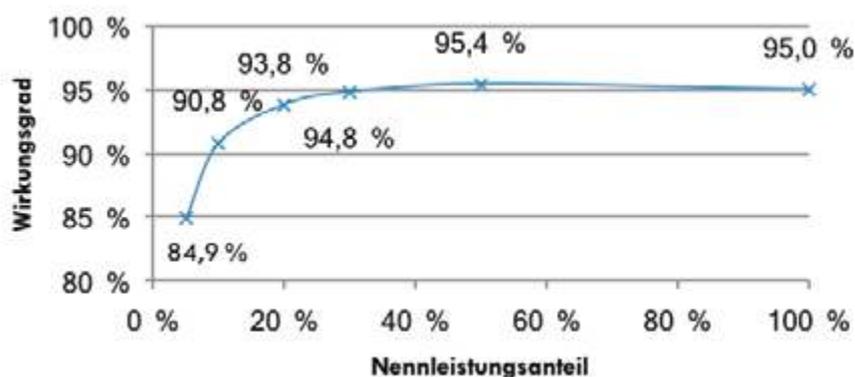


Abbildung 3.1: Wirkungsgrad eines WR in Abhängigkeit zum Nennleistungsanteil. Modifiziert nach⁽¹⁹⁾.

Anstatt einen Haushaltskühlschrank an den Wechselrichter anzuschließen, besteht noch die Möglichkeit eine 12 V-Kühlbox aus dem Campingbereich zu nutzen. Die meisten dieser Geräte, besonders die kostengünstigeren, sind Peltierkühlschränke. Sie arbeiten mit Halbleiterelementen, die sich gerade für Gleichstrom (DC) gut eignen. Allerdings ist die Kühlleistung dieser Geräte nicht besonders gut, ebenso wie die Isolierung. Darum müssen diese Kühlgeräte fast durchgehend laufen (18 h), um eine adäquate

Kühlung zu gewährleisten. Der Vorteil liegt bei ihnen darin, dass sie direkt an den Laderegler angeschlossen werden könnten. Manche Geräte können auch an 230 V_{AC} angeschlossen werden. Sofern ein Wechselrichter bereits wegen anderer Geräte vorhanden ist, bietet sich dies an, da sich zum einen der Nennleistungsanteil erhöht und somit der Wirkungsgrad des WR verbessert wird. Zum anderen weil der Verbrauch bei einigen Geräten mit 37 W bis 41 W mit Wechselstrom (AC) trotz Verluste durch den WR immer noch geringer ist als der Verbrauch mit DC von 47 W. ⁽²²⁾ Teurere und effektivere 12 V-Kühlboxen werden wiederum mit Kompressoren betrieben. Sie haben einen höheren Anschlusswert und haben wieder den Nachteil des hohen Anfangsstromes. Außerdem sind sie im Vergleich zu den Peltiergeräten sehr kostenintensiv in der Anschaffung.

Im Winter müssen die Kühlgeräte nicht verwendet werden, da die Außentemperatur in der Regel so kalt ist, dass verderbliche Lebensmittel im Schatten außerhalb der Wohnung gelagert werden können. Außerdem kann bei allen Geräten durch besondere Energiesparmaßnahmen der Verbrauch gesenkt werden. Zu nennen ist hier beispielsweise das nur kurze Öffnen der Geräte, bei wenig Füllvolumen zusätzliche Dämmung einbauen, etc. Sie können in der entsprechenden Literatur oder im Internet nachgelesen werden.

Raumwärme (Heizen): Wenn im Winter der Strom ausfällt und die Heizung entweder elektrisch betrieben wird oder aber die Steuerung und Pumpen im MFH ausfallen, so muss auch für die nötige Raumwärme gesorgt werden. In den meisten Ratgebern zu Stromausfällen wird angegeben, dass in Deutschland die fehlende Heizung durch genügend dicke Kleidung kompensiert werden kann. ^(23,24) Für Kleinkinder gilt dies nur bedingt. Speziell die besonders Kleinen müssen beim Wickeln zum Teil komplett entkleidet werden (zum Beispiel wenn auch der Body komplett durchnässt ist). Je nach Dauer des Stromausfalles kann die Wohnung dann schon eine empfindlich niedrige Temperatur haben und es besteht ein Gesundheitsrisiko.

Deshalb sollte zumindest zum Wickeln eine Heizlampe eingeplant werden. Viele Eltern besitzen ohnehin einen Heizstrahler über dem Wickeltisch. Die meisten Modelle benötigen 600 W. ⁽²⁵⁾ Pro Tag muss zwischen fünf und zehn Mal gewickelt werden. Durchschnittlich dauert das Wickeln ca. fünf Minuten. Während dieser Zeit sollte der Heizstrahler laufen. Beziehungsweise sollte er eine halbe Minute vorher angeschaltet werden, um ihn und den Platz aufzuwärmen und eine halbe Minute vor dem Wickelende wieder abgeschaltet werden, um Strom zu sparen.

Die Wohnräume könnten ebenfalls mit Heizstrahlern erwärmt werden, deren Verbrauch liegt jedoch bei durchschnittlich 2100 W, also ähnlich hoch wie bei den Herdplatten. ⁽²⁶⁾ Zusätzlich benötigen sie eine lange Nutzungsdauer um einen Raum zu wärmen. Darum werden sie ebenfalls nicht weiter betrachtet.

Umgekehrt zu der Kühlung wird die Heizung nur im Winter benötigt.

Beleuchtung: Um sich abends oder nachts gefahrlos in seiner Wohnung bewegen zu können, muss eine Beleuchtung der Räume sichergestellt werden. Bei einer allein erziehenden Person mit zwei Kindern beträgt die durchschnittliche Anzahl der Zimmer drei. ⁽²⁷⁾ Dazu kommen noch zusätzlich ein Badezimmer und eine Küche. Das heißt es müssen fünf Räume beleuchtet werden.

Seit dem 01.09.2012 dürfen keine herkömmlichen Glühbirnen mehr vertrieben werden. Deshalb wird in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass sämtliche Beleuchtung durch Energiesparlampen realisiert wird.

Sie verbrauchen sehr viel weniger Energie als herkömmliche Glühbirnen. Der Verbrauch liegt zwischen 5 W und 22 W. In der Literatur wird meistens mit einem Wert pro Lampe von 12 W gerechnet. ^(28,29)

Normale Energiesparlampen werden an das AC-Netz angeschlossen. Es besteht aber auch die Möglichkeit, Energiesparlampen oder Leuchtdioden (LEDs) aus dem Campingbereich an das DC-Netz anzuschließen. Deren Anschlussleistung liegt im Durchschnitt bei 9 W. ⁽³⁰⁾

Die Beleuchtung wird antizyklisch zum Strahlungsangebot genutzt. Im Sommer ist deshalb die Nutzungsdauer geringer (ca. 2 h), da dann die Sonne von früh morgens bis spät in den Abend scheint. Im Winter geht sie erst spät auf und versinkt zum Teil schon vor 17:00 Uhr wieder. Deshalb ist die Nutzungsdauer höher (ca. 6 h) als im Sommer.

Kommunikation/Information: Es ist besonders wichtig im Katastrophenfall, also auch bei einem großflächigen Stromausfall, die Kommunikation und Informationsgewinnung aufrecht zu erhalten. Das heißt, es sollte die Möglichkeit bestehen, mit den verschiedenen Notfalldiensten in Kontakt zu treten. Es sollte aber auch ein Zugang zum öffentlichen Rundfunk bestehen, damit allgemeine Meldungen und Anweisungen der Behörden empfangen werden können.

Darum sollte zum einen ein Radio aufgestellt werden und zum anderen das Hausteleson oder Handy betriebsbereit gehalten werden. Der Ausstattungsgrad von Radios in Haushalten liegt bei 90 %. ⁽³¹⁾ Je nach Funktionen und Alter des Gerätes schwankt der Energiebedarf. Deshalb wird ein Mittelwert von 14 W angenommen. ⁽³²⁾ Da es nur sinnvoll ist, das Radio im Betrieb zu halten solange wichtige Nachrichten gehört werden, wird mit einer Nutzungsdauer pro Tag von 16 Stunden kalkuliert (es wird mit acht Stunden Schlaf gerechnet).

Bei den alleinerziehenden Haushalten liegt der Ausstattungsgrad von Handys bei 98,1 %, der Ausstattungsgrad von Telefonen beträgt 100 %. Somit besteht für fast jeden Haushalt die Wahl, ob das Handy oder das Hausteleson als Notfallkommunikation genutzt werden soll.

Durchschnittlich ergibt sich für die Bereitschaftszeit 555 h, für die Sprechzeit 1074 min und die Akkuleistung 2113 mAh. ⁽³³⁾ Diese Werte eignen sich für eine grobe Abschätzung des Energiebedarfs der Handys. Die Handyakkus werden mit $U = 5 \text{ V}$ geladen. Mit $C_{\text{Handy}} = 2113 \text{ mAh}$ des Handys lässt sich die Energieaufnahme für eine Vollladung des Akkus nach Gleichung (9) berechnen.

$$E_{\text{Handy}} = C_{\text{Handy}} \cdot U = 2113 \text{ mAh} \cdot 5 \text{ V} = 10,565 \text{ Wh} \quad (9)$$

Während eines Stromausfalles sollte die Kommunikation des Handys nur auf das nötigste beschränkt werden. Darum wird angenommen, dass das Handy nur eine Stunde pro Tag genutzt wird. Um die Reichweite t_{Akku} des Akkus zu berechnen, lässt sich Gleichung (10) aufstellen.

$$t_{\text{Akku}} = \left(\frac{\text{Standby-Zeit}}{555 \text{ h}} + \text{Betriebszeit} \cdot \frac{60}{1074 \text{ h}} \right)^{-1} = \left(\frac{23 \text{ h}}{555 \text{ h} \cdot \text{d}} + \frac{1 \cdot 60 \text{ h}}{1074 \text{ h} \cdot \text{d}} \right)^{-1} = 10,3 \text{ d} \quad (10)$$

Damit ergibt sich für den täglichen Verbrauch ein Wert von 1,02 Wh.

Der durchschnittliche Standby-Verbrauch moderner Haustelegone liegt bei 2,2 W. ^(34,35) Andere Quellen geben für Telefone eine Leistung von 2 W an. ⁽³⁶⁾ Daher wird mit einem Wert von 2 W gerechnet, da für zukünftige Planungen die Leistung sich dem Wert 0,81 W (moderne Telefone mit Eco-Modus) weiter nähern wird. Sofern nicht gewünscht ist die gesamte Zeit erreichbar zu sein, kann das Telefon ausschließlich bei Gebrauch an das Netz angeschlossen werden. Beim Einstecken fließt zwar kurzfristig ebenfalls ein höherer Anfangsstrom, er ist jedoch nicht mit dem eines Kühlschranks vergleichbar, sodass die Mehrleistung nur bei ca. 7 W liegt und keine Auswirkungen auf den Wechselrichter hat. Die Mehrleistung wird durch eine längere Nutzungsdauer von einer Stunde berücksichtigt.

Neben Handy und Haustelegon besteht noch die Alternative Hilfesuche und Informationen über das Internet abzusenden beziehungsweise zu erhalten. Besonders die sozialen Medien spielen mittlerweile eine wichtige Rolle bei Katastrophenfällen (siehe beispielweise die Überflutung 2013 in Ost- und Süddeutschland). ⁽³⁷⁾ Mit Hilfe der sozialen Medien können zum Beispiel Notunterkünfte weitergemeldet werden oder Informationen, in welchen Regionen die Stromversorgung noch aufrechterhalten werden konnte.

Dazu muss jedoch der Router mit Strom versorgt und ein Gerät mit Internetzugang betrieben werden. Das kann entweder ein Handy sein (wodurch jedoch die errechnete Nutzungsdauer stark sinken würde und deshalb neu berechnet werden müsste), Netbooks, Notebooks oder ähnliches. Ein Router hat einen Verbrauch im Betrieb von durchschnittlich 7,6 W. ⁽³⁸⁾ Der durchschnittliche Verbrauch eines Notebooks liegt bei 17,6 W bei Stromsparmmodus. ⁽³⁹⁾ Zum Hochfahren oder Anschalten benötigen die Geräte eine größere Leistung. Dieser Umstand wird dadurch berücksichtigt, dass eine relativ lange Nutzungsdauer von 2 h zu Grunde gelegt wird. Wie bei allen technischen Geräten schwankt auch hier der Energiebedarf enorm. Moderne Tablet-Computer (zum Beispiel das iPad) sind beispielsweise besonders energieeffizient. Für einen Ladevorgang benötigen sie 40 Wh. Diese Ladung hält anschließend für zehn Stunden Betrieb. ⁽⁴⁰⁾ Bei zwei Stunden Nutzung pro Tag liegt somit der Energiebedarf pro Tag bei 8 Wh.

Soll das Handy für den Internetzugang genutzt werden, so muss die Nutzungsdauer und somit auch der Energieverbrauch erneut berechnet werden. Die zusätzlichen zwei Stunden Internetnutzung ergeben demnach eine Reichweite nach Gleichung (10) von $t_{\text{Akku}} = 4,87$ d. Daraus ergibt sich ein täglicher Verbrauch von 2,17 W.

Voraussetzung für die gesamten Verbraucher im Bereich Kommunikation/Information ist, dass die entsprechenden Netze verfügbar sind. Wie in Kapitel 2.3 aufgezeigt, ist dies jedoch nicht immer der Fall. Besonders wenn es sich um einen lang anhaltenden und großflächigen Stromausfall handelt. Da dieses Problem bekannt und auch durch verschiedene Berichte analysiert wurde, besteht eine gute Chance, dass gewisse Engpässe abgebaut und die Versorgungssicherheit erhöht werden.

Zusammenfassung:

Alle Verbraucher lassen sich in einer Tabelle zusammenfassen, um den gesamten Energiebedarf zu ermitteln. Zusätzlich zu den bisher aufgeführten Verbrauchern muss noch der Standby-Verbrauch des WR mit einbezogen werden. Dieser ist abhängig von der Auslegung des WR, also von seiner Leistung. Da der WR so klein wie möglich ausgelegt werden soll, wird er nach der größten gleichzeitig auftretenden Leistung bemessen. Bei der minimalen Summe wären das der Wickelheizstrahler gleichzeitig mit dem Kühlschrank, also 700 W. Eine Auflistung möglicher WR ist in Tabelle A.6 in Anhang A gegeben. Es wird jedoch nicht mit dem Durchschnitt gerechnet, da bei der Anschaffung darauf geachtet werden sollte, einen niedrigen Standby-Verbrauch zu haben. Deshalb wird mit einem Wert von 4,8 W (Mittelwert der zwei besten Geräte) gerechnet. Die Nutzungsdauer des WR beträgt 24 Stunden im Sommer, da der Kühlschrank durchgehend mit Strom versorgt werden muss. Im Winter beträgt sie nur 16 Stunden, da hier das Radio der ausschlaggebende Faktor ist. Zu der minimalen Auswahl gehören folgende Verbraucher:

- Babykosterwärmer (A) ■ Kühlgerät ■ Wickelheizstrahler ■ 12 V Leuchten
- Radio ■ Handy ■ Wechselrichter

Der gesamte Verbrauch errechnet sich dann nach Gleichung (37) mit einem Wirkungsgrad des WR von $\eta_{WR} = 0,9$.

Bei der maximalen Summe ergibt sich die Leistung des WR aus dem Wasserkocher und dem Kühlschrank, also 2500 W. Für den WR wird analog zur minimalen Leistung ein Verbrauch von 10 W zu Grunde gelegt. ⁽⁴¹⁾ Die Nutzungsdauer ist ebenfalls identisch mit der minimalen Leistung. Die maximale Summe setzt sich aus folgenden Verbrauchern zusammen:

- Wasserkocher ■ Peltier-Kühlbox (DC) ■ Wickelheizstrahler
- Lampen ■ Wechselrichter
- Radio ■ Haustelefon ■ Router ■ Notebook

Der gesamte maximale Verbrauch wird analog zum gesamten minimalen Verbrauch berechnet.

Es ergibt sich also eine Verbrauchsspanne zwischen 1071,9 Wh und 1757,4 Wh im Sommer und zwischen 1030,1 Wh und 1608,8 Wh im Winter. Je nach Zusammenstellung der Verbraucher und WR ist zwischen diesen Werten jeder andere Energieverbrauch vorstellbar. Es kann festgehalten werden, dass der notwendige Energieverbrauch abhängig vom Alter der Kinder ist. Je älter die Kinder desto geringer wird der notwendige Energieverbrauch.

3.2 Szenario 2: Heizungsanlage eines Einfamilienhauses

Szenario 2 stellt den Energiebedarf einer Heizungsanlage eines Einfamilienhauses dar. Die Heizungsanlage stellt die Warmwasserversorgung und in den meisten Fällen die Versorgung mit Raumwärme sicher. Zur Analyse der Machbarkeit von Szenario 2 wird deshalb zunächst auf die unterschiedlichen Heizungstypen eingegangen, bevor der Energiebedarf errechnet wird.

3.2.1 Arten von Heizungsanlagen

Heizungsanlagen können grundsätzlich auf unterschiedliche Art betrieben werden. Die am häufigsten verwendete und bekanntesten sind die Gas-, Öl- und Elektroheizung. Hinzu kommen noch sonstige Anlagen oder Verfahren wie Wärmepumpen oder Fernwärme. Im weiteren Verlauf werden nur die beiden erstgenannten weiter betrachtet. Der Grund liegt zum einen an der geringen Verbreitung beispielsweise der Wärmepumpen (im Jahr 2010 nur rund 400.000, das heißt nur ca. 2,2 % aller Heizungsanlagen in Deutschland), zum anderen daran, dass sie bei einem Stromausfall nicht mehr betrieben werden können (zum Beispiel die Elektroheizung).⁽⁴²⁾ Da die Elektroheizung ebenfalls nur einen geringen Anteil von ungefähr 4 % ausmacht, ist diese Annahme zulässig.⁽⁴³⁾

Öl- und Gasheizung bilden zusammen den größten Anteil aller Heizungsanlagen. Zwischen 2006 und 2010 lag der Anteil der installierten Gasheizung in Deutschland zwischen 48 % und 49 %, Tendenz leicht steigend. Bei der Ölheizung lag in diesem Zeitraum der Anteil zwischen 29,6 % und 30,6 %, Tendenz leicht fallend.⁽⁴⁴⁾ In 2012 gab es in Deutschland 14.941.200 wiederkehrend messpflichtige Öl- und Gasfeuerungsanlagen.⁽⁴⁵⁾

Das Funktionsprinzip bei beiden Heizungsanlagen ist identisch. Der Betriebsstoff wird verbrannt und die thermische Energie geht entweder in einem Kessel oder Reservoir auf das Wasser über. Alternativ besteht auch die Variante des Durchlauferhitzers. Hierbei werden Rohrleitungen durch die Brennkammer geführt und es kommt so zu einer Energieübertragung. Mit Hilfe einer Umwälzpumpe wird anschließend das erhitze Wasser den Heizkörpern oder der Wasserleitung zugeführt. Die Regelung des Brennstoffs und Wasserstromes übernimmt bei moderneren Geräten eine interne Steuerung.⁽⁴⁶⁾

3.2.2 Energiebedarf

Der Energiebedarf einer Heizungsanlage ist auf der einen Seite abhängig von klimatischen Einflüssen wie Außentemperatur, Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung. Auf der anderen Seite von Gebäudekennzahlen wie Gebäudeart (EFH, MFH), Gebäudegeometrie und Gebäudeisolation. In Abbildung 3.2 ist der typische Heizwärmebedarf aufgezeigt. Es ist zu erkennen, dass mit jüngerem Baujahr der Bedarf stetig zurückgeht. Dieser Umstand ist auf die bessere Isolierung und höhere Wirkungsgrade der Heizungsanlage zurückzuführen. Für Neubauten gilt nach derzeitiger Bauordnung ein Grenzwert zwischen 70 kWh/m² und 100 kWh/m², bei Niedrigenergiehäusern sogar zwischen 30 kWh/m² und 60 kWh/m².⁽⁴⁷⁾

Tabelle 3.3: Zusammenfassung aller Verbraucher des Szenarios 1.

Kategorie	Verbraucher	Leistung [W]	tägliche Nutzungsdauer [h]		täglicher Verbrauch [Wh]		Anschluss
			Sommer	Winter	Sommer	Winter	
Zubereitung	Wasserkocher	2340	0,125	0,125	292,5	292,5	AC
	Babykosterwärmer (A)	150	0,1	0,1	15	15	AC
	Babykosterwärmer (B)	150	0,5	0,5	75	75	AC
Lagern	Kühlgerät	n. r.	n. r.	-	540	-	AC
	Peltier-Kühlbox	39	16	-	624	-	AC
	Peltier-Kühlbox	47	16	-	752	-	DC
Heizen	Wickelheizstrahler	600	-	0,625	-	375	AC
Licht	Lampen	5 · 12	2	6	120	360	AC
	12 V-Leuchten	5 · 9	2	6	90	270	DC
Kommunikation/Information	Radio	14	16	16	224	224	AC
	Handy	n. r.	1	1	1,02	1,02	AC
	Haustelefon	2	1	1	2	2	AC
	Router	7,6	2	2	15,2	15,2	AC
	Notebook	17,6	2	2	35,2	35,2	AC
	Tablet-PC	4	2	2	8	8	AC
	Handy (+ Internet)	n. r.	3	3	2,17	2,17	AC
	WR (700 W)	4,8	24	16	115,2	76,8	DC
Summen	Minimal AC	700	-	-	780	615	AC
	Minimal DC	-	-	-	205,2	346,8	DC
	Minimal gesamt				1071,9	1030,1	ACDC
	WR (2500 W)	10	24	16	240	160	DC
Summen	Maximal AC	2500			688,9	1303,9	AC
	Maximal DC				992	160	DC
	Maximal gesamt				1757,4	1608,8	ACDC

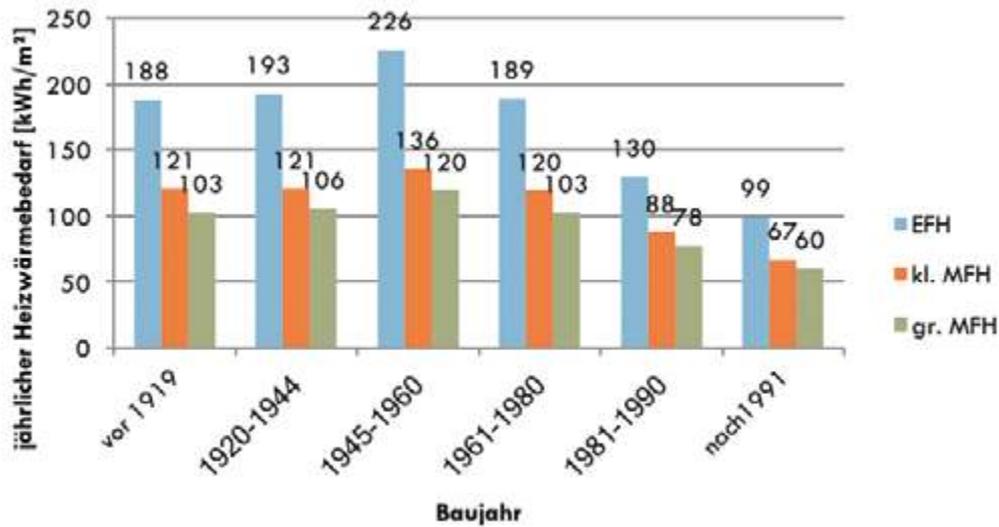


Abbildung 3.2: Jährlicher Heizwärmebedarf von EFH und MFH abhängig vom Baujahr Modifiziert nach Brauner G., Pöpl G., Tiefgraber D. ⁽⁴⁷⁾

Umwälzpumpe: Wie bereits beschrieben, muss die Umwälzpumpe (UWP) die Heizwärme für die Wohnung in Form von erhitztem Wasser(-dampf) durch die Rohrleitungen zu den Heizkörpern befördert werden. Je nach benötigter Wärmeleistung erhöhen sich dementsprechend der Massenstrom und dadurch die benötigte Leistung der Pumpe. Die Spitzenleistung der Pumpe sollte auf die maximale Leistungsanforderung ausgelegt sein. Der Bedarf an Warmwasser bleibt über das Jahr fast konstant bei etwa 4 % (EFH) und 4,5 % (MFH) der maximalen Wärmeleistung. ⁽⁴⁷⁾

Deshalb richtet sich die Auslegung der UWP nach dem Raumwärmebedarf. Der mittlere Tagesbedarf ist im Januar mit ca. 0,7 % normiert auf den Maximalenergiebedarf am höchsten (Abbildung 3.3). Viele UWP sind jedoch nicht auf die optimale Leistung dimensioniert, sondern werden mit viel zu hohen Leistungen von 80 W bis 100 W überdimensioniert. ⁽⁴⁸⁾ Bei einem ausbalancierten Heizungssystem genügt im Durchschnitt eine UWP mit 35 W. Moderne hocheffiziente Pumpen würden sogar mit nur 10 W auskommen. ⁽⁴⁶⁾ Deshalb wird mit einem Wert von 80 W als Mittelwert gerechnet, dieser Wert wird auch in der Literatur verwendet.

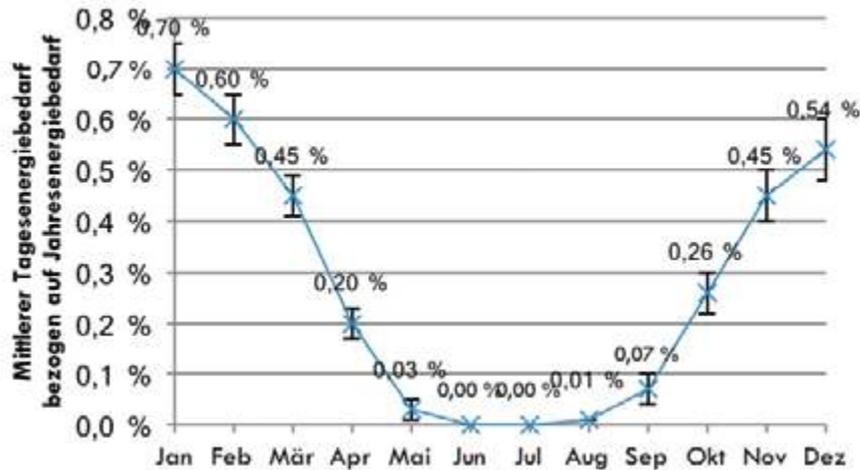


Abbildung 3.3: Mittlerer Raumwärmebedarf für Wohngebäude normiert auf die Maximalleistung. Modifiziert nach ^[47].

In den Wintermonaten (November bis März) werden 83 % der gesamten jährlichen Raumwärme benötigt, der Rest in den Übergangsmonaten (siehe Abbildung 3.3).

Um einen Durchschnittswert für den jährlichen Heizwärmebedarf pro Quadratmeter eines EFH zu errechnen, werden in Gleichung (11) die Werte von Abbildung 3.2 mit den prozentualen Anteilen der Wohnungen nach Baujahr aus Tabelle A.6 in Anhang A gewichtet.

$$E_{m^2} = \sum \text{Heizwärmebedarf} \times \text{prozentualer Anteil des Baujahrs} =$$

$$\left(\frac{188+193}{2} \cdot 0,25 + 226 \cdot 0,22 + \frac{189+130}{2} \cdot 0,25 + 99 \cdot 0,28 \right) \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} = 164,94 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \quad (11)$$

Die durchschnittliche Fläche eines EFH liegt je nach Quelle bei 126 m², 127 m² oder 129 m².⁽⁴⁹⁻⁵¹⁾ Da die letzten beiden Quellen die aktuelleren sind, wird mit einem Wert von $A_{\text{EFH}} = 127,5 \text{ m}^2$ als Fläche eines EFH gerechnet. Damit ergibt sich der Heizwärmebedarf eines EFH während der Wintermonate pro Tag E_{EFH} nach Gleichung (12).

$$E_{\text{EFH}} = \frac{A_{\text{EFH}} \cdot E_{m^2} \cdot \text{Anteil am Jahreswert}}{\text{Anzahl der Tage}} = \frac{127,5 \cdot 164,94 \cdot 0,83}{151} \text{ kWh} \cdot \frac{\text{m}^2}{\text{m}^2} = 115,6 \text{ kWh} \quad (12)$$

Bezogen auf diesen Tagesenergiebedarf lässt sich die Leistungsverteilung über den Tag hinweg aufstellen. Anhand dieser Kurve lässt sich auch die benötigte Leistung der UWP berechnen wenn vereinfacht angenommen wird, dass die Pumpe den gleichen prozentualen Anteil arbeiten muss wie das Heizsystem. Ein durchschnittliches Benutzungsverhalten der Heizleistung ist in Abbildung 3.4 (blaue Linie) gezeigt. Der tägliche Energiebedarf der UWP E_{UWP} errechnet sich nach Gleichung (13).

$$E_{\text{UWP}} = \int P(t) dt \quad (13)$$

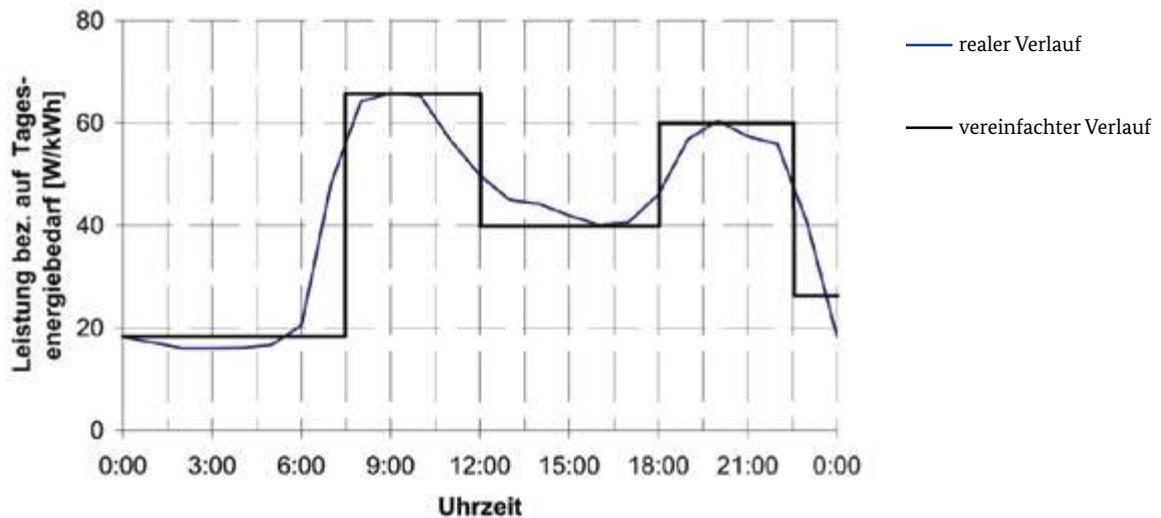


Abbildung 3.4: Wärmelastprofil von Wohngebäuden im Winter bezogen auf den Tagesverbrauch. Modifiziert nach ⁽⁴⁷⁾.

Durch den vereinfachten Verlauf (schwarze Linie) lässt sich die vereinfachte Gleichung (14) aufstellen.

$$E_{UWP} = P_{UWP,max} \cdot \sum_{i=1}^n t_i \cdot p_i \quad (14)$$

Hierbei steht $P_{UWP,max}$ für die maximal Leistung der UWP (80 W), p für den prozentualen Anteil der Leistung, t für die Dauer des Intervalls und $i = 1,2,\dots,n$ für die einzelnen Intervalle. Dadurch ergibt sich Tabelle 3.4 für $E_{UWP} = 0,798$ kWh mit den Werten aus Abbildung 3.4.

Tabelle 3.4: Werte zur Berechnung des täglichen Energiebedarfs einer UWP.

Intervall i	1	2	3	4	5
Dauer des Intervalls t [h]	7,5	4,5	6	4,5	1,5
Anteil der Leistung p [%]	19	67,5	40	60	27,5

Dieser Wert ist ein Durchschnittswert für alle Wintermonate. Das heißt, an besonders kalten Tagen liegt dieser Wert höher. Durch die bisherigen Rechnungen ist er ausgelegt auf 0,548 % des mittleren Tagesenergiebedarfs nach Abbildung 3.3. Im Januar liegt dieser Wert jedoch für den Monat bei 0,7 %. Das heißt für einzelne Tage sind Anforderungen bis zu 0,8 % möglich. Damit die NSV auch hierfür ausgelegt ist, muss E_{UWP} angepasst werden. E_{UWP} für 0,8 % liegt bei 1,164 kWh.

Für den Sommer wird die UWP nur für das Warmwasser benötigt. Der Verbrauch lässt sich ebenfalls nach Gleichung (13) errechnen und liegt bei $E_{UWP} = 34,56$ Wh pro Tag (vgl. ⁽⁴⁷⁾).

Steuerung: Zu der Leistung der UWP muss noch die Leistung der Steuerung addiert werden. Im Standbybetrieb beträgt der Energieverbrauch pro Tag für ein Heizungssystem des Baujahres 1998 $E_{Strg,s.b.} = 126$ Wh. ⁽⁵²⁾ Dieser Wert kann auch als gute Annäherung für den Verbrauch der Steuerung im Sommer genommen werden.

Es ergibt sich eine mittlere elektrische Leistungsaufnahme mit UWP von 159 W. ⁽⁵³⁻⁵⁵⁾ Abzüglich der 80 W der UWP ergibt das 79 W für die Steuerung. Der Wert ist so hoch, da für die Ölheizungen noch zusätzlich die Ölpumpe bei der Steuerung mit eingerechnet ist. Daraus ergibt sich für den täglichen Energiebedarf der Steuerung im Winter $E_{\text{Strg}} = 1,149 \text{ kWh}$, wenn sie analog zum Verbrauch der UWP gerechnet wird.

Zusammenfassung:

Für den gesamten Verbrauch der Heizung ergibt sich somit Tabelle 3.5.

Tabelle 3.5: Täglicher Verbrauch der Heizungsanlage.

Kategorie	täglicher Verbrauch [Wh]	
	Sommer	Winter
Umwälzpumpe	34,56	1164
Steuerung	126	1149
Summe	160,56	2313

Es ist deutlich zu erkennen, dass die Heizung eine antizyklische Last bezüglich des Angebotes an Sonnenstrahlung ist. Deshalb genügt eine Auslegung der Fläche für den Winter, da diese Fläche in jedem Fall ausreichend für die Versorgung im Sommer ist.

3.3 Szenario 3: Mehrfamilienhaus

Das dritte Szenario stellt die Notstromversorgung eines Mehrfamilienhauses dar, wenn in diesem MFH nicht jeder Haushalt über eine eigene NSV verfügt. Wie in Kapitel 2.4 bereits festgestellt, besteht ein durchschnittliches MFH aus 4,5 Wohnungen, also aus 4,5 Haushalten. Für die Berechnung der Verbraucher wird angenommen, dass von diesen Haushalten einer eine alleinerziehende Person wie in Szenario 1 ist. Der Rest besteht aus Haushalten mit älteren Kindern oder Paaren. Im Folgenden werden der Energieverbrauch der Haushalte und des Heizungssystems aufgelistet. Hierfür werden zum Teil Ergebnisse aus den beiden vorangegangenen Szenarien verwendet oder leicht abgewandelt.

3.3.1 Verbraucher

Wie angedeutet setzen sich die Verbraucher eines MFH aus dem Verbrauch der Haushalte und dem Verbrauch des gemeinsamen Heizungssystems zusammen. Die Summe ergibt dann den Gesamtverbrauch des MFH.

Haushalte: Für den Haushalt mit alleinerziehendem Elternteil werden die Werte aus Szenario 1 übernommen. Haushalte ohne Kind lassen sich durch Modifizieren der Liste aus Szenario 1 erstellen, so dass Tabelle 3.6 entsteht. Für die minimale Summe wurden folgende Verbraucher angesetzt:

■ Kühlgerät ■ 12 V Leuchten ■ Radio ■ Handy (+Internet) ■ Wechselrichter

Für die maximale Summe wurden folgende Verbraucher ausgewählt:

■ Peltier-Kühlbox (DC) ■ Lampen ■ Radio ■ Haustelefon
 ■ Notebook ■ Wechselrichter ■ Router

Der Wirkungsgrad des WR wurde erneut mit 0,9 angenommen. Insgesamt ergibt sich also für den Gesamtverbrauch der Haushalte eines MFH in Tabelle 3.7.

Tabelle 3.6: Potentielle Verbraucher eines für die Szenarien zugrunde gelegten Haushaltes ohne Kleinkinder.

Kategorie	Verbraucher	Leistung [W]	tägliche Nutzungsdauer [h]		täglicher Verbrauch [Wh]		Anschluss
			Sommer	Winter	Sommer	Winter	
Lagern	Kühlgerät	n. r.	n. r.	–	540	–	AC
	Peltier-Kühlbox	39	16	–	624	–	AC
	Peltier-Kühlbox	47	16	–	752	–	DC
Licht	Lampen	5 · 12	2	6	120	360	AC
	12 V-Leuchten	5 · 9	2	6	90	270	DC
Kommunikation/Information	Radio	14	16	16	224	224	AC
	Handy	n. r.	1	1	1,02	1,02	AC
	Haustelefon	2	1	1	2	2	AC
	Router	7,6	2	2	15,2	15,2	AC
	Notebook	17,6	2	2	35,2	35,2	AC
	Tablet-PC	4	2	2	8	8	AC
	Handy (+ Internet)	n. r.	3	3	2,17	2,17	AC
	WR (700 W)	4,8	24	16	115,2	76,8	DC
Summen	minimal AC				766,17	226,17	AC
	minimal DC				205,2	346,8	DC
	minimal gesamt				1056,5	598,1	ACDC
Summen	maximal AC				396,4	636,4	AC
	maximal DC				867,2	76,8	DC
	maximal gesamt				1307,6	783,9	ACDC

Tabelle 3.7: Täglicher Gesamtverbrauch der Haushalte eines MFH.

Haushaltstyp	täglicher Verbrauch [Wh]		Anzahl	Gesamtverbrauch [Wh]	
	Sommer	Winter		Sommer	Winter
alleinerziehend minimal	1072	1030	1	1072	1030
alleinerziehend maximal	1757	1609	1	1757	1609
andere minimal	1057	598	3,5	3698	2093
andere maximal	1308	784	3,5	4577	2744
Summe minimal				4770	3123
Summe maximal				6334	4352

Heizungsanlage: Wie Abbildung 3.2 zu entnehmen ist, ist der Heizwärmebedarf pro Quadratmeter von MFHs niedriger als der von EFHs. Wird dieselbe Methode zur Errechnung des durchschnittlichen Bedarfs an Energie pro Quadratmeter wie in Gleichung (11) angewendet, so ergibt sich Gleichung (15).

$$E_{m^2} = \left(\frac{112+113,5}{2} \cdot 0,29 + 128 \cdot 0,29 + \frac{111,5+83}{2} \cdot 0,25 + 63,5 \cdot 0,17 \right) \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} = 104,9 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \quad (15)$$

Aktuelle Werte einer Techem-Studie in Abbildung 3.5 zeigen, dass der gemessene Wert an beteiligten MFH höher liegt. Deshalb wird das Ergebnis mit einem Aufschlag von 10 % versehen. Für den Heizwärmebedarf pro Quadratmeter ergibt sich dann $E_{m^2} = 115,4 \text{ kWh/m}^2$. Nach Tabelle A.8 in Anhang A ist die Fläche der Wohnung in einem MFH pro Person im Durchschnitt $A_{\text{MFH}} = 41,3 \text{ m}^2$. Analog zu E_{EFH} lässt sich der tägliche Heizwärmebedarf im Mehrfamilienhaus E_{MFH} nach Gleichung (16) ermitteln.

$$E_{\text{MFH}} = \frac{E_{m^2} \cdot A_{\text{MFH}} \cdot \text{Anzahl der Personen} \cdot \text{Anzahl Wohnungen} \cdot \text{Anteil am Jahreswert}}{\text{Anzahl der Tag}}$$

$$= \frac{115,4 \cdot 41,3 \cdot 1,94 \cdot 4,5 \cdot 0,83}{151} \text{ kWh} = 228,7 \text{ kWh} \quad (16)$$

Vereinfacht wird angenommen, dass sich der elektrische Energiebedarf der Heizung proportional zum Heizwärmebedarf verhält. Mit dem täglichen Verbrauch der Heizungsanlage des EFH $E_{\text{Heiz,EFH}}$, E_{EFH} und E_{MFH} lässt sich der tägliche elektrische Verbrauch der Heizung des MFH $E_{\text{Heiz,MFH}}$ nach Gleichung (17) berechnen.

$$E_{\text{Heiz,MFH}} = E_{\text{Heiz,EFH}} \cdot \frac{E_{\text{MFH}}}{E_{\text{EFH}}} \quad (17)$$

Dadurch ergibt sich für den täglichen elektrischen Bedarf einer Heizung im Sommer 317,7 Wh und im Winter 4575,9 Wh.

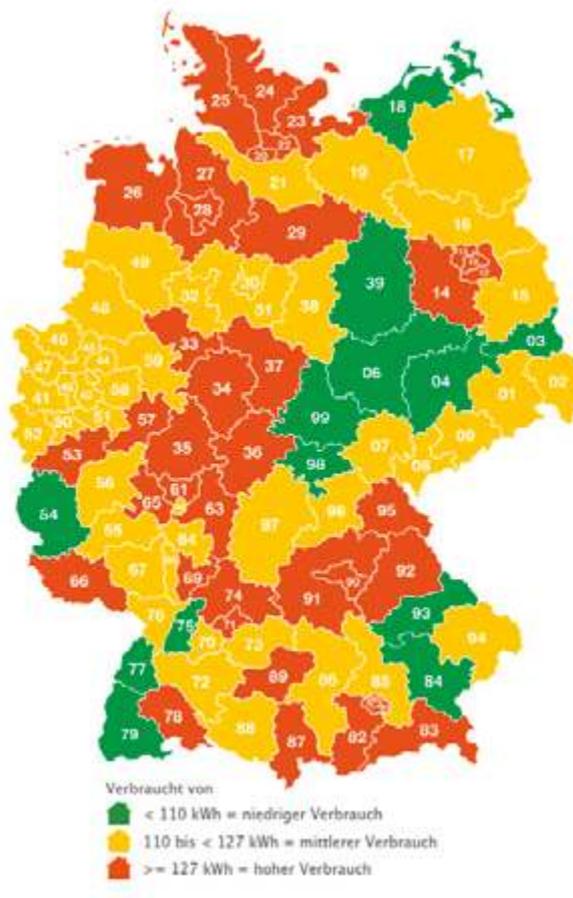


Abbildung 3.5: Heizwärmeverbrauch pro Quadratmeter eines MFH. ⁽⁵⁶⁾

Zusammenfassung:

Der gesamte tägliche Verbrauch eines MFH ist in Tabelle 3.8 zusammenfasst. Für den Verbrauch im Sommer ergibt sich eine Spanne, die zwischen 5087 Wh und 6652 Wh liegt. Für den Verbrauch im Winter ergibt sich eine Spanne, die zwischen 7699 Wh und 8928 Wh liegt.

Tabelle 3.8: Täglicher Gesamtverbrauch eines MFH.

Kategorie	täglicher Verbrauch [Wh]	
	Sommer	Winter
Haushalt minimal	4770	3123
Haushalt maximal	6334	4352
Heizung	318	4576
Summe minimal	5087	7699
Summe maximal	6652	8928

3.4 Szenario 4: Kleine Siedlung

Szenario 4 beschreibt den Verbrauch einer kleinen Siedlung, der durch ein im Notfall bereitgestelltes System gedeckt werden soll. Wie in Kapitel 2.4 definiert, besteht eine kleine Siedlung aus 15 EFHs und acht MFHs. Somit ergeben sich 51 Haushalte.

Laut Statistischem Bundesamt sind 2,5 % der Bevölkerung jünger als drei Jahre (vgl. Tabelle A.9 in Anhang A). Bei hundert Einwohnern ergibt das aufgerundet drei Kinder und dadurch drei Haushalte die ungefähr den Verbrauch von Szenario 1 haben. Der Rest besteht aus „normalen“ Haushalten wie bereits in Szenario 3 ermittelt. Im Folgenden wird nun ähnlich wie bei Szenario 3 die benötigte elektrische Energie an Hand der Verbraucher ermittelt und dann die Auslegung der Module vorgenommen. Ebenso lässt sich der Verbrauch der Heizungen aus den voran gegangenen Szenarien übernehmen. Entsprechend der Anzahl der Gebäude gibt es fünfzehn Heizungen für ein EFH und acht Heizungen für ein MFH.

Mit sämtlichen Angaben lässt sich Tabelle 3.9 erstellen und der tägliche Gesamtverbrauch einer kleinen Siedlung ermitteln.

Tabelle 3.9: Täglicher Gesamtverbrauch einer kleinen Siedlung.

Kategorie			täglicher Verbrauch [Wh]		Anzahl	gesamter Verbrauch [kWh]	
			Sommer	Winter		Sommer	Winter
Haushalt	andere	minimal	1057	598	48	50,71	28,71
		maximal	1308	784	48	62,76	37,63
	alleinerziehend	minimal	1072	1030	3	3,22	3,09
		maximal	1757	1609	3	5,27	4,83
Heizung EFH			161	2313	15	2,41	34,70
Heizung MFH			318	4576	8	2,54	36,61
Summe							
			minimal			58,88	103,10
			maximal			72,99	113,76

3.5 Szenario 5: Drainage-Funktion eines Hauses mit Tauchpumpe (optional)

Szenario 5 beschreibt die optionale Zusatzversorgung eines Drainagesystems, das ergänzend zu den bereits definierten Szenarien betrachtet und untersucht wird. Drainagesysteme werden eingesetzt, um drohendes Eindringen von Wasser in (Wohn-)Gebäude zu unterbinden. Das Wasser wird hierfür gesammelt und mithilfe einer elektrisch betriebenen Pumpe abgeführt. Dazu wird angenommen, dass diese Pumpe als zusätzlicher elektrischer Verbraucher in die Energie- und Leistungsbilanz aufgenommen werden kann.

Eine allgemeine Klassifizierung der benötigten Basisstromversorgung ist aufgrund der stark heterogenen Ausprägung verschiedener Pumpsysteme nicht möglich. Je nach Wassermenge, Objektgröße und Betriebsweise ergeben sich stark abweichende Werte für die benötigte elektrische Leistungs- sowie die Energieaufnahme. Die Dimensionierung der einzelnen Systemkomponenten wie z. B. Wechselrichter, Energiespeicher sowie Erzeugungseinheit kann im Vergleich zu den vorherigen Szenarien nicht quantifiziert vorgenommen werden.

Es wird daher empfohlen, die Auslegung des elektrischen Notversorgungssystems mit zusätzlicher Drainagefunktion jeweils individuell an das zu versorgende Objekt anzupassen. Hierfür ist eine detaillierte Absprache mit dem jeweiligen Objektträger durchzuführen, da dieser die wesentlichen Leistungs- und Energieparameter sowie die Betriebsweise seines Drainagesystems kennt.

3.6 Zusammenfassung

Tabelle 3.10 fasst den benötigten Maximalenergiebedarf der entwickelten vier Basisszenarien (1 bis 4) zusammen. Dabei differenziert die Tabelle den benötigten Bedarf an elektrischer Energie zwischen den Sommermonaten und den Wintermonaten. Bis auf das Szenario 1 „Alleinerziehende Person mit zwei Kindern“ ist der Energiebedarf in den Wintermonaten größer als in den Sommermonaten. Ein Grund hierfür sind die benötigten Heizungssysteme, basierend auf den äußerlichen klimatischen Rahmenbedingungen.

Tabelle 3.10: Tägliche Verbrauchswerte der einzelnen Szenarien (Maximalwerte).

[Wh/d]	Sommer	Winter
Szenario 1 Alleinerziehende Person mit zwei Kindern	1.757	1.609
Szenario 2 Heizungsanlage eines Einfamilienhauses	161	2.313
Szenario 3 Mehrfamilienhaus	6.652	8.928
Szenario 4 Kleine Siedlung	72.990	113.760



Realisierung von NSV-Systemen mithilfe von Photovoltaiksystemen

4.1 Randbedingungen für ein PV-Inselsystem

Als erste Alternative für den Einsatz von NSV sollen photovoltaische Inselsysteme untersucht werden. In diesem Kapitel sollen die für ein solches System interessanten Randbedingungen beleuchtet werden. Zu diesen Randbedingungen gehören zum Beispiel die Sonneneinstrahlung, die verschiedenen Arten von PV-Zellen, Zwischenspeicher und weitere Faktoren. Sie werden in den folgenden Abschnitten erklärt und ihre Bedeutung für die Auslegung eines PV-Inselsystems erläutert.

Zunächst wird die Funktionsweise einer PV-Zelle dargestellt. Eine Solarzelle wandelt Licht mithilfe des photoelektrischen Effekts in elektrische Energie um (Abbildung 4.1).

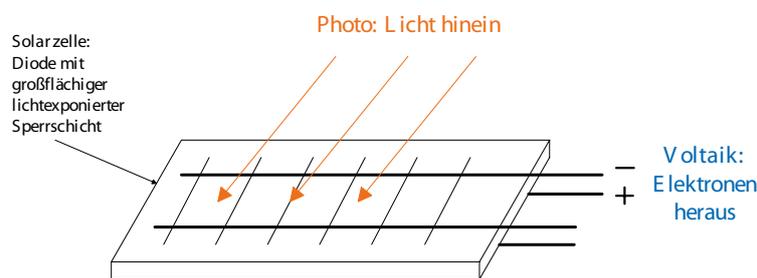


Abbildung 4.1: Vereinfachte Veranschaulichung der Funktionsweise einer PV-Zelle.⁽²⁰⁾

Die Energie des Lichtes wird durch Lichtquanten (Photonen) transportiert. Deren Energie lässt sich entsprechend Gleichung (18) berechnen.

$$E_{\text{ph}} = h \cdot \frac{c}{\lambda} \quad (18)$$

Hierbei ist h das PLANCKSche Wirkungsquantum, λ die Wellenlänge des Photons und c die Lichtgeschwindigkeit. Die genauen physikalischen Abläufe der Umwandlung der Energie der Photonen hin zu der elektrischen Energie E_{el} in Form von Gleichung (19) können der entsprechenden Fachliteratur detaillierter entnommen werden.

$$E_{\text{el}} = U \cdot I \cdot t \quad (19)$$

Für die Erzeugung von Strom mit Hilfe von PV-Anlagen wird Sonnenlicht, genauer gesagt das auf der Erde vorhandene Sonnenlicht (terrestrisch), verwendet. Dieses weist eine bestimmte Charakteristik an Wellenlängen und somit auch an unterschiedlichen Energieniveaus auf, wie in Abbildung 4.2 gezeigt ist.

4.1.1 Sonneneinstrahlung

Wie bereits beschrieben ist die Sonneneinstrahlung ein elementarer Bestandteil für das Betreiben einer PV-Anlage. Aus diesem Grund ist es besonders wichtig, sich genau mit den Eigenschaften und Auswirkungen der Strahlung zu beschäftigen. Die Sonneneinstrahlung ist je nach Position auf der Erde und Gelände unterschiedlich. Deshalb werden im Folgenden auf den Einstrahlungswinkel und die verschiedenen Bestandteile der Sonnenstrahlung eingegangen, sowie eine Verteilung der Energiedichte in Deutschland gegeben.

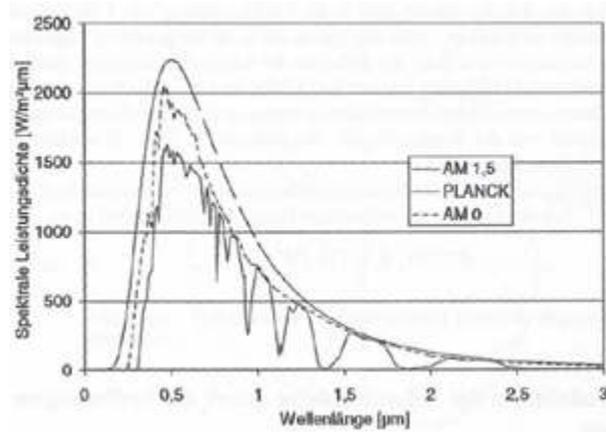


Abbildung 4.2: Spektrum eines schwarzen Strahlers (PLANCKsches Spektrum) mit einer Temperatur von $T = 5700 \text{ K}$, extraterrestrisches (AM 0) und terrestrisches (AM 1,5) Sonnenspektrum. ⁽²⁰⁾

4.1.1.1 Einstrahlungswinkel

Die Sonnenstrahlung oder auch Solarkonstante S kann zur Berechnung in einen senkrechten und horizontalen Anteil bezüglich der Fläche zerlegt werden. Da die Sonne aus Sicht der Erdoberfläche wandert, verändert sich auch der Winkel entsprechend Jahres- und Uhrzeit.

Für private Haushalte wird es zu aufwendig und gegebenenfalls auch nicht möglich sein, die Fläche der PV-Anlage immer optimal zur Sonne auszurichten. Selbst bei großen netzgekoppelten Solaranlagen wird meistens aufgrund des erhöhten Eigenenergiebedarfs auf eine zweiachsige Nachführung der Flächen verzichtet. Deshalb wird im weiteren Verlauf nur eine fest orientierte Fläche betrachtet. Die extraterrestrische Bestrahlung der Sonne G_{ex} der Fläche hängt somit wie in Gleichung (20) gezeigt von S ab.

$$G_{\text{ex}} = S \cdot \cos \theta \quad (20)$$

Hierbei ist θ der Winkel zwischen der direkt einfallenden Sonnenstrahlung und der Flächennormalen. In Abbildung 4.3 sind die relevanten Winkel für die weiteren Betrachtungen zu sehen. Der Winkel β beschreibt den Neigungswinkel der Fläche gegen die Horizontale und α die Abweichung der Projektion der Flächennormalen auf der Ebene von der Südrichtung.

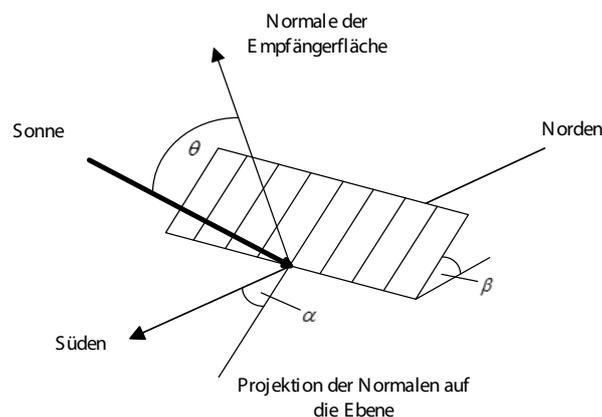


Abbildung 4.3: Winkeldefinition an beliebigen fest orientierten Flächen. ⁽²⁰⁾

Der Einfallswinkel θ kann durch Gleichung (21) berechnet werden.

$$\cos \theta = (\cos \beta \cdot \sin \varphi - \cos \varphi \cdot \cos \alpha \cdot \sin \beta) \cdot \sin \delta + (\sin \varphi \cdot \cos \alpha \cdot \sin \beta + \cos \beta \cdot \cos \varphi) \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \alpha \cdot \sin \beta \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega \quad (21)$$

Bei Gleichung (21) bezeichnet δ die Deklination, φ den Winkel zwischen Äquatorebene und der Ebene des jeweiligen Breitenkreises und ω den Stundenwinkel. Diese drei Größen werden in Anhang A genauer erklärt.

Aus G lässt sich mit Gleichung (22) die Strahlungssumme H oder auch die Energiedichte für ein bestimmtes Zeitintervall (zum Beispiel pro Tag, Jahr, etc.) berechnen.

$$H = \int G(t) dt \quad (22)$$

Mit H lassen sich die Auswirkungen einer Veränderung von β bei einer nach Süden ausgerichteten Fläche sehr gut veranschaulichen, wie in Abbildung 4.4 dargestellt.

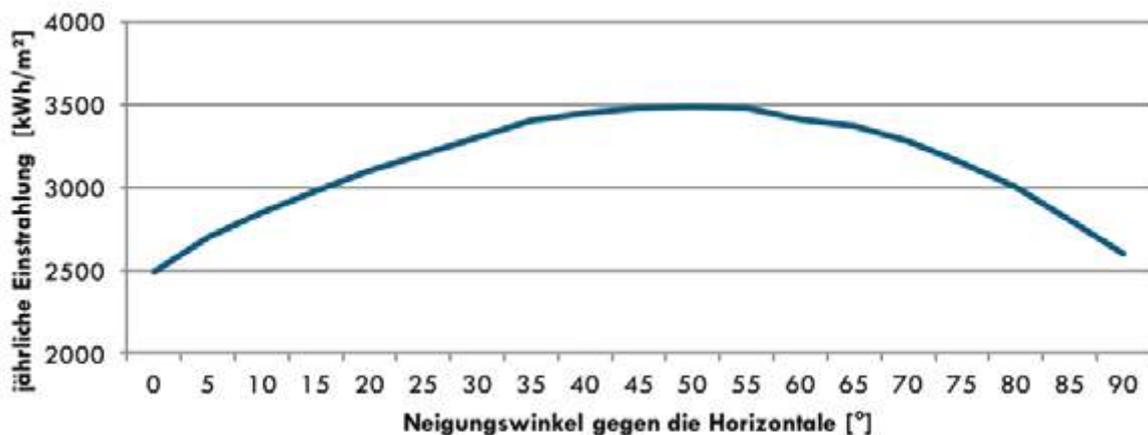


Abbildung 4.4: Jährliche extraterrestrische Strahlung in Abhängigkeit des Neigungswinkels des PV-Moduls gegen die Horizontale. Die Angaben beziehen sich auf nach Süden ausgerichtete Flächen in 51° nördlicher Breite. Modifiziert nach ⁽⁵⁷⁾.

Es ist zu erkennen, dass ein Maximum existiert. Dieses liegt in etwa bei $\beta = \varphi$, also wenn der Neigungswinkel ungefähr dem Breitengrad des Aufstellungsortes entspricht. Für die terrestrische Sonnenstrahlung können sich Abweichungen ergeben, da sich die Strahlung hier in mehrere Komponenten aufteilt. Deshalb ist es in Mitteleuropa zum Teil sinnvoller einen niedrigeren Winkel einzustellen, um einen größeren Anteil der diffusen Strahlung einzufangen. ^(20,57) Dementsprechend gibt es zum Teil größere Abweichungen zwischen der produzierten Energiemenge, abhängig davon, wie die Fläche orientiert ist, auch wenn in einiger Literatur gegenteiliges nachzulesen ist. ⁽¹⁶⁾

Eine geringe Veränderung von α führt ebenfalls zu einer geringeren Einstrahlungsstärke. Auslenkungen von $\pm 30^\circ$ führen allerdings nur zu einer Reduzierung von unter 6 %. ⁽⁵⁷⁾

4.1.1.2 Jahreszeit

Die Absolutwerte der Globalstrahlung schwanken in ihrem jährlichen Verlauf. Abbildung 4.5 zeigt die monatlichen Werte des Kalenderjahres 2012. Es ist deutlich zu erkennen, dass sich in der Übergangszeit zwischen Frühling und Sommer die höchsten Strahlungswerte einstellen. Diese sind im Monatsmittel fast 10mal so hoch wie in den Wintermonaten.

Je nach Jahreszeit und den sich damit ergebenden Außentemperaturen werden während einer NSV unterschiedliche Verbraucher benötigt. Beispielsweise ist der Einsatz einer Heizung in den Sommermonaten nicht erforderlich, wohingegen im Winter die Kühlung von Lebensmitteln auch ohne Kühlgeräte realisiert werden kann.

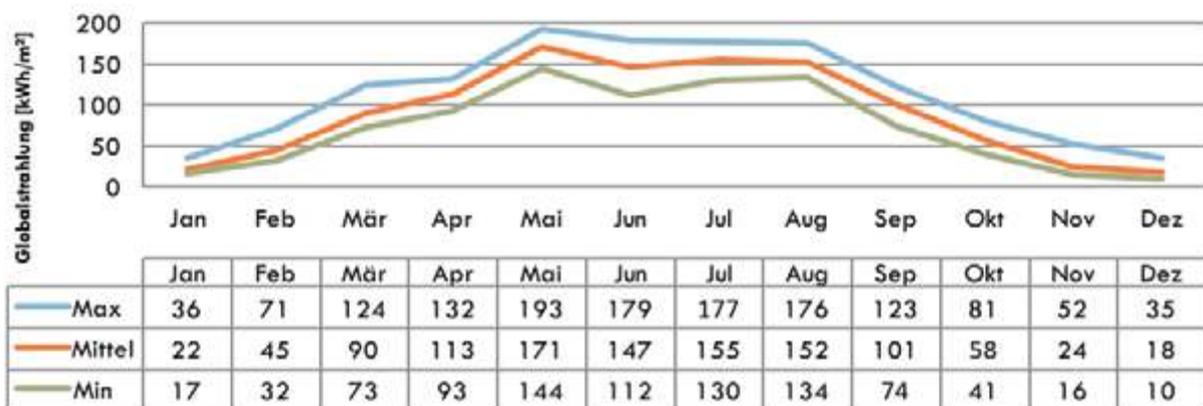


Abbildung 4.5: Monatliche Werte der Globalstrahlung in Deutschland im Jahr 2012. Modifiziert nach ⁽⁵⁸⁾.

In Summe ergeben sich also je nach Jahreszeit bzw. Monat unterschiedliche Verhältnisse zwischen Energiebedarf und solarer Einstrahlung pro Fläche. Dieses Verhältnis resultiert in unterschiedlichen Größen des Solargenerators.

4.1.1.3 Unterschiedliche Komponenten der Strahlung

Bei der Bestrahlung einer geneigten Fläche kann zwischen drei Komponenten der Gesamtstrahlung oder auch Globalstrahlung G unterschieden werden. Zum einen die Direktstrahlung G_b und zum anderen die diffuse Strahlung, bestehend aus Diffusstrahlung G_D und vom Boden reflektierter Strahlung G_R .

Direktstrahlung: Die von der Sonne abgegebene Strahlung kommt nicht vollständig mit allen Wellenlängen auf der Erde an. Deshalb wird zwischen extraterrestrischen und terrestrischen Strahlung unterschieden. Bestimmte Wellenlängen werden durch die Bestandteile (beispielsweise Wasserdampf, Aerosole oder Kohlenstoffdioxid (CO_2)) der Luft absorbiert, reflektiert oder gestreut. Dementsprechend ist die Zusammensetzung des Sonnenlichtspektrums abhängig von der Luftmasse, die es durchquert. Annäherungsweise wird für die nördlichen Breitengrade (n. B.) von einer relativen Luftmasse, englisch *Air Mass* (AM), von $AM = 1,5$ ausgegangen (die genaue Berechnung ist in Anhang A zu finden). Abbildung 4.6

zeigt die Definition der relativen Luftmasse. AM 0 entspricht der extraterrestrischen Strahlung, AM 1 der senkrecht auf die Erdoberfläche auftretenden Strahlung.

Die unterschiedlichen Anteile der Wellenlängen sind auch in Abbildung 4.2 zu sehen. Diese Strahlung ist die Direktstrahlung G_B der Sonne. ⁽⁵⁷⁾

Diffusstrahlung: Der Anteil der extraterrestrischen Strahlung, der in der Atmosphäre gestreut oder reflektiert wird, erreicht zum Teil als Diffusstrahlung die Erdoberfläche. Unter der Diffusstrahlung ist eine Himmelsstrahlung zu verstehen, die (annähernd) homogen über den kompletten Himmel verteilt ist. Bei einem bewölkten Himmel, bei dem es keine direkte Sonnenstrahlung gibt, scheint somit das Licht gleichmäßig von dem gesamten Himmelsgewölbe abgegeben zu werden.

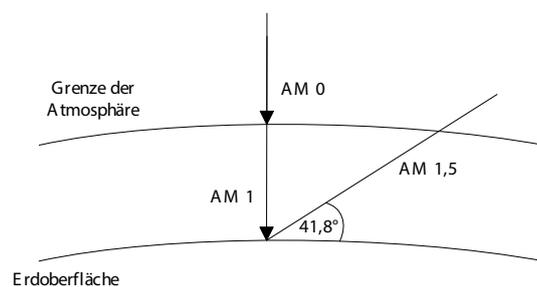


Abbildung 4.6: Schematische Darstellung des Prinzips des **Air Mass**-Koeffizienten. Der Neigungswinkel über dem Horizont ist hier $41,8^\circ$ und führt zu AM 1,5. Modifiziert nach ⁽⁵⁷⁾.

Der diffuse Anteil der Strahlung ist nur schwer ermittelbar. Entweder muss neben der globalen Strahlung auch die Direktstrahlung gemessen werden oder es muss mittels Abschattung versucht werden, die diffuse Strahlung zu messen. Die letztere Vorgehensweise wird häufiger praktiziert, jedoch kommt es hierbei auf Grund der Sonnenwanderung am Horizont zu Messfehlern.

Eine weitere Methode ist die Ermittlung der Diffusstrahlung nach der LIU-JORDAN-Korrelation. Vereinfacht gesagt wird der Anteil der Diffusstrahlung K_d als Funktion des Clearnessfaktors K berechnet. Dies ist mit Gleichung (23) gezeigt. K wird, wie in Gleichung (24) aus dem Verhältnis von extraterrestrischer und globaler Strahlung auf eine Horizontale errechnet.

$$K = \frac{H(\text{AM } 1,5)}{H(\text{AM } 0)} \quad (23)$$

$$K_d = \frac{H_D}{H_B} \quad (24)$$

Der diffuse Anteil beträgt in Deutschland selbst an klaren Sommertagen ca. 15 % bis 20 %. ^(57,59)

Vom Boden reflektierte Strahlung: Die noch verbleibende Komponente der globalen Strahlung neben der direkten und diffusen Strahlung ist die vom Boden reflektierte Strahlung. Die direkte und diffuse Strahlung wird vom Erdboden oder sich darauf befindlichen Strukturen reflektiert und strahlt somit ebenfalls auf eine geneigte Fläche. Je nach Beschaffenheit des Bodens variiert der Reflexionsfaktor ρ . In der Regel liegt er bei 0,2. Tabelle 4.1 zeigt den Reflexionsfaktor bei verschiedenen Bodentypen.

Tabelle 4.1: Reflexionsfaktor bei verschiedenen Bodentypen. ⁽⁵⁷⁾

Untergrund	Ackerboden	Wald	Sand	Wasser	Schnee
Reflexionsfaktor ρ	0,05–0,15	0,05–0,2	0,1–0,2	0,05–0,22	0,7–0,9

Liegt ein großer Reflexionsfaktor vor, zum Beispiel bei Neuschnee, so kann es sinnvoll sein β größer zu wählen, um möglichst viel von G_R einzufangen. Gleichzeitig ergibt die größere Steigung der Fläche einen weiteren Vorteil. Sollte es erneut schneien, bleibt der Schnee nicht auf dem Solarmodul liegen und verdeckt somit die PV-Zellen nicht, sondern gleitet hinunter. ⁽⁵⁷⁾

Für die einzelnen Strahlungskomponenten auf eine geneigte Fläche ergeben sich die Gleichungen (25) bis (27). Der Index „G“ gibt hierbei an, dass es sich um die jeweilige Strahlung auf die geneigte Fläche handelt.

$$G_{GB} = \cos \theta \cdot G_B = \cos \theta \cdot (G - G_D) \quad (25)$$

$$G_{GD} = \frac{1 + \cos \beta}{2} \cdot G_D = R_D \cdot G_D \quad (26)$$

$$G_{GR} = \frac{1 - \cos \beta}{2} \cdot \rho \cdot G_R = R_R \cdot \rho \cdot (G_B + G_D) = R_R \cdot \rho \cdot G \quad (27)$$

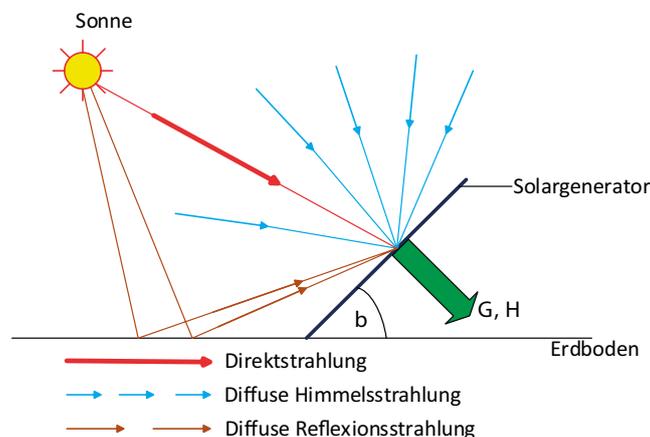
Für die gesamte Strahlung auf eine geneigte Fläche ergibt sich somit Gleichung (28).

$$G_G = G_{GB} + G_{GD} + G_{GR} = \cos \theta \cdot (G - G_D) + R_D \cdot G_D + R_R \cdot \rho \cdot G \quad (28)$$

Eine ähnliche Gleichung (29) gilt analog nach Gleichung (22) für die eingestrahelte Energie für bestimmte Zeiträume, deren Integrationsgrenzen bei sämtlichen Strahlungen identisch sein müssen.

$$H_G = H_{GB} + H_{GD} + H_{GR} = \cos \theta \cdot (H - H_D) + R_D \cdot H_D + R_R \cdot \rho \cdot H \quad (29)$$

Um die verschiedenen Komponenten zu veranschaulichen dient Abbildung 4.7.

**Abbildung 4.7:** Zusammensetzung der Einstrahlung auf eine geneigte Fläche. ⁽²⁰⁾

Wie teilweise schon beschrieben hängt die Einstellung der Neigung immer davon ab, wie hoch die jeweiligen Anteile der Einstrahlung am Standort sind. Grundsätzlich kann gesagt werden, dass in den n. B. der diffuse Anteil relativ hoch und es somit vorteilhafter ist, β eher kleiner einzustellen.

Je nach Jahreszeit ändert sich die Zusammensetzung. Im Sommer ist G_B relativ groß, deshalb sollte die Fläche stärker geneigt sein. Im Winter ist G_D zum Teil sehr groß, deshalb bietet sich hier eine geringe Neigung an.

Zusätzlich zu den beschriebenen Einflussfaktoren kommen noch weitere stochastisch nur schwer zu ermittelnde Faktoren hinzu, die die Einstrahlung verändern. Zu ihnen zählen zum Beispiel durchziehende Wolken, die die Einstrahlung verringern, da sie entweder die Sonne verdecken oder aber zu einer inhomogenen Verteilung der diffusen Strahlung führen. Manche Wolkenformationen können wie optische Linsen wirken und somit werden Bestrahlungsstärken gemessen, die zum Teil über AM 0 liegen.

Hinzu kommen noch feste Strukturen auf der Erdoberfläche wie beispielsweise Bäume und Gebäude, die einen Schatten auf die Solarmodule werfen. All diese Faktoren können in geeigneten Modellen (zum Beispiel von PEREZ oder HAY) Berücksichtigung finden oder aber durch einfache geometrische Berechnungen im Falle beispielsweise von Gebäuden in die Auslegung eingehen. ^(20,57,60)

4.1.1.4 Einstrahlungsverteilung in Deutschland

Die Solarkonstante verändert sich auf Grund der leicht elliptischen Umlaufbahn der Erde um die Sonne geringfügig und schwankt zwischen 1414 W/m^2 Anfang Januar und 1322 W/m^2 Anfang Juli, jeweils an dem Standort, der der Sonne am nächsten ist. Deshalb wurde $S = 1360 \text{ W/m}^2$ definiert. Diese Strahlungsmenge trifft nicht überall zu gleichen Teilen auf die Erde, sondern hängt von Breitengrad, Jahreszeit, Geographie und meteorologischer Umgebung ab.

Deutschland lässt sich vereinfacht anhand der mittleren Jahressumme der Globalstrahlung in drei Regionen mit unterschiedlich starken Einstrahlungen unterteilen. Dabei wird im weiteren Verlauf alles nördlich von Koblenz und westlich von Nordhausen mit Nordwesten (NW), alles nördlich von Koblenz und östlich Nordhausens mit Nordosten (NO) und alles südlich von Koblenz mit Süden (S) bezeichnet (Abbildung 4.8).

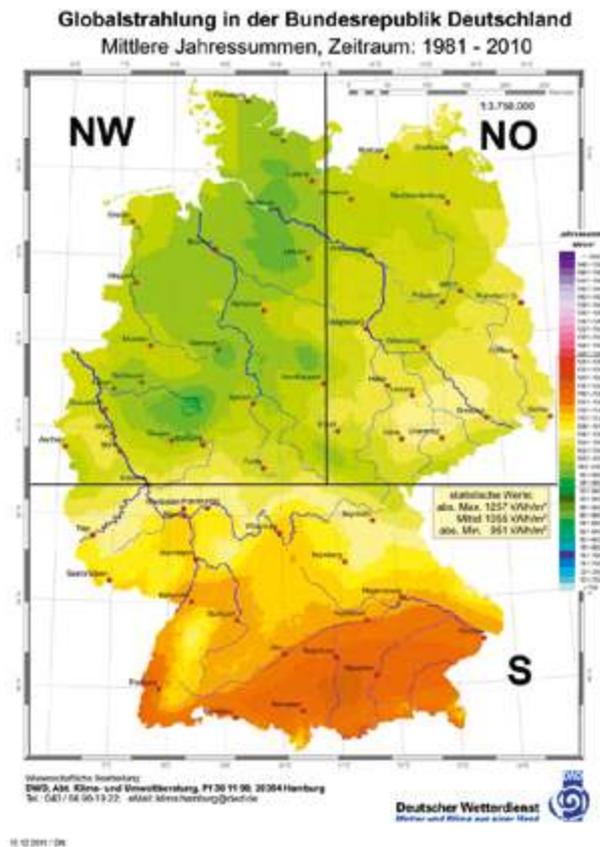


Abbildung 4.8: Einteilung Deutschlands in drei Sektoren (NW, NO, S).⁽⁵⁸⁾

Die folgende Beschreibung stützt sich auf die Strahlungskarten im Anhang, wo noch weitere als die unten aufgelisteten Details entnommen werden können.

Eine Unterteilung zwischen NW und NO ist nur für den Zeitraum März bis Oktober sinnvoll. In den restlichen (Winter-)Monaten ist die mittlere monatliche Globalstrahlung zwischen NW und NO fast gleich und unterscheidet sich lediglich zwischen Norden und Süden.

Es hängt also bei einem Stromausfall davon ab, in welchem Monat und wo in Deutschland er stattfindet. Abhängig davon unterscheidet sich die für die PV-Anlage nutzbare Strahlung immens. Sie reicht von 11 kWh/m² im kompletten Monat Dezember im Norden bis hin zu 180 kWh/m² im kompletten Monat Juli im S. Dies zeigt bereits ein zentrales Problem von NSVs mit photovoltaischen Inselanlagen. Bei einer Auslegung für den jeweiligen Worst-Case müssen die Systeme stark überdimensioniert werden, was wiederum die Investitionssumme der Anlagen erhöht.

Im NW ist über das Jahr gesehen die Globalstrahlung am geringsten mit ca. 980 kWh/m² im S ist sie am höchsten mit ca. 1150 kWh/m², im NO beträgt sie ca. 1050 kWh/m². Wird die Abweichung der beiden letzten Jahre (2011 und 2012) mit den langjährigen Mittel zwischen 1981 und 2010 betrachtet, so fällt auf, dass es besonders im NO und S zu einer Erhöhung der Bestrahlung gekommen ist (bis zu 17 % mehr).

4.1.2 Arten von PV-Zellen und -Modulen

Wie bereits beschrieben haben Photonen unterschiedliche Wellenlängen und dementsprechend unterschiedliche Energieinhalte. Beim Auftreffen eines Photons auf einen Halbleiter gibt das Photon seine Energie an ein Elektron im Valenzband (letztes mit Elektronen besetztes Band des Materials) des Halbleiters ab. Das Elektron „nutzt“ diese Energie um die Energielücke E_g zwischen Valenz- (E_V) und Leitungsband (E_L) zu überspringen und befindet sich damit auf einem höheren Potential. Das nun freie Elektron hinterlässt ein positiv geladenes Loch (freier Elektronenzustand) im Valenzband. Die Differenz zwischen E_g und E_{ph} wird als Wärmeenergie an das Material abgegeben. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 4.9 grafisch zusammengefasst und veranschaulicht.

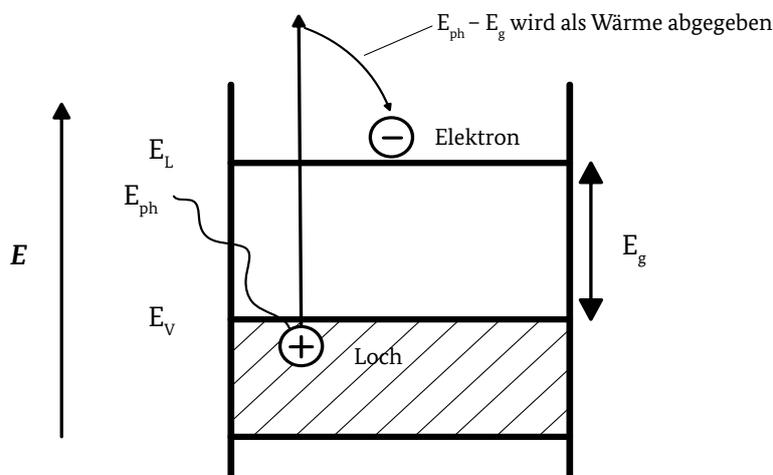


Abbildung 4.9: Zusammenhang des Photoeffekts an Hand des Bändermodells. Modifiziert nach ^(20,57).

Wird dieser Effekt nun als Stromquelle genutzt, so muss ein geeignet hohes elektrisches Feld zur Absorption der Ladungsträger anliegen, um die Rekombination zwischen Loch und freiem Elektron zu verhindern. Die am häufigsten angewandte Methode ist der p-n-Übergang in Halbleitern. Durch die verschiedene Dotierung des Halbleiters entsteht ein elektrisches Feld, welches die Rekombination verhindert und das Material als Solarzelle nutzbar macht.

Je nach verwendetem Halbleitermaterial unterscheidet sich E_g . Da nur die Photonen absorbiert werden, deren Energie gleich oder größer der Energielücke ist, ergeben sich für verschiedene Materialien unterschiedliche Grenzwellenlängen, ab denen das Sonnenlicht genutzt werden kann.

Die mögliche Leerlaufspannung hängt von der Bandlücke ab. Das heißt, dass bei Halbleitern mit niedrigem E_g auch die Leerlaufspannung klein ist. Im Gegensatz zu Halbleitern mit sehr großen Energielücken (und dementsprechend hoher Leerlaufspannung) hat eine geringe Energielücke einen relativ hohen Photostrom zur Folge, da ein großer Teil des Sonnenspektrums genutzt werden kann. Da aber das Produkt aus Strom und Spannung die Leistung einer PV-Zelle bestimmen, ist es weder sinnvoll einen Halbleiter mit sehr großer, noch mit sehr kleiner Energielücke auszuwählen (siehe Abbildung 4.11).

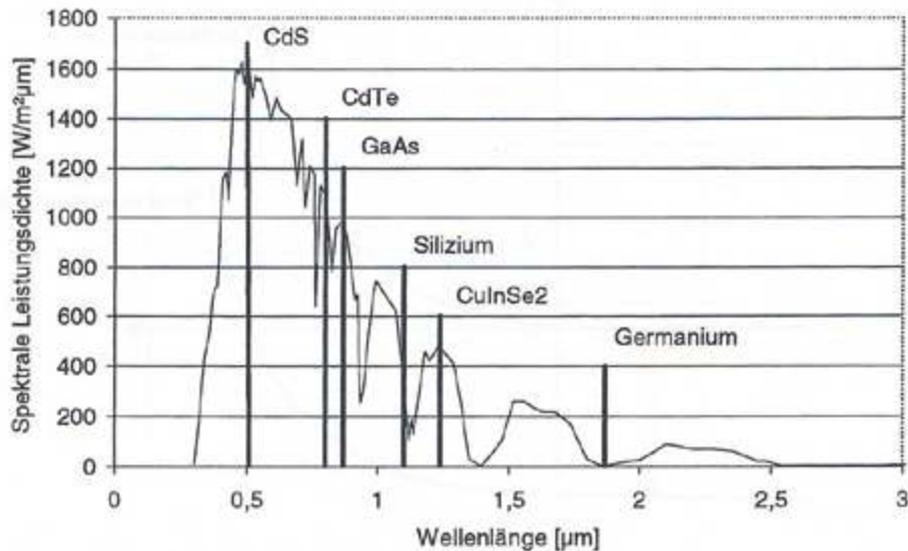


Abbildung 4.10: Terrestrisches Sonnenspektrum mit Markierungen der Energielücken verschiedener Halbleiter. ⁽²⁰⁾

Es ist zu erkennen, dass bei ca. $1,2 \text{ eV} = 1,92 \cdot 10^{-19} \text{ J}$ ein Maximum bei Standardprüfbedingungen (standard test conditions, STC) liegt. Die STC für Solarzellen liegen bei $G = 1000 \text{ W/m}^2$ eines Spektrums von AM 1,5 und einer Zelltemperatur von $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Die optimale Wellenlänge λ lässt sich durch umstellen von Gleichung (18) zu Gleichung (30) ermitteln.

$$\lambda = h \cdot \frac{c}{E_{\text{ph}}} = 6,62606957 \cdot 10^{-34} \cdot \frac{299792458}{1,92} \cdot 10^{19} \frac{\text{J} \cdot \text{s} \cdot \text{m}}{\text{J} \cdot \text{s}} = 1,04 \text{ } \mu\text{m} \quad (30)$$

Weiterhin ist erkennbar, dass zum Beispiel Silizium sehr nahe an diesem Wert liegt. Dies ist neben der guten wirtschaftlichen Aufstellung auch der Grund, warum es das am weitesten verbreitete und erhältliche Material bei kristallinen PV-Anlagen ist.

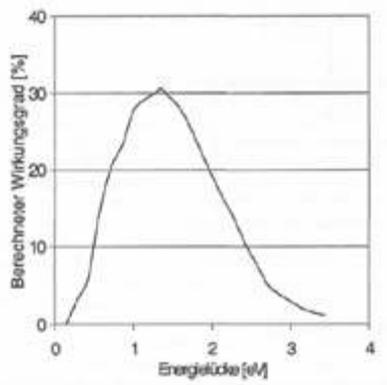


Abbildung 4.11: Berechneter Wirkungsgrad in Abhängigkeit von der Energielücke eines Halbleiters. ⁽⁵⁷⁾

Es sei erwähnt, dass Galliumarsenid (GaAs) eine noch geeignetere Bandlücke hat und somit effizienter wäre. Allerdings existieren zwei entscheidende Nachteile, weshalb es größtenteils nur bei Weltraumanwendungen oder Konzentratorzellen zur Nutzung kommt. Der erste Nachteil ist die Seltenheit der beiden Materialien Gallium und Arsen und damit verbunden ihre extrem hohen Anschaffungskosten.

Der zweite Nachteil ist die Giftigkeit von Arsen. Deshalb kann es zu einem Probleme bei der Entsorgung der PV-Module geben und zum anderen können bei einem eventuellen Brand hochgiftige Gase freigesetzt werden. Im Folgenden werden die verschiedenen Typen von Solarzellen und ihre Vor- und Nachteile aufgezeigt.

Um Solarzellen oder -module miteinander vergleichen zu können, gibt es zwei wesentliche Merkmale. Zum einen der Wirkungsgrad und zum anderen der Füllfaktor (FF). Der FF ist ein Maß für die Güte einer Solarzelle. Er wird nach Gleichung (32) berechnet. Für die Berechnung werden die Leerlaufspannung U_{OC} und der Kurzschlussstrom I_{SC} der Solarzelle benötigt. Die maximale Leistung P_{max} wird im Maximum Power Point (MPP) nach Gleichung (31) definiert und wird häufig in der Einheit W_p (Watt, Peak) ausgedrückt.

$$P_{max} = U_{MPP} \cdot I_{MPP} \quad (31)$$

$$FF = \frac{P_{max}}{U_{OC} \cdot I_{SC}} \quad (32)$$

Die Qualität einer Zelle steigt mit einem höheren FF. Kommerziell erhältliche Solarzellen haben einen FF zwischen 60 % und 80 %.

Für den einfachen und schnellen Vergleich speziell von PV-Modulen eignet sich der Wirkungsgrad, da dieser von den meisten Herstellern angegeben wird. Bei Solarzellen und -modulen können unterschiedliche Wirkungsgrade errechnet werden. Deshalb muss darauf geachtet werden, welcher Wirkungsgrad explizit angegeben wird. In den meisten Fällen und auch bei Herstellerangaben wird von dem photovoltaischen Wirkungsgrad η_{PV} einer Solarzelle oder aber von dem Modulwirkungsgrad η_M gesprochen. Sie ergeben sich aus den Gleichungen (33) und (34). Mit A_z wird die Solarzellenfläche bezeichnet.

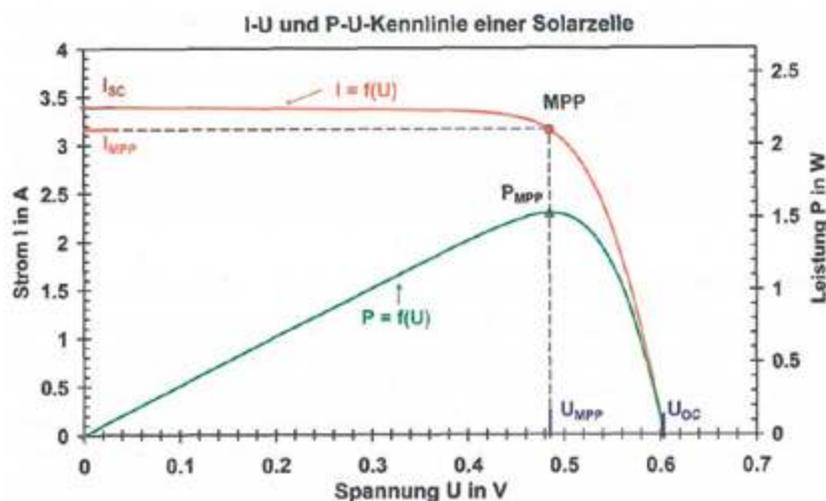


Abbildung 4.12: Kennlinie von $I = f(U)$ und $P = f(U)$ einer monokristallinen Solarzelle mit ca. 102 cm^2 Zellfläche unter STC. ⁽²⁰⁾

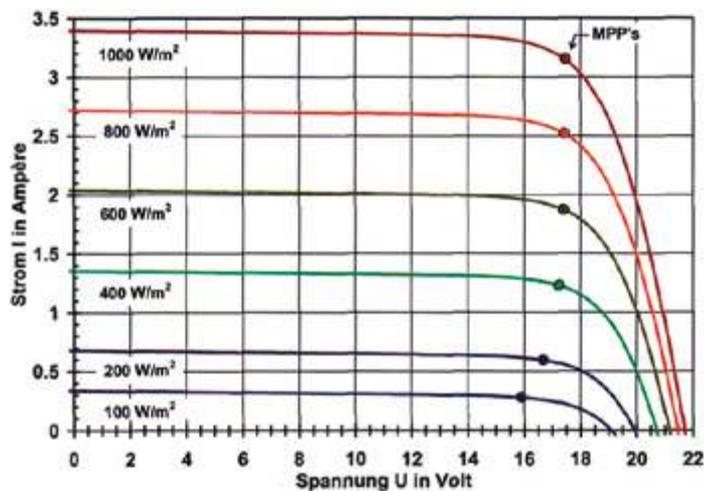


Abbildung 4.13: I/U-Graph eines PV-Moduls bei konstanter Temperatur und verschiedenen Bestrahlungsstärken. ⁽⁶¹⁾

$$\eta_{PV} = \frac{P_{\max}}{G \cdot A_Z} \quad (33)$$

$$\eta_M = \eta_{PV} \cdot PF \quad (34)$$

Hierbei ist der Flächennutzungsgrad eines Solarmoduls, englisch *packing factor* (PF), als das Verhältnis der aktiven Solarzellenfläche zur gesamten Modulfläche definiert. Abbildung 4.12 zeigt die charakteristischen Kennlinien einer PV-Zelle, anhand derer die verschiedenen Spannungen und Ströme zu erkennen sind.

Der MPP ist abhängig von der Temperatur der Solarzelle und der Einstrahlung. Steigt die Temperatur, so wandert der MPP nach links, das heißt, die Spannung sinkt (Abbildung 4.13) und der Strom bleibt relativ konstant.

Sinkt die Einstrahlung, so sinkt der erzeugte Strom und die Spannung verändert sich nur wenig (Abbildung 4.14).

Aus diesem Grund wird selbst bei geringer Strahlung eine hohe Spannung an den Bauteilen der PV-Anlage angelegt. ^(20,57)

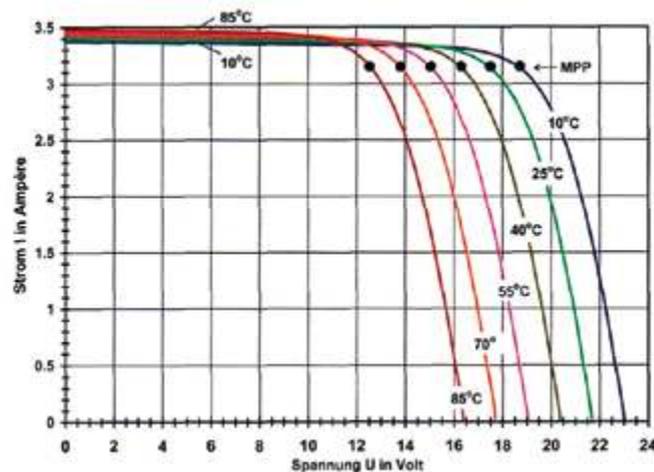


Abbildung 4.14: I/U-Graph eines PV-Moduls bei konstanter Bestrahlungsstärke und verschiedenen Temperaturen. ⁽⁶¹⁾

4.1.2.1 Kristalline Solarzellen

Bei kristallinen Solarzellen können monokristalline und poly- oder multikristalline Solarzellen unterschieden werden. Unterschiede sind die Kristallstruktur und somit der Herstellungsaufwand sowie der Wirkungsgrad.

Silizium (Si) wird aus Quarzsand oder Quarzkristallen hergestellt. Nach mehreren Bearbeitungsschritten und Veredelungen liegt es schließlich als hochreines polykristallines Silizium vor. Für polykristalline Zellen muss dieses zu einem Block geschmolzen werden und entsprechend dünne Scheiben (Wafer) abgetrennt werden. Für monokristalline Zellen muss der Block in einem Tiegel eingeschmolzen und unter ständiger Rotation langsam (30 cm/h) ein monokristalliner Stab gezogen werden.

Die Dicke von kristallinen Zellen muss mindestens 100 μm betragen um die vollständige Absorption aller Photonen zu gewährleisten. Meistens werden jedoch Materialdicken von 200 μm bis 300 μm gewählt, damit die mechanische Stabilität gewährleistet ist. Beim Absägen der Wafer entstehen relativ hohe Verluste beim Material durch Sägemehl (35 %).

Die Wafer werden anschließend dotiert. Auf ihnen werden dann Kontakte und Antireflexionsbeschichtungen angebracht. Des Weiteren werden sie zu Modulen zusammengebaut, um eine genügend hohe Spannung (durch Reihenschaltung) und hohen Strom (durch Parallelschaltung) zu erhalten. Hinzu kommt ein Rahmen und Schutzglas als Schutz gegen Witterung sowie zur mechanischen Befestigung. Die gesamte Herstellung eines kristallinen Solarmoduls ist energetisch und somit auch finanziell aufwendig. Die Kostenstruktur eines kristallinen Solarmoduls ist in Abbildung 4.15 abgebildet.

Wird die Preisentwicklung für kristalline Si-Module auf dem Weltmarkt der letzten Jahre betrachtet, ist zu erkennen, dass immer noch ein Abwärtstrend vorliegt (Abbildung 4.16).

Die Wirkungsgrade der beiden kristallinen Si-Varianten sind wie angesprochen unterschiedlich hoch. Ausschlaggebend hierfür ist die Lichtbrechung an den Korngrenzen des polykristallinen Siliziums. Sie werden in den folgenden Abschnitten mit aufgelistet. ^(20,57,59)

4.1.2.2 Dünnschicht-Solarzellen

Wie in Abbildung 4.15 zu erkennen, sind die Rohstoffbeschaffung und Herstellung mit immensen Kosten verbunden. Um diesen Kostenfaktor zu verringern werden Forschungsbemühungen in die Dünnschicht-Solarzellen investiert. Im Gegensatz zu kristallinen Zellen benötigen sie je nach Material eine Dicke von 0,5 μm bis 5 μm um alle Photonen vollständig zu absorbieren.

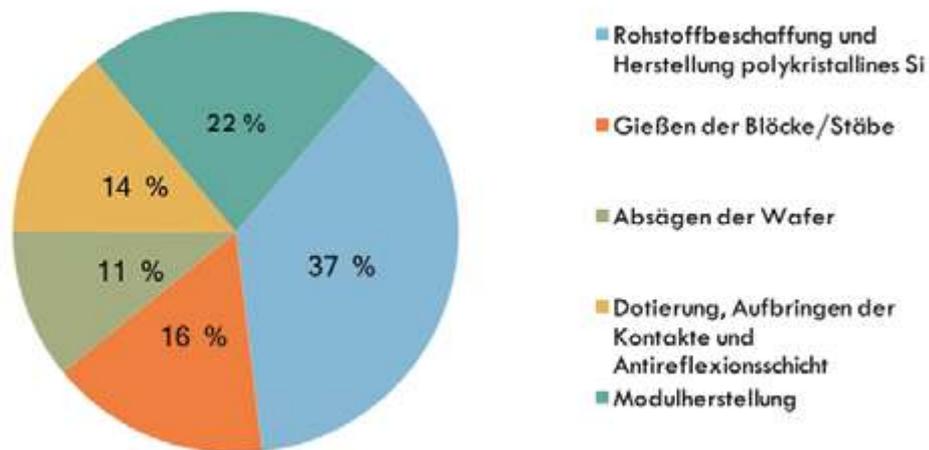


Abbildung 4.15: Prozentuale Verteilung der Kostenstruktur (2011) bei der Herstellung von kristallinen Solarmodulen. Modifiziert nach ⁽⁵⁹⁾

Es können drei kommerziell erhältliche Dünnschicht-Solarzellen unterschieden werden, amorphes Silizium (a-Si) oder als Weiterentwicklung eine Tandemzelle mit a-Si und mikrokristallinen Silizium (μ -Si), Cadmiumtellurid (CdTe) und Kupfer-Indium-Diselenid (CuInSe_2 , CIS). Alle Dünnschichtzellen haben den entscheidenden Vorteil, dass sie bei niedrigen Temperaturen auf verschiedene günstige Stoffe aufgedampft werden können. Dadurch besteht die Möglichkeit durch Rationalisierung des Produktionsprozesses eine Fließbandproduktion zu erstellen.

Im Vergleich zu kristallinen Zellen haben sie allerdings einen geringeren Wirkungsgrad bei normaler Strahlung. Bei hoher diffuser Strahlung weisen Dünnschichtzellen teilweise ein besseres Verhältnis von produzierter Energie pro kW_p auf. ^(20,57,59)

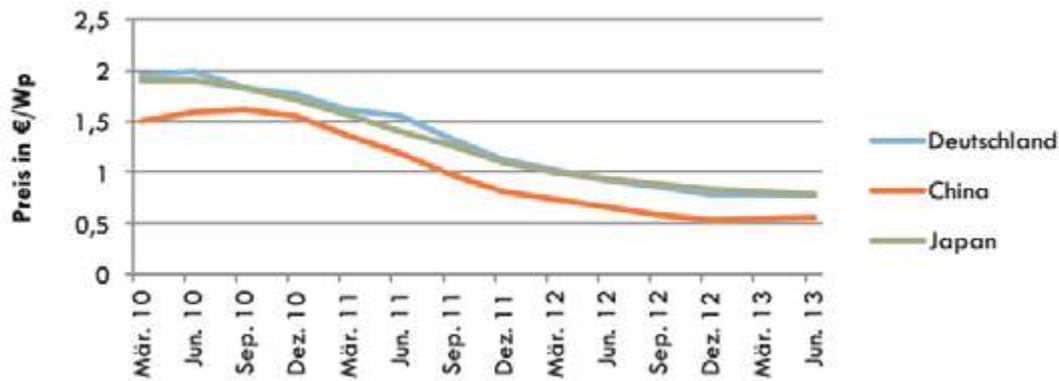


Abbildung 4.16: Weltmarktpreise von kristallinen Si-Modulen. Modifiziert nach ⁽⁶²⁾.

Amorphes Silizium: a-Si hat im Gegensatz zum kristallinen eine ungeordnete Gitterstruktur. Dadurch ist nicht jedes Silizium-Atom mit vier anderen verbunden. Diese gebrochenen Bindungen (*dangling bond*, DB), fungieren als „Fallen“ für freie Elektronen. Als Halbleiter wird a-Si jedoch erst nutzbar, wenn die meisten DBs mit Wasserstoff (H) gesättigt sind (Abbildung 4.17).

Ein Nachteil der a-Si-Solarzellen ist ihr sinkender Wirkungsgrad (er verringert sich um 10 bis 30 %) in den Anfangsmonaten durch den STAEBLER-WRONSKI-Effekt.

Um den Wirkungsgrad zu erhöhen werden auch a-Si/ μ -Si-Tandemzellen verwendet. Erstere haben hierbei eine größere Energielücke als zweite. Dadurch lässt die a-Si-Schicht Photonen mit größerer Wellenlänge durch, die dann durch die μ -Si-Zellen absorbiert werden. Neben der besseren Ausnutzung des Sonnenspektrums haben Tandemzellen außerdem den Vorteil, dass der STAEBLER-WRONSKI-Effekt nicht für μ -Si gilt und somit der Wirkungsgradverlust geringer ausfällt. ⁽²⁰⁾

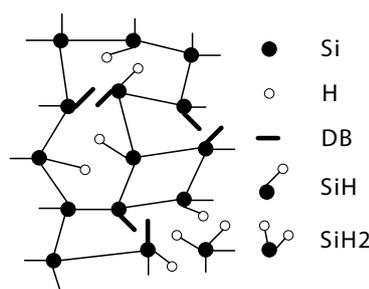


Abbildung 4.17: a-Si mit Größtenteils gesättigten Bindungen (DBs) durch ein oder mehrere Wasserstoffatome (H). Modifiziert nach ⁽²⁰⁾.

Cadmiumtellurid: CdTe liegt wie Silizium sehr nahe am maximal möglichen Wirkungsgrad. Durch die sehr dünne Schicht liegen die Wirkungsgrade jedoch unter denen von kristallinem Silizium.

Ein weiterer Nachteil ist das enthaltene Cadmium, das als ökologisch problematisches Material gilt. Zwar entstehen beim Verbrennen von CdTe-Modulen keine giftigen Gase wie bei GaAs, da es einen hohen Schmelzpunkt hat und deshalb vorher vom Glas der Module eingeschlossen wird, dennoch gibt es Probleme bei der korrekten Entsorgung. ^(20,59)

Kupfer-Indium-Diselenid: CIS-Zellen werden ähnlich produziert wie a-Si-Zellen (mit leicht erhöhtem Energieaufwand), weisen jedoch einen höheren Wirkungsgrad auf. Sofern nicht das giftige Cadmium als Zwischenschicht eingesetzt wird (kommt nur noch bei einigen wenigen Herstellern vor), gibt es auch keine relevanten Nachteile dieses Zelltypen. ^(20,59)

4.1.2.3 Vergleich der unterschiedlichen Zelltechnologien

Je nach Literatur gibt es Schwankungen bei den angegebenen Wirkungsgraden. Zum Teil ist dies auf die unterschiedlichen Erscheinungsjahre begründet (2001–2013), zum anderen auf die unterschiedlichen Qualitäten und Leistungsgrößen der Module. Deshalb kann kein genauer Wert des Wirkungsgrades gegeben werden, sondern nur ein Bereich und eine Tendenz. Dazu wurden verschiedene Herstellerangaben und Fachliteratur untersucht und somit Tabelle 4.2 erstellt.

Tabelle 4.2: Wirkungsgrade verschiedener Zelltypen. ^(20,57,59,63–71)

Material	Laborwirkungsgrad [%]	Wirkungsgrad kommerzieller Zellen η_M [%]	Tendenz (2013) η_M [%]
Monokristallines Silizium	25 (2011)	11–19,7	18,5
Polykristallines Silizium	20,4 (2011)	10–15	14,8
Amorphes Silizium (a-Si)	12,7 (2002)	3,5–6	5
Tandemzellen (a-Si/ μ -Si)	13,5 (2001)	6–8,5	7
Cadmiumtellurid (CdTe)	16,7 (2011)	6–9,7	8
Kupfer-Indium-Di-Selenid (CIS)	14,6 (2013)	5,5–13,4	12,4

Anzumerken ist, dass die hohen Wirkungsgrade meistens bei Modulen für die feste und netzgekoppelte Montage gedacht sind. Die Wirkungsgrade von mobilen Modulen oder Komplettpaketen liegen, sofern überhaupt Angaben bezüglich des Wirkungsgrades gemacht werden, meist niedriger.

Sollen die Kosten für die verschiedenen Module verglichen werden, so bietet sich am besten ein Vergleich über den Preis pro W_p der Module an (Abbildung 4.18). Wie schon beschrieben sind die kristallinen Module teurer als die Dünnschichtmodule. Dafür haben sie einen größeren Wirkungsgrad und benötigen somit einen geringeren Platzbedarf für dieselbe Leistung. Besonders auf engem Wohnraum oder wenigen Stellen mit direkter Sonneneinstrahlung könnte dies für eine NSV vom Vorteil sein. Spezielle Dünnschichtmodule hätten hingegen den Vorteil, dass sie in MFHs einfach aus dem Fenster gehängt werden könnten und keine aufwendigere Befestigung an den Fenstern benötigen.

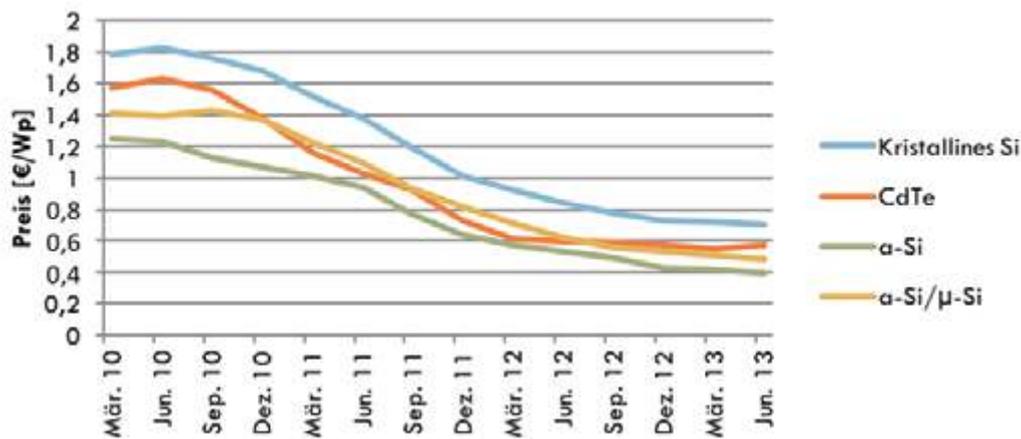


Abbildung 4.18: Preisentwicklung verschiedener Solarmodule im Vergleich. Modifiziert nach ⁽⁶²⁾.

Zukünftig wird vermutlich die Mehrzahl der Unternehmen in Dünnschichtzellen investieren. Der theoretische Wirkungsgrad von Dünnschichtmodulen liegt höher (30,5 %) als der von kristallinen Zellen (28,5 %). ⁽²⁰⁾ Der theoretische Wirkungsgrad gibt an, welcher Wirkungsgrad rechnerisch maximal mit einem Modul möglich wäre. Außerdem bestehen bei Dünnschichtmodulen durch die mögliche Fließbandproduktion weitere Einsparmöglichkeiten. ^(20,57,59)

4.1.3 Wichtige Definitionsgrößen

Der Aufbau eines Inselsystems ist prinzipiell unabhängig davon, wie die benötigte Energie generiert wird. ^(20,28,57,72) Ein PV-System besteht aus Generator, Laderegler, Zwischenspeicher und der Last/dem Verbraucher. Gegebenenfalls muss zusätzlich noch ein Wechselrichter eingeplant werden, um Lasten betreiben zu können, die Wechselstrom benötigen. Der prinzipielle Aufbau ist in Abbildung 4.19 zu sehen.

Für die Auslegung eines Inselsystems müssen wichtige Definitionsgrößen festgelegt werden. Die Systemspannung und Spannungsart (AC/DC) wird entweder direkt von den Verbrauchern (durch fest vorgegebene Spannungen bei beispielsweise Netzgeräten, Kühlgeräten usw.) oder bei Gleichstrom indirekt durch die Verbraucher mit Hilfe der Grenzleistung festgelegt.

Abhängig von der Grenzleistung lässt sich mit einer Faustformel die ideale Systemspannung bei Gleichstrom und die Grenzleistung des Wechselrichters (WR) ermitteln (siehe Tabelle 4.3). Je höher die Leistungsanforderung, desto höher die Spannung um Verluste in den Leitungen zu vermeiden. ^(20,28)

Tabelle 4.3: Grenzleistung in Abhängigkeit zur Systemspannung des Inselsystems. Modifiziert nach ⁽²⁰⁾.

Systemspannung U [V]	12	24	48
Grenzleistung P_G [kW]	0,3	1	3
Grenzleistung des WR P_{WR} [kW]	1,2	5	10

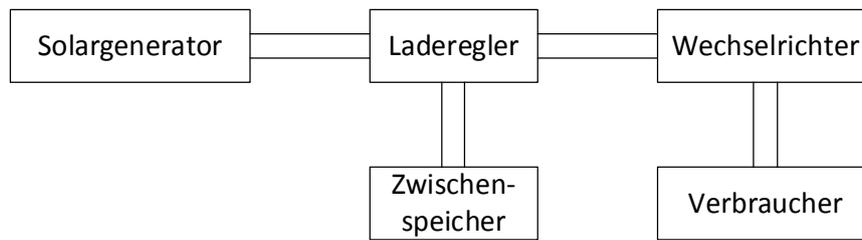


Abbildung 4.19: Prinzipieller Aufbau einer PV-Inselanlage. Modifiziert nach ⁽²⁸⁾.

4.1.4 Maximaler Leistungsbedarf

Ein Kriterium, das für die Dimensionierung des Versorgungssystems von Bedeutung ist, ist die maximal auftretende Lastspitze. Im ungünstigsten Fall werden alle identifizierten Verbraucher zur gleichen Zeit betrieben. Die sich ergebende Lastspitze würde sich bei n Verbrauchern dann entsprechend Gleichung (35) ergeben.

$$P_{\max} = \sum_{i=1}^n P_i \quad (35)$$

In der Regel werden jedoch nicht alle Verbraucher gleichzeitig durch die Bewohner genutzt, wodurch sich die tatsächliche Lastspitze signifikant nach unten verschieben würde und P_{\max} lediglich eine obere Schranke darstellt. Dies ist in Gleichung (36) dargestellt.

$$P_{\max, \text{real}} \leq P_{\max} = \sum_{i=1}^n P_i \quad (36)$$

Des Weiteren sind die Leistungsaufnahmen der einzelnen Verbraucher nicht gleichverteilt. Im Wesentlichen wird dieser Wert durch Heizverbraucher (z. B. zum Erwärmen von Wasser oder Lebensmitteln) determiniert. $P_{\max, \text{real}}$ ist sowohl für die Dimensionierung des Wechselrichters als auch des Energiespeichers wichtig. Es muss angenommen werden, dass der maximale Leistungsbezug auch zu Zeiten auftritt, in denen der Solargenerator keine Energie erzeugt. Die gesamte Last muss somit zu diesem Zeitpunkt aus dem Speicher bedient werden.

4.1.5 Analyse der Verbraucher

4.1.5.1 Klassifizierung nach der Leistungsklasse

Leistungsklasse: klein ($P_N < 50 \text{ W}$), mittel ($50 \text{ W} < P_N < 200 \text{ W}$), groß ($200 \text{ W} < P_N$): Je höher die Leistung eines Verbrauchers, desto größer ist sein Einfluss auf die Auslegung und den Betrieb des Gesamtsystems, weshalb die Berechnung dieser Verbraucher gegebenenfalls mit einem Sicherheitszuschlag vorgenommen werden muss. Des Weiteren bietet diese Klassifizierung die Möglichkeit, Grenzen der Machbarkeit verschiedener NSV-Systeme mit jeweiligen Verbraucherklassen in Einklang zu bringen. Somit können z. B. für kleine Verbraucher andere Lösungsalternativen optimal sein als für große.

4.1.5.2 Potentielle Verbraucher

Die Verbraucher einer NSV müssen sorgsam ausgewählt werden. Wie schon beschrieben sind sie ausschlaggebend für die Leistungsanforderung und auch Wahl der Spannungsebene. Da die NSV so lange wie möglich den Haushalt mit Energie versorgen soll, sollte die Erzeugung auch gleich dem Verbrauch sein, damit der Zwischenspeicher immer wieder gefüllt werden kann.

Um die möglichen Verbraucher während eines Stromausfalles zu identifizieren, wurden zunächst Versorgungsfelder aufgestellt, die es zu bedienen gilt. Zu diesen Feldern gehören:

- Nahrung zubereiten ■ Raumwärme (Heizen)
- Nahrung kühlen (Lagern) ■ Beleuchtung
- Kommunikation/Information

Diese müssen erfüllt sein, um die Grundversorgung während des Stromausfalles sicher zu stellen. Dabei ist anzumerken, dass es gegebenenfalls sinnvoll und auch notwendig sein kann, nicht alle Felder mit der NSV zu bedienen, sondern noch alternative Varianten nutzen zu können.

Bei Verbrauchern kann grundsätzlich zwischen verschiedenen Lastprofilen differenziert werden. Diese Abgrenzung wird bezüglich des Verhaltens der Lasten zur Sonnenstrahlung getätigt. Somit wird zwischen kontinuierlichen, antizyklisch oder synchron zur Einstrahlung und täglich unkorrelierten Lastspitzen unterschieden. Ein Kühlgerät wäre zum Beispiel eine kontinuierliche Last, die Beleuchtung der Wohnung wäre beispielsweise antizyklisch zur Einstrahlung. Mit unkorrelierten Lastspitzen über den Tagesverlauf sind unter anderem das Erwärmen von Essen oder die Nutzung von Ladegeräten gemeint, da diese Tätigkeiten nicht vorhersagbar über den Tag verteilt stattfinden.

Wenn alle Lastprofile ein nicht zu stochastisches Gesamtprofil der im Haushalt genutzten Verbraucher über einen Tag verteilt ergeben, so lässt sich hieraus ein mittlerer täglicher Energiebedarf errechnen.

Doch auch wenn der mittlere Energiebedarf theoretisch durch die NSV geleistet werden kann, kommt es bei bestimmten mit Wechselstrom betriebenen (induktiven) Lasten eventuell zu weiteren Problemstellungen. Dazu gehört das Anlaufen von Drehfeldmotoren. Diese finden beispielsweise in den meisten Haushaltskühlschränken Anwendung. Sie benötigen zum Anlaufen einen wesentlich höheren Anfangsstrom als später im Dauerbetrieb. Dieses Anlaufen belastet die PV-Anlage und den Zwischenspeicher durch den hohen Leistungsbedarf. Außerdem müssen der Laderegler und der Wechselrichter für entsprechend hohe Ströme ausgelegt werden. Hinzu kommt, dass abhängig vom Wirkungsgrad des Wechselrichters (je nach Hersteller zwischen 85 % und 96 %) noch einmal zusätzliche Verluste auftreten.

Der mittlere Energiebedarf E_1 der Verbraucher lässt sich somit nach Gleichung (37) berechnen.

$$E_1 = E_{DC} + \frac{1}{\eta_{WR}} \cdot E_{AC} \quad (37)$$

$$E = \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_{d_i} \quad (38)$$

E_{DC} und E_{AC} bezeichnen die Energie der DC- respektive AC-Geräte und η_{WR} den Wirkungsgrad des Wechselrichters. E_{DC} und E_{AC} lassen sich nach Gleichung (38) aus den Leistungen der Verbraucher i und ihrer Nutzungs- oder Einschaltdauer pro Tag t_{d_i} berechnen. ^(16,20,57)

4.1.5.3 Ausstattung der Haushalte

Für die Annahmen, die für einige Verbraucher bezüglich ihrer Leistungsaufnahme sowie ihres Energieverbrauchs getroffen werden, muss berücksichtigt werden, wie modern die entsprechenden Geräte sind. Gerade bei Kühlschränken wurden in diesem Bereich in den letzten Jahrzehnten enorme Fortschritte erzielt. Tatsächlich verfügen viele Haushalte jedoch noch nicht über die modernsten Geräte und nutzen weiterhin alte, stromintensive Verbraucher.

Im Umkehrschluss kann für die Geräteentwicklung durch Extrapolation vergangener Fortschritte eine mögliche Entwicklung gezeichnet werden, wie sich der Gesamtenergiebedarf moderner Haushalte in Zukunft entwickeln könnte. Dies führt zu einer verbesserten Abschätzung der unteren Schwelle für die NSV-Systemkosten.

4.1.6 Größe des Solargenerators

Die Größe, genauer gesagt die Fläche des Solargenerators ist ausschlaggebend für die erzeugte elektrische Leistung oder Energie. Da die meisten Einstrahlungskarten in H pro Monat oder Jahr angegeben sind, bietet sich an, die erzeugte Energie der PV-Anlage E_{PV} nach Gleichung (39) zu ermitteln.

$$E_{PV} = A_M \cdot \eta_M \cdot k_G \cdot k_T \cdot H = A_Z \cdot \eta_{PV} \cdot k_G \cdot k_T \cdot H \quad (39)$$

Hier beschreibt k_G den Generator-Korrekturfaktor. Der Korrekturfaktor dient dazu, Abweichungen und Verluste des Solargenerators zu berücksichtigen. Unter anderem wären dies zum Beispiel eine ungeeignete Abstimmung der Module, Glasreflektion, Modulverschmutzung oder auch Minderleistung der Module im Gegensatz zu Herstellerangaben. Die genauen Definitionen der einzelnen Korrekturfaktoren können detailliert in der Fachliteratur nachgeschlagen werden. ⁽²⁰⁾ Abhängig von β und der Jahreszeit verändert sich k_G .

Der Faktor k_T beschreibt den Korrekturfaktor, der berücksichtigt, dass die Zelltemperatur bei unterschiedlicher Einstrahlungsstärke von der Normtemperatur abweicht und somit der Wirkungsgrad verändert wird.

Tabelle 4.4: Empfohlene k_G -Werte für Standorte in Mitteleuropa. Modifiziert nach ⁽²⁰⁾.

β	Jan	Feb	März	Apr	Mai	Juni	Juli	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
30°	0,75	0,79	0,86	0,88	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,88	0,8	0,7
45°	0,85	0,88	0,89	0,9	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,89	0,87	0,82
60°	0,89	0,9	0,91	0,91	0,9	0,9	0,9	0,9	0,91	0,91	0,9	0,89
90°	0,91	0,91	0,9	0,89	0,87	0,86	0,86	0,87	0,89	0,9	0,91	0,91

Die Einstrahlungskarten geben die Einstrahlung auf eine Ebene Fläche H wider. Um die Einstrahlung auf eine geneigte nach Süden gerichtete Fläche H_G zu ermitteln, wird Gleichung (40) genutzt.

$$H_G = R(\beta) \cdot H \quad (40)$$

$R(\beta)$ wird in Abhängigkeit von dem jeweiligen Standort und Zeitpunkt im Jahr bestimmt. Für die definierten Regionen sind die Referenzstationen Gießen für NW, Potsdam für NO und München für S. Für diese drei Standorte sind alle Werte für ein Jahr in Tabelle 0.10 in Anhang A angegeben, um später die benötigte Fläche direkt ausrechnen zu können.

Als erste Näherung für die verschiedenen Solarzellen werden in der Literatur folgende Werte für 1 kW_p angegeben: ⁽⁶⁰⁾

- Monokristallin 6 – 9 m^2
- Polykristallin 9 – 11 m^2
- Amorph (Dünnschicht) 16 – 20 m^2

Werte für weitere Zelltechnologien (z. B. CIS, CdTe, Tandemzellen unter realen Bedingungen etc.) rangieren je nach Wirkungsgrad (siehe Tabelle 4.2) im Bereich polykristalliner oder Dünnschicht-Zellen. Diese Werte können jedoch maximal zur Veranschaulichung der Größe der unterschiedlichen Solarzellenflächen dienen. Wie in den vorangegangenen Kapiteln bereits erläutert, gibt es auch bei gleichen Solarzelltypen Differenzen bezüglich des Modulwirkungsgrades. Ebenso werden in dieser Angabe die Einstrahlungssumme des Standortes sowie die Flächenorientierung nicht mit einbezogen, obwohl dies ebenfalls wichtige Faktoren sind.

Tabelle 4.5: Korrekturfaktoren k_T zur Berücksichtigung der Zelltemperatur. Modifiziert nach ⁽²⁸⁾.

Monat	Jan	Feb	März	Apr	Mai	Juni	Juli	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
k_T	1,02	1,01	0,95	0,91	0,88	0,87	0,86	0,86	0,89	0,98	1,00	1,02

Bei der NSV steht eine hohe Versorgungssicherheit besonders im Fokus. Die Versorgungssicherheit wird durch den solaren Deckungsgrad f_s , wie in Gleichung (41), beschrieben.

$$f_s = \frac{E_{PV}}{E_1} \quad (41)$$

Der Deckungsgrad soll bei 100 % oder höher betragen. Dadurch ist eine hohe Versorgungssicherheit gewährleistet. Um diesen Zustand zu erreichen, müssen die Fläche des Generators und der Zwischenspeicher auf einander abgestimmt sein. ^(20,57,60)

4.1.7 Zwischenspeicher/Puffer

4.1.7.1 Speicherbedarf

Der Energiespeicher stellt sicher, dass Verbraucher auch zu Zeiten genutzt werden können, in denen der PV-Generator keine oder nicht genügend Leistung abgeben kann. Die wesentlichen Auslegungskriterien des Energiespeichers sind dessen maximale Leistung sowie die Speicherkapazität.

Im ungünstigsten Fall ist anzunehmen, dass der gesamte Energieverbrauch während der Nachtstunden geschieht. Dies hätte zur Folge, dass während der Zeiten solarer Einstrahlung die Energie des PV-Generators vollständig in den Speicher geladen und bis zum nächsten Morgen wieder entladen werden würde. Dieser Fall tritt beispielsweise ein, wenn Berufstätige im Winter vor Sonnenaufgang das Haus verlassen und erst nach Sonnenuntergang von der Arbeit zurückkommen. Die Speicherkapazität ist in diesem Fall determiniert durch Gleichung (42).

$$E_{\text{erz}} \geq E_{\text{Speicher}} \geq E_{\text{v}} \quad (42)$$

In den meisten Fällen (Szenarien) wird es jedoch zu Überschneidungen der Erzeugungs- sowie Verbrauchsphasen kommen. In diesen Fällen liegt die Speicherkapazität deutlich unterhalb der benötigten Gesamtenergie, da sie nur den Verbrauch abdecken muss, der momentan nicht vom PV-Generator gedeckt werden kann.

Dieser Effekt tritt vor allem dann ein, wenn mehrere Haushalte (z. B. in den Szenarien 3 und 4) durch eine gemeinsame NSV versorgt werden. Durch die stochastische Verteilung der Verbrauchsgewohnheiten ergeben sich mehr Spielräume für die Dimensionierung des Energiespeichers.

Neben dem Solargenerator ist der Zwischenspeicher ein elementarer Bestandteil des Inselsystems. Er dient zum einen dazu, kurze Lastspitzen abzufangen und für diese genügend Leistung zur Verfügung zu stellen. Zum anderen hat er die Aufgabe, die während des Tages produzierte Energie zwischen zu speichern und für das antizyklische Lastprofil bereitzustellen. Somit dient er auch als Puffer, wenn Erzeugung und Verbrauch nicht gleich groß sind.

Deshalb muss die Art eines Zwischenspeichers sorgfältig ausgewählt werden. Ebenso müssen seine Eigenschaften bekannt sein, um Problemen vorzubeugen und den Speicher auch richtig nutzen zu können.

Tabelle 4.6: Existierende Energiespeicher mit ihren wesentlichen Parametern. Modifiziert nach ⁽⁵⁷⁾.

direkte Speicher			indirekte Speicher			
Parameter			mechanische Speicher			elektrochemische Speicher
	Kondensator	Spule	Pumpspeicher	Druckluftspeicher	Schwungrad	Batterie
Kapazität	> 20 kWh	> 500 kWh	10000 MWh	100 MWh	1 kWh–20 MWh	1 Wh–1 MWh
abgebbare Leistung	μW–kW	kW–MW	MW	MW	kW	mW–kW
Startzeit	0	0	min	min	0	0
Nutzungsgrad	≈ 0,9	≈ 0,9	0,7–0,75	0,7	0,65–0,75	0,5–0,8
Auf-/Entladezeit	s/s–d	s/s	h/h	h/h	min/s–h	h/h–wk
Energiedichte [kWh/m ³]	2	10	0,8	5–8	160	500–900
Lebensdauer [a]	10	10	100	100	n. v.	3–6

4.1.7.2 Energiebedarf

Der Energiebedarf, der durch das PV-System gedeckt werden muss, ergibt sich durch die ermittelten Verbraucher (entsprechend den Auslegungskriterien ab Abschnitt 4.2 sowie dem jeweiligen Szenario) sowie deren zugehörige geschätzte Nutzungsdauer. Innerhalb des Auslegungszyklus muss Gleichung (43) gelten.

$$E_{\text{erz}} \geq E_{\text{v}} \quad (43)$$

Dabei lässt sich die erzeugte sowie die verbrauchte Energie nach den Gleichungen (44) und (45) berechnen.

$$E_{\text{v}} = \sum_{i=1}^n \int_0^{24 \text{ h}} P_i \, dt \quad (44)$$

$$E_{\text{erz}} = \int_0^{24 \text{ h}} P_{\text{PV}} \, dt = \int_0^{24 \text{ h}} A_{\text{M}} \cdot \eta_{\text{M}} \cdot k_{\text{G}} \cdot k_{\text{T}} \cdot H \cdot R(\beta) \, dt \quad (45)$$

4.1.7.3 Auswahl eines Zwischenspeichers

An einen Zwischenspeicher in PV-Anlagen werden bestimmte Anforderungen gestellt. Er sollte schnell (im Millisekunden-Bereich) Energie liefern können, zyklensfest sein, eine hohe Lebensdauer und Nutzungsgrad haben und schließlich sollte die Auf- und Entladezeit im Bereich von Stunden und Tagen liegen. ⁽⁵⁷⁾

In Tabelle 4.7 ist eine Auswahl möglicher Speicher aufgelistet. Auf Grund der schnellen Startzeit und der langen Speichermöglichkeit sind trotz ihrer geringen Lebensdauer und ihres niedrigen Nutzungsgrad Batterien eine sinnvolle Auswahl zur Realisierung eines Zwischenspeichers für NSV-Systeme. Alle anderen Speicher haben eine zu hohe Startzeit, können die Energie nicht lange genug speichern oder sind auf Grund ihrer Größe nicht für private Haushalte realisierbar. Deshalb werden im weiteren Verlauf nur verschiedene elektrochemische Speicher betrachtet und ihre Eigenschaften vorgestellt.

Tabelle 4.7: Existierende Energiespeicher mit ihren wesentlichen Parametern. ^(20,28,57,73-75)

System	U [V]	Temperaturbereich [°C]	Selbstentladung [%]	Lebensdauer [Zyklen]	Kosten [EUR/kWh]
Pb	2,0	-10 bis 55	0,1	1000	50 bis 150
NiCd	1,2	-20 bis 60	0,7 bis 1	5000	200 bis 300
NiMH	1,2	-20 bis 40	0,7 bis 1,5	5000	300 bis 400
Li-Ionen	3,6	-40 bis 70	0,2 bis 0,3	10000	400 bis 600

Bei den Batterien oder auch Akkumulatoren (Akku) existieren verschiedene Typen. Bei den Solaranlagen hat sich die Bleibatterie durchgesetzt. Sie ist im Vergleich zu den anderen Batterien kostengünstiger und hat eine geringere Selbstentladung. Gerade bei der NSV kommt es darauf an, möglichst wenig interne Verluste im System zu haben. Die Zyklenzahl liegt zwar unter denen anderer Energiespeicher, ist jedoch ausreichend.

Tabelle 4.7 zeigt Parameter der unterschiedlichen Batterien auf, auf deren Grundlage die Bleibatterie als Zwischenspeicher ausgewählt wurde. NiCd haben zusätzlich noch einen weiteren Nachteil, den sogenannten Memory-Effekt. Bei häufiger nicht vollständiger Entladung kann bei einer Neuladung der Batterie der letzte Rest (ungenutzter Teil) nicht mehr aktiviert werden. Aus diesem und aus ökologischen Gründen finden NiCd-Batterien heutzutage nahezu keine Anwendung mehr und wurden im Wesentlichen durch NiMH-Batterien ersetzt.

Dementsprechend grenzt sich das Medium als Zwischenspeicher weiter auf die Bleibatterie ein. Die Li-Ionen-Batterie wird nicht weiter betrachtet, da sie im PreisLeistungsverhältnis mit der Bleibatterie wesentlich schlechter abschneidet. Sie hat zwar eine höhere Zyklenfestigkeit und einen geringeren Innenwiderstand als Blei, diese Vorteile sind aber für eine PV-NSV privater Haushalte nicht so relevant wie die Selbstentladung und die Finanzierbarkeit. ^(20,57,73) Zudem ist ein zu realisierendes Batteriemanagementsystem für Li-Ionen-Batterien wesentlich komplexer als für Bleibatterien.

4.1.7.4 Eigenschaften eines Bleiakкумуляtors

Bei Bleibatterien kann zwischen zwei Varianten differenziert werden. Zum einen den Blei-Gel-Akku und zum anderen den Bleiakku mit flüssigem Elektrolyt. Beim Gel-Akku liegt der Elektrolyt nicht flüssig vor, sondern in Gel-Form. Dadurch ergeben sich Vorteile gegenüber dem flüssigen Elektrolyt. Der Gel-Akku ist transportsicher (bei Beschädigungen kann keine gefährliche Säure auslaufen), er gast nicht (außer bei extremer Überladung), ist wartungsfrei (es muss kein Wasser nachgegossen werden) und besitzt eine höhere Zyklenfestigkeit. ⁽²⁸⁾ Somit scheint der Blei-Gel-Akku eine geeignete Variante eines Zwischenspeichers zu sein.

Aufbau: Der prinzipielle Aufbau ist bei beiden Akkus gleich. Zwei Elektroden, eine positive $\text{PbO}_2/\text{PbSO}_4$ -Elektrode und eine negative Pb/PbSO_4 -Elektrode, sind in einem Elektrolyten eingetaucht (vgl. Abbildung 4.20).

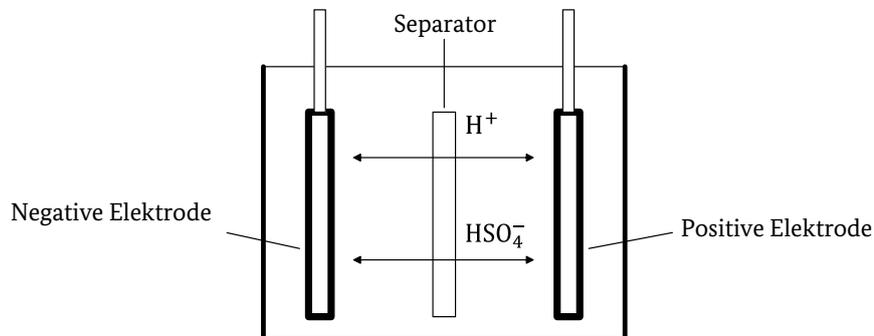
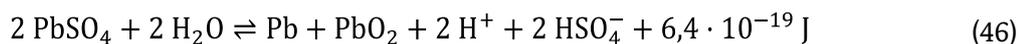


Abbildung 4.20: Schematischer Aufbau einer Bleibatterie. Modifiziert nach ⁽⁵⁷⁾.

An ihnen findet die Reaktion (46) zum Laden oder Entladen des Akkus statt.



Dabei findet an der Anode eine unerwünschte Nebenreaktion (47) statt, die auch zum Gasen der Bleibatterie mit flüssigem Elektrolyt führt.



Bei dem Gelakku kann durch feine Kanäle ein schneller Gastransport zwischen den Elektroden gewährleistet werden, wodurch die Möglichkeit der Rekombination an der Kathode besteht. Deshalb entsteht bei einem Gelakku nur Gas, wenn die Batterie zu stark überladen wird und es muss kein Wasser nachgefüllt werden. Da Gelbatterien fest verschlossen sind, darf es nicht zu einer Gasbildung kommen. Im Notfall gibt es zwar ein Sicherheitsventil, über das Gas entweichen kann, dies führt jedoch zu einem unwiderruflichen Wasserverlust und somit zu einer drastischen Reduktion der Lebensdauer.

Die Dicke der Elektroden hat Einfluss auf die Zyklenfestigkeit und den maximalen Stromfluss. Werden viele dünne Elektroden verwendet, wie beispielsweise bei Autobatterien, so kann auf Grund der großen Ober- und somit auch Reaktionsfläche ein hoher Stromfluss realisiert werden. Der Nachteil an dieser Bauweise ist jedoch die geringere Zyklenfestigkeit. Tief entladene Autobatterien sind kaum wieder aufzuladen und eignen sich deshalb nur im äußersten Notfall für ein PV-System. Da moderne Autobatterien Gelakkus sind und diese etwas resistenter gegenüber Tiefenentladung sind, besteht die Möglichkeit, sie im Notfall ebenfalls einzusetzen. Allerdings muss darauf geachtet werden, dass die Autobatterie nicht zu tief entladen wird. Dann könnte sie im Notfall für einige Tage als Speicher eingesetzt werden. Danach wäre sie wahrscheinlich (je nach Beanspruchung) nicht mehr einsetzbar.

Im Gegensatz dazu haben ortsfeste Batterien sehr dicke Elektroden. Dadurch können nur sehr geringe Ströme entnommen werden, sie sind aber sehr zyklensfest. Die meisten kommerziellen Solarakkus besitzen dementsprechend mittelstarke Elektroden, um zum einen die Zyklenfestigkeit sicher zu stellen, zum anderen aber auch eine relativ hohe Stromentnahme zu ermöglichen. ^(20,28,57)

Lebensdauer: Neben der Dicke der Elektroden hängt die Anzahl der möglichen Zyklen einer Batterie auch von der entnommenen Kapazität der Batterie ab (Abbildung 4.21). Je tiefer eine Batterie entladen wird, desto geringer ist die Schwefelsäurekonzentration. Dadurch steigt die Löslichkeit von Bleisulfat in der Kathode. Weniger Bleisulfat führt zu einer schlechteren Ladbarkeit und zu stärkeren Selbstentladung. Als grober Richtwert ist es deshalb zu vermeiden, dass ein Bleiakku tiefer als 80 % entladen wird.

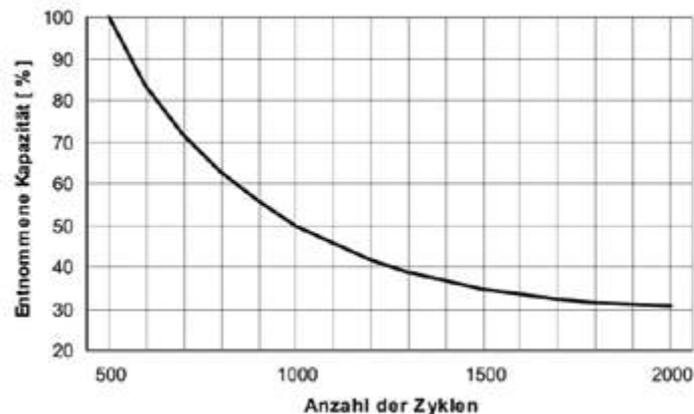


Abbildung 4.21: Anzahl der Zyklen einer Blei-Gel-Batterie in Abhängigkeit der entnommenen Kapazität. ⁽²⁸⁾

Falls der Akku nicht tief und auch nicht häufig aufgeladen und entladen wird, so kann die Lebensdauer durch die Brauchbarkeitsdauer und nicht durch die Anzahl der Zyklen begrenzt sein. Die Brauchbarkeitsdauer wird durch die chemische Alterung der Batterie bestimmt und liegt bei einer Betriebstemperatur von 20 °C bei ca. sechs Jahren. ^(20,57,73)

Parameter der Batterie: Das Überladen und die Tiefenentladung des Akkus müssen verhindert werden. Deshalb muss der Ladezustand mit Hilfe der Spannung festgestellt werden. Damit dies gelingen kann, sind die Kenntnisse der verschiedenen Parameter der Batterie und ihr Zusammenhang notwendig.

Die mögliche entnehmbare Energiemenge E_{dch} wird mit Hilfe der Kapazität C der Batterie und der Betriebsspannung U_B ausgedrückt, wie in Gleichung (48) veranschaulicht.

$$C = \frac{E_{\text{dch}}}{U_B} \quad (48)$$

Die Kapazität ist jedoch nicht konstant, sondern abhängig von der Temperatur, Entladestrom und auch von der Anzahl und Tiefe der bisherigen Entladungen. Um eine Vergleichbarkeit der Batterien zu ermöglichen, wird in den Datenblättern meistens eine Kapazität C_{10} angegeben. Dies ist die Kapazität, die errechnet wird, wenn die Batterie bei 20 °C innerhalb der Entladezeit von $t_{\text{dch}} = 10 \text{ h}$ entladen wird. Dabei fließt ein Strom I_{10} , der nach Gleichung (49) bestimmt werden kann.

$$I_{10} = \frac{C}{t_{\text{dch}}} = \frac{C}{10 \text{ h}} \quad (49)$$

Wird der Entladestrom erhöht, so verringert sich t_{dch} . Dasselbe gilt auch umgekehrt. Der Zusammenhang zwischen t_{dch} und C ist in Abbildung 4.22 gezeigt.

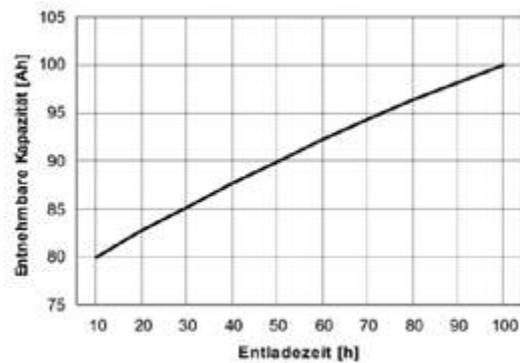


Abbildung 4.22: Kapazität einer Batterie in Abhängigkeit zur Entladezeit. ⁽²⁸⁾

Bei niedrigen Temperaturen sinkt die Kapazität der Akkus. Deshalb ist es jedoch nicht unbedingt sinnvoll sie bei hohen Temperaturen zu betreiben. Bei steigender Temperatur steigt die Selbstentladung ebenfalls. Aus diesem Grund ist es sinnvoll die Batterien mit Temperaturen zwischen 10 °C und 20 °C zu nutzen.

Als weitere Parameter seien hier noch die Entladeschlussspannung und die Ladegrenzspannung erwähnt. Die Entladeschlussspannung gibt die Spannung an, ab der der Akku zu tief entladen wird. Sie hängt ab von der Temperatur und dem Entladestrom. Die Ladegrenzspannung gibt die Spannung an, bis zu der maximal geladen werden sollte, ohne dass es ebenfalls zu irreversiblen Beschädigungen kommt. ^(20,28,57)

4.1.7.5 Laderegler

Damit der Akkumulator nicht beschädigt wird, sollte das Laden und Entladen geregelt werden. Diese Funktion übernimmt der Laderegler.

Beim Erreichen der Entladeschlussspannung, trennt der Laderegler die Verbraucher von der Batterie und PV-Anlage. Das Laden wird mit Hilfe der IU-Kennlinie gesteuert. Bei diesem Verfahren wird der entladene Akku zunächst mit einem hohen Ladestrom (mehrere I_{10}) auf 75 % geladen. Anschließend wird der Ladestrom verringert, um die Ladegrenzspannung nicht zu überschreiten (vgl. Abbildung 4.23).

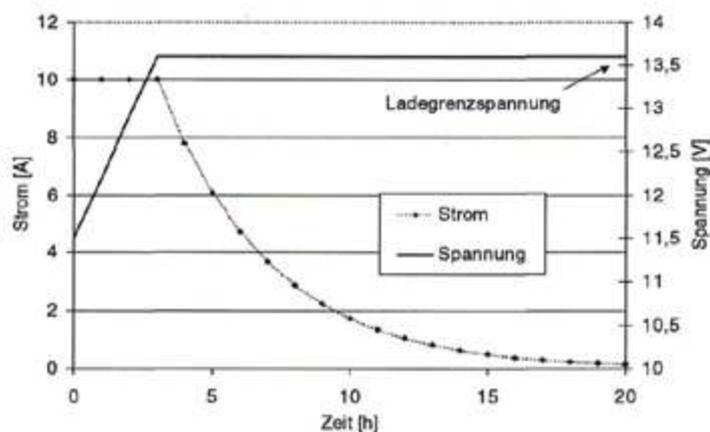


Abbildung 4.23: Laden einer Batterie nach der IU-Kennlinie. ⁽⁵⁷⁾

Da bei einer PV-Anlage nicht immer der benötigte Strom zur Verfügung steht, kann das IU-Ladeverfahren nur angenähert umgesetzt werden. Wenn nur wenig Strom zur Ladung der Batterie vorhanden ist, kann es sein, dass der Akku gar nicht geladen wird. Die Ladung dient dann lediglich dazu, den vorhandenen Ladezustand zu erhalten. Dies ist etwa bei kleineren Ladeströmen als $0,1 \cdot I_{10}$ der Fall.

Um die Aufgabe zu erfüllen, gibt es zwei verschiedene Laderegler, die sich nach ihrer Verschaltung unterscheiden: den Serienregler und den Parallel- oder Shunt-Schaltregler. Die schematische Verschaltung dieser beiden ist in Abbildung 4.24 zu sehen.

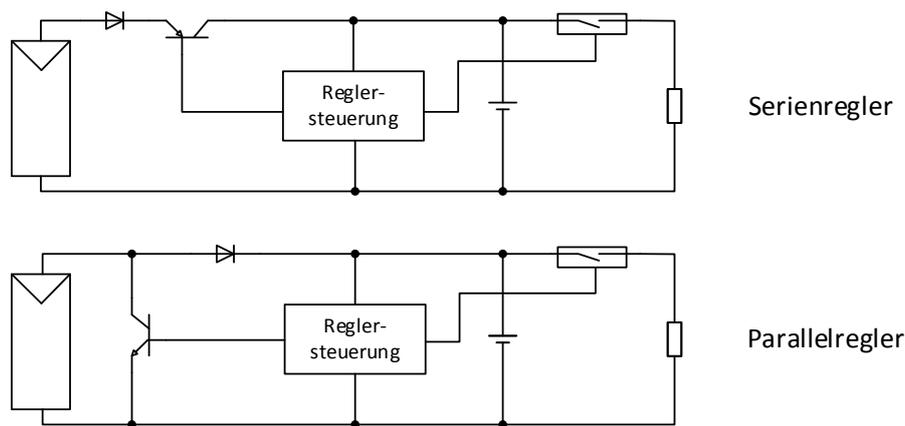


Abbildung 4.24: Grundschematische Verschaltung von Ladereglern in photovoltaischen Inseln. Modifiziert nach Rindelhardt U. ⁽⁵⁷⁾

Der Serienregler hat zwei entscheidende Nachteile, weshalb der Shunt-Schaltregler heutzutage wesentlich häufiger angeboten wird. Zum einen kommt es aufgrund der Reihenschaltung des Schalttransistors zu ständigen Verlustleistungen, wenn der Akku geladen werden soll. Zum anderen kann es zu einer Selbstblockade kommen. Zur Öffnung des Transistors zwischen Modul und Batterie ist eine Mindestspannung erforderlich. Wird diese bei einer Tiefenentladung des Akkus unterschritten, kann der Schalter nicht mehr geöffnet und der Akku auch nicht wieder geladen werden.

Viele moderne Laderegler haben zudem einen Temperaturfühler, um den Ladezustand noch genauer ermitteln zu können. Außerdem sind sie mit MPP-Trackern ausgerüstet. Dadurch wird die PV-Anlage im Punkt maximaler Leistungsabgabe betrieben. In wie weit die Investition in einen MPP-Tracker sinnvoll ist und nicht eher das Kapital in ein größeres Modul investiert werden sollte, bleibt hierbei unberücksichtigt. ^(20,28,57)

4.1.8 Besonderheiten beim Einsatz von PV-Systemen in Innenräumen

In diesem Kapitel soll praktisch untersucht werden, welche Auswirkungen eine Fensterscheibe auf den maximal möglichen Ertrag eines Solarmoduls hat. Hintergrund dieser Untersuchung ist, dass in MFHs, speziell in Hochhäusern, die Haushalte gegebenenfalls nicht die Möglichkeit haben, die Solarmodule an der Hauswand, auf dem Dach oder im Garten aufzustellen. Deshalb müssen die Module eventuell von innen an die Fenster gestellt werden um sie zur Sonne auszurichten. Aus diesem Grund wurde der Versuch in einem normalen Haushalt in einem MFH in Hamburg durchgeführt.

4.1.8.1 Versuchsbeschreibung

Zu untersuchen ist, in wie weit sich die Leistung eines PV-Moduls mit einem Anstellwinkel von 90° verringert, wenn es hinter einem Fenster platziert wird. Die Flächennormale des Fensters und des Moduls ist direkt in Ost-West-Richtung ausgerichtet (Abbildung 4.25). Die Globalstrahlung wird mit einem Pyranometer ermittelt und so der prozentuale Anteil der erzeugten elektrischen Energie und der theoretisch möglichen Energie ohne Fenster errechnet. Damit sich die Auswirkungen von Messfehlern, sowie Abweichungen zwischen Herstellerangaben und tatsächlichen Produktleistungen minimieren, werden zunächst einige Messdaten ohne Fenster aufgenommen, um den tatsächlichen Wirkungsgrad des Moduls zu ermitteln. Anschließend werden Messdaten mit dem Modul und Pyranometer hinter dem Fenster genommen, um die Auswirkungen etwaiger Abschattungen herauszufiltern.

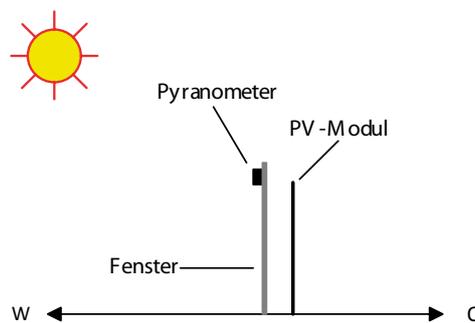


Abbildung 4.25: Schematische Darstellung der Ausrichtung von Fenster und PV-Modul.

Die Messdaten wurden in den ersten Septemberwochen 2013 aufgenommen, also in der Übergangszeit zwischen Sommer und Winter.

4.1.8.2 Aufbau

Der Versuch wird mit der Solaranlage Autark S-Master der Firma Offgridtec GmbH durchgeführt. ⁽⁷⁶⁾ Dieses System ist bei STC für $100 W_p$ ausgelegt, kann jedoch mit zwei weiteren $100 W_p$ -Modulen auf bis zu $300 W_p$ aufgerüstet werden. In der Grundausstattung besteht dieses System aus Laderegler (Steca PR 2020, 20 A), Wechselrichter (Sinus Spannungswandler 12 V DC auf 230 V AC von Solartronics, 600 W), Batterie (Longex AGM 107 Ah, 12 V), Verbindungskabel und PV-Modul ($100 W_p$ -Solarpanel von Offgridtec, Abmessung (H \times B \times T): 120 cm \times 54 cm \times 3 cm). Die Komponenten wurden wie in Abbildung 4.26 verschaltet.

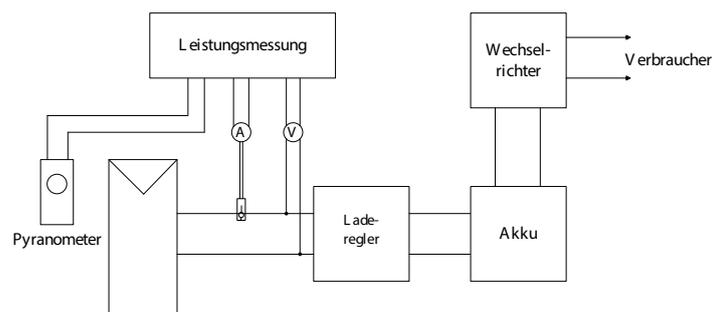


Abbildung 4.26: Schematische Verschaltung des Versuchsaufbaues.

Vor dem Laderegler werden Strom und Spannung abgegriffen. Diese Daten und die Werte des Pyranometers (IKS Photovoltaik) werden in einer zentralen Leistungsmessung (Dewetron 5000) aufgenommen und später verarbeitet. Hierzu wird die Software DeweSoft verwendet.

4.1.8.3 Ergebnisse

Bei allen Versuchsanordnungen ist deutlich zu erkennen, wie stark Spannung und Strom des PV-Moduls von der Einstrahlungsstärke abhängen. Auf Grund der baulichen Begebenheiten, die bei einigen Haushalten bei einem großflächigen Stromausfall auch zutreffen können, lagen nur kurze Zeiträume vor, in denen die direkte Strahlung der Sonne genutzt werden konnte und sich somit gut auswertbare Messdaten ergaben.

Die Auswirkungen einer Fensterscheibe lassen sich abschätzen, wenn die Wirkungsgrade der Versuchsanordnungen verglichen werden. Ohne Fenster beträgt der Wirkungsgrad 10 %, bei Versuchsanordnung zwei liegt der Wirkungsgrad bei 8,75 %. Das heißt es werden 1,25 % reduziert, weil das PV-Modul etwas größer ist als ein Fenster und somit kleine Teile der Solarzellen durch den Fensterrahmen abgedeckt sind. Dieser Wert muss dem Wirkungsgrad aus Versuchsaufbau drei zuaddiert werden. Somit ergibt sich ein Wert von 5,35 %, abgezogen vom ursprünglichen Wirkungsgrad ergibt sich ein Korrekturfaktor für das Fenster $k_F = 4,65 \%$, der von einem ursprünglichen Wirkungsgrad eines Solarmoduls abgezogen werden muss, wenn der Flächenbedarf für eine PV-Anlage hinter einem Fenster ermittelt werden soll. Dieser Wert lässt sich ebenfalls mit einem zweiten PV-Modul (100 W_p-Solarpanel von Westech) verifizieren.

In einer zweiten Analyse sollte die Handhabbarkeit des kompletten Systems beurteilt werden, um zu überprüfen, ob ein solches System von jedem Haushalt in Betrieb genommen werden könnte. Als Ergebnis lässt sich festhalten, dass ein solch kleines System ohne Problem in Betrieb genommen werden kann. Die meisten Anschlüsse sind nur in die jeweils passende Anschlussstelle einsteckbar und in den Anleitungen steht genau beschrieben, welche Verbindungen zuerst hergestellt werden müssen. Außerdem besitzt dieses System bereits eine eingebaute Sicherung. Als nachteilig ist zu nennen, dass das komplette PV-Modul zu lang ist und nicht hundertprozentig in Standardfenster passt. Ansonsten lässt sich das Modul ohne größeren Aufwand senkrecht hinter ein Fenster stellen.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Anbringung eines oder mehrerer PV-Module hinter Fenster in einem Haushalt prinzipiell möglich ist, jedoch Einbußen in der produzierten Energiemenge generiert.

Besonders bei kristallinen PV-Modulen zeigen sich Nachteile bei der starren Größe. Teile der Wafer sind von den Rahmen der Fenster abgedeckt und reduzieren somit die Leistung. Sollte bei noch kleineren Fenstern ein Wafer komplett abgedeckt sein, würde sich die Gesamtleistung des Moduls noch einmal signifikant reduzieren.

4.2 Szenario 1: Alleinerziehende Person mit zwei Kindern

4.2.1 Auslegung der Module und Zwischenspeicher

Da nun der Energiebedarf pro Tag des Szenario 1 bekannt ist, kann die benötigte Fläche an Solarmodulen errechnet werden. Es gilt eine Versorgungssicherheit von 100 % zu gewährleisten. Da zwischen Verbrauchern/Laderegler und Solarmodul Leitungsverluste auftreten (ungefähr 6 %), muss die Erzeugung um diesen Wert erhöht werden.⁽²⁸⁾ Das heißt, der solare Deckungsgrad muss $f_s = 1,06$ sein. Es ergibt sich nach Gleichung (41) dann Gleichung (50).

$$E_{PV} = 1,06 E_1 \quad (50)$$

Für die Auslegung der Fläche ergibt sich aus den Gleichungen (39), (40) sowie (50) die folgende Gleichung (51).

$$A_M = \frac{1,06 \cdot E_1}{\eta_M \cdot k_G \cdot k_T \cdot R(\beta) \cdot H} = \frac{1,06 \cdot E_1}{\eta_M \cdot K_H} \quad (51)$$

Um die Formel für weitere Berechnungen zu vereinfachen, wurde K_H errechnet und für verschiedene Winkel, Regionen und Jahreszeiten in Tabelle 4.8 eingetragen.

Tabelle 4.8: Tägliche Einstrahlung auf eine geneigte Fläche unterteilt nach Region und Jahreszeit.

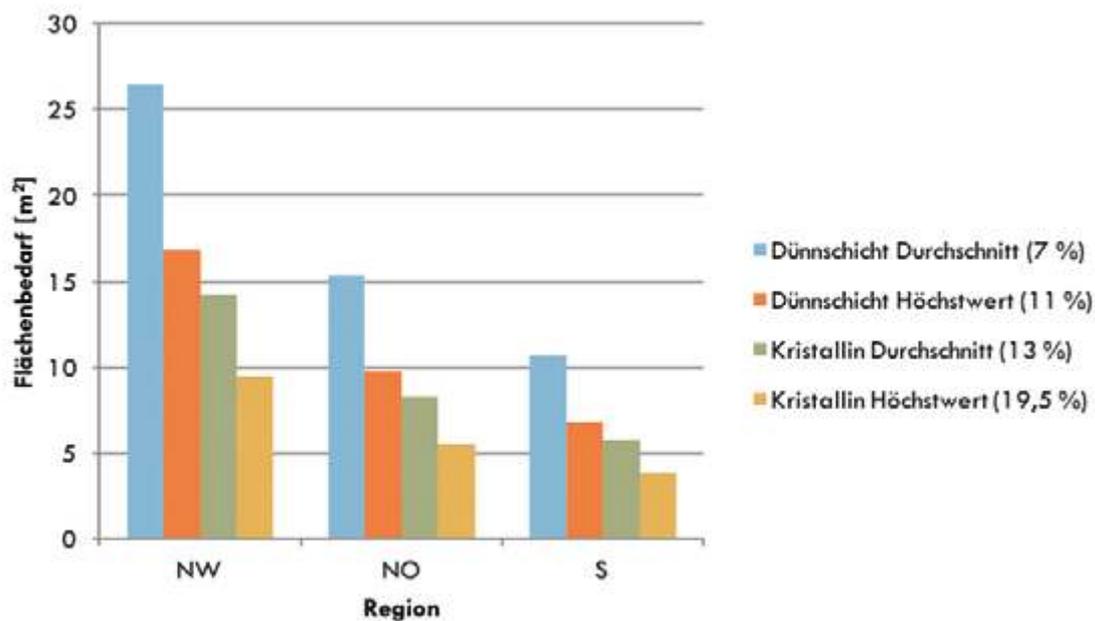
β	tägliche Einstrahlung K_H [Wh/m ²]					
	NW		NO		S	
	Sommer	Winter	Sommer	Winter	Sommer	Winter
30°	3355,6	590,7	3606,6	725,5	3827,6	1015,7
60°	2940,2	780,1	3202,1	983,9	3353,7	1393,9
90°	2780,4	808,4	2769,5	1018,6	2819,0	1458,7

Je nach Wirkungsgrad des Solarmoduls ändern sich die Flächen erheblich, besonders in den späteren Szenarien. Für die kommerziell erhältlichen Module lassen sich durchschnittliche Wirkungsgrade und Höchstwerte feststellen.⁽⁷⁷⁾ Bei den folgenden Berechnungen wurde ein Wirkungsgrad von 15 % angenommen. Dieser Wert befindet sich am oberen Ende der Skala für heute kommerziell verfügbare Photovoltaik-Module.

Tabelle 4.9: Mindestflächenbedarf für Szenario 1 bei maximaler Summe für unterschiedliche Winkel, Jahreszeiten und Regionen, $\mu = 15\%$.

β	Flächenbedarf [m ²]					
	NW		NO		S	
	Sommer	Winter	Sommer	Winter	Sommer	Winter
30°	3,70	19,25	3,44	15,67	3,24	11,19
60°	4,22	14,57	3,88	11,55	3,70	8,16
90°	4,47	14,06	4,48	11,16	4,41	7,79
90° + Fenster	6,47	20,38	6,50	16,18	6,38	11,30

In Abbildung 4.27 ist eine grafische Darstellung des Flächenbedarfs von Dünnschicht-Modulen und kristallinen PV-Modulen jeweils mit durchschnittlichen Wirkungsgrad und Höchstwert zu sehen. Der Flächenbedarf ist für alle Daten mit der Einstrahlung im Winter, einem Anstellwinkel von 90° und dem minimalen Verbrauch von Szenario 1 berechnet. Es ist zu erkennen, dass mit steigendem Wirkungsgrad wesentlich weniger Fläche benötigt wird als mit niedrigerem.

**Abbildung 4.27:** Flächenbedarf von Szenario 1 im Winter bei einem Anstellwinkel von 90° bei unterschiedlichen Wirkungsgraden.

Die Kapazität des Zwischenspeichers lässt sich nach Gleichung (52) bestimmen. ⁽²⁰⁾

$$C = \frac{E_{1,\text{antizykl.,konst.}}}{U_B} = \frac{t \cdot P_{1,\text{antizykl.,konst.}}}{U_B} \quad (52)$$

Hierbei beschreibt $E_{1,\text{antizykl.,konst.}}$ den Energiebedarf der antizyklischen und kontinuierlichen Lasten, die ihre Energie nur oder zum Teil von der Batterie beziehen. Die Zeit t gibt die Dauer an, in der die Energie nur aus der Batterie entnommen wird, also die Zeit zwischen Sonnenaufgang und -untergang. Da sich die Länge des Tages nur geringfügig (im Bereich von ± 15 min vom Mittelwert) unterscheidet, wird für alle drei Regionen mit der gleichen Tageslänge für die entscheidenden Monate

August (14,4 h) und Januar (8,6 h) gerechnet. ⁽⁷⁸⁾ Für die Zeit in der die Energie nur aus dem Akku bezogen wird bedeutet dies, dass sie im Winter einen Betrag von 15,4 h hat und im Sommer einen Betrag von 9,6 h.

Als kontinuierliche Lasten sind nur das Kühlgerät, zum Teil das Radio und der Wechselrichter zu nennen. An antizyklischen Lasten existieren die Beleuchtung, der Wasserkocher und der Wickelheizstrahler, da erfahrungsgemäß einmal auch während der Nacht oder am späten Abend gewickelt und Essen zubereitet werden muss. Dadurch ergibt sich für $E_{1,antizykl.,konst.}$ für den Sommer 400,74 Wh und für den Winter 587,5 Wh. Werden diese Werte in Gleichung (52) eingesetzt, ergibt sich für die minimale Kapazität des Zwischenspeichers im Sommer 33,4 Ah und im Winter 48,95 Ah. Da die Batterien maximal bis zu 80 % entladen werden dürfen, um eine möglichst lange Lebensdauer zu gewährleisten und zusätzlich 10 % Sicherheitsaufschlag hinzugefügt werden, um die hohen Anlaufströme zu kompensieren, müssen die Werte mit einem Faktor 1,32 multipliziert werden. Damit ergibt sich für die Batterien eine Kapazität im Sommer von 44,1 Ah und im Winter von 64,55 Ah. Dies liegt im Bereich üblicher Größen für Autobatterien.

4.2.2 Analyse und Verbesserungen

Alleinerziehende Personen leben häufiger in Großstädten oder Ballungsräumen und dort häufig in MFHs. ⁽⁷⁹⁾ Dementsprechend besteht nicht die Möglichkeit, eine große Fläche an PV-Modulen im Garten oder an der Gebäudewand zu platzieren. Besonders im NW und NO wird es im Winter wahrscheinlich nicht machbar sein, eine ausreichend große Fläche an Modulen aufzustellen, um den minimalen Verbrauch zu decken. Deshalb muss dieser noch weiter gesenkt werden.

Das Radio kann mit Batterien betrieben werden oder zumindest nur zu vollen Stunden für die Nachrichten angeschaltet werden. Die Beleuchtung muss auch nicht für jeden Raum gewährleistet werden, sondern es genügt gegebenenfalls zwei Haupträume zu erhellen. Durch diese Maßnahmen ließe sich der tägliche Energiebedarf um 330 Wh oder sogar 386 Wh im Winter und 278 Wh im Sommer senken. Das entspricht einer Reduzierung um 37,4 % im Winter und 25,9 % im Sommer, um die auch die Fläche der Solaranlage reduziert werden kann (Tabelle 4.10). Dadurch wird sie besonders im Süden zu jeder Jahreszeit technisch realisierbar.

Tabelle 4.10: Optimierter Mindestflächenbedarf für Szenario 1 bei minimaler Summe für unterschiedliche Winkel, Jahreszeiten und Regionen, $\mu = 15\%$.

β	Flächenbedarf [m ²]					
	NW		NO		S	
	Sommer	Winter	Sommer	Winter	Sommer	Winter
30°	1,67	7,71	1,56	6,28	1,47	4,49
60°	1,91	5,84	1,75	4,63	1,67	3,27
90°	2,02	5,64	2,03	4,47	1,99	3,12
90° + Fenster	2,93	8,17	2,94	6,48	2,89	4,53

4.3 Szenario 2: Heizungsanlage eines Einfamilienhauses

4.3.1 Auslegung der Module und Zwischenspeicher

Der Flächenbedarf für die Heizung lässt sich ebenfalls durch Gleichung (51) und den entsprechenden Wertetabellen wie in Kapitel 4.2.2 berechnen. Für den Flächenbedarf ergibt sich somit für die drei Regionen Tabelle 4.11.

Tabelle 4.11: Mindestflächenbedarf für das Heizungssystem eines EFH im Winter, abhängig von Anstellwinkel und Region, $\mu = 15\%$.

β	Flächenbedarf [m ²]		
	NW	NO	S
30°	27,67	22,53	16,09
60°	20,95	16,61	11,73
90°	20,22	16,05	11,21

Da EFHs in den meisten Fällen über einen Garten verfügen, wurde hier die Variante des Aufbaus in der Wohnung hinter den Fenstern nicht betrachtet, da sie im Vergleich zu der 90°-Variante schlechter abschneidet und deshalb unbeachtet bleiben kann. Außerdem ist der Platzbedarf zu groß, als dass er hinter Fenstern realisiert werden könnte.

Um die Kapazität des Akkus zu berechnen, ergibt sich $E_{1,\text{antizkl.,konst.}}$ aus dem Anteil des Gesamtverbrauchs, der benötigt wird, während die Sonne untergegangen ist.

$$E_{1,\text{antizkl.,konst.}} = \frac{15,4}{24} \cdot 2313 \text{ Wh} = 1484 \text{ Wh} \quad (53)$$

Damit ergibt sich für die Kapazität des Zwischenspeichers 123,68 Ah. Da während der Nacht weniger Energie verbraucht wird, beinhaltet dieser Wert bereits genügend Sicherheiten und muss deshalb nicht mit einem Aufschlag versehen werden.

4.3.2 Analyse und Verbesserungen

Der Flächenbedarf der PV-Anlage ist mit über zehn Quadratmetern selbst im Süden relativ hoch. Deshalb gilt es zu überlegen, ob eine PV-NSV für ein Heizungssystem sinnvoll und durchführbar ist. In Mitteleuropa ist im Allgemeinen der Ausfall der Heizung durch genügend warme Kleidung zu kompensieren.⁽²⁴⁾ Der Strom der PV-NSV könnte deshalb für unbedingt notwendige elektrische Geräte, wie in Szenario 1 aufgeführt, genutzt werden.

4.4 Szenario 3: Mehrfamilienhaus

4.4.1 Auslegung der Module und Zwischenspeicher

Bei der Auslegung der Module und Zwischenspeicher wird analog zu den vorangegangenen Kapiteln vorgegangen. Somit ergibt sich für den minimalen Flächenbedarf bei minimaler Summe Tabelle 4.13 und bei maximaler Summe Tabelle 4.12.

Tabelle 4.12: Mindestflächenbedarf für ein MFH bei maximaler Summe für unterschiedliche Winkel, Jahreszeiten und Regionen, $\mu = 15\%$.

β	Flächenbedarf [m ²]					
	NW		NO		S	
	Sommer	Winter	Sommer	Winter	Sommer	Winter
30°	14,01	106,81	13,03	86,97	12,28	62,12
60°	15,99	80,88	14,68	64,13	14,02	45,27
90°	16,91	78,05	16,97	61,94	16,67	43,25
90° + Fenster	24,50	113,12	24,60	89,77	24,17	62,68

Tabelle 4.13: Mindestflächenbedarf für ein MFH bei minimaler Summe für unterschiedliche Winkel, Jahreszeiten und Regionen, $\mu = 15\%$.

β	Flächenbedarf [m ²]					
	NW		NO		S	
	Sommer	Winter	Sommer	Winter	Sommer	Winter
30°	10,71	92,10	9,97	75,00	9,39	53,57
60°	12,23	69,75	11,23	55,30	10,72	39,03
90°	12,93	67,31	12,98	53,42	12,75	37,30
90° + Fenster	18,74	97,55	18,81	77,41	18,48	54,06

Der Zwischenspeicher benötigt eine minimale Kapazität von 198,4 Ah im Sommer und 484,49 Ah im Winter. Davon dient die Kapazität von 244,7 Ah im Winter alleine für die Heizungsanlage.

4.4.2 Analyse und Verbesserungen

Wie bereits in Kapitel 4.3.2 festgestellt, benötigt der Betrieb der Heizung eine enorme Fläche. Deshalb muss bei der PV-NSV eines MFH ebenfalls genau überlegt werden, ob eine so große PV-Anlage realisierbar ist und ob sie sich lohnt. Würde die Heizung nicht mit Strom versorgt werden, ergäbe sich ein Flächenbedarf wie in Tabelle 4.14 abgebildet. Außerdem würde sich die benötigte Kapazität auf 240 Ah im Winter reduzieren.

Bei einem MFH oder auch der kleinen Siedlung lassen sich zudem Synergieeffekte nutzen. So besteht beispielsweise die Möglichkeit, nur eine geringe Anzahl an Kühlschränken und eine Gefriertruhe in Betrieb zu nehmen und die restlichen Kühlschränke mit Kühlakkus zu kühlen (da ca. 50 % der Haushalte in Deutschland eine Gefriertruhe besitzen, sind in einem MFH statistisch gesehen also mindestens zwei vorhanden).⁽²¹⁾

Tabelle 4.14: Optimierter Mindestflächenbedarf für ein MFH bei minimaler Summe für unterschiedliche Winkel, Jahreszeiten und Regionen, $\mu = 15\%$.

β	Flächenbedarf [m ²]					
	NW		NO		S	
	Sommer	Winter	Sommer	Winter	Sommer	Winter
30°	10,04	37,36	9,35	30,42	8,81	21,73
60°	11,46	28,30	10,53	22,43	10,05	15,84
90°	12,12	27,30	12,17	21,67	11,96	15,13
90° + Fenster	17,57	39,57	17,64	31,40	17,33	21,93

Eine andere Variante, wäre für mehrere Haushalte nur ein Radio zu verwenden und die Informationen mündlich weiter zu geben. Durch diese und andere Möglichkeiten ließe sich der tägliche Energieverbrauch noch weiter reduzieren und somit auch der Flächenbedarf der Module verkleinern.

4.5 Szenario 4: Kleine Siedlung

4.5.1 Auslegung der Module und Zwischenspeicher

Der Flächenbedarf der Solarmodule ist in Tabelle 4.15 und Tabelle 4.16 gezeigt. Berechnet wurden diese Werte mit Gleichung (51).

Tabelle 4.15: Mindestflächenbedarf für eine KS bei minimaler Summe für unterschiedliche Winkel, Jahreszeiten und Regionen, $\mu = 15\%$.

β	Flächenbedarf [m ²]					
	NW		NO		S	
	Sommer	Winter	Sommer	Winter	Sommer	Winter
30°	123,99	1233,36	115,36	1004,26	108,70	717,33
60°	141,51	934,01	129,94	740,50	124,06	522,70
90°	149,64	901,30	150,23	715,28	147,59	499,46
90° + Fenster	216,88	1306,23	217,73	1036,64	213,90	723,86

Tabelle 4.16: Mindestflächenbedarf für eine KS bei maximaler Summe für unterschiedliche Winkel, Jahreszeiten und Regionen, $\mu = 15\%$.

β	Flächenbedarf [m ²]					
	NW		NO		S	
	Sommer	Winter	Sommer	Winter	Sommer	Winter
30°	153,70	1360,81	143,01	1108,04	134,75	791,45
60°	175,42	1030,53	161,07	817,02	153,79	576,72
90°	185,50	994,44	186,23	789,20	182,96	551,08
90° + Fenster	268,85	1441,22	269,90	1143,77	265,16	798,66

Die Kapazität des Zwischenspeichers beträgt im Winter 6407,8 Ah, davon werden 3812,8 Ah für die Heizungsanlage benötigt. Im Sommer wird eine Kapazität von 2248,4 Ah beim Zwischenspeicher beansprucht.

4.5.2 Analyse und Verbesserungen

Wie bei Szenario 3 angemerkt, besteht die Möglichkeit Synergieeffekte auszuschöpfen. Wie hoch diese jedoch sind und ob sie in der Praxis, also im Katastrophenfall, auch wirklich so genutzt werden, bleibt fraglich.

Dementsprechend besteht wie bei allen anderen Szenarien die Möglichkeit, die Heizungsanlage nicht durch eine NSV abzudecken, um den zu großen Flächenbedarf zu verringern. Daraus ergibt sich ein optimierter Flächenbedarf wie in Tabelle 4.17 und eine Kapazität von 2595 Ah.

Tabelle 4.17: Optimierter Mindestflächenbedarf für eine KS bei maximaler Summe für unterschiedliche Winkel, Jahreszeiten und Regionen, $\mu = 15\%$.

β	Flächenbedarf [m ²]					
	NW		NO		S	
	Sommer	Winter	Sommer	Winter	Sommer	Winter
30°	113,57	380,40	105,67	309,74	99,56	221,24
60°	129,61	288,07	119,01	228,39	113,63	161,22
90°	137,06	277,98	137,60	220,61	135,18	154,05
90° + Fenster	198,64	402,88	199,42	319,73	195,92	223,26

Besonders im Norden ergibt sich im Winter immer noch ein immenser Flächenbedarf für ein zentral bereitgestelltes System. Deshalb gilt es zu überlegen, ob ein Hybridsystem aus PV, mit fossilem Brennstoff betriebenes Notstromaggregat und gegebenenfalls Windkraft eine Alternative wäre. Ein solcher Container ließe sich schnell in das entsprechende Gebiet verlegen und könnte je nach Region unterschiedliche Anteile der jeweiligen Energieerzeugung haben. Im Norden anteilig mehr Notstromaggregat und Windkraft, im Süden mehr PV. Ähnliche Container werden beispielsweise schon von der Firma TerraCon bei der Bundeswehr getestet. ^(80,81) Mit diesen Containern wäre auch ein Heizungsbetrieb möglich.

4.6 Zusammenfassung

Tabelle 4.18 zeigt die Ergebnisse dieses Kapitels in einer übersichtlichen Tabelle. Angegeben werden die Flächenwerte, die theoretisch für eine ganzjährige Abdeckung des Verbrauchs (Worst-Case-Fall für Winter und Sommer) benötigt werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Module optimal aufgestellt werden (was im Winter häufig 90° und vertikal ist).

Es zeigt sich, dass für die Realisierung von Szenario 1 (alleinerziehende Person mit zwei Kleinkindern) bereits eine relative große Fläche notwendig ist. Diese kann durch Synergie- und Optimierungspotentiale verringert werden (s. o.), jedoch sind diese Flächen in größeren Städten nur in Ausnahmefällen verfügbar.

Tabelle 4.18: Übersicht über alle 4 Szenarien, Flächenbedarf PV-Module in den deutschen Regionen (NW, NO, S), Wirkungsgrad $\mu = 15\%$, jeweils optimaler Anstellwinkel gewählt.

[m ²]	NW	NO	S
Szenario 1 Alleinerziehende Person mit zwei Kindern	14	11	8
Szenario 2 Heizungsanlage eines Einfamilienhauses	20	16	11
Szenario 3 Mehrfamilienhaus	78	62	43
Szenario 4 kleine Siedlung	994	789	551

Die Realisierung einer Notstromversorgung für ganze MFHs inklusive deren Heizungsanlage (Szenario 3) erscheint aufgrund der Ergebnisse im oberen zweistelligen Quadratmeterbereich äußerst ungeeignet. Der Aufbau eines Photovoltaik-Inselsystems für ganze Siedlungen (Szenario 4) kann wohl als nicht durchführbar betrachtet werden, da Flächen von 500–1.000 m² als nicht realisierbar erscheinen.

4.7 Kostenbetrachtung

In diesem Abschnitt sollen die Kosten der einzelnen Szenarien untersucht werden, um so neben der technischen Realisierbarkeit auch die finanzielle Komponente mit zu untersuchen.

Der Preis pro Quadratmeter Solarmodul lässt sich mit Gleichung (54) errechnen, wenn ein Modulwirkungsgrad von 16,5 % angenommen wird und p den Preis pro W_p aus Abbildung 4.18 darstellt.

$$K_{M,m^2} = p \cdot \text{STC} \cdot A_M \cdot \eta_M = 0,9 \frac{\text{€}}{\text{W}} \cdot 1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \cdot 1 \text{ m}^2 \cdot 0,165 = 148,5 \text{ €} \quad (54)$$

Die Kosten pro Amperestunde des Akkus betragen ca. 2,25 €. ⁽⁸²⁾ Zu dem Akku und den Solarmodulen kommen noch der Wechselrichter (ca. 0,75 € pro Watt Leistung AC (vgl. Tabelle A.6 und Tabelle A.7 in Anhang A)) und der Laderegler (ca. 0,7 € pro Watt Leistung des Solarmoduls). ⁽⁸³⁾

Die Gesamtkosten K_{ges} ergeben sich nach Gleichung (55).

$$K_{\text{ges}} = 148,5 \frac{\text{€}}{\text{m}^2} \cdot A_M + 2,25 \frac{\text{€}}{\text{Ah}} \cdot C + 0,75 \frac{\text{€}}{\text{W}} \cdot P_{\text{AC}} + 0,7 \frac{\text{€}}{\text{W}} \cdot P_{\text{PV}} \quad (55)$$

Die Gesamtkosten werden jeweils für die optimierten Varianten, einen Winkel von 90° und der Jahreszeit mit dem größeren Flächenbedarf berechnet. Der Winkel wurde ausgewählt, da sich hier die Flächen der PV-Module minimieren. Die Jahreszeit mit der größeren Fläche wurde gewählt, weil diese dann entsprechend für die jeweils andere Jahreszeit ebenfalls ausreichend ist.

Die Gesamtkosten sind in den folgenden Abbildungen für die vier Szenarien dargestellt.

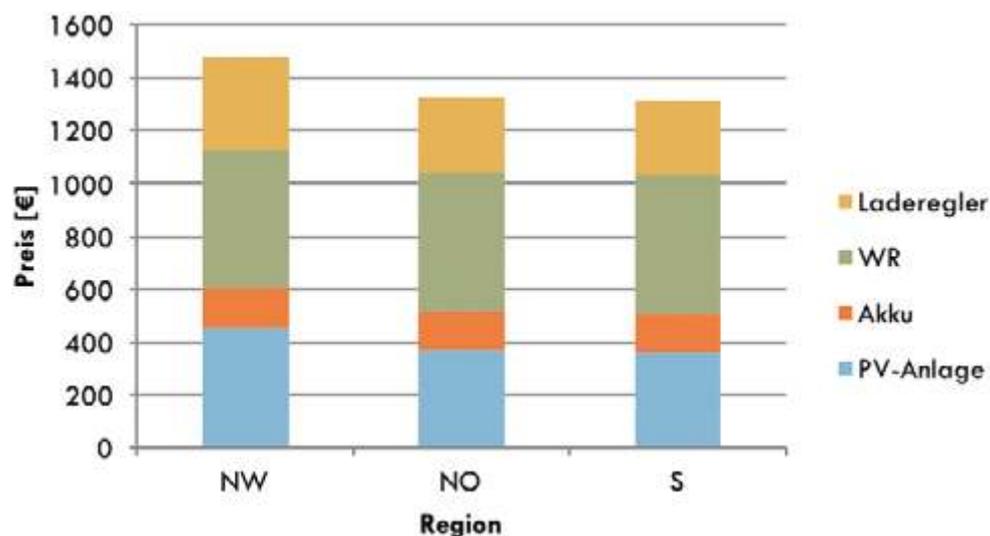


Abbildung 4.28: Kosten der PV-NSV nach Regionen bei Szenario 1 und minimalem Verbrauch.

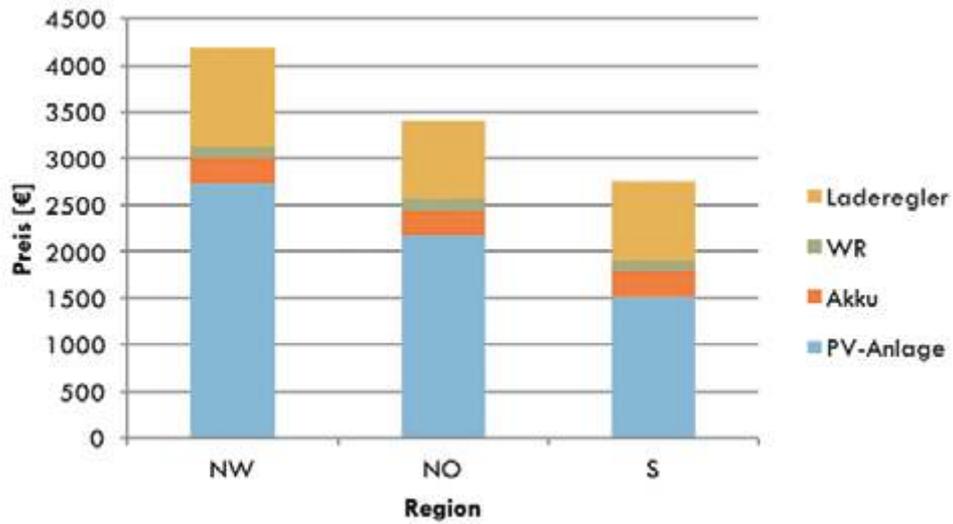


Abbildung 4.31: Kosten der PV-NSV nach Regionen bei Szenario 2.

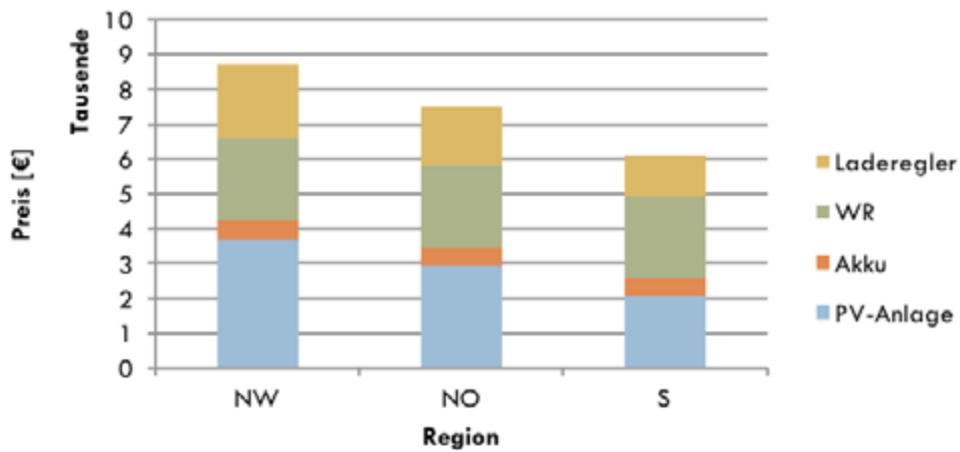


Abbildung 4.30: Kosten der PV-NSV nach Regionen bei Szenario 3 ohne Heizung und minimalem Verbrauch.

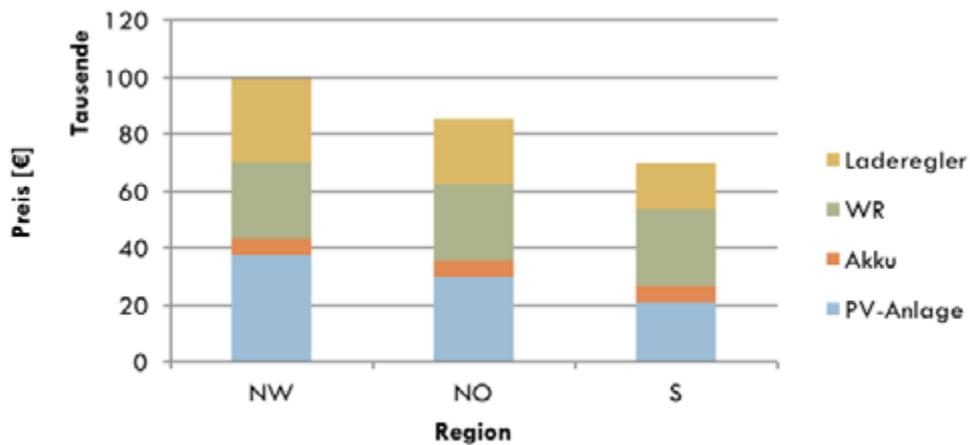


Abbildung 4.29: Kosten der PV-NSV nach Regionen bei Szenario 4 ohne Heizung und minimalem Verbrauch.

Diese Preise sind überschlägige Rechnungen. Da bei sämtlichen Rechnungen Mittelwerte gebildet und Modelannahmen getätigt wurden, sind diese Angaben hinreichend genau, um die Höhe der Investitionen abzuschätzen.

Wie zu erkennen ist, ließen sich die Kosten bei Szenarien 1, 3 und 4 noch weiter reduzieren, wenn kein WR benötigt würde. Dies würde jedoch voraussetzen, dass jeder Haushalt über genügend 12 V-Geräte verfügen würde. Da dies nicht der Fall ist, wäre die Anschaffung dieser Geräte wiederum mit Kosten verbunden.

Weitere Einsparungsmöglichkeiten ergeben sich noch bei der Verwendung von Autobatterien als Zwischenspeicher. Für Szenario 1 bieten Autobatterien einzeln keine geeignete Lösung, da sie mit durchschnittlich 73,5 Ah eine zu geringe Kapazität besitzen, um alle Sicherheitskriterien zu erfüllen.⁽⁸⁴⁾ Werden mehrere verwendet, wird ihr Einsatz denkbar.

4.8 Aufrüstung bestehender PV-Anlagen zum Inselbetrieb

Betreiber einer PV-Anlage sind nicht automatisch vor einem Stromausfall geschützt, denn nicht jedes System ist zum Inselbetrieb befähigt. Netzgekoppelte Anlagen schalten sich, vorgegeben durch die DIN VDE 0126-1-1 sowie der AR-N 4105, im Falle eines Netzausfalls sofort ab. Begründet liegt dies in der zu garantierenden Sicherheit der Techniker, die außerhalb des Hauses am Stromnetz arbeiten sowie an möglichen Schäden von Betriebsmitteln beim Resynchronisieren mit dem Verbundnetz. Das Wartungspersonal muss sicher sein können, dass die Leitungen nicht von einer PV-Anlage unter Spannung gesetzt werden. Darüber hinaus ist sicherzustellen, dass es nicht durch Wechselwirkungen von Verbrauchern und Erzeugern im abgeschalteten Netz zu einer Inselbildung kommt, die dem PV-Wechselrichter ein funktionierendes Stromnetz simuliert. Jeder Wechselrichter muss daher ein sogenanntes „Anti-Islanding-Verfahren“ beherrschen.

Will man also eine bestehende PV-Anlage aufrüsten, um sie zur autarken Stromversorgung zu befähigen, muss dafür gesorgt werden, dass bei einem Stromausfall das Hausnetz vom öffentlichen Stromnetz getrennt wird und der „Anti-Islanding-Schutz“ ausgesetzt wird.

Der Solarenergie-Förderverein Deutschland e. V. (SFV) empfiehlt dafür das Sunny Backup Set / System von SMA. Zur Vermittlung des aktuellen Stands der Technik und des Grads der Marktdurchdringung wird im Folgenden exemplarisch die Installation eines Systems vom Marktführer SMA Solar beschrieben. Weitere Anbieter für Komplettsysteme wären z. B. Helion Solar. Generell ist durch die Novelle des EEG ein steigendes Interesse der Kunden für die Optimierung des Eigenstromverbrauchs festzustellen. Dadurch rückt die Entwicklung inselnetzfähiger Systeme mehr in den Fokus der Hersteller.

Bestehend aus einem bidirektionalen Wechselrichter, einer zentralen Schalteinrichtung und einem optionalen Batterie-Satz (zur Versorgung bei mangelnder Deckung des Bedarfs durch PV) kann es die Energieversorgung im Falle eines Netzausfalls sicherstellen. In Abbildung 4.32 ist die Funktionsweise schematisch dargestellt.

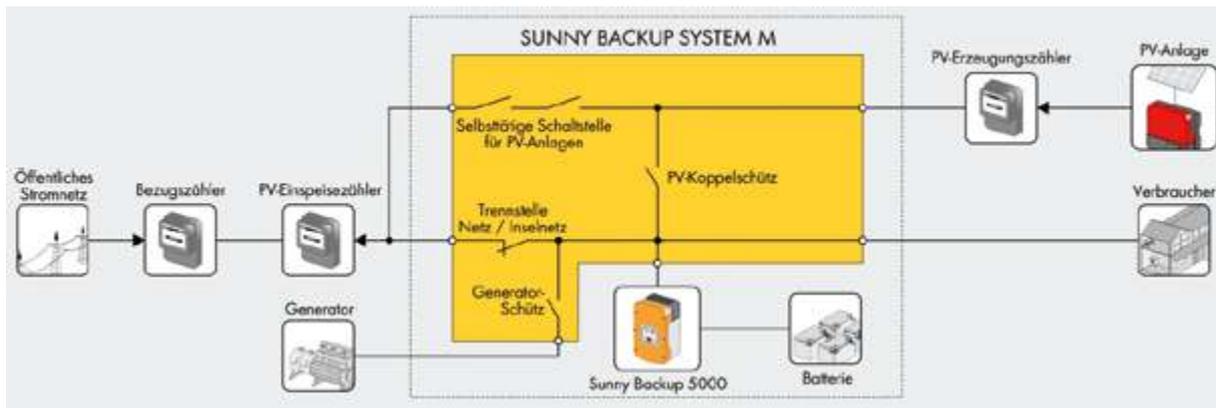


Abbildung 4.32: Schematische Darstellung des Sunny Backup Set / System von SMA. ⁽⁸⁵⁾

Die zentrale Umschalteneinrichtung verknüpft alle Komponenten und ist für den gewünschten Betrieb im Normal- bzw. NSV-Modus zuständig. Unter normalen Umständen wird der Strom durch den Wechselrichter und den Einspeisezähler in das öffentliche Stromnetz geleitet und das Gebäude wird durch den Verbrauchszähler versorgt. Der eingesetzte Wechselrichter ist durch den Installateur auf Inselbetrieb konfiguriert und robuster gegen Schwankungen von Spannung und Frequenz ausgelegt. Stellt das Backup-System einen Stromausfall fest, so erfolgt die USV im Millisekunden-Bereich aus der Batterie. Dies geschieht durch einen zusätzlichen Wechselrichter (in Abbildung 4.32: „Sunny Backup 5000“). Nun speist die PV-Anlage direkt in das Hausnetz ein und kann die Batterie je nach Leistung entlasten oder aufladen. Der Lastausgleich wird dabei ebenso vom bidirektionalen Wechselrichter übernommen. Ist das Stromnetz wieder funktionsfähig, so wird automatisch auf Normalbetrieb umgeschaltet und die Batterie geladen.

Vor der Installation des Systems muss jedoch sichergestellt werden, dass es sich beim öffentlichen Stromnetz um ein TN-Netz handelt, bei dem der Neutralleiter des Drehstromsystems im Haus mit der Erde verbunden ist. In neueren Installationen ist diese Verbindung im Hausanschlusskasten geschaltet, während sie in älteren gegebenenfalls in den Steckdosen selbst zu finden ist. In TT-Netzen erfolgt die Erdung erst am Transformator des Netzbetreibers, sodass diese im Inselbetrieb mit abgetrennt wird. Sie ist jedoch für einen Backup-Betrieb relevant, da sonst das notwendige Bezugspotential nicht klar definiert ist. In Deutschland sind heute noch einige Energieversorgungsunternehmen zu finden, die im größeren Umfang TT-Systeme betreiben. ⁽⁸⁵⁾ Dazu gehört beispielsweise die Regensburger REWAG Netz GmbH. ⁽⁸⁶⁾

Das Sunny Backup Set / System ist in verschiedenen Systemgrößen erhältlich. Das Set S kann mit 2,2 kW Dauerleistung selektierte Verbraucher eines EFH versorgen. Zu beachten ist, dass erst ab dem Set M eine 3phasige Notstromoption zur Verfügung steht. Verbraucher können bei allen Sets auch vor dem Backup-System direkt an das öffentliche Netz angeschlossen werden, sodass es bei einer USV nicht zu einer Überlastung kommt und nur ausgewählte Geräte versorgt werden. Das Set L besteht aus drei Einheiten des Set M, die jeweils eine Phase des Hausnetzes versorgen, jedoch eignet es sich mit 15 kW Dauerleistung nicht mehr für EFHs, sondern für MFHs oder kleine Gewerbe. Das Set XL schaltet mehrere Wechselrichter pro Phase parallel und ermöglicht NSV bis 110 kW für Hotels, landwirtschaftliche Betriebe oder kleine Siedlungen. ^(85,87) Eine Zusammenfassung der verfügbaren Systeme findet sich in Tabelle 4.19. Alle Systeme verfügen über einen „Silent Mode“, der die PV-Anlage nachts vollständig vom Netz trennt. Dadurch verringert sich der interne Energieverbrauch, jedoch steigt die Umschaltzeit.

Alle Systeme sind über den Großhandel verfügbar. ⁽⁸⁷⁾ Zu bemerken ist, dass eine Aufrüstung von einem kleineren Set auf ein größeres nur durch kompletten Austausch (exklusive Batterien) möglich ist. ⁽⁸⁵⁾ Auf alle Systeme (exklusive Batterien), außer Set S, besteht fünf Jahre Garantie. ^(89,90) Ebenso kann an den größeren drei Systemen ein Generator angeschlossen werden. Jener wird vom Wechselrichter automatisch gestartet, wenn Batteriekapazität und PV-Anlage nicht mehr ausreichen. Dies hat den Vorteil, längere Netzausfälle mit unzureichendem Solarstrom-Ertrag zu überstehen und bietet zudem die Möglichkeit die Batterie kleiner zu dimensionieren.

Tabelle 4.19: Verfügbare Systemgrößen des Sunny Backup Set / System von SMA. ^(85,87–90)

	Set S	Set M	Set L	Set XL
Größe der PV-Anlage [kWp]	1,0–4,6	bis 5,7	bis 28	bis 110
Backup-Leistung [kW]				
■ dauerhaft	2,2	5	15	bis 60
■ 30 Minuten	2,9	6,5	19,5	78
■ 1 Minute	3,8	8,4	25,2	100
Notstromoption	1phasig	3phasig	3phasig	3phasig
Spannung/Frequenz	230 V/50 Hz	230 V/50 Hz	230 V/50 Hz	230 V/50 Hz
Batterie	optional kompatible Blei-Akkus: sämtliche Hersteller kompatible Li-Ionen-Akkus: Akasol, Leclanché, LG Chem, Dispatch Energy			
Nominalspannung der Batterie [V]	24	48	48	48
Stromverbrauch [W]				
■ Normalbetrieb	40	48	114	360
■ „Silent Mode“	6	32	69	230
Umschaltzeit [ms]				
■ Normalbetrieb	50	20	20	20
■ „Silent Mode“	10.000	30	30	30
Größe (ohne Batterien) (L × B × H) [mm]	120 × 200 × 300	210 × 600 × 600	210 × 600 × 760	300 × 1.000 × 1.600
Gewicht (ohne Batterien) [kg]	4,5	29	41	180
Lebensdauer (nach Eurobat) [a]	> 12	> 12	> 12	> 12
Preis	ca. 3.500 €	ca. 4.500 €	ca. 11.000 €	k. A.
Generatoranschluss	n. v.	239 € extra	299 € extra	k. A.

Eine Überladung der vollen Batterie wird in älteren Modellen durch eine Frequenzerhöhung des Wechselstroms verhindert. Der Backup-Wechselrichter schaltet als Folge ab und die Versorgung erfolgt ausschließlich durch die Batterien. Erst bei einer Entladung um 5 % wird der PV-Wechselrichter wieder aktiviert. Neuere Geräte werden durch eine kontrollierte Frequenzerhöhung soweit abgeregelt, dass die zur Verfügung gestellte Leistung einen Strombezug aus der Batterie knapp verhindert. Die Abregelung beginnt dabei bei 51 Hz und steigt linear bis 52 Hz an, sodass eine Leistung von 0 W erreicht wird. Der Wechselrichter bleibt jedoch am Netz und kann die eingespeiste Leistung rasch wieder erhöhen, sollten z. B. zusätzliche Verbraucher eingeschaltet werden. Diese Regelung funktioniert auch dann, wenn mehrere PV-Wechselrichter in das Inselnetz einspeisen.

Eine Synchronisation des Inselnetzes mit dem öffentlichen Netz bei Ende des Stromausfalls erfolgt ebenso automatisch durch das Sunny Backup Set / System. Durch Änderung der Inselnetzfrequenz erfolgt eine allmähliche Anpassung. Stimmen die Phasenlagen überein wird die Umschaltung vorgenommen. Befindet sich das System gerade in einer kontrollierten Frequenzerhöhung zur Vermeidung der Überladung der Batterien wird sie bis auf 54,5 Hz gesteigert. Dort erfolgt die automatische Abschaltung und die Netzfrequenz-Synchronisation erfolgt unter Batteriebetrieb.

Auch eine DC-Kopplung ist möglich. Dabei wird eine Batterie mit Laderegler direkt an die PV-Anlage angeschlossen. Dem gegenüber steht die AC-Kopplung, bei der die Batterie über einen Wechselrichter an das Wechselstromnetz angeschlossen ist.

Der Laderegler sorgt für die Ladung der Batterie, solange die PV-Anlage genügend Strom liefert. Ein eventueller Reststrom wird auf üblichem Wege in das öffentliche Netz eingespeist. Bei einem Stromausfall muss das Hausnetz vom öffentlichen Netz getrennt und der Wechselrichter auf Inselbetrieb umgeschaltet werden. Er sorgt dann dafür, dass bei Bedarf Leistung aus der Batterie zur Verfügung gestellt wird.

Die DC-Kopplung kostet tendenziell weniger, da nur ein Wechselrichter notwendig ist. Batterieladeregler besitzen in der Regel kein geeignetes Maximum Power Point (MPP)-Tracking, was zu einer nicht-optimalen Ausnutzung der Solaranlage führt. Dies kann durch einen PV-Wechselrichter umgangen werden, der hinter einem MPP-Tracker integriert wird. Ein Vorteil der AC-Kopplung ist, dass die Batterie mit preiswertem Bezugsstrom, statt teurem PV-Strom geladen wird, wie es bei der DC-Kopplung der Fall ist. Darüber hinaus werden bei letzterer die Möglichkeiten der Anlagenauslegung und folglich die Effizienz der Anlage beschränkt, da die Stringspannung in etwa der Batteriespannung entsprechen muss und somit die Auswahl der geeigneten PV-Wechselrichter begrenzt wird. ⁽⁸⁵⁾



Alternative Technologien für NSV-Systeme

Als Alternativen zu PV-Systemen zum Zweck der NSV wurden verschiedene Technologien hinsichtlich ihrer Leistung, Finanzierbarkeit und Eignung untersucht. In den folgenden Kapiteln werden die Ergebnisse der Analyse von

- Brennstoffzellen
- Kleinwindkraftanlagen
- Batterieanlagen
- Dieselgeneratoren
- Blockheizkraftwerken
- sowie Kurbelgeneratoren

vorgelegt. Dabei werden verschiedene Varianten der jeweiligen Systeme betrachtet und deren Abhängigkeiten sowie Vor- und Nachteile im Hinblick auf ihre Eignung zur NSV genannt.

5.1 Brennstoffzellen

Eine Brennstoffzelle ist eine galvanische Zelle, die mithilfe eines Brennstoffs und eines Oxidationsmittels elektrische Energie erzeugt.⁽⁹¹⁾

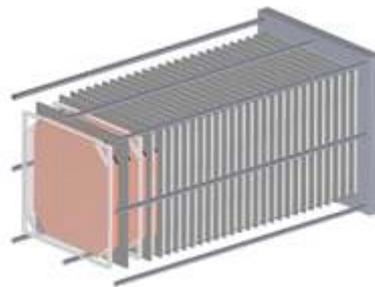


Abbildung 5.1: Prinzipieller Aufbau eines Brennstoffzellenstacks.⁽⁹²⁾

Der prinzipielle Aufbau aller Zellen ist gleich: Zwei Elektroden werden durch einen Elektrolyten getrennt, der den Ionenaustausch ermöglicht. Meist handelt es sich dabei um Protonen (H^+). Alle Elektroden sind über einen äußeren Stromkreis verbunden. Brennstoffzellensysteme sind aus einem oder mehreren „Stacks“ aufgebaut, welche sich aus vielen Brennstoffzellen zusammensetzen. Die hinsichtlich der Betriebsmittel häufigste und bekannteste Form ist die Wasserstoff-Sauerstoff-Brennzelle. Weitere Zelltypen werden anhand ihrer Elektrolyte und Brenngase unterschieden.⁽⁹³⁾ Eine Auflistung zeigt Tabelle 5.1.

Im Folgenden werden diese Technologien ausführlicher erläutert.

Tabelle 5.1: Übersicht über verfügbare Brennstoffzellen-Technologien. Modifiziert nach ⁽⁹⁴⁾.

Abkürzung	Name	Elektrolyt	Anodengase	Temperatur [°C]	Wirkungsgrad	Leistung [kW]	Anwendung
PEM-FC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell	Polymermembran	Wasserstoff Methan	0–80	60 % (H ₂) 40 % (CH ₄)	< 250	Pkw, Bus, Hausversorgung, BHKW
SOFC	Solid Oxid Fuel Cell	Zr(Y)O ₂	Wasserstoff Methan Kohlegas	800–1000	50–65 %	10–25	Hausversorgung, Kleinkraftwerke
AFC	Alkaline Fuel Cell	Kalilauge (KOH)	Wasserstoff (hochrein)	60–90	60 %	20	Raumfahrt, U-Boote
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell	Alkalicarbonat-schmelzen	Wasserstoff Methan Kohlegas	650	48–60 %	2.200	BHKW, Kleinkraftwerke

5.1.1 Typen von Brennstoffzellen

5.1.1.1 Proton Exchange Membrane Fuel Cell

Zum Betrieb von Protonenaustauschmembran-Brennstoffzellen (*proton exchange membrane fuel cells*, PEM-FCs) wird ein Katalysator benötigt, bei dem es sich meist um Platin handelt. Die chemische Katalyse findet dabei in der Reaktion von Wasserstoff zu Sauerstoff statt. ⁽⁹⁵⁾ Durch Oxidation von Wasserstoff an der Anode entstehen freie Protonen und Elektronen, wobei sich gleichzeitig ein Gleichgewicht zwischen adsorbierten Wasserstoff-Molekülen und hydratisierten Wasserstoff-Ionen einstellt. Die Protonen wandern durch eine Polymermembran, die nur für diese durchlässig ist, zur Kathode, an der Sauerstoff zu Wasser (H₂O) reduziert wird. Die hierfür notwendigen Elektronen fließen durch den äußeren Stromkreis, wodurch das Elektrodenpotential aufgebaut wird. Dort kann es in elektrische Arbeit umgewandelt werden. Es finden die chemischen Reaktionen (56) bis (58) statt.

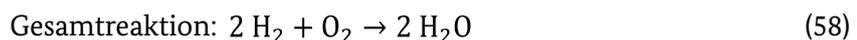
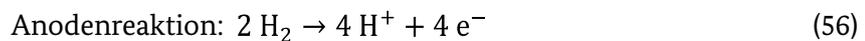


Abbildung 5.2 zeigt eine Funktionsskizze der PEM-FC.

Theoretisch verfügt eine PEM-FC über eine Ruhespannung, und in Bezug auf die eingesetzte Standardwasserstoffelektrode damit auch über eine mögliche erreichbare Spannung, von 1,23 V. Diese kann in der Praxis aufgrund von Reaktionshemmungen oder ungenügender Gasdiffusion jedoch nicht erreicht werden. Realistisch erreichbare Spannungen liegen zwischen 0,6 und 0,9 V, was einem Wirkungsgrad von 40–70 % entspricht. ⁽⁹⁶⁾

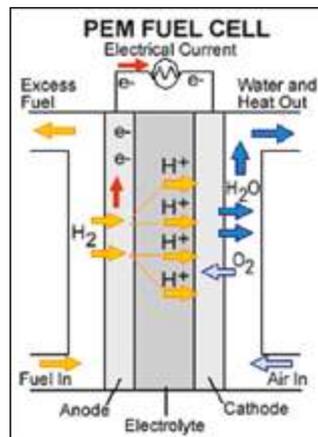


Abbildung 5.2: Funktionsskizze der PEM-FC. ⁽⁹⁶⁾

5.1.1.2 Solid Oxid Fuel Cell

Festoxid-Brennstoffzellen (*solid oxid fuel cells*, SOFCs) besitzen einen keramischen Festelektrolyten. In der Regel handelt es sich dabei um Yttrium-stabilisiertes Zirkonoxid. Bei SOFCs werden verschiedene Zellkonzepte differenziert. Hervorzuheben sind das Flachzellen- sowie das Röhren-Prinzip. Durch interne Reformierung bei hohen Betriebstemperaturen (ca. 1000 °C) können verschiedene (unter anderem Kohlenstoffmonoxid (CO)-haltige) Gase als Brennstoffe verwendet werden. In der mobilen Anwendung kann auch Benzin als solches fungieren. SOFC-Systeme haben einen vergleichsweise hohen Wirkungsgrad (50–65 %), der durch Druckvariation noch gesteigert werden kann. ⁽⁹⁷⁾ Aufgrund der hohen Betriebstemperatur von bis zu 1000 °C eignet sich die SOFC-Technologie vor allem für den Betrieb von Blockheizkraftwerken oder Kleinkraftwerken, die mit Erd- bzw. Kohlegas betrieben werden.

5.1.1.3 Alkaline Fuel Cell

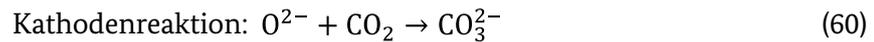
Als Niedertemperatur-Brennstoffzelle benötigt die alkalische Brennstoffzelle (*alkaline fuel cell*, AFC) wie die PEM-FC einen Katalysator zum Start der chemischen Reaktion. Als Elektrolyt wird 30prozentiges Kaliumhydroxid (KOH) verwendet, das durch die Zellen gepumpt wird. Das Anion des Elektrolyten kann nach Reaktion (59) mit Kohlenstoffdioxid (CO₂) zersetzt werden.



Die demnach hohe Anfälligkeit für Kohlenstoffdioxid zieht die Notwendigkeit des Betriebs mit hochreinen Brenngasen (elementarer Wasserstoff und Sauerstoff) nach sich. Trotz des sehr hohen Wirkungsgrads von ca. 60 % finden AFCs aufgrund ihrer Kohlenstoffdioxid-Empfindlichkeit nur bei Spezialanwendungen, wie in U-Booten und der Raumfahrt, Einsatz. ⁽⁹⁸⁾

5.1.1.4 Molten Carbonate Fuel Cell

Als Elektrolyt für die Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (*molten carbonate fuel cell*, MCFC) dienen geschmolzene Karbonate, meist Lithiumkarbonat (Li_2CO_3) oder Kaliumkarbonat (K_2CO_3). Hierbei wandern die Karbonat-Ionen (CO_3^{2-}) von der Kathode zur Anode. Sie entstehen an ersterer durch Reaktion von zugeführtem Kohlenstoffdioxid mit Sauerstoff-Ionen (O^{2-}), wie in Reaktion (60) dargestellt.



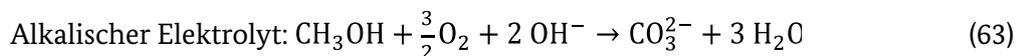
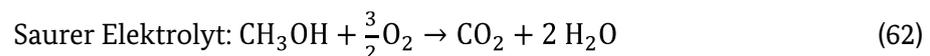
An der Anode reagieren, wie in Reaktion (61) dargestellt, die Karbonat-Ionen mit Protonen zu Kohlensäure (H_2CO_3), welche unmittelbar zu Wasser und Kohlenstoffdioxid zerfällt.



Das entstehende Kohlenstoffdioxid wird dem Luftstrom zur Kathode beigemischt, wodurch der Karbonat-Kreislauf erhalten wird. Aufgrund der hohen Betriebstemperatur von 650 °C eignet sich die MCFC-Technologie vor allem für den Betrieb von Blockheizkraftwerken oder Kleinkraftwerken, die mit Erd- bzw. Kohlegas betrieben werden. ⁽⁹⁹⁾

5.1.1.5 Direct Methanol Fuel Cell

Als Weiterentwicklung der PEM-Technologie nutzt die Direktmethanol-Brennstoffzelle (*direct methanol fuel cell*, DMFC) ebenfalls eine Polymermembran als Elektrolyt. Im Gegensatz zur PEM-FC wird hierbei flüssiges Methanol (CH_3OH) bzw. Methanoldampf an Stelle von Wasserstoff als Anodengas genutzt. Die DMFC kann prinzipiell mit einem sauren oder alkalischen Elektrolyten arbeiten. Die Reaktionsgleichungen sind respektive in (62) und (63) gezeigt.



Aktuell stößt diese Technologie noch hinsichtlich der Katalysatorenstabilität und der Zuverlässigkeit der Polymermembran an ihre Grenzen. Die größten Vorteile der DMFC gegenüber der SOFC bzw. der MCFC liegen im mobilen Einsatzbereich. Da die Brennstoffverdampfung und die Befeuchtung der Zellen wegfallen, könnte sich die DMFC zu einer sinnvollen Alternative entwickeln. ⁽¹⁰⁰⁾

5.1.1.6 Phosphoric Acid Fuel Cell

Phosphorsäure ist der Elektrolyt der Phosphorsäure-Brennstoffzelle (*phosphoric acid fuel cell*, PAFC). Sie zählt mit einer Betriebstemperatur von 200 °C zu den Mitteltemperatur-Brennstoffzellen. Aufgrund der Verwendung einer Säure als Elektrolyt ist es möglich, Kohlenstoffdioxid-haltige Gase für den Betrieb zu verwenden. In der Regel handelt es sich dabei um Wasserstoff aus reformiertem Erdgas und Luftsau-

erstoff. Die Phosphorsäure wird in ein poröses Polymervlies eingesaugt und zwischen die Elektroden gebracht. Jene bestehen aus polymergebundenen Kohlematerialien, die mit Edelmetall-Katalysatoren, meist Gold oder Platin, beschichtet sind. Die PAFC hat den vergleichsweise höchsten Entwicklungsstand erreicht und ist aus technischer Sicht vor allem für die stationäre Anwendung geeignet. PAFCs werden aktuell in nennenswertem Umfang produziert und genutzt. ⁽¹⁰¹⁾

5.1.2 Eignung zur Notstromversorgung

Hinsichtlich der Eignung von Brennstoffzellen nur NSV müssen verschiedene Aspekte betrachtet werden.

Brennstoffzellen-Systeme gehen mit vergleichsweise hohen Investitionskosten einher. Dabei existiert gemäß einer Studie des Forschungszentrums Jülich eine Variation zwischen 5.000 €/kW (PEM-FC) und 20.000 €/kW (SOFC). ⁽¹⁰²⁾ Untersucht wurden dabei Anlagen mit einer Leistung von 100 bis 250 kW, jedoch sinken die Kosten mit abnehmender Anlagengröße. ⁽¹⁰³⁾ Seit 2012 ist ein System mit einer Leistung von 1,5 kW verfügbar, welches inklusive Installation und Inbetriebnahme für ca. 38.000 € erhältlich ist. Im Vergleich werden für einen Stirling-Motor inklusive Spitzenlastkessel mit einer Leistung von 1 kW ca. 20.000 € bzw. für einen Verbrennungsmotor inklusive Kessel mit der gleichen Leistung etwa 24.000 € veranschlagt. Daran zeigt sich, dass die Investitionskosten für ein Brennstoffzellen-System zum jetzigen Stand deutlich höher sind als bei vergleichbaren Alternativen. Folglich stellen sie aktuell eine Belastung dar, die von den wenigsten Privathaushalten ohne zusätzliche Förderung stemmbar ist. Allerdings kann davon ausgegangen werden, dass sich diese mit fortschreitendem Stand der Technik und sich etablierender Serienfertigung deutlich weiter verringern. ⁽¹⁰⁴⁾

Eine Alterung von Brennstoffzellen-Systemen findet nur im Betrieb statt. Sie verfügen kaum über bewegliche Teile, sodass nahezu keine Verschleißerscheinungen auftreten, was einen großen Vorteil im Hinblick auf die Notstromvorsorge und die damit verbundene geringe Nutzungszeit darstellt. ⁽¹⁰⁵⁾ Brennstoffzellen-Stacks degenerieren jedoch mit der Zeit, sodass die elektrische Leistung zunehmend sinkt. ⁽¹⁰⁴⁾ Für kommerziell erhältliche Systeme werden Lebensdauern von ca. 5.000 Betriebsstunden angegeben. ^(106,107) Wissenschaftlern des Forschungsinstituts Jülich ist es allerdings bereits gelungen ein Gerät mit einer Rekord-Lebensdauer von 15.000 Betriebsstunden zu entwickeln. ⁽¹⁰⁸⁾ Da ein Stromausfall dieser Dauer in Deutschland jedoch höchst unwahrscheinlich ist, spielt dieser Parameter für ein reines Notstromgerät eine untergeordnete Rolle, der nur bei einer dauerhaften Inbetriebnahme bzw. einer Nutzung zur permanenten Energie- und/oder Wärmeerzeugung (z. B. in Form eines Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerks) relevant wäre. In Anbetracht der hohen Investitionskosten ist es oft nur bei permanenter Nutzung sinnvoll Brennstoffzellen zu installieren. Die Lebensdauer kann dabei durch regelmäßige Wartung bzw. das Austauschen der Stacks auf bis zu zehn Jahre verlängert werden. Durch Wartungsverträge kann eine konkrete Kostenabschätzung erfolgen. Der Hersteller Sanevo bietet einen zehnjährigen Vollwartungsvertrag für 1.400 € (inkl. MwSt.) an. ⁽¹⁰⁹⁾ Im Falle der ausschließlichen NSV fallen kaum Wartungs- und Service-Kosten an. ⁽¹¹⁰⁾

Die Brennstoffzellen-Technologie ist sehr umweltfreundlich, da keine Emissionen und als Abfallprodukte bei den meisten Systemen (unter anderem der PEM-FC) lediglich reines Wasser und Abwärme anfallen. ⁽¹¹⁰⁾ Das Speichermedium der PEM-FC (Wasserstoff) und ähnlicher Systeme enthält darüber

hinaus keine schädlichen Inhaltsstoffe. Der Transport und die Lagerung von Wasserstoff sind allerdings relevant bezüglich der Wirtschaftlichkeit der Brennstoffzelle. Es existieren verschiedene Normen und Sicherheitsbestimmungen für die Lagerung sowie den Transport, um einen unbedenklichen Umgang mit Wasserstoff als Brennmittel zu ermöglichen. ^(111,112) Eine gesetzliche Beschränkung für die Wasserstofflagerung gibt es nicht.

Durch in Reihe schaltbare Module und Modulpakete kann die Leistung von Brennstoffzellen-Systemen individuell auf den Nutzer angepasst und skaliert werden. Der Ausfall einzelner Module führt nicht zur Funktionseinstellung des gesamten Systems, wie es z. B. bei Batterien der Fall ist. ⁽¹¹³⁾ Es sind aktuell handelsübliche Systeme mit einer Leistung von 0,5 bis 50 kW verfügbar, deren elektrischer Wirkungsgrad bei ca. 45 % liegt. Dabei wird viel Abwärme erzeugt, die durch eine Kraft-Wärme-Kopplung vom Verbraucher genutzt werden kann, was den wirtschaftlichen Gesamtwirkungsgrad auf bis zu 90 % erhöht. ⁽¹¹⁴⁾

Der Verbraucher hat die Möglichkeit die maximale Betriebsdauer durch den vorhandenen Brennstoff-Vorrat festzulegen. Bei steigender Kapazität des Systems wird nahezu kein zusätzlicher Platz für die Technik benötigt, sodass, anders als bei vergleichbaren Technologien, nur der Platzbedarf für das Brennstoffmittel steigt. Auch hier sollte die unbedenkliche und nicht beschränkte Lagerung von Wasserstoff (z. B. für die PEM-FC) hervorgehoben werden. ^(111,112) Die Technologie der Wasserstoffgasspeicherung in mittlerweile standartmäßig erhältlichen Wasserstoffgasflaschen führt zur Möglichkeit der sicheren Lagerung. Explosionen sind durch ein geschlossenes System nahezu ausgeschlossen auch bei Wasserstoffbetrieblen Autos gibt es heutzutage keine Einschränkungen mehr hinsichtlich der Parkmöglichkeiten, was auf die hohe Zuverlässigkeit der Technologie hindeutet. Seine hohe Energiedichte führt zu einer fünfmal höheren Energieausbeute als Batterien mit dem gleichen Platzbedarf erreichen könnten. ⁽⁹⁴⁾ Zudem kann ein Elektrolyseur genutzt werden, um eigenen Wasserstoff zu synthetisieren bzw. um den eigenen Vorrat wieder auffüllen zu können. Ein entsprechendes System müsste allerdings professionell installiert werden und auch die Anwendung beziehungsweise Nutzung wird sich eher für technisch versierte Nutzer eignen. Auf diese Weise können bereits installierte regenerative Energieerzeuger in einer Energiekette an die Brennstoffzellen-Systeme gekoppelt werden. Für die Elektrolyse wird ausschließlich Wasser und elektrische Energie benötigt.

Im exemplarischen Vergleich zu Dieselgeneratoren sind Brennstoffzellen klein und leicht. Darüber hinaus arbeiten sie sehr leise und vibrationsarm. ⁽¹¹⁵⁾ Für den Hausgebrauch übliche Brennstoffzellen können In- und Outdoor genutzt werden, sind sehr zuverlässig sowie einfach zu bedienen und zu warten. ⁽⁹⁴⁾ Ein entsprechend vorinstalliertes System kann auch nach langer Lagerung unmittelbar und durch Knopfdruck genutzt werden. Die Wasserstoffdiffusion ist mittlerweile so gering, dass eine langfristige Nutzung ohne Einsatzzeiten hoch zuverlässig ist. Entsprechende Informationen zur Bedienbarkeit variieren allerdings deutlich und sollten direkt bei den jeweiligen Anbietern erfragt werden. Ist eine Kühlung erforderlich, reicht eine einfache Wasserkühlung mit Wärmeabfuhr über das gekühlte Gehäuse aus. ⁽¹¹³⁾

Brennstoffzellen weisen keine Selbstentladung auf, wie es bei Batterien der Fall ist. ⁽⁹⁵⁾ Im Gegensatz zu diesen besitzen Brennstoffzellen jedoch keine Kaltstartfunktion und brauchen einige Sekunden, bevor sie auf Vollast laufen können. Niedrigtemperatursysteme, wie die PEM-FC, brauchen hierfür ca. 10–15 Sekunden. ⁽¹¹³⁾ Eine Kopplung der beiden Technologien bietet sich daher beim Schutz kritischer Systeme an. Die Batterie erfordert in diesem Fall regelmäßige Wartung.

Zudem muss bedacht werden, dass Brennstoffzellen sich nicht automatisch wieder aufladen. Die Wasserstoff-Verfügbarkeit muss durch den Verbraucher regelmäßig geprüft und sichergestellt werden.

In Tabelle 5.2 werden jeweils zwei für den Privateinsatz geeignete Brennstoffzellen- und Batteriesysteme hinsichtlich relevanter technischer Aspekte miteinander verglichen.

Tabelle 5.2: Vergleich von DMFC- und PEM-FC-Brennstoffzellensystemen mit Lithium-Ionen- und Nickel-Cadmium-Akkumulatoren. Modifiziert nach ⁽⁹⁵⁾.

	DMFC	PEM-FC	Li-Ionen-Akku	NiCd-Akku
Lebensdauer [h]	min. 3.000	min. 3.000	2.000	1.200
Kosten	hoch	hoch	hoch	niedrig
Sicherheit	hoch	gering	gering	hoch
Umweltfreundlichkeit	hoch	hoch	mittel	gering

5.1.3 Zusammenfassung

Abschließend kann bezüglich der Brennstoffzellen resümiert werden, dass diese eine zunehmend attraktive Alternative zur PV-NSV darstellen. Die hohen anfallenden Investitionskosten rentieren sich durch eine hohe Zuverlässigkeit sowie geringe Betriebs- und Wartungskosten. Bei Kopplung an einen Elektrolyseur kann Wasserstoff als Betriebsmittel vom Verbraucher selbst synthetisiert werden und so können Energieketten eingerichtet werden. Die Bedienung ist unkompliziert, sodass viele Verbraucher für eine Nutzung in Frage kommen. Die skalierbare Leistung sowie der geringe Platzbedarf und die niedrigen Sicherheitsanforderungen machen den Einsatz in vielen Szenarien möglich und sinnvoll. Da sowohl hohe Leistungen als auch hohe Überbrückungszeiten von bis zu mehreren Tagen erreicht werden können, kann die Brennstoffzellen-Technologie vor allem für größere Verbraucher empfohlen werden. Es sind aktuell nur wenige Serienproduktionen etabliert, sodass das Angebot in Deutschland noch vergleichsweise klein ist, jedoch ist davon auszugehen, dass sich sowohl Stand der Technik als auch Angebot in naher Zukunft weiter verbessern werden.

In Tabelle 5.3 sind die diskutierten Vor- und Nachteile von Brennstoffzellen-Systemen zusammengefasst.

Tabelle 5.3: Vor- und Nachteile von Brennstoffzellen gegenüber vergleichbaren Notstromsystemen.

Vorteile	Nachteile
Alterung nur im Betrieb	Hohe Investitionskosten (ca. 20.000 €/kW)
Umweltfreundlich	Keine Kaltstartfunktion
Skalierbare Leistung	Kostenintensive Regelelektronik
Geringe Wartungskosten	Keine automatische Wiederaufladung
Skalierbare Leistung (0,5–50 kW)	Geringer elektrischer Wirkungsgrad
In- und Outdoor anwendbar	
Hohe Zuverlässigkeit	
Kopplung mit Elektrolyseur möglich	
Vergleichsweise wenig Platzbedarf (ca. 0,5 m ³ bei einer Leistung von 5 kW)	
Einfache Bedienbarkeit und Wartung	
Keine aufwendige Kühlung notwendig	
Hohe Lebensdauer (5.000–15.000 Betriebsstunden)	
Keine Selbstentladung	
Nahezu geräusch- und vibrationslos	
Leicht lagerbares Betriebsmittel	
Individuell anpassbare Überbrückungszeit	

5.2 Kleinwindkraftanlagen

Eine Nutzung von Kleinwindkraftanlagen ist bereits weltweit etabliert. Sie finden vor allem netzgekoppelt Anwendung, wobei der Strom direkt ins Netz eingespeist wird. Besteht ein solcher Anschluss nicht, spricht man von Inselsystemen. Dort werden Batterien genutzt, um eine dauerhafte Stromversorgung gewährleisten zu können.

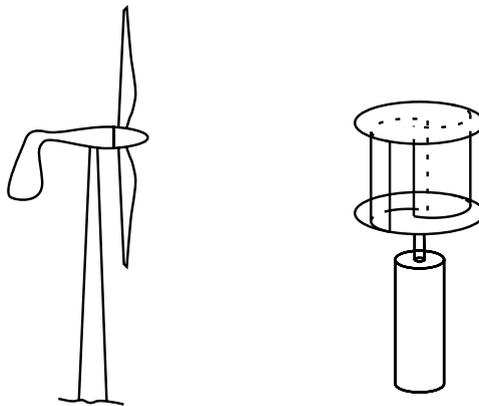


Abbildung 5.3: Darstellung einer Kleinwindkraftanlage (links) und eines Savonius-Rotor (rechts). ^(116,117)

Netzgekoppelte Systeme mit einer Leistung bis 30 kW speisen den nicht direkt verbrauchten Strom entweder einphasig (230 V) oder dreiphasig (400 V) in das Niederspannungsnetz ein. Bei Anlagen mit einer Leistung von 30 bis 100 kW wird der Strom in der Regel in das Mittelspannungsnetz (20 kV) oder ebenfalls dreiphasig in das Niederspannungsnetz eingespeist.

Kleinwindkraftanlagen in Form von Inselsystemen finden bereits oft in der Versorgung kleinerer Objekte Anwendung, wie beispielsweise Ferienhäuser, Wohnwagen und Segelschiffe. Bei privater Nutzung ist es bei Anlagen mit einer Leistung unter 1,5 kW sowohl möglich den Strom als Gleichstrom mit einer Spannung bis 48 V in eine Batterie einzuspeisen oder ihn mittels eines Wechselrichters in AC umzuwandeln, um diesen an gewöhnliche Steckdosen anzulegen. ⁽¹¹⁴⁾

5.2.1 Klassifizierung

Es existiert aktuell keine anerkannte Definition oder Abgrenzung von Kleinwindkraftanlagen zu Großturbinen. Das verbreitetste Kriterium zur Differenzierung ist die Leistung der Anlage. Hierbei werden solche mit einer Leistung von unter 100 kW von jenen mit einer höheren unterschieden. Der Bundesverband Windenergie schlägt in Tabelle 5.4 dargestellte weitere Klassifizierung der Anlagen bis 100 kW vor.

Tabelle 5.4: Vorgeschlagene Klassifizierung von Windkraftanlagen mit einer Leistung bis 100 kW. ⁽¹¹⁵⁾

Bezeichnung	Leistung [kW]	Anwendung
Mikrowindkraftanlagen	0–5	Privatanwender und Einfamilienhäuser Netzgekoppelt oder batteriegestütztes Inselsystem
Miniwindkraftanlagen	5–30	Gewerbebetriebe und Landwirte
Mittelwindkraftanlagen	30–100	Gewerbebetriebe und Landwirte Anschluss ans Mittelspannungsnetz

Eine alternative Definition ist durch die technische Norm IEC 61400-2 gegeben, die sich an der Rotorfläche orientiert. Anlagen mit einem Rotordurchmesser bis zu 16 m (entspricht einer Windangriffsfläche von ca. 200 m²) zählen hiernach zu kleinen Windkraftanlagen.

Bau- und genehmigungsrechtlich wird zudem hinsichtlich der Anlagenhöhe unterschieden. Ab einer Anlagenhöhe von 50 m verlangt das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) ein immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren für Großanlagen. In vielen Bundesländern sind Anlagen bis zu einer Höhe von 10 m genehmigungsfrei. ⁽¹¹⁸⁾ Genauere Informationen sind Tabelle B.11 in Anhang B zu entnehmen.

5.2.2 Leistung und Ertrag

Maßgeblich für den Ertrag einer Kleinwindanlage sind ihre Leistung sowie die mittlere Windgeschwindigkeit. Die Windverhältnisse sind ausschlaggebend für die Wirtschaftlichkeit und stellen gleichzeitig den größten Unsicherheitsfaktor in der Kosten-Nutzen-Analyse dar. ⁽¹¹⁹⁾ Der britische Windkraftverband BWEA ermöglicht die Berechnung der Jahreserträge von Windkraftanlagen mithilfe von Gleichung (64).

$$\text{Jahres-Ertrag [kWh]} = \text{Anlagenleistung [kW]} \times k_f \times 8760 \text{ h} \quad (64)$$

Ein Jahr besteht aus 8760 h. Der Kapazitätsfaktor k_f beschreibt als Messzahl die Windstärke eines Standorts und ist mit 0,3 angegeben. Allerdings wird dieser Wert im privaten Anwendungsbereich nur selten erreicht werden können, sodass eine Anpassung erforderlich ist. ⁽¹¹⁹⁾ Tabelle 5.5 listet einige errechnete Erträge bei unterschiedlichen Anlagenleistungen, Windverhältnissen und entsprechenden Kapazitätsfaktoren auf.

Tabelle 5.5: Gegenüberstellung von Leistung und Ertrag bei verschiedenen Windverhältnissen und entsprechenden Kapazitätsfaktoren. ⁽¹¹⁹⁾

Leistung [kW]	Windverhältnisse	k_f	Ertrag [kWh]
1,5	schwach	0,11	1.500
1,5	mittel	0,17	2.250
1,5	stark	0,23	3.000
1,5	sehr stark	0,29	3.750
5	schwach	0,11	5.000
5	mittel	0,17	7.500
5	stark	0,23	10.000
5	sehr stark	0,29	12.500
10	schwach	0,11	10.000
10	mittel	0,17	15.000
10	stark	0,23	20.000
10	sehr stark	0,29	25.000

Es ist eine deutliche Abhängigkeit vom geplanten Standort sichtbar, sodass eine Windmessung vor einer Kosten-Nutzen-Analyse obligat ist. Einige Nennleistungsklassen sind in Bezug auf Nutzungsart und Anwendungszwecke in Tabelle 5.6 genannt.

5.2.3 Bauformen

Es existiert eine große Vielfalt an Konstruktionstypen von Kleinwindkraftanlagen. Dabei sind einige Bauformen verbreiteter als andere. Tabelle 5.6 zeigt einige Charakteristika aktuell genutzter Windkraftanlagen.

Am weitesten verbreitet sind horizontale Windkraftanlagen mit drei Blättern und einem Permanentmagnet-Generator. Folgend werden horizontale und vertikale Bauformen näher erläutert und verglichen.

5.2.3.1 Horizontale Windkraftanlagen

Sowohl bei großen als auch bei kleinen Windkraftanlagen hat sich im Laufe der Zeit der horizontale Typ mit drei Rotorblättern durchgesetzt. Bei ersteren findet sich fast ausschließlich jene Variante, während

bei kleinen Anlagen eine höhere Variation in der Blattanzahl besteht. Große Anlagen sind meist Luvläufer, bei denen sich die Blätter in Windrichtung vor dem Mast befinden und aktiv mitgeführt werden. Bei Leeläufern hingegen sind die Blätter hinter dem Mast montiert.

Tabelle 5.6: Nennleistungsklassen von Windkraftanlagen mit einer Leistung von bis zu 100 kW und entsprechender Nutzungsart, Spannung und Anwendung. ⁽¹²⁰⁾

Nennleistung [kW]	Nutzungsart	Spannung	Typische Anwendungen
< 1,5	Batteriegekoppeltes Inselsystem Netzgekoppelt	12/24/48 V DC 230 V AC	Camping, Gartenanlagen, Segelschiffe, Notrufsäulen, Mess-Stationen
1,5–5	Gebäudeintegriert, freie Aufstellung	230 V AC	Wohngebiete
5–30	Gewerbegebiete, Landwirtschaft	400 V AC	Gewerbe-/Industrie-gebiete, landwirtschaftlicher Bereich
30–100	Gewerbegebiete, Landwirtschaft	10/20/30 kV AC	Gewerbe-/Industrie-gebiete, landwirtschaftlicher Bereich

Die Anzahl der Rotorblätter hat prinzipiell keinen Einfluss auf die Fähigkeit der Anlage die Windenergie zu nutzen, da die im Wind enthaltene Energie primär durch den Rotordurchmesser bzw. die überstrichene Fläche beeinflusst wird. Sie ist jedoch ein entscheidender Faktor für die Geschwindigkeit der Rotordrehung und damit die Geräuschentwicklung sowie die Kontrollierbarkeit des Rotors. Je weniger Rotorblätter eine Anlage hat, desto schneller läuft der Rotor. Anlagen mit drei Rotorblättern sind besser kontrollierbar als jene mit zwei oder vier.

Der theoretische Wirkungsgrad von Windkraftanlagen (auch Leistungsbeiwert, BETZscher Wirkungsgrad oder spezifische Leistungsausbeute) liegt maximal bei 59 %. Dieser Wert gibt die Fähigkeit die Bewegungsenergie des Windes in elektrische Energie umzuwandeln an. Er wird durch Verlustfaktoren wie Getriebe und Generator verringert. Horizontale Windkraftanlagen erreichen einen Maximalwert von ca. 50 %, wobei der effektive Wirkungsgrad bei ca. 30 % liegt. ⁽¹²²⁾

Tabelle 5.7: Prozentuale Verteilung der Charakteristika aktuell genutzter Windkraftanlagen mit einer Maximalleistung von bis zu 55 kW. ⁽¹²¹⁾

Rotorachse		Blattanzahl	
Horizontal	88 %	Zwei Blätter	9 %
Vertikal	12 %	Drei Blätter	79 %
Nennleistung		Vier Blätter	3 %
Minimum	0,1 kW	Fünf Blätter	4 %
Maximum	55 kW	Sechs Blätter	4 %
Durchschnitt	6,6 kW	Andere	1 %
Rotordurchmesser		Rotorposition zum Turm	
Minimum	0,7 m	Vertikal	12 %
Maximum	19,2 m	Leeseitig	12 %
Durchschnitt	5,0 m	Luvseitig	76 %
		Generatortyp	
		Permanentmagnet	86 %
		Asynchrongenerator	14 %

In Tabelle 5.8 sind Vor- und Nachteile von horizontalen Systemen zusammengefasst.

Tabelle 5.8: Vor- und Nachteile horizontaler Windkraftanlagen.

Vorteile	Nachteile
Hoher Wirkungsgrad	Windnachführung notwendig
Hohe Stromerträge und Wirtschaftlichkeit	Schattenwurf
Turm- bzw. Masthöhe	Geräuschpegel

5.2.3.1 Vertikale Windkraftanlagen

Bei vertikalen Windkraftanlagen findet eine Unterteilung in verschiedene Bauformen statt. Dabei handelt es sich um:

- **Savonius-Rotoren** nutzen den Widerstand der Rotoren direkt für deren Bewegung und werden deshalb auch als Widerstandsläufer bezeichnet. Sie bewegen sich langsam und haben eine vergleichsweise geringe Energieausbeute.
- **Darrieus-Rotoren** sind Schnellläufer, die, ähnlich zu Tragflügeln, den Auftrieb nutzen, der durch den auf das Rotorblatt strömenden Wind entsteht.
- **H-Rotoren** sind weit verbreitete Konstruktionstypen von Darrieus-Rotoren und erreichen durch gerade Blattform eine größere dem Wind entgegengesetzte Fläche. Ihr theoretischer Wirkungsgrad ist demnach höher als bei Rotoren mit gebogenen Blättern.

Vertikale Windkraftanlagen erreichen spezifische Leistungsausbeuten von maximal 40 % und einen Gesamtwirkungsgrad von maximal 20 %. Sie liegen damit um bis zu 10 % unter dem Wirkungsgrad horizontaler Systeme.

Neben dem Wirkungsgrad sind vor allem die Stromgestehungskosten für die Wirtschaftlichkeit maßgeblich. Auch hier haben vertikale Anlagen nur in speziellen Szenarien Vorteile gegenüber horizontalen Systemen, was ihrem geringeren Entwicklungsstand bezüglich Effizienz und Marktreife geschuldet ist. Preislich gibt es zwischen den beiden Systemen nur geringe Unterschiede, sodass horizontale Systeme für die meisten Anwendungen bevorzugt werden.

Es ergeben sich durch die geringere Höhe vertikaler Anlagen verschiedene Vor- und Nachteile gegenüber horizontalen. Die kostenintensive Elektronik und der Generator können bodennah gewartet werden. Der Schattenwurf ist verringert und eine Baugenehmigung ist leichter erhältlich. Zudem erhalten vertikale Anlagen durch die subjektive Assoziation mit einem futuristischen Design und damit einer verringerten Behaftung von Vorurteilen eine höhere Akzeptanz in der Bevölkerung. Nachteilig wirkt sich die Anlagenhöhe auf den Ertrag aus, da in Bodennähe niedrigere Windgeschwindigkeiten herrschen. Eine unvollständige Kompensation bieten die verringerten benötigten Anlaufgeschwindigkeiten vertikaler Systeme. Da eine geringere Marktreife vorliegt, muss auf unseriöse und realitätsferne Angebote geachtet werden. ⁽¹²³⁾

Tabelle 5.9 fasst die Vor- und Nachteile der vertikalen Anlagen zusammen.

Tabelle 5.9: Vor- und Nachteile vertikaler Windkraftanlagen.

Vorteile	Nachteile
Keine Windnachführung notwendig	Geringer Wirkungsgrad/Ertrag
Bessere Eignung bei turbulenten Windverhältnissen (urbane Nutzung)	Geringe Marktreife
Einfachere Wartung (durch bodennahe Technik)	Verhältnismäßig hohes Gewicht
Niedrigerer Geräuschpegel	Materialermüdung (fluktuierende Flügel, Mastresonanzen)
Geringerer Schattenwurf	Geringe Bauhöhe
Vorteile bei der Genehmigung	Unseriöse/realitätsferne Angebote und Anbieter
“Design-Bonus”	
Niedrige Anlaufgeschwindigkeit	

5.2.4 Wirtschaftlichkeit

In Tabelle 5.10 sind exemplarisch nach sinnvollen Leistungsklassen berechnete Preisszenarien für horizontale Systeme mit drei Rotorblättern aufgezeigt. So entsteht ein genereller Überblick über die Preisklassen für Anlagen mit verschiedenen Leistungen. Die in den jeweiligen Angeboten enthaltenen Komponenten unterscheiden sich, sodass gegebenenfalls mit Zusatzkosten gerechnet werden muss. Ebenso wird unterschieden, ob die KWEAs nur zur Batterieladung oder auch zur Netzeinspeisung geeignet sind.

Tabelle 5.10: Exemplarische Preisszenarien für horizontale, dreiflügelige Windkraftanlagen mit einer Leistung zwischen 0,9 und 6,0 kW (Preise ohne MwSt.).⁽¹²²⁾

Nennleistung [kW]	Anwendung	enthaltene Komponenten	Preis
0,2	Batterieladung	Laderegler, Stoppschalter, Mastset ohne Rohre	850 €
0,2	Netzeinspeisung	Wechselrichter, Stoppschalter, Mastset ohne Rohre, Anschluss	1.720 €
0,3	Netzeinspeisung	Wechselrichter, Bremseinheit, Messgerät	1.320 €
0,35	Batterieladung	Laderegler, Stoppschalter, Mastset ohne Rohre	2.000 €
0,9	Netzeinspeisung	Wechselrichter, Stoppschalter, Mast-Set ohne Rohre, Anschluss	3.350 €
1,0	Batterieladung	Laderegler, Abspannvorrichtung für 15 m Mast (ohne Mast)	3.000 €
2,5	Netzeinspeisung	Komplett-Angebot inkl. 18 m Mast, Fundament, Inbetriebnahme	16.000 €
6,0	Netzeinspeisung	Komplett-Angebot inkl. 19 m Mast, Inbetriebnahme	24.000 €

5.2.5 Zusammenfassung

Kleinwindkraftanlagen gehen mit sehr hohen Investitionskosten einher. Spezifische Investitionskosten von 3.000–8.000 €/kW zuzüglich der Kosten für Genehmigung, gegebenenfalls Wechselrichter und Montage müssen eingeplant werden. Darüber hinaus müssen auf die Lebenszeit gerechnet Wartungskosten mit etwa 1–2 % des Anlagenpreises p.a. berücksichtigt werden.⁽¹²¹⁾ Relativ zu Brennstoffzellen-Systemen sind die Kosten zwar deutlich niedriger, allerdings erst bei Anlagen mit einer Leistung ab einigen kW. Der Erwerb und die Installation einer Kleinwindanlage sind für viele Privathaushalte finanziell denkbar, zumal eine Refinanzierung aus entstehendem Strom zumindest anteilig möglich ist.

Es sind aktuell Kleinsysteme in den Leistungsklassen von 0,4 bis 30 kW verfügbar, wobei die erbrachte Energieproduktion entscheidend mit den lokalen Windverhältnissen korreliert ist.⁽¹¹⁹⁾ Aus dieser Abhängigkeit resultieren saisonal variable Leistung und regionale Baubeschränkungen. Erstere muss in der privaten Anwendung (nicht netzgekoppelt) durch eine Batterie kompensiert werden. Bei einem dauerhaften Einsatz ist die Kombination mit PV-Anlagen sinnvoll, da sich die saisonalen Einflüsse reziprok ergänzen und zu einer gleichmäßigeren Stromversorgung führen können.

Bei Nutzung im urbanen Raum ist die Windgeschwindigkeit zudem vom Bebauungsgrund abhängig, was zu weiteren Einschränkungen führen kann. Bei horizontalen Systemen muss die mittlere Windgeschwindigkeit mindestens 4 m/s erreichen, um eine wirtschaftliche Leistung zu ermöglichen.⁽¹²⁴⁾ Des Weiteren erzeugen große Anlagen, vor allem horizontale Systeme, einen hohen Geräuschpegel, einen großen Schattenwurf und können zu Luftverwirbelungen führen. Diese Faktoren wirken sich grundsätzlich negativ auf die Akzeptanz in der Bevölkerung aus.⁽¹²⁵⁾ Einhergehend mit genannten Nachteilen kann die Notwendigkeit einer Baugenehmigung zu weiterem organisatorischen und finanziellen Aufwand führen. Aufgrund der vielen variablen Einflussfaktoren gestaltet sich eine Kosten-Nutzen-Analyse sehr viel komplexer als bei vergleichbaren Stromerzeugern.

Resümierend bezüglich der Bauformen sei auf den deutlich höheren Wirkungsgrad horizontaler Systeme im Vergleich zu vertikalen hingewiesen. Dem gegenüber stehen ein geringerer Geräuschpegel, weniger Schattenwurf und eine höhere Akzeptanz in der Bevölkerung bei vertikalen Anlagen. Bis zu einer höheren Entwicklungsstufe sowie einer ausgeprägteren Serienproduktion dieser Systeme ist die Installation horizontaler Anlagen für Privatanwender finanziell und logistisch einfacher. Bei anspruchsvollen Wohnsituationen, z. B. im urbanen Raum, können vertikale Systeme jedoch sinnvoller sein, da eine Montage auf dem Dach weniger aufwändig ist und mit geringeren Statikproblemen einhergeht. Zudem muss beachtet werden, dass die Schallimmission, nach der technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm), für allgemeine Wohngebiete tagsüber nicht über 55 dB (A) und nachts nicht über 40 dB (A) liegen darf.⁽¹²⁶⁾ Eine höhere Akzeptanz bei Nachbarn und Ämtern erleichtert den Erhalt einer Genehmigung.

Die Nutzung von Windenergiesystemen kommt prinzipiell für jeden Nutzer in Frage, der die Möglichkeit besitzt, eigenes Land zu bebauen. In allen Fällen ist eine professionelle Installation sowie in den meisten Fällen eine professionelle Wartung notwendig, sodass hinsichtlich der Verbraucher

keine Beschränkungen bestehen. Wird der Strom primär zum Eigenverbrauch erzeugt, steht dieser auch bei einem Ausfall des öffentlichen Stromnetzes zur Verfügung. Bei vorhandener Netzkopplung müsste gegebenenfalls eine Umleitung zu den eigenen Verbrauchern stattfinden. Zu dieser Technik sind aktuell keine verwertbaren Informationen vorhanden.

Durch den ganzjährigen Betrieb ergeben sich entweder Einsparungen im eigenen Strombezug aus dem öffentlichen Netz im Inselbetrieb oder Erlöse durch eine Einspeisung ins regionale Netz bei Kopplung. Die Einspeisevergütung ist aktuell sehr gering (9 ct/kWh), sodass sich die Installation eines Windenergiesystems für die reine Einspeisung in der Regel nicht rentiert.⁽¹²⁷⁾

Die Wartungsansprüche und -möglichkeiten von Kleinwindkraftanlagen sind herstellerabhängig und können nicht generalisiert werden. Im Allgemeinen ist zu bedenken, dass Wartungs- und Reparaturarbeiten zu einer Ertragseinbuße führen und daher von vornherein so gering wie möglich gehalten werden sollten. Eine jährliche Pflege der Systemkomponenten, insbesondere der Rotorblätter, ist empfohlen und kann je nach Größe der Anlage und den technischen Fähigkeiten des Nutzers selbstständig durchgeführt werden.⁽¹²⁸⁾ Zusätzlich bieten die meisten Anbieter von Kleinwindkraftanlagen Wartungsverträge an.

In Tabelle 5.11 sind die Vor- und Nachteile von Kleinwindkraftanlagen gegenüber vergleichbaren Stromerzeugersystemen zusammengefasst.

Tabelle 5.11: Vor- und Nachteile von Windkraftanlagen gegenüber vergleichbaren Notstromsystemen.

Vorteile	Nachteile
Ergänzung zu PV	Hohe Investitionskosten (3.000–8.000 €/kW)
Hohe Lebensdauer (ca. 20 Jahre)	ggf. Baugenehmigung erforderlich
Kein Treibstoffbedarf	Leistung abhängig von Windstärke
Hohe Leistungen verfügbar (KWEA bis 30 kW)	Regionale und saisonale Beschränkungen
Großes Angebot/Verfügbarkeit	Sehr groß (Mast, Rotorumfang)
Förderung in Form von Krediten	Schall, Schattenwurf, Verwirbelungen
	Komplexe Kosten-Nutzen-Analyse
	Unübersichtliches Produktangebot
	Geringe Einspeisevergütung (8,93 ct/kWh)

5.3 Batteriesysteme

Eine vorrangige Nutzung von Batterieanlagen findet zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) statt und gewährleistet je nach Aufbau einen vielfältigen Schutz der Verbraucher vor

- Stromausfall
- Unterspannung
- Überspannung
- Oberschwingungen

Bei einfachen USVs wird ein Überbrückungszeitraum toleriert, der ohne Funktionseinbußen der Verbraucher einhergeht. Dieser Zeitraum umfasst bei herkömmlichen Batteriesystemen allerdings nur wenige Millisekunden.⁽¹²⁹⁾ Für die NSV eignet sich der Einsatz von Akkumulatoren, die sich am Stromnetz automatisch nachladen und bei Strombedarf diesen entsprechend ihrer Kapazität und Leistung decken.

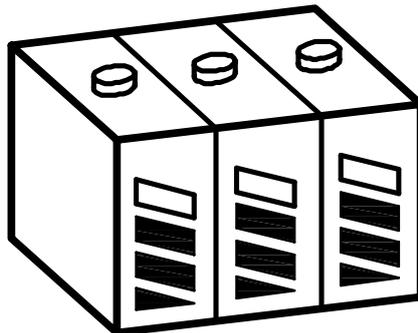


Abbildung 5.4: Schematische Darstellung eines Blei-Säure-Akkus.⁽¹³⁰⁾

Einfache USVs bestehen aus Blei-Vlies- oder Blei-Gel-Batterien, während Leistungs-USV-Systeme Bleiakkumulatoren, Stromrichter sowie elektronische Regelung benötigen. Alternativ oder ergänzend können als Energiespeicher NiCd-Akkus oder Li-Ionen-Akkus genutzt werden. USVs sind mit Leistungen von 300 VA bis hin zu mehreren 100 kVA verfügbar und werden bereits in Serie produziert. Dabei ist die Leistung maßgeblich von der Belastbarkeit der Stromrichter abhängig.⁽¹²⁹⁾ Entscheidend für den Nutzen eines Batteriesystems als Notstromsystem ist die maximale Überbrückungszeit, die von der Akkumulatoren-Kapazität abhängig ist. Realistische Werte variieren zwischen wenigen Sekunden (zum Schutz sensibler Elektronik) und einigen Stunden (zur NSV). Müssen längere Überbrückungszeiten gewährleistet sein, sollten Batterieanlagen an Stromerzeugungssysteme, wie z. B. Brennstoffzellen oder Dieselaggregate, angeschlossen oder gekoppelt vorliegen.

5.3.1 Klassifizierung und Funktionsprinzip

Es wird im Allgemeinen zwischen spannungs- und frequenzabhängigen (offline) sowie entsprechend unabhängigen, netzinteraktiven (online) USVs unterschieden. Des Weiteren kann zwischen zwei wesentlichen Technologien unterschieden werden: NiCd- und Bleibatterien

Offline-USVs leiten den Strom während des Normalbetriebs direkt zum Verbraucher weiter und laden den Akkumulator mittels eines Gleichrichters auf. Sollte es zu einem Spannungseinbruch kommen, so wird der Ausgang auf einen Wechselrichter umgeschaltet, der aus dem geladenen Akkumulator gespeist wird. Da hierbei die Spannung am Ausgang nicht begrenzt wird und die Umschaltzeit höher ist als bei Online-Systemen, eignen sich Offline-USVs nicht zum Schutz hochsensibler Elektronik, sondern bieten lediglich einen Basisschutz vor

- Stromausfall
- Spannungseinbrüchen
- Spannungstößen

Abbildung 5.5 zeigt den skizzierten Aufbau eines Offline-Systems.

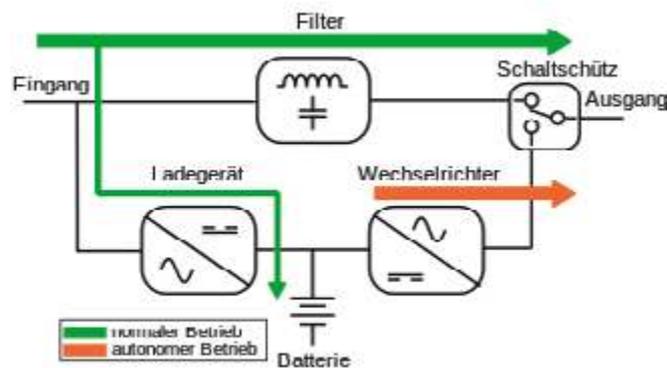


Abbildung 5.5: Funktionsskizze eines Offline-Batteriesystems. ⁽¹³¹⁾

Bei netzinteraktiven Online-USVs ist ein bidirektionaler Wechselrichter zentrales Bauteil. Je nach Bedarf wird aus dem AC am Eingang DC zum Laden der Akkumulatoren oder aus dem DC der Akkumulatoren AC zur Stromversorgung der Verbraucher generiert. Da hierbei zusätzlich ein Schutz vor

- harmonischen Oberwellen
- Schaltspitzen
- Störspannungen
- Kurzzeit- und Langzeitausfällen des speisenden Netzes

gegeben ist, eignen sich Online-Systeme zum Schutz hochsensibler Elektronik. Abbildung 5.6 veranschaulicht den Aufbau eines Online-Systems.

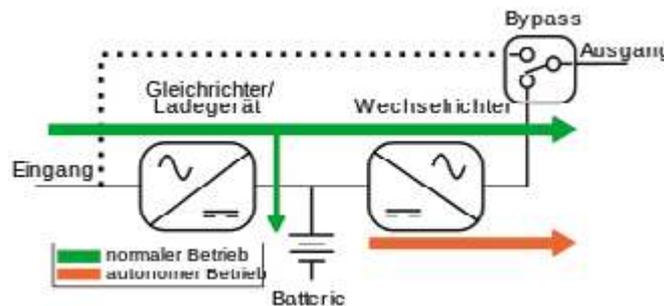


Abbildung 5.6: Funktionsskizze eines Online-Batteriesystems. ⁽¹³¹⁾

5.3.2 Lebensdauer

Die Batterielebensdauer ist ein wichtiger Parameter hinsichtlich der Eignung zur NSV. Sie hängt von diversen Faktoren ab. ⁽¹³²⁾ Dazu zählen

- Bauart
- Umgebungstemperatur
- Wechselrichterrückwirkung
- Ladeverfahren
- Wartung

die im Folgenden erläutert werden.

5.3.2.1 Bauart

Hinsichtlich der Bauart bei Bleibatterien kann grundsätzlich zwischen verschlossenen, geschlossenen und offenen Batteriesystemen unterschieden werden.

Verschlossene Systeme weisen kaum Gasung und damit Wasserverbrauch auf. Eine Wartung entfällt daher. Die Lebensdauer ist mit maximal fünf Jahren jedoch beschränkt.

Geschlossene Batterien stellen einen Kompromiss zwischen verschlossenen und offenen Systemen dar. Sie zeichnen sich durch geringe Gasung aus, sind grundsätzlich wartungsarm und besitzen eine Lebensdauer von bis zu 15 Jahren.

Offene Batteriesysteme weisen eine vergleichsweise hohe Gasung und damit verbunden einen hohen Wartungsaufwand auf, was bedeutet, dass regelmäßig Wasser nachgefüllt werden muss. Sie verfügen allerdings über eine Lebensdauer von über 20 Jahren.

Die Wartungsintensität korreliert zudem mit der jeweiligen Anwendung. Verschlussene und geschlossene Batterien eignen sich für die Nutzung als Klein- und Mittel-USVs. Offene Systeme finden meist in Notstromanlagen von Kraftwerken Anwendung und sind nicht für Kurzzeitentladungen geeignet, da der Wartungsaufwand in diesem Fall zu hoch wäre. ⁽¹³²⁾

5.3.2.2 Umgebungstemperatur

Die Umgebungstemperatur ist in erster Linie für geschlossene Systeme entscheidend. Bei steigender Temperatur steigt auch die Gasung von Wasserstoff stark an, sodass die Lebensdauer verhältnismäßig schnell abnimmt und sich der Wartungsaufwand erhöht. Bei verschlossenen Systemen findet keine Gasung statt. Zusätzlich resultiert sie nicht in verringerter Lebensdauer.

5.3.2.3 Wechselrichterrückwirkung

Durch Flicker, Asymmetrien oder Oberspannungen bei der Speisung der Batterie durch den Wechselrichter entstehen Rückwirkungen, die die Batterie belasten, sofern keine Kompensationseinrichtungen vorgeschaltet sind. Dies kann zur Schädigung der Technik und damit zu einer verringerten Lebensdauer führen. ⁽¹³³⁾

5.3.2.4 Ladeverfahren

Es wird zwischen drei Arten von Ladeverfahren unterschieden. Dem zeitgesteuerten Laden stehen das temperaturgesteuerte Laden sowie das spannungsbegrenzte Konstantladen gegenüber. Entscheidend für die Lebensdauer einer Batterie ist, ob diese im Zuge des Ladevorgangs überladen wird. Dies ist z. B. der Fall, wenn eine nicht vollständig entladene Batterie oder eine Batterie mit gebrauchsbedingt verringerter Kapazität durch ein zeitgesteuertes Ladeverfahren zu lang mit Strom versorgt wird. Es resultiert eine Schädigung, die eine Verkürzung der Lebensdauer nach sich zieht. Bei moderneren, kostenintensiveren Verfahren wird eine Überladung durch eine anspruchsvolle Regelung vermieden. ⁽¹³⁴⁾

5.3.2.5 Wartung

Wie bei nahezu allen technischen Systemen kann die Lebensdauer durch regelmäßige und sorgfältige Wartung deutlich erhöht werden. Bei Bleibatterien steht dabei das Nachfüllen von Wasser im Vordergrund.

5.3.3 Bauarten

In Bezug auf NSV und USV-Systeme werden zwei wesentliche Technologien unterschieden: NiCd- und Bleibatterien. Letztere können aufgrund des niedrigeren Spannungshubes deutlich besser an den Arbeitsspannungsbereich der Wechselrichter angepasst werden und sind daher für den Einsatz im USV-Bereich vorzuziehen. Bleibatterien gibt es als wartungsfreie ventilgeregelte Blei-Säure-Batterie (*valve-regulated lead-acid battery*, VRLA) mit 5–12 Jahren Lebensdauer, wartungsarme geschlossene Batterie mit einer Lebensdauer von 10–15 Jahren sowie als offenes Batteriesystem mit bis zu über 20 Jahren Lebensdauer. In Tabelle 5.12 sind die genannten Bauformen von Bleibatterie-Systemen mit typischen Anwendungsbe-reichen aufgelistet und hinsichtlich ihrer Eignung für USV bewertet.

Tabelle 5.12: Bauformen von Bleibatterien inklusive Lebensdauer, USV-relevanten Anwendungen und Bewertung der Eignung für USV. ⁽¹³²⁾

Art	Typ	Lebensdauer	typ. Anwendung	Eignung für USV
wartungsfrei verschlossen	GiV	bis 5 Jahre	Klein-USV-Anlagen	nur für Klein-USV
wartungsfrei verschlossen	OGiV	bis 12 Jahre	USV-Anlagen mittlerer Leistungen (5–30 kVA)	mäßig gut geeignet, Vorteil: kein Nachfüllen von Wasser erforderlich
wartungsarm geschlossen	OPzP, OPzS OGi	bis 15 Jahre	USV-Anlagen ab mittlerer Leistung	Beste Batterieart für USV- und zusätzliche Sicherheitsstromversorgungs-Anlagen
offene Bleibatterie	GroE	> 20 Jahre	Notstromanlagen (DC) meist in Kraftwerken	nicht geeignet für Kurzzeitentladungen

5.3.4 Wirkungsgrad

Bezüglich des Wirkungsgrades von Batteriesystemen ist hervorzuheben, dass jeder Filter die Systemeigenschaften bzw. die Lebensdauer einer Batterie erhöht, jedoch den Wirkungsgrad verringert. Hinzu kommt der Ausgangstransformator, der ebenfalls die Spannungsgüte, aber auch den Wirkungsgrad beeinflusst. Folglich ist es wichtig, einen sinnvollen Kompromiss zwischen qualitativ hochwertigen Systemen und einem angemessenen Wirkungsgrad zu finden. Realistische Werte für qualitativ hochwertige Systeme liegen zwischen 92 und 95 %. ⁽¹³²⁾

5.3.5 Selbstentladung und Entgasung

Die Selbstentladung ist bei Sekundärbatterien (Akkumulatoren), wie sie zur USV genutzt werden, nahezu irrelevant. Diese Systeme bleiben bis zum Einsatz dauerhaft mit einer Erhaltungsladung an das Stromnetz angeschlossen. ⁽¹³⁵⁾

Vor allem Bleibatterien weisen eine Entgasung auf und sind daher nur mit Sicherheitsventil erhältlich. NiCd- und Li-Ionen-Batterien sind gasdicht erhältlich, da keine Entgasung, die sich negativ auf die Lebensdauer auswirken würde, stattfindet.

5.3.6 Qualitätsmerkmale

Da ein sehr großes Angebot an Batteriesystemen existiert, ist es wichtig auf einige Qualitätsmerkmale zu achten und diese bei der System-Auslegung miteinzubeziehen. Folgende Ansprüche sollten erfüllt sein: ⁽¹³²⁾

- Echtes Online-System (Dauerwandler) nach EN 50091
(keine „Umkehrwandler“, „Delta-Umwandler“, o. Ä.)
- Geringe Netzrückwirkungen
- Ausgangstransformator mit AC-Filter (3. harmonische Oberschwingung)
- Berücksichtigung einer dauerhaften Neutralleiterbelastung von mindestens 200 % des Außenleiternennstromes
- DC-Filter mit geringer Restwelligkeit
- Qualitätsbatterie der Bauart OPzP oder wenigstens OGiV mit mindestens zwölf Jahren Lebensdauer
- Keine mehrfache Parallelschaltung von kleinen Batteriekapazitäten
- Überlastvermögen von mindestens 150 % für eine Minute
- Wirkungsgrad je nach Leistung zwischen 91 und 96 %
- Hohe Serviceverfügbarkeit (evtl. mit 24 Stunden Ruferrreichbarkeit)

5.3.7 Zusammenfassung

Batteriesysteme können vielfältigen Schutz, unter anderem vor Unterspannung, Überspannung, Frequenzänderungen, Oberschwingungen und Stromausfall bieten, eignen sich jedoch aufgrund mangelnder Systeme und entsprechender Kapazitäten nicht zur Versorgung großer Verbraucher über einen längeren Zeitraum. Man unterscheidet die konventionellen Systeme in NiCd- und Bleibatterien; letztere zudem in verschlossene und wartungsfreie, geschlossene und wartungsarme sowie offene und wartungsintensive Systeme. Der Wartungsaufwand orientiert sich dabei hauptsächlich an der Flüssigkeitsdiffusion und korreliert mit der Lebensdauer. Geschlossene Batteriesysteme sind anfälliger und unzuverlässiger. Auf die Lebensdauer wirken sich vor allem Bauart, Temperaturschwankungen, Wechselrichterrückwirkungen, Ladeverfahren und Wartung aus. Sie variiert zwischen fünf und über 20 Jahren. Bleibatterien sind nicht emissionsfrei, das heißt es findet eine Entgasung statt. Ihre direkte Leistung ist neben ihrer Bauart auch von der Belastbarkeit des Wechselrichters abhängig. Die maximale Überbrückungszeit beträgt abhängig vom System einige Sekunden bis hin zu Stunden. Üblich sind Werte zwischen zehn und 30 Minuten. Zur langfristigen Überbrückung können Batteriesysteme mit Stromerzeugungssystemen gekoppelt werden. Es besteht ein sehr umfangreiches Serviceangebot, wobei dieses teilweise sehr unübersichtlich sein kann.

USV-Systeme werden in zwei wesentliche Kategorien unterteilt: Offline- und Online-Systeme. Erstere bieten geringeren Schutz (nur vor Stromstößen und Stromausfall) und sind sinnvoll zur NSV sofern keine sensiblen Verbraucher vorliegen, da sie zudem preisgünstig mit einer Umschaltzeit von bis zu 10 ms sind. Online-Batteriesysteme bieten maximalen Schutz, auch vor Spannungsschwankungen, und sind bei empfindlicher zu schützender Elektronik eine sinnvolle Wahl. Sie sind jedoch teuer und technisch anspruchsvoll.

Eine Parallelschaltung mehrerer Batteriestränge wird zwar von einigen Anbietern zur Erhöhung der Kapazität beschrieben, ist aber problematisch. Durch abweichende Spannungen in den einzelnen Strängen kann es zu Ausgleichsströmen führen, die auf die Dauer die Batterien weiter entladen. Durch Asymmetrien der $U(SOC)$ -Kennlinie stellen sich so unterschiedliche Ladezustände der Batterien ein und die Gesamtkapazität wird verringert. Es sollten nicht mehr als drei Stränge parallelgeschaltet werden. Des Weiteren muss jeder Strang separat gewartet und überwacht werden. Der Wirkungsgrad ist abhängig von der Bauart und kann durch Funktionen, wie beispielsweise Filter, beeinträchtigt werden. Qualitätssteigernde Funktionen können ihn zwar senken, erhöhen aber die Zuverlässigkeit und Lebensdauer. Ein sinnvoller Wert liegt zwischen 92 und 94 %. Die chemischen Komponenten von Batterien sind meist selten, giftig, schwer und/oder teuer. Zusätzlich müssen alte Batterien kostenaufwändig entsorgt werden. Die Kosten für Batteriesysteme sind mit ca. 150 €/kWh relativ gering, allerdings müssen die Kosten für Wechselrichter und Stromverlust durch Entladung und Wirkungsgrad berücksichtigt werden.

Notstrombatterieanlagen mit einer Kapazität von 100–200 Ah haben in etwa die Abmessungen eines kleinen Koffers und passen somit in jede Wohnung. Das Gewicht variiert zwischen 50 und 100 kg, kann also von jedem Verbraucher selbstständig und ohne fachmännische Hilfe transportiert werden. Batteriesysteme sind sowohl in sehr kleinen Variationen (100–200 Ah) als auch in größeren Kombinationen (bis zu 3500 Ah) verfügbar und damit in vielen Szenarien anwendbar. Auch Batterien mit einer Nennleistung von > 1000 Ah finden in jedem Keller Platz, erreichen allerdings ein Gewicht von bis zu 250 kg (vgl. Tabelle B.12 in Anhang B).

Tabelle 5.13: Vor- und Nachteile von Batteriesystemen gegenüber vergleichbaren Notstromsystemen.

Vorteile	Nachteile
Schutz vor harmonischen Oberwellen, Schaltspitzen, Störspannung, Stromausfall, Unterspannung, Überspannung, Oberschwingungen	Temperaturschwankungsanfällig
Koppelbar mit Stromerzeugungsaggregaten	Selbstentladung
Technisch relativ anspruchslos für den Anwender	Teilweise wartungsintensiv
Großes Serviceangebot	Giftige Komponenten
Hoher Wirkungsgrad (92–94 %)	Aufwändige Entsorgung
Geringe Investitionskosten (allerdings stark variabel)	Mittleres Energie/Platz-Verhältnis

5.4 Dieselgeneratoren

Aufgrund ihrer robusten Bauart, der einfachen Bedienbarkeit und des betriebssicheren Kraftstoffs sind Dieselgeneratoren als Notstromaggregat zum Einbau in Gebäude geeignet. Am weitesten verbreitet sind sie bei KRITIS, bei denen z. B. in Krankenhäusern eine Notstromversorgung vorgeschrieben ist. Im Notstrombetrieb sind diese Aggregate fähig, die NSV innerhalb von 7–12 Sekunden aufzunehmen und werden zur USV mit Batteriesystemen gekoppelt.

Kraftstoffsysteme sind je nach Leistung und Bauart mit unterschiedlichen Drehzahlen verfügbar. Man unterscheidet schnell- und langsamlaufende Generatoren, wobei erstere meist kompakt und leicht mit 3.000 U/min sind, während letztere mit 1.500 U/min laufen. Sie besitzen eine höhere Polpaarzahl und können somit die 50 Hz elektrische Netzfrequenz durch eine geringere mechanische Drehzahl erzeugen.

Schnelllaufende Systeme besitzen eine Lebensdauer von ca. 3.000–5.000 Betriebsstunden, langsamlaufende können nach ca. 15.000–25.000 Betriebsstunden generalüberholt werden.⁽¹⁰⁹⁾ Da Dieselsysteme in nahezu allen sinnvollen Leistungsklassen verfügbar sind, kann das Aggregat nach benötigter Art und Leistung der zu bedienenden Verbraucher selektiert werden.

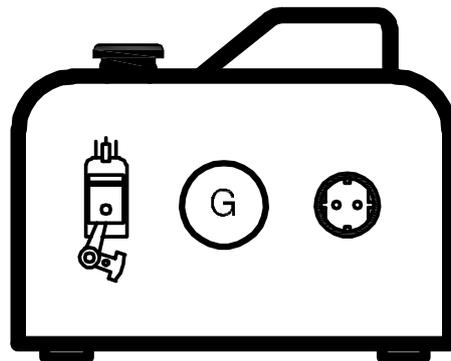


Abbildung 5.7: Symbolische Darstellung eines Dieselgenerators.⁽¹³⁶⁾

In der Regel werden Dieselgeneratoren in Gebäuden dreiphasig installiert und mit 63 A abgesichert ($3 \times 230/400$ V, 50 Hz). So kann der erzeugte Strom direkt über die normalen Steckdosen genutzt werden. Einphasige Stromaggregate können in ein dreiphasiges Hausnetz einspeisen. Dies ist allerdings nur sinnvoll, wenn keine Drehstromverbraucher (3~ 400 V), wie z. B. Waschmaschinen oder elektrische Pumpen versorgt werden müssen.⁽¹³⁷⁾ Außerdem ist dann nur eine Phase bzw. nur ein Teil der Wohneinheit für den Anschluss elektrischer Verbraucher verfügbar.

Theoretisch kommen für die NSV von Gebäuden neben Dieselgeneratoren auch solche in Frage, die mit Benzin betrieben werden. Die Vorteile sind in Tabelle 5.14 dargestellt.

Tabelle 5.14: Vorteile von Benzin- bzw. Diesellaggregaten. ⁽¹³⁴⁾

Stromaggregat mit Benzin-Motor	Stromaggregat mit Diesel-Motor
Leise	Betriebssicher
Leicht	Aufstellung/Installation in Gebäuden und Fahrzeugen
Preisgünstig	Betrieb mit Heizöl/Biodiesel möglich
Start auch bei sehr geringen Temperaturen	Sparsam

Da Benzin aufgrund der Explosionsgefahr nicht in Gebäuden gelagert werden darf, dürfen dort nur Diesellaggregate installiert werden. Benzingeneratoren können demnach nur außerhalb von Gebäuden gemäß entsprechenden Sicherheitsvorkehrungen betrieben werden. ⁽¹³⁸⁾

Diesellaggregate können mit einer Notstromautomatik versehen werden, die die NSV durch das Aggregat nach maximal zwölf Sekunden übernimmt. Sie befindet sich meist in einem separaten Schaltkasten, der ebenfalls die mechanisch und elektrisch gegeneinander verriegelten Umschalterschütze sowie die notwendige Elektronik zur Netzüberwachung beinhaltet. Die für die Kommunikation zwischen Stromaggregat und Notstromautomatik verantwortliche Steuerleitung komplettiert zusammen mit der Lastleitung das Notstromsystem. ⁽¹⁰⁹⁾

5.4.1 Bauformen

Der Generator wird durch einen Verbrennungsmotor betrieben, der abhängig von der Motorleistung Strom erzeugt. Die Unterschiede finden sich vor allem in Leistung und Baukonzept. Erhältliche Bauformen sind:

- Generatoren mit Zweitakt-Ottomotor (Benzin)
- Generatoren mit Viertakt-Ottomotor (Benzin)
- Generatoren mit Dieselmotor

Ottomotor-Systeme, die kleiner, leichter und damit mobiler sind, sind aus Sicherheitsgründen nicht für die stationäre NSV zugelassen. ⁽¹³⁸⁾

Generatoren mit Dieselmotor zeichnen sich dadurch aus, dass sie im Vergleich zu Benzin-betriebenen Systemen groß und teuer sind sowie einen komplexen Unterhalt aufweisen. Stationäre Diesellaggregate sind in der Regel ab einer Leistung von 5 kW verfügbar und nur kleinere Geräte können ohne fachmännische Hilfe installiert werden. Sie sind jedoch ausreichend, um bei einem Stromausfall notwendige Funktionen, wie Licht und einfache Wärmeerzeugung, zu erhalten. Sollen auch große Verbraucher wie Waschmaschinen, Heizungssysteme oder große Küchenmaschinen versorgt werden, wächst auch der Bedarf an das Aggregat.

5.4.2 Betrieb

Diesel-Systeme können je nach Bedarf manuell oder automatisch in Betrieb genommen werden. Die Betriebsdauer ist, neben dem verfügbaren Kraftstoff, von den technischen Anforderungen an das System abhängig. Insbesondere kleinere Geräte haben aus technischen Gründen eine begrenzte Laufzeit von nur einigen Stunden. Zudem ist zu beachten, dass die Abgase eines Dieselmotors giftig sind und über eine geeignete Anlage ins Freie abgeleitet werden müssen. Soll über einen längeren Zeitraum eine zuverlässige Stromversorgung gewährleistet sein, ist es notwendig beim Kauf von Aggregaten auf qualitativ hochwertige Dieselmotoren entsprechender Anbieter zurückzugreifen.

5.4.3 Wirtschaftlichkeit

Neben den klar kalkulierbaren Kosten für das Betriebsmittel (Diesel) sind die Anschaffungs- und Installationskosten zur Beurteilung der Eignung als Notstromsystem hinsichtlich des finanziellen Aspektes maßgeblich. Die Installationskosten können abhängig von der Größe des Systems, eigener Fähigkeit des Verbrauchers und den lokalen Gegebenheiten stark variieren, was eine generelle finanzielle Vorabschätzung erschwert.

In Tabelle 5.15 sind exemplarisch einige Systeme nach Leistungsklasse geordnet gezeigt, um einen Überblick über das Leistungs- und das damit verbundene Preisspektrum zu ermöglichen.

Es wird deutlich, dass sehr große Preisunterschiede zwischen Systemen verschiedener Anbieter mit gleicher Nennleistung bestehen. Es ist davon auszugehen, dass diese mit Qualitätsdifferenzen einhergehen, die sich in Zuverlässigkeit, Lautstärke, Lebensdauer, Laufzeit, Zahl von Schnittstellen und Verbrauch widerspiegeln. Bei vielen Systemen ist darauf zu achten, dass der Lautstärkepegel die zulässigen Normen überschreiten kann (z. B. Geräuschnorm 2000/14/EG).

5.4.4 Zusammenfassung

Diesellaggregate sind deutlich günstiger als PV-, Kleinwind- oder Brennstoffzellen-Systeme mit gleicher Leistung. Sie zeichnen sich durch einfache Bedienbarkeit und einer in der Regel hohe Zuverlässigkeit aus. Die Wartungs- und Betriebskosten sind ebenfalls gering und Diesel stellt ein gut verfügbares und lagerfähiges Betriebsmittel dar. Nachteilig sind die Größe der Diesellgeneratoren (ca. 800 × 550 × 550 mm bei einer Leistung von 5 kW) sowie ihr Gewicht (50–200 kg bei entsprechender Leistung). Darüber hinaus entsteht arbeitsbedingte Vibration und ein sehr hoher Lärmpegel, der teilweise zulässige Normen überschreiten kann. Zudem müssen giftige Abgase ins Freie geleitet werden.

Diesel-Systeme sind die technisch einfachste Alternative zu PV-Anlagen und kommen aufgrund ihres geringen Preises, der hohen Verfügbarkeit und der Marktreife für viele Anwender in Frage. Vor- und Nachteile sind in Tabelle 5.16 zusammengefasst.

Tabelle 5.15: Exemplarische Auflistung einiger Diesellgeneratoren im Hinblick auf Leistung und Preis.

Modell	Hersteller	Dauerleistung [kW]	Preis [€]
GSE 5500 DSG	Güde	3,2	980,89–1.207,95
P 6000	Pramac	4,1	4.305,41–4.548,46
PG 6000 D	Matrix	4,5	949,00– 1.999,90
ID6000	Kipor	5	2.269,00–2.449,00
Diesel 6000 E	SDMO	5,2	1.900,00–4.780,00
E6000	Pramac	5,2	2.306,00
ZI-STE 7500D	Zipper	6	850,80–1.000,93
XP T6KM	SDMO	6	8.090,00–8.870,00
Power DG 6000 LE-3	ITC	6,39	1.251,83
KDE 11 SS	Bernardo	8,5	5.819,34
XP-T12HK-ALIZE	SDMO	9,6 (max.)	7.500,00–8.150,00
Diesel 15000 TE	SDMO	10	4.470,00–4.990,00
XP-T16K-ALIZE	SDMO	12,8 (max.)	9.900,00–10.700,00
J110K	SDMO	80 (max.)	15.780,00–18.240,00

Tabelle 5.16: Vor- und Nachteile von Diesellaggregaten gegenüber vergleichbaren Notstromsystemen.

Vorteile	Nachteile
Niedrige Investitionskosten (ca. 500 €/kW)	Groß und schwer (ca. 800 × 550 × 550 mm bei einer Leistung von 5 kW)
Hohe Marktreife	Sehr laut (68–82 dB (A))
Hohe Verfügbarkeit	Vibration
Sicherer und günstiger Kraftstoff	Giftige Abgase
Zuverlässig	Nicht umweltfreundlich
Mit Notstromelektronik koppelbar	

5.5 Blockheizkraftwerke

Ein Blockheizkraftwerk (BHKW) bietet die Möglichkeit, sowohl elektrische als auch thermische Energie dezentral beim Verbraucher zu erzeugen. Dazu wird die Kraft-Wärme-Kopplung genutzt und ein Primärenergienutzungsgrad von bis zu 95 % erreicht.⁽¹³⁹⁾ Dabei wird die chemische Energie eines Brennstoffs umgewandelt, um elektrischen Strom und Wärme zu generieren. Die Verwendung von Gas in Verbindung mit einem Verbrennungsmotor ist am weitesten verbreitet, jedoch steigt der Gebrauch von Stirling- und Dampfmaschinen im kleinen Leistungsbereich von EFH. Auch eine Kopplung mit der Brennstoffzellen-Technologie ist im Status der Markteinführung. Eine marktreife Brennstoff-Alternative zu Gas ist aktuell nicht vorhanden, da z. B. die Verwendung von Heizöl oder Pellets technisch aufwändiger ist und höhere Ausgaben für Wartung und Reparaturen erfordert.⁽¹⁴⁰⁾

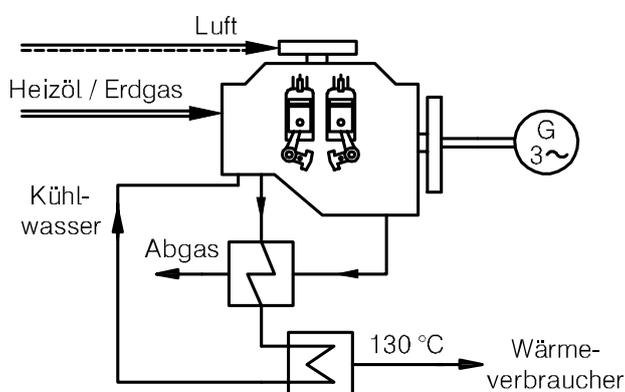


Abbildung 5.8: Prinzipielle Darstellung eines Blockheizkraftwerks (BHKW).⁽¹⁴¹⁾

Die gewonnene thermische Energie kann für die Beheizung der Wohnräume sowie die Erwärmung von Trinkwasser verwendet werden. Ein separater Spitzenlastbrenner ist in das BHKW eingebaut und erzeugt bei Bedarfsspitzen zusätzliche Wärme. Vorrangig jedoch wird ein Pufferspeicher genutzt, der bei übermäßiger Erzeugung Wärme auf Vorrat speichert. Der erzeugte elektrische Strom wird im Hausnetz verwendet oder, bei Überproduktion, in das öffentliche Netz eingespeist, wofür der BHKW-Betreiber eine Vergütung erhält. Wird zu wenig Energie erzeugt, wird auf das öffentliche Stromnetz zurückgegriffen.⁽¹³⁹⁾

BHKWs existieren in einem großen Leistungsbereich. Kleine BHKWs bis 5 kW elektrischer Leistung werden für die Versorgung von EFH genutzt. Mittlere BHKWs mit mehreren Hundert kW können zur Beheizung von Siedlungen, Hallenbädern und Hotels verwendet werden. Große BHKW mit einer Leistung bis zu über 10.000 kW versorgen größere Wohn- sowie Gewerbegebiete und Fabriken.⁽¹⁴²⁾

5.5.1 Bauformen

Eine erste Einteilung von BHKWs erfolgt nach Leistungsklasse. Dabei gibt es keine Norm, jedoch ist eine Unterscheidung in Nano-, Mikro-, Mini- und Groß-BHKWs üblich.

Als Nano-BHKWs werden Anlagen mit einer Leistung bis 2,5 kW bezeichnet. Sie werden in Ein- und Zweifamilien- sowie Niedrigenergiehäusern eingesetzt. Die Kopplung mit Brennstoffzellen ist hauptsächlich für den Einsatz mit Nano-BHKWs vorgesehen.

Mikro-BHKWs umfassen den Leistungsbereich von 2,5 bis 20 kW und reichen zur Versorgung von MFH und kleineren Gewerbebetrieben aus. Sie bilden die in Deutschland am häufigsten verkaufte Klasse und weisen daher eine große Vielfalt unterschiedlicher Modelle auf.

Von 20 bis 50 kW elektrischer Leistung handelt es sich um Mini-BHKWs. Sie versorgen größere Immobilien und kleine Nahwärmenetze. Leistungsstärkere Systeme werden als Groß-BHKWs bezeichnet und verwenden beispielsweise Schiffsdieselmotoren. Sie sind für den Betrieb von größeren Nahwärmenetzen und Industrieanlagen vorgesehen.

Ferner wird zwischen gekapselten und ungekapselten Kompaktmodulen differenziert. Für gewöhnlich zählen nur Groß-BHKWs zu letzterem Bautyp.

Bei gekapselten Kompaktmodulen befinden sich Motor, Generator und weitere Bauteile in einem schalldämmenden Gehäuse. Teilweise ist auch die Steuerung mit integriert, was jedoch aufgrund der Vibrationen und Wärme nahe des Motors keine empfehlenswerte Lösung darstellt. In der Regel handelt es sich bei der gekapselten Variante um Standmodule, allerdings setzen sich wandhängende Gehäuse zunehmend durch.

Ungekapselte Kompaktmodule sind meist Groß-BHKWs, die auch ohne Schalldämmung in einem Rahmen aus Stahlprofilen, der den Transport und die Einbringung in den Aufstellungsraum erleichtert, verfügbar sind. Auch ein Zusammenbau aus Einzelteilen als Einbau-BHKW ist möglich, sofern sich ein Transport als schwierig darstellt. Ist es nicht vorgesehen, das Groß-BHKW in einer Räumlichkeit unterzubringen, so gibt es die Möglichkeit ein Container-BHKW zu erwerben.⁽¹⁴³⁾

5.5.2 Brennstoffe

Für den Betrieb eines BHKW kommen verschiedene Brennstoffe in Frage. Sowohl fossile Primärenergieträger als auch nachwachsende Rohstoffe stehen zur Verfügung und unterscheiden sich hinsichtlich ökologischer Qualität, Lagerungsanforderungen und Komfort. Im Folgenden werden

- Erdgas
- Flüssiggas
- Heizöl
- Pflanzenöl und Biodiesel
- Holzpellets
- weitere Brennstoffe

diskutiert.

Ist eine Versorgung durch Erdgas sichergestellt, empfiehlt sich dieser Brennstoff im Normalbetrieb. Bei Anbindung an das Versorgungsnetz entfällt das Nachfüllen von Vorrattanks und die sehr saubere Verbrennung resultiert in einer höheren Lebensdauer sowie einer geringeren Störanfälligkeit. Daher besitzen Erdgas-BHKWs den größten Marktanteil und sind in vergleichsweise großer Vielfalt erhältlich.

Flüssiggas stellt vor allem eine Alternative zu Erdgas dar, wenn kein Anschluss ans Gasnetz zur Verfügung steht. Auch hier gelten die Vorteile der erhöhten Lebensdauer und Störungen kommen seltener vor als bei vergleichbaren Betriebsmitteln. Soll ein BHKW mit Flüssiggas betrieben werden, sind außerdem nur geringe Anpassungen notwendig. Bei Flüssiggas-Anlagen muss jedoch auch überprüft werden, wo entsprechende Tanks aufgestellt werden können. Als Alternativen bieten sich eine Einbringung in den Keller, ein unterirdischer Erdtank oder ein oberirdischer Tank. Tanks können, neben Druckregler, Leitungen, Gaszähler sowie einem Modem, das den Anbieter automatisch über den Füllstand informiert, auch von Gaslieferanten gemietet werden.

Die Verbrennung von Heizöl ist unsauber, was zu wartungsintensiveren, kurzlebigeren BHKWs führt. Es sollte darauf geachtet werden, extraleichtes schwefelarmes Heizöl oder Diesel zu verwenden, um durch eine Minderwertigkeit des Brennstoffs das System nicht zusätzlich zu belasten.

Pflanzenöl wurde in den vergangenen Jahren durch steigende Preise und restriktivere Förderungsbedingungen als BHKW-Brennstoff zunehmend unattraktiver. Auch die kühle und dunkle Lagerung sowie die begrenzte Haltbarkeit stellen Problemquellen dar. Wird eine Anlage mit diesem Treibstoff betrieben ergeben sich kurze Wartungsintervalle und häufige Ölwechsel.

Eine Etablierung am Markt von Holzpellet-BHKWs wurde noch nicht erreicht.⁽¹⁴⁴⁾ Während einige Systeme sich aktuell im Feldtest befinden, hat das Unternehmen ÖkoFEN dieses Jahr die ersten Anlagen installiert.⁽¹⁴⁵⁾ Ein Vorteil bei diesen Geräten ist, dass kein externer Pufferspeicher vorgeschrieben ist. Die interne Variante weist geringeren Platzbedarf und Investitionskosten auf.⁽¹⁴⁶⁾

Als weitere Brennstoffe können z. B. Biogas respektive Klärgas direkt genutzt werden. Dies erfordert aufgrund der diversen Gaszusammensetzungen und -qualitäten eine Entwicklung und Anpassung für die konkrete Verwendung. Mit technischen Verfahren lassen sich diese Gase auch auf Erdgas-Niveau aufbereiten. Hackschnitzel finden nur in größeren BHKWs, die speziell entwickelt worden sind, als Betriebsmittel Anwendung. Die Verwendung von Holzgas resultiert in komplexerer benötigter Technik und einem erhöhten Wartungs- und Bedienungsaufwand und ist daher nur in Groß-BHKWs sinnvoll. Bei zunehmendem Stand der Technik wird sich auch Wasserstoff in Kopplung mit Brennstoffzellen als Brennstoff etablieren.⁽¹⁴⁴⁾

5.5.3 Wirtschaftlichkeit

Abhängig von den verwendeten Brennstoffen werden BHKWs entweder nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) oder, bei dem Betrieb mit erneuerbaren Energien, nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) behandelt. Die Auflagen und Erfordernisse für letzteres sind sehr hoch und entsprechende Zertifizierungen, Beglaubigungen und technische Realisierungen erzeugen Kosten, die durch die

höhere Vergütung für das Einspeisen nur unter bestimmten Bedingungen kompensierbar sind.⁽¹⁴⁷⁾ Betreiber von Biogas-BHKWs können mit nur wenigen Modifikationen der Anlage Anspruch auf EEG-Vergütung erhalten. Diese gilt jedoch nur für die in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte Energie. Zudem muss die Wärmenutzung bestimmte Vorgaben erfüllen.⁽¹⁴⁸⁾

Im Normalbetrieb spart diese Technologie mit Erdgas bis zu über 80 % an Stromkosten ein, da verschiedene Bonuszahlungen (z. B. KWK-Zuschlag und vermiedene Netznutzungsentgelte (vNNE)) und Steuererstattungen sowie eine vergütete Einspeisung ins Stromnetz möglich sind. Ein Dauerbetrieb ist daher empfehlenswert.⁽¹⁴⁹⁾ Erfahrungsgemäß beginnt eine wirtschaftliche Nutzung bei 60 bis 70 % Nutzungszeit, was insbesondere im Sommer schwer zu erreichen sein kann.⁽¹⁵⁰⁾ Zudem besteht eine einmalige Förderung von Anlagen bis 20 kW elektrischer Leistung, sofern einige Vorgaben erfüllt sind.^(150,151)

Den größten Kostenfaktor stellen die Anschaffung und der Einbau des BHKW dar, da sowohl die elektrische Hausverteilung als auch das hydraulische Heizungssystem modifiziert werden müssen. Die Gesamtkosten einer BHKW-Anlage entfallen auf in Tabelle 5.17 gezeigten Positionen. Ohne Betrachtung der Wartungskosten entfallen ca. 80 % auf das KWK-Modul, wie in Abbildung 5.9 dargestellt.⁽¹⁵²⁾ Stark variable Kosten (Fernüberwachung, Brennwertnutzung, Generalüberholung und Instandhaltungsvertrag) sind als Durchschnittswert ebenfalls in Tabelle 5.17 aufgeführt und mit einem Sternchen gekennzeichnet.

Generell werden meist Teil- oder Vollwartungsverträge angeboten. Diese Begriffe sind jedoch nicht klar definiert, weshalb jegliche Angebote mit Vorsicht analysiert werden sollten. Ein Vollwartungsvertrag sollte sämtliche in der Vertragslaufzeit anfallende Wartungen und Reparaturen sowie auch notwendige Generalüberholungen mit einschließen. Die Abrechnung erfolgt in der Regel abhängig von der erzeugten Energie. Typische Preise liegen im Bereich zwischen 1,5 ct/kWh bei Teilwartungsverträgen und bis zu 3 ct/kWh bei Vollwartungsverträgen.⁽¹⁵⁰⁾ Bei einer Vertragslaufzeit von zehn Jahren ist in der Regel eine Generalüberholung mit inbegriffen, die alle (auch betriebsbedingt) verursachten Folgekosten abdeckt. Abhängig von der Auslegung, Belastung und Leistung des Motors sollte diese nach ca. 25.000 bis 120.000 Betriebsstunden stattfinden.⁽¹⁵³⁾

Die Wahl des Brennstoffs hat einen entscheidenden Einfluss auf die Kosten seiner Anschaffung, die Wartungskosten sowie die Lebenserwartung der Anlage. Erd- bzw. Flüssiggas benötigen viel Platz zur Lagerung, verringern jedoch die Wartungskosten und erhöhen die Lebenserwartung. Heizöl ist teurer als Gas und resultiert in erhöhter Wartungsbedürftigkeit. Die Verfügbarkeit von Holzpellets ist begrenzt und die Technik etabliert sich gerade erst auf dem Markt.

Die Wartungskosten sind zudem abhängig von der verwendeten Energiegewinnungstechnik. Verbrennungsmotoren benötigen regelmäßige Wartung und Ölwechsel. Nach einer gewissen Zeit ist eine Generalüberholung obligat. Diese Kosten unterscheiden sich je nach Modell sehr stark und müssen einzeln betrachtet werden. Stirling-Motoren sind prinzipiell wartungsärmer.⁽¹⁵⁴⁾

Tabelle 5.17: Kostenpunkte bei Inbetriebnahme eines Erdgas-BHKW mit durchschnittlichem Preis-Anteil an einem BHKW mit einer Leistung von 1 kW für insgesamt 15.000 € (*: stark variable Kosten).⁽¹⁵³⁾

Position	Erläuterung	Preis-Anteil
KWK-Modul	Motor mit Generator mit allen notwendigen Sicherheitseinrichtungen und Überwachungen sowie MSR-Einrichtungen, schall- und vibrationsgedämpft. Komplett montierte und verrohrte Kühlwasserwärmetauscher, Abgaswärmetauscher, Vor- und Nachschalldämpfer, Kühlwasserpumpe und Gasregelstrecke, Startvorrichtungen. Leistungsregelung des Moduls (Regelbarkeit im Teillastbereich angeben)	12.000 €
	Bei Asynchrongeneratoren: Mehrkosten für variable Blindstromkompensationseinrichtung	
	Ggf. Schalldämpfung: Schalldämpfhaube, Schallschutzkabine zur Absenkung des Schalldruckpegels auf weniger als 75 dB (A) in 1 m Entfernung Ggf. Katalysator: Kosten für Katalysator (bei selektiver katalytischer Reduktion (<i>selective catalytic reduction</i> , SCR) inkl. Betriebskosten) zur Einhaltung der geforderten Abgasgrenzwerte sowie erwartete Katalysatorstandzeiten	420 €
		150 €
Schmieröl: Ver- und Entsorgung	Inkl. Vorratsbehälter, Pumpen und automatischer Nachfülleinrichtungen	255 €
Schaltschrank	Für Netz-Parallelbetrieb, inklusive Steuerung und Überwachung	900 €
Be- und Entlüftung	Falls erforderlich, kompl. Lüftungsanlage inkl. Ventilatoren, Mauerdurchbrüche und 15 m Lüftungskanal	405 €
Fernüberwachung	Inkl. Montage (Spezifikation des Herstellers/Selbstwähl-modem oder gleichwertig)	k. A.*
Transport und Montage	Transport, Einbringung und Aufstellung des Moduls frei Baustelle. Montage der Schmierölversorgung. Komplette Verkabelung des Moduls mit dem Schaltschrank	480 €
Inbetriebnahme, Probetrieb und Abnahme		525 €
Brennwertnutzung	Mehrkosten für zusätzlichen Abgaswärmetauscher und dann ggf. erforderliches separates Abgassystem unter Angabe des zu erwartenden Wirkungsgrades bei einer Heizkreisauslegung von 70/50 °C	186 €*
Generalüberholung	Die Kosten für Generalüberholung bzw. Austauschmaschine mit Angabe der bis dahin zu erwartenden kumulierten Modullaufzeit	832 €*
Instandhaltungsvertrag		2,31 ct/kWh _{el} *

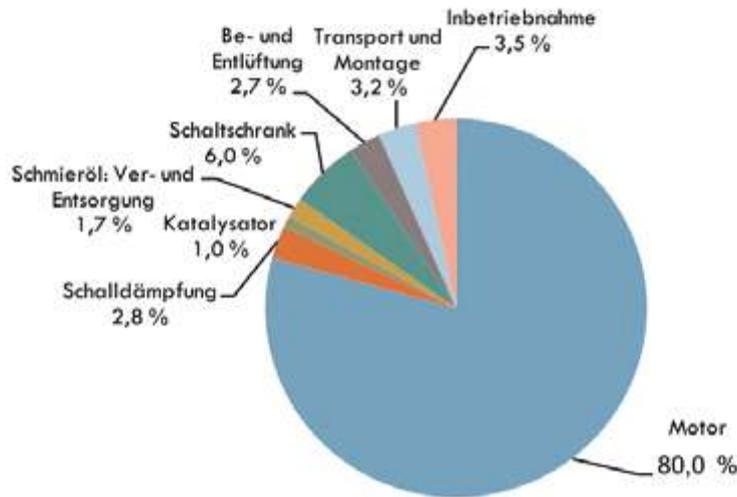


Abbildung 5.9: Durchschnittliche Kostenverteilung für Erdgas-BHKWs ≤ 50 kW (ohne stark variierende Positionen (Fernüberwachung, Brennwertnutzung, Generalüberholung und Instandhaltungsvertrag)). ⁽¹⁵³⁾

Des Weiteren kann man sich für eine wärme- oder stromgeführte Betriebsweise entscheiden. Im Vergleich zu Heizkesseln besitzen BHKWs geringere thermische Wirkungsgrade, die durch den eingesparten Strombezug und eine eventuelle Einspeisevergütung kompensiert werden müssen. Die thermische Leistung sollte daher kleiner bzw. gleich dem Grundlastbedarf ausgelegt werden. ^(150,155) Die wärmegeführte Betriebsweise ist somit empfehlenswert. Unter bestimmten Bedingungen ist auch eine kombinierte Auslegung sinnvoll, wenn die Strombezugskosten für einen hohen Tagesbedarf deutlich höher sind als für den ununterbrochenen Grundlastbedarf, wie z. B. in Krankenhäusern. ⁽¹⁵⁵⁾ Ein Vergleich der Betriebsweisen ist in Tabelle 5.19 gezeigt.

Der Gesamtpreis variiert mitunter deutlich und beginnt für kleinere Modelle mit einer elektrischen Leistung von 1 kW inklusive Einbau und Installation bei ca. 15.000 €, sollte jedoch für den Einzelfall angefragt werden. ^(156,157) Auch die Förderung durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) ist anlagenabhängig und ändert sich jährlich. In Korrelation mit der Leistung ergibt sich ein Förderbetrag von 1.425 (1 kW elektrische Leistung) bis 3.325 € (20 kW elektrische Leistung). ⁽¹⁵⁸⁾ In Tabelle 5.18 sind Beispiele für BHKWs mit relevanten Daten gegeben.

Tabelle 5.18: Exemplarische Auflistung einiger BHKWs im Hinblick auf Leistung und Preis (inklusive Einbau und Installation). ^(156,159–162)

Modell	Hersteller	Motor	elektrische Leistung [kW]	thermische Leistung [kW]	Preis
lion-Powerblock	Otag	Freikolben-Dampfmaschine	0,3–2,0	3,0–16,0	ca. 12.500 €
eVita 28c	Remeha	Stirling-Motor	1,0	2,8–28,0	ca. 15.000 €
EU1-DE	WhisperGen	Stirling-Motor	1,0	7,5	ca. 19.000 €
Energator GB 6-12	Giese	Otto-Motor	5,0	6–12	ca. 24.000 €
XRGI 15G-TO	EC Power	Otto-Motor	6–15,2	17–30	ca. 28.950 €

Tabelle 5.19: Vergleich der Betriebsweisen von BHKW-Anlagen. ⁽¹⁵⁵⁾

	Wärmegeführt	Stromgeführt	Kombiniert
Stromverwendung	Eigennutzung und ggf. Netzeinspeisung	nach Bedarf der Verbraucher bzw. wirtschaftlicher Erwägung	nach Bedarf der Verbraucher bzw. wirtschaftlicher Erwägung
Wärmeverwendung	nach Bedarf der Verbraucher	Eigennutzung und ggf. Zwischenspeicherung	nach Bedarf der Verbraucher und ggf. Zwischenspeicherung und stromseitige Einschränkungen
Anwendungsbeispiel	Energieversorgung von Gebäuden	Einbindung in Fernwärmesysteme	Energieversorgung von Krankenhäusern

5.5.4 Zusammenfassung

Durch BHKWs könnte, bei ausreichender Versorgung mit Treibstoff, wenn benötigt eine NSV stattfinden. Es existieren Modelle, die eine autarke Stromversorgung entweder durch optionale Aufrüstung oder bereits als Standard-Gerät möglich machen. ⁽¹⁶³⁾

Auch diese Technologie sticht durch hohe Investitionskosten hervor, die nicht ohne weiteres durch einen gewöhnlichen Haushalt zu stemmen sind. Zudem können Spitzenlasten auftreten, die durch weitere Versorger abgefangen werden müssen. Abgesehen von den initialen Kosten, bringen BHKWs fast automatisch Ersparnisse für den Betreiber mit sich. Es existieren viele Fördergelder, die, sobald der Aufwand zur Beantragung abgewickelt wurde, zusätzlich zum Ertrag durch Einspeisung überproduzierter elektrischer Energie ins öffentliche Netz, die Attraktivität und damit die Akzeptanz der Öffentlichkeit begünstigen. Auch die notwendige Meldung beim Netzbetreiber und eventuell dem Schornsteinfeger stellen einen organisatorischen Aufwand dar. ⁽¹⁶⁴⁾ Da ein Dauerbetrieb zur effektiven Nutzung obligat ist, bringt die geringe Wärmeabnahme im Sommer ggf. eine Nutzungsgradsenkung mit sich. In manchen Fällen muss der Kraftwerksblock sogar gekühlt werden. ⁽¹⁶⁵⁾ Außerdem besitzen BHKWs einen hohen Platzbedarf, um Brennstoff für den Notfall zu lagern. Kopplungen mit Brennstoffzellen sind Gegenstand der Forschung und bereits in einigen wenigen Modellen verwirklicht. Zusammen mit einer PV-Anlage kann durch reziproke Unterstützung eine besonders hohe Netzunabhängigkeit erreicht werden. ⁽¹⁶⁶⁾ Viele Systeme stellen auch eine Quelle hoher Lärmbelastung dar. ⁽¹⁶⁷⁾ Vergleichsweise besteht vor allem bei kleineren Anlagen ein hoher Wartungsbedarf.

Dem gegenüber zeichnen sich BHKWs durch sehr hohe Gesamtwirkungsgrade bis zu 95 % aus und erzeugen gegebenenfalls umweltfreundlichen Strom. Dazu kommen eine vielseitige finanzielle Förderung sowie eine hohe Lebensdauer, abhängig vom verwendeten Motor bis zu 100.000 Betriebsstunden, was ca. 20 Jahren Betrieb entspricht. ⁽¹⁶⁸⁾ Zudem bietet die geringe Größe der Anlagen für nahezu jedes Gebäude die Möglichkeit zur Ausrüstung mit solch einem System. ⁽¹⁶⁵⁾

In Tabelle 5.20 sind die Vor- und Nachteile von BHKWs zusammengefasst.

Tabelle 5.20: Vor- und Nachteile von BHKWs gegenüber vergleichbaren Notstromsystemen.

Vorteile	Nachteile
Hohe Gesamtwirkungsgrade (bis zu 95 %)	Hohe Investitionskosten (ca. 15.000 € bei einer elektrischen Leistung von 1 kW)
Umweltfreundlich	Spitzenlasten müssen, i. d. R. durch einen Heizkessel abgefangen werden
Finanzielle Förderungen	Organisatorischer Aufwand (Fördergeldbeantragung, Meldung beim Netzbetreiber, evtl. auch beim Schornsteinfeger)
Ersparnisse für den Betreiber im Dauerbetrieb (bis zu 80 %)	Dauerbetrieb für Wirtschaftlichkeit notwendig
Hohe Lebensdauer (bis zu 100.000 Betriebsstunden/20 Jahre)	Nutzungsgradsenkung im Sommer (nur Produktion von Strom und Wärme gleichzeitig), manchmal sogar Kühlung notwendig
Geringe Größe der Anlage (563 × 838 × 142 mm bei einer elektrischen Leistung von 1 kW)	(Aktuell) hoher Platzbedarf des Treibstoffs
Kopplung mit PV-Anlage unterstützt sich reziprok	Hoher Lärmpegel
	Hoher Wartungsbedarf

5.6 Kurbelgeneratoren

Es ist möglich durch das physikalische Prinzip der Induktion eine Spannung zu erzeugen. Beim Kurbelgenerator wird eine Drahtschleife im Magnetfeld rotiert, sodass die Lorentz-Kraft auf die Elektronen im Draht wirkt. Die entstehende elektrische Energie kann von Verbrauchern genutzt werden.



Abbildung 5.10: ELEPHANT Kurbelgenerator von POWERplus®. ⁽¹⁶⁹⁾

Die dabei erbrachte Leistung ist jedoch im Vergleich zu anderen betrachteten Technologien äußerst gering. Ein gewöhnlicher (untrainierter) Mensch kann dauerhaft eine Gesamtleistung im Bereich von 80 bis 100 W erbringen. Kurzzeitige Höchstleistungen von bis zu 1,5 kW sind zwar möglich, können jedoch nicht über einen längeren Zeitraum gehalten werden. ⁽¹⁷⁰⁾

Ein Kurbelgenerator mag daher geeignet sein, bestimmte Geräte, die eine geringe Leistung benötigen, zeitweise zu versorgen, erbringt jedoch nicht annähernd die Leistung der betrachteten Alternativen. Ein Babykosterwärmer benötigt durchschnittlich eine Leistung von 150 W, um in vier bis acht Minuten Essen zu erwärmen und liegt damit bereits im physisch fordernden Bereich. ⁽¹⁵⁾ Geräte mit einer Leistung von bis zu 100 W benötigen meist eine dauerhafte Stromzufuhr, beispielsweise Kühlschränke oder Beleuchtung.

Zwar ist es möglich, mit gängigen Kurbelgeneratoren Blei-Batterien aufzuladen und Energie zu speichern, jedoch ist das Verhältnis von Lade- zu Laufzeit nur für die kurzzeitige Inbetriebnahme der Verbraucher geeignet. Es dauert ca. sechs Stunden die Batterie eines üblichen Kurbelgenerators per Hand aufzuladen. ⁽¹⁶⁹⁾ Energiesparlampen mit einer durchschnittlichen Leistung von 12 W sind die einzigen Verbraucher die eine längere Zeit (7,5 Stunden) damit betrieben werden könnten. ^(28,29) Ein 70 W-Notebook könnte 85 Minuten versorgt werden. Zudem sollte die Batterie nie tiefenentladen werden, sodass die Lebensdauer des Kurbelgenerators stark eingeschränkt ist. ⁽¹⁶⁹⁾ Zudem erreichen einige Modelle beim Kurbeln hohe Lärmpegel von bis zu 96 dB. ⁽¹⁷¹⁾

Beispiele für Kurbelgenerator-Modelle sind mit Leistung und Preis in Tabelle 5.21 dargestellt.

Tabelle 5.21: Exemplarische Auflistung einiger Kurbelgeneratoren im Hinblick auf Leistung und Preis. ⁽¹⁷²⁻¹⁷⁵⁾

Modell	Hersteller	Ladeweisen	max. Leistung [W]	Kapazität der Batterie [Ah]	Preis [€]
Universal-Dynamo-Ladegerät für Handy & USB-Geräte	reVolt	Kurbel	k. A.	n. v.	6,90
Kurbelgenerator - 12 V	Woick	Kurbel	8,5	n. v.	30,00
Cougar	POWERplus	Pedal, netzgekoppelt, solargekoppelt	100	7,0	179,90
ELEPHANT	POWERplus	Kurbel, netzgekoppelt, solargekoppelt	100	12	289,90

Über die Lebensdauer der Systeme liegen keine Informationen vor, jedoch wird bei Batteriesystemen empfohlen, die Batterien alle 2–3 Monate zu laden, um ihre Alterung zu verlangsamen. ⁽¹⁷⁵⁾ Wie üblich, dürfen Batterien nicht im Hausmüll entsorgt werden, sondern werden getrennt gesammelt. Kleinere, günstige Geräte, die gegebenenfalls nicht stabil gebaut sind, profitieren von 2- bis 3minütigen Pausen nach 5 Minuten Kurbeln. ⁽¹⁷²⁾

Zusammenfassend ist anzumerken, dass insbesondere Menschen mit körperlicher Beeinträchtigung von dieser Technik nicht profitieren können. Kurbelgeneratoren sind eine günstige Option, wenn kurzzeitig Strom benötigt wird, nicht jedoch für den längerfristigen Betrieb mehrerer Verbraucher. Eine Zusammenfassung der Vor- und Nachteile ist in Tabelle 5.22 aufgeführt.

Tabelle 5.22: Vor- und Nachteile von Kurbelgeneratoren gegenüber vergleichbaren Notstromsystemen.

Vorteile	Nachteile
Geringe Investitionskosten (ab 6,90 €)	Sehr geringe Leistung (dauerhaft max. 100 W)
Geringer Platzbedarf (ab 60 × 45 × 30 mm)	Setzt körperliche Fitness voraus
Einfache Bedienbarkeit (benötigt keine fachmännische Beratung)	Kurbeln kann hohen Lärmpegel (bis zu 96 dB) verursachen
Umweltfreundlich	



Methodik der Bewertung verschiedener NSV-Systeme

Die Kriterien, auf die sich die abschließende Bewertung stützen, werden im Folgenden vorgestellt. Dazu erfolgt die Evaluation jeweils am Ende des Kapitels. Die betrachteten Technologien werden im Hinblick auf die vier Szenarien sowie jeweils drei verschiedene Stromausfalldauern von zwei, sieben bzw. 14 Tagen analysiert. Eine Beurteilung erfolgt innerhalb einer Punkteskala im Bereich von 0 bis 10 Punkten.

6.1 Leistung

Folgend werden die Leistungsklassen betrachtet, in denen die untersuchten Technologien kommerziell erhältlich sind. Wichtig dabei ist, dass der Energiebedarf der untersuchten Szenarien (vgl. Tabelle 6.6) gedeckt werden kann. Ein Leistungsüberschuss ist grundsätzlich nicht nachteilig, jedoch geht er meist mit einem relevant höheren Preis einher. Der finanzielle Aspekt steht in diesem Kapitel außen vor und wird erst zu einem späteren Zeitpunkt (Kapitel 6.2) analysiert.

6.1.1 Betrachtete Kriterien

Grundsätzlich sind in diesem Kapitel die Leistungen der Systeme zu den untersuchten Technologien benannt, die im Rahmen der Recherche verfügbar waren. Die Angabe der ermittelten Systeme erfolgt ungeachtet des Preises, des Platzbedarfs oder anderer Bewertungskriterien, die in diesem Bericht getrennt analysiert werden sowie vorerst ungeachtet der betrachteten Szenarien. Eine Beurteilung erfolgt am Ende des Kapitels (6.1.3), in der auch das Realisationspotential bewertet wird.

Zudem werden die Einflüsse auf die verfügbare Leistung, wie beispielsweise Bestrahlungsstärke oder Windgeschwindigkeit, beschrieben.

6.1.2 Vergleich der betrachteten Technologien

Im Folgenden werden die ermittelten Leistungskategorien für die unterschiedlichen Technologien nacheinander vorgestellt, bevor die abschließende Bewertung erfolgt.

6.1.2.1 Photovoltaik

Ein PV-Modul besteht aus mehreren verschalteten Einzelzellen, weswegen eine Skalierung in Schritten der Leistung der verwendeten PV-Zellen möglich ist. Ihre Nennleistungen pro Modul nach Standard-Testbedingungen (*standard test conditions*, STC) bewegen sich um 200 W.

Da die effektive Leistung einer PV-Anlage von mehreren Faktoren abhängt (Zelltemperatur, Bestrahlungsstärke, spektraler Strahlungsverteilung und Wirkungsgrad), wurden von der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (*International Electrotechnical Commission*, IEC) sogenannte STC in

IEC 60904-3 festgelegt. Die STC definieren folgende Messbedingungen für die maximale Leistung eines PV-Moduls:

- Zelltemperatur: 25 °C
- Bestrahlungsstärke: 1.000 W/m²
- Spektrale Strahlungsverteilung: AM 1,5

AM 1,5 steht dabei für *Air Mass 1,5*.⁽¹⁷⁶⁾ Dieser Koeffizient beschreibt die relative Länge des Wegs, den das Sonnenlicht durch die Erdatmosphäre zurücklegen muss, um auf die PV-Anlage zu treffen und wird im Verhältnis zur Weglänge der im Zenit stehenden Sonne angegeben. Ein Wert von AM 1,5 korreliert daher zu einem Neigungswinkel von 41,8° über dem Horizont (vgl. Abbildung 4.6).⁽¹⁷⁷⁾

Die Referenzspektren ändern sich hauptsächlich in Abhängigkeit von Luftmolekülen, Aerosolen sowie Wasserdampf und werden benötigt, um die Vergleichbarkeit der Tests von PV-Modulen zu gewährleisten. AM 1,5 wurde gewählt, da dieser Koeffizient ein gutes Modell für die durchschnittliche PV-Anlage in den USA darstellt.⁽¹⁷⁷⁾ Da er quasi nur abhängig vom betrachteten Breitengrad ist, ist eine Übertragbarkeit auf Deutschland gegeben. Es soll jedoch nicht unerwähnt bleiben, dass für die niedrig stehende Sonne im Winter mit deutlich höheren (und variableren) *Air Mass*-Koeffizienten gerechnet werden sollte.

In⁽¹⁷⁸⁾ wurden 17 polykristalline Silizium-Module unterschiedlicher in- und ausländischer Hersteller im Bereich von 180–230 W überprüft und dabei festgestellt, dass sich der Modulwirkungsgrad bei schwachem Licht (100 W/m²) im Vergleich zu STC um durchschnittlich ca. 9,0 % verschlechterte und die Leistung bei zunehmender Wärme (70 °C) durchschnittlich um ca. 0,44 %/K abnahm. Diese Prinzipien sind in Abbildung 4.13 sowie Abbildung 4.14 veranschaulicht. Der *maximum power point* (MPP) markiert dabei die Werte, an denen die elektrische Leistung ($U \cdot I$) maximal ist. Es ist zu erkennen, dass sich der Modulstrom bei gleichbleibender Spannung zur Bestrahlungsstärke proportional verhält (Abbildung 4.13). Die Modulspannung zeigt sich bei gleichbleibender Stromstärke reziprok proportional zur Zelltemperatur (Abbildung 4.14).

Die Betrachtung anderer PV-Technologien zeigt, dass der Temperaturkoeffizient nicht konstant, sondern abhängig vom verwendeten Material ist. Dies ist in Tabelle 6.1 veranschaulicht.

Tabelle 6.1: Temperaturkoeffizienten verschiedener PV-Technologien bei Messung unter STC mit variabler Zelltemperatur. m-Si: monokristallines Silizium; p-Si: polykristallines Silizium; a-Si: amorphes Silizium; μ -Si: mikrokristallines Silizium; CdTe: Cadmiumtellurid. Modifiziert nach⁽¹⁷⁹⁾.

PV-Technologie	Temperaturkoeffizient [%/K]
m-Si	-0,38
p-Si	-0,45
a-Si	-0,19
μ -Si	-0,24
CdTe	-0,25

Dies bedeutet, dass beispielsweise ein System aus polykristallinem Silizium bei einer Temperaturerhöhung von 25 °C auf 35 °C ca. eine um 4,5 % verringerte Leistung erbringt, während eine Anlage mit amorphem Silizium nur Leistungseinbußen von ca. 1,9 % erfährt.

Die gemessene Leistung der PV-Module in der Analyse von ⁽¹⁷⁸⁾ lag meist über der Nennleistung, jedoch maximal 0,7 % darunter. Da die IEC 60904-3 eine Messabweichung von $\pm 1\%$ als akzeptabel festlegt und die Hersteller oft selbst großzügige Leistungstoleranzen (bis zu $\pm 5\%$) deklarieren, kann das Ergebnis als ausreichend genau angenommen werden. ⁽¹⁷⁸⁾

Ein ebenfalls sehr wichtiges Kriterium für den Ertrag von Solar-Anlagen ist der Neigungswinkel gegen die Horizontale, mit der die Module montiert werden (vgl. Abbildung 4.4). Es wurde festgestellt, dass ein Maximum an der Stelle existiert, an der der Neigungswinkel etwa dem Breitengrad des Aufstellungsorts entspricht. Für die terrestrische Strahlung können sich Abweichungen ergeben und so ist es in Mitteleuropa zum Teil sinnvoller, einen niedrigeren Winkel einzustellen. ^(57,61) Angemerkt sei, dass eine Veränderung der Ausrichtung nach Süden um $\pm 30^\circ$ zu einer Reduzierung der Einstrahlungsstärke von ca. 6 % führen kann. ⁽⁵⁷⁾

Mit der Zeit kommt es zu einer Degradation der Solarmodule, die bei der Auslegung eines längerfristig zu nutzenden Systems beachtet werden sollte. Dabei kommt eine Meta-Studie des National Renewable Energy Laboratory (NREL) zu einer Degradationsrate zwischen 0,02 %/a und 0,96 %/a, die auch innerhalb der Zelltypen variiert. ⁽¹⁸⁰⁾ Damit auch im ungünstigsten Fall die Notstromversorgung (NSV) gewährleistet ist, wird in diesem Projekt von einer Degradationsrate von 1 %/a ausgegangen.

Wie beschrieben, erfordert die Vielzahl an Faktoren eine individuelle Standortbetrachtung, um eine aussagekräftige Beurteilung der zu erwartenden Leistung erstellen zu können. Dabei muss insbesondere die Bestrahlungsstärke im Jahresverlauf betrachtet werden.

6.1.2.2 Brennstoffzellen

Da Brennstoffzellen (*fuel cells*, FCs) galvanische Zellen sind, stellt sich ein Elektrodenpotential ein, das abhängig von der Reaktion, den Prozessdrücken und der Prozesstemperatur ist. ⁽¹⁸¹⁾ Da diese Parameter in kommerziell erhältlichen Systemen jedoch automatisch kontrolliert werden, ist eine genauere Betrachtung im Rahmen dieses Berichts nicht notwendig und es wird deshalb von Herstellerangaben zum Betriebspunkt ausgegangen.

Einzelne FCs können zu einem Stack moduliert werden, um eine höhere Spannung und die gewünschte Leistung zu erhalten. Typische Leistungsklassen der verschiedenen FC-Typen sind in Tabelle 6.2 dargestellt.

Tabelle 6.2: Typische Leistungsbereiche verschiedener FC-Module nach Art. PEMFC: Protonenaustauschmembran-Brennstoffzelle; HT-PEM-FC: Hochtemperatur-Protonenaustauschmembran-Brennstoffzelle; SOFC: Festoxid-Brennstoffzelle; AFC: Alkalische Brennstoffzelle; MCFC: Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle; DMFC: Direktmethanol-Brennstoffzelle; PAFC: Phosphorsäure-Brennstoffzelle.

Typ	typischer Leistungsbereich [kW]	Quelle
PEMFC	0,001–250	(182)
HT-PEMFC	< 20	(182)
SOFC	0,001–250	(182)
AFC	< 250	(183)
MCFC	300–2.800	(184)
DMFC	< 0,5	(182)
PAFC	50–600	(182)

Eine Liste kommerziell erhältlicher FCs wurde vom United States Department Of Energy (U.S. DoE) zusammengestellt und ist in Tabelle 0.13 in Anhang C zu sehen. ⁽¹⁸⁵⁾

FCs umfassen einen großen Leistungsbereich von einigen Milliwatt bis zu mehreren Megawatt. Der niedrige Leistungsbereich bis zu wenigen Hundert Kilowatt wird dabei von Protonenaustauschmembran-Brennstoffzellen (*proton exchange membrane fuel cells*, PEMFCs) dominiert, während der hohe Leistungsbereich hauptsächlich durch Schmelzkarbonat-Brennstoffzellen (*molten carbonate fuel cells*, MCFCs) abgedeckt wird.

6.1.2.3 Kleinwindenergieanlagen

Die Definition von Kleinwindanlagen (KWEAs) ist oft fließend und es wird keine klare Grenze zu größeren Windkraftanlagen gezogen. Es existiert ein Norm-Entwurf des Europäischen Komitees für elektrotechnische Normung (CENELEC), basierend auf Normen der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC), der folgenden Umfang des Begriffs vorsieht: „KWEA sind windgetriebene Anlagen mit einer Windangriffsfläche bis zu 200 m²“. Dabei sind Hausanlagen zur Selbstversorgung auf dem Dach oder direkt mit dem Haus verbundene Systeme ohne Größenbeschränkung mit einer Nennleistung bis einschließlich 6 kW inkludiert. ⁽¹⁸⁶⁾

Davon abgesehen könnten jedoch auch Anlagen mit höherer Nennleistung für die in diesem Projekt untersuchten Szenarien relevant sein. Daher werden auch größere Anlagen berücksichtigt.

Gleichung (65) zeigt die Leistung, die in Abhängigkeit der Dichte der Luft (ρ), dem Rotordurchmesser (r) und der Windgeschwindigkeit (v) erzielt werden kann. ⁽¹⁸⁷⁾

$$P = \frac{\pi}{2} \cdot \rho \cdot r^2 \cdot v^3 \cdot c_p \quad (65)$$

Die Windgeschwindigkeit sollte über eine längere Zeit (im besten Fall ein ganzes Jahr) am potentiellen Standort und in der gewünschten Höhe der Anlage gemessen werden, um den jährlichen Durchschnitt

zu ermitteln und eine qualifizierte Aussage über den zu erwartenden Ertrag treffen zu können.⁽¹⁸⁸⁾ Es ist davon auszugehen, dass Windprofile normalerweise im Jahresvergleich nicht sehr stark schwanken.⁽¹⁸⁷⁾

Ferner spielt die Positionierung der KWEA eine wichtige Rolle. Ein laminares Strömungsfeld des Windes ist anzustreben, da turbulente Störungen die Windgeschwindigkeit wesentlich beeinflussen können. Dies wird näherungsweise durch das logarithmische Windprofil, besser mit dem sogenannten HELLMAN-Exponenten, beschrieben und es veranschaulicht grundsätzlich, dass die Windgeschwindigkeit logarithmisch proportional zur Höhe über dem Grund zunimmt. Erst ab ca. einem Kilometer Höhe ist eine Beeinflussung durch das Bodenprofil vernachlässigbar. Beispielhafte Verläufe sind in Abbildung 6.1 dargestellt.⁽¹⁸⁷⁾

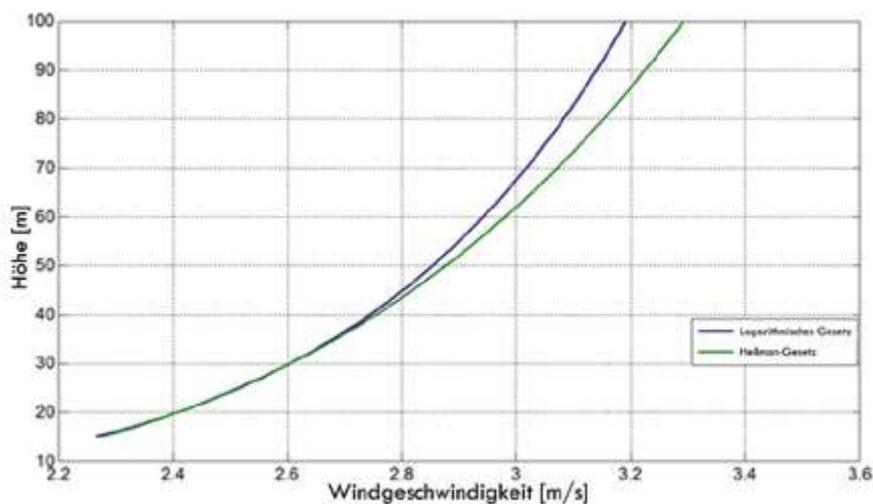


Abbildung 6.1: Verlauf des logarithmischen Windprofils (blau) und des Windprofils nach HELLMAN (grün). Modifiziert nach⁽¹⁸⁷⁾.

Der Rotorradius r ist quadratisch proportional zur Leistung der KWEA. Er ist, neben der geeigneten Standortwahl, die wichtigste Größe, um die gewünschte Anlagenleistung zu erreichen. Der Leistungsbeiwert c_p ist ein intrinsischer Wert des Systems, der das Verhältnis von gewonnener Leistung zur Windleistung beschreibt. Sein theoretisches Maximum liegt bei $16/27 \approx 0,593$.

Die Luftdichte ρ ist eine Funktion von Temperatur, Höhe und geringfügig auch der Luftfeuchtigkeit.⁽¹⁸⁷⁾ Sie stellt damit einen nicht beeinflussbaren Faktor dar.

Entscheidend für den Ertrag einer KWEA sind sowohl Umweltfaktoren, insbesondere die lokale Topografie und Wetterlage, als auch artifizielle Faktoren bzw. Hindernisse wie Gebäude, Zäune oder Schornsteine. Zu beachten ist, dass Windmessungen in Siedlungsgebieten nicht aussagekräftig für die Umgebung sind, da eine „urbane Hitzeinsel“ lokale Winde erzeugt.⁽¹⁸⁷⁾

Internetseiten geben einen ersten Überblick über den KWEA-Markt. Die umfangreichste und hersteller- und verbandsunabhängige Übersicht über die weltweit verfügbaren Anlagen bietet⁽¹⁸⁹⁾. Zum Zeitpunkt des Abrufs (10.2014) waren 393 KWEAs von 201 Herstellern im Leistungsbereich von 10 W bis 100 kW gelistet. Abbildung 6.2 zeigt eine Übersicht der verfügbaren Turbinen nach Leistungsklassen.⁽¹⁹⁰⁾

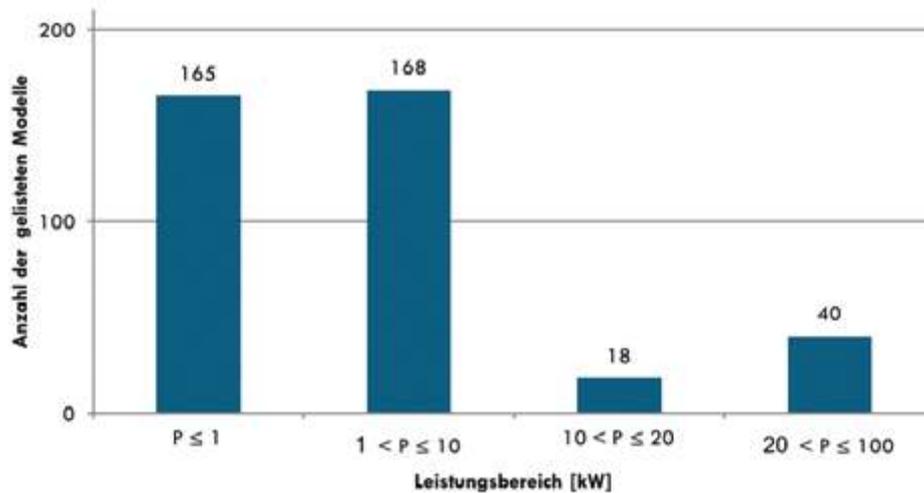


Abbildung 6.2: Im Internetportal „All Small Wind Turbines.com“ gelistete Modelle nach Leistungsklasse. P: Leistung. Stand: 10.2014. ⁽¹⁹⁰⁾

Wie zu sehen ist, sind vor allem viele Modelle für den privaten und kleingewerblichen Betrieb bis 10 kW verfügbar (vgl. Tabelle 6.6). Aber auch für höhere Leistungsanforderungen existiert eine um ein Vielfaches größere Auswahl als noch vor fünf Jahren (vgl. ⁽¹⁸⁹⁾).

Zusätzlich bieten gängige Branchenmagazine einen Marktüberblick über KWEAs. ⁽¹⁹¹⁾ Dieser ist in Tabelle 0.14 in Anhang C zusammengefasst.

6.1.2.4 Blockheizkraftwerke

Durch die Nutzung der Abwärme in einem BHKW werden vergleichsweise hohe Gesamtwirkungsgrade zwischen 65 und 80 % erreicht. ⁽¹⁹²⁾ Bei Motoren geht es dabei hauptsächlich um den Wirkungsgrad, der von konstruktionsspezifischen Parametern abhängt, die im Rahmen dieses Projekts nicht beeinflusst werden können. Daher wird hierauf nicht näher eingegangen.

Internetportale bieten auch hier eine Modellübersicht, die Anlagen im Bereich von 1 bis 50 kW_{el} umfasst. Einen Überblick über die Anzahl der Systeme, in verschiedenen Leistungsklassen, mit denen eine netzunabhängige Versorgung möglich ist, ist in Abbildung 6.4 dargestellt. ⁽¹⁶³⁾

Leistungsstärkere Anlagen, die nicht in Abbildung 6.4 dargestellt sind, stehen in noch größerer Zahl zur Verfügung.

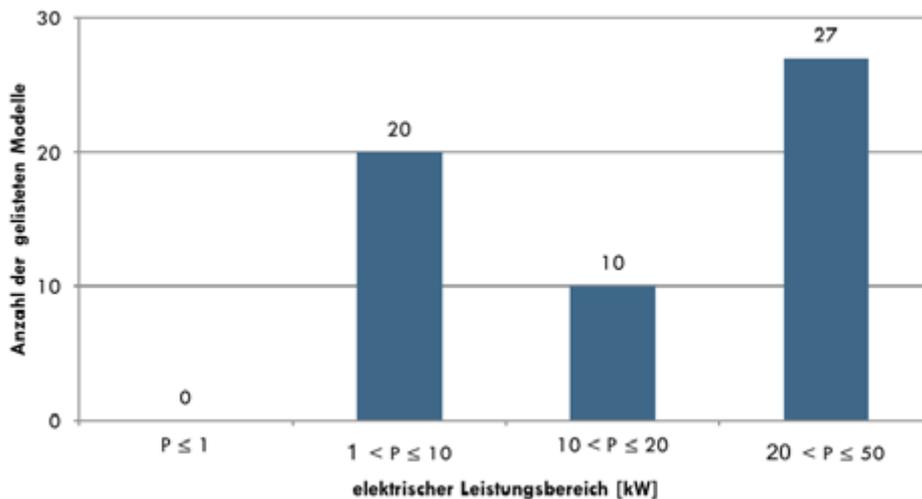


Abbildung 6.4: Im Internetportal „Die BHKW-Infothek“ gelistete Modelle nach Leistungsklasse. P: Leistung. Stand: 14.10.2014. ⁽¹⁶³⁾

Eine weitere Zusammenfassung kommerziell erhältlicher BHKW-Systeme bietet eine Broschüre der „Arbeitsgemeinschaft Für Sparsamen Und Umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V.“ (ASUE). Diese ist allerdings auf große Systeme (bis 18,32 MW_{el}) ausgelegt. Zudem wird nicht angegeben, welche Modelle eine autarke Stromversorgung zulassen. In Abbildung 6.3 ist eine Statistik der verfügbaren Anlagen aufgeführt. ⁽¹⁵³⁾

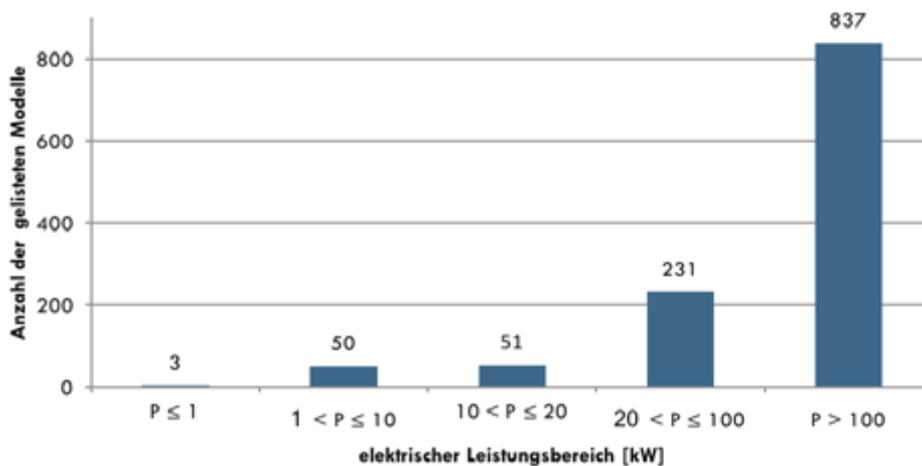


Abbildung 6.3: Von der „Arbeitsgemeinschaft Für Sparsamen Und Umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V.“ (ASUE) gelistete Modelle nach Leistungsklasse. P: Leistung. Zudem beinhaltet die Broschüre 5 Anlagen, für dessen Leistung keine Angabe vorliegt. Stand: 07.2011. ⁽¹⁵³⁾

Zusätzlich existieren einige kleinere residentiell ausgelegte BHKW-Systeme, die teilweise in Tabelle 0.13 in Anhang C gezeigt sind und in Kapitel 6.2.2.4 genauer diskutiert werden. Diesbezüglich sind insbesondere die vollständig kommerzialisierten ENE-FARM-Modelle zu nennen.

6.1.2.5 Batteriesysteme

Für Batterien ist eine Betrachtung der Leistung ungeeignet, da diese, abhängig von den Verbrauchern, mehr oder weniger gespeicherte Energie pro Zeit abgeben können und somit nach längerer oder kürzerer Zeit entleert sind, sofern die maximale Belastbarkeit der Batteriesysteme nicht überschritten wird. Daher empfiehlt sich hauptsächlich ein Vergleich der Kapazitäten, das heißt der Menge an Energie, die eine Batterie speichern kann.

Da für Batteriesysteme keine geeignete Auflistung der Modelle verschiedener Hersteller verfügbar war, bot sich eine Orientierung auf geeigneten Internetportalen an. Eine Vorstellung der Geräte erfolgt in Tabelle 0.15 in Anhang C.⁽¹⁹³⁾ Dies bietet mehrere Vorteile: Zum einen werden dadurch Batterien betrachtet, die in Deutschland verfügbar sind, zum anderen zeigt sich hier der Preis, den Endkunden für die jeweiligen Systeme bezahlen müssen (vgl. Kapitel 6.2.2.5).

Stationäre Batterieanlagen bestehen fast ausschließlich aus Bleisäure (PbA)-Batterien, da Größe und Gewicht eine mindere Rolle spielen. Zudem werden stationäre Batterieanlagen selten tiefenentladen. Hierfür wäre dieser Batterietyp ungeeignet. Die Kosten sind im Vergleich zu anderen Batteriearten um ein Vielfaches niedriger, weshalb in diesem Zusammenhang nur diese Batterieart betrachtet wird.^(194,195)

Es lässt sich erkennen, dass Modelle zwischen Kapazitäten von 38,4 Wh und 1.440 Wh kommerziell verfügbar sind. Batteriesysteme können in Reihe oder parallel geschaltet werden. Während bei Schaltung in Reihe die Spannung kumulativ steigt, erhöht sich bei der Parallelschaltung der verfügbare Strom.^(196,197)

Nickelcadmium (NiCd)-Batterien eignen sich insbesondere für stationären Applikationen, die besonders hohen oder tiefen Temperaturen exponiert sind oder regelmäßige Tiefenentladungen vorsehen. Sie zeichnen sich jedoch auch durch einen deutlich höheren Preis aus.⁽¹⁹⁴⁾ Zudem müssen gegebenenfalls der „Memory-Effekt“ sowie der „Float-Effekt“ beachtet werden.⁽¹⁹⁸⁾ Weiterhin ist der Einsatz von NiCd-Batterien kaum noch praxisrelevant, da diese weitestgehend durch NiMH-Batterien abgelöst wurden. Diese haben keinen Memory-Effekt mehr und enthalten zudem kein giftiges Cadmium. In Zukunft können gegebenenfalls auch Lithium-Ionen (Li-Ion)-Batterien eine Rolle spielen. Diese kennzeichnen sich durch ein stark verringertes Gewicht und hohe Leistungs- und Energiedichten. Aktuell sind Li-Ion-Batterien jedoch noch teurer als alternative Technologien.⁽¹⁹⁴⁾

Die Temperatur hat einen vernachlässigbaren Effekt auf die Batteriespannung, der sich reziprok proportional zur Schwefelsäure-Konzentration in PbA-Batterien verhält. Beispielsweise sinkt die Spannung bei einer Temperaturerhöhung von 25 °C und einer Schwefelsäure-Konzentration von 0,097 % w/v um 10,9 mV. Jedoch ist Selbstentladung ein nicht zu unterschätzender Faktor bei der Planung eines Batteriesystems. Als Resultat einer solchen Entladung besitzen die Batterien eine geringere Kapazität, die sich jedoch nach einigen Lade-/Entlade-Zyklen wiederherstellen lässt. Jedes Batteriemodell besitzt eigene Selbstentladungskurven, die im jeweiligen Einzelfall betrachtet werden sollten. Als Beispiel dient Abbildung 6.5, die einer PbA-Batterie der Yuasa Battery Inc. zugehörig ist.⁽¹⁹⁶⁾

Es zeigt sich, dass die verbleibende Kapazität reziprok proportional zur Lagerungstemperatur ist. Bis zur halben Entladung dauert es bei diesem Modell bei 20 °C ca. 18 Monate, während die Batterie bei 40 °C nach ca. 5 Monaten nur noch 50 % ihrer Kapazität besitzt.

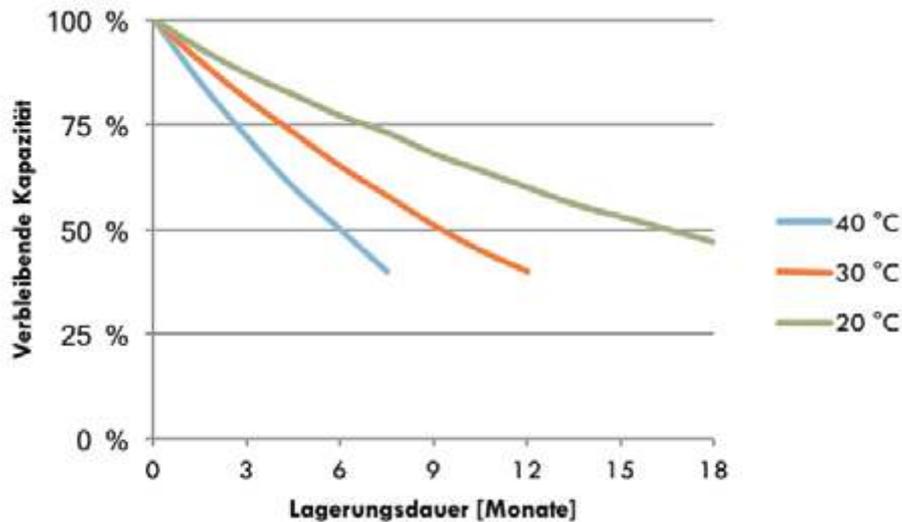


Abbildung 6.5: Selbstentladungskurve einer PbA-Batterie der Yuasa Battery Inc. Aufgetragen sind die Lagerungszeit in Monaten gegen die verbleibende Kapazität in Prozent bei verschiedenen Temperaturen. Modifiziert nach ⁽¹⁹⁶⁾.

Für den Einsatz in einem NSV-System bedeutet dies, dass insbesondere bei Technologien mit hohen Selbstentladungskoeffizienten auf eine Ladungserhaltung geachtet werden sollte. Sofern dies nicht automatisiert (z. B. durch einen direkten Anschluss an eine Steckdose) erfolgt, sondern vom Benutzer manuell durchgeführt werden muss, ist die verbleibende Ladung beim Stromausfall im schlimmsten Fall weit geringer als erforderlich und das NSV-System erfüllt nicht den gewollten Zweck. Daher wird empfohlen, bei NSV-Systemen auf Batteriebasis auf eine zuverlässige Erhaltungsladung zu achten.

6.1.2.6 Dieselgeneratoren

Die untersuchten Dieselgeneratoren sind in Tabelle C.16 in Anhang C dargestellt. ⁽¹⁹⁹⁾ Für solche Stromerzeuger finden sich meistens zwei Angaben bezüglich der Leistung: die Dauerleistung sowie die Maximalleistung. Erstere ist bei variablen Lasten dauerhaft lieferbar. Für Letztere existieren mehrere Definitionen, die von den Herstellern oft nicht spezifiziert werden, jedoch ist davon auszugehen, dass diese Leistung nur kurzzeitig zur Verfügung steht. Daher erfolgt der weitere Vergleich innerhalb dieses Berichts anhand der Dauerleistung.

Es zeigt sich, dass Modelle ab einer Dauerleistung von 1,6 kW verfügbar sind. Für den leistungsstärksten Generator ist eine Maximalleistung von 88 kW angegeben. Da die benötigte Leistung von den Verbrauchern abhängig ist, kann der in Tabelle C.16 in Anhang C gezeigte Verbrauch in Realität mitunter deutlich abweichen.

6.1.2.7 Manuell betriebene Generatoren

Kurbel-, Pedal- oder andere manuell betriebene Generatoren geben ihre Leistung für gewöhnlich aus einer Batterie ab, die vorher über das Netz oder mechanisch geladen wurde. Es existiert eine Vielzahl an

preiswerten kleineren Geräten im Bereich weniger Watt, die die Energie direkt in den Verbraucher einspeisen und damit werben, im Notfall z. B. ein Gespräch mittels Mobiltelefon zu ermöglichen. Jedoch ist dieser Bereich des Marktes durch viele nicht funktionierende Geräte und schlechte Erfahrungsberichte gekennzeichnet (vgl. beispielsweise ⁽¹⁷²⁾).

Im Wesentlichen sind zwei Produkte der Firma POWERplus® für die folgenden Untersuchungen als geeignet zu betrachten:

- Elephant (Kurbelgenerator)
- Cougar (Pedalgenerator)

Beide besitzen eine PbA-Batterie als Zwischenspeicher und bieten eine Ausgangsleistung von bis zu 100 W. ^(200,201)

Der Elephant-Kurbelgenerator kann außer über das Netz und die Kurbel auch durch ein separat erhältliches, optionales Solarmodul geladen werden. Er besitzt einen 230 V AC, einen 12 V DC sowie einen 5 V USB-Ausgang. Zusätzlich besitzt er eine Starthilfe mit einer Stromstärke von 200 A. Die Funktionalität ist im Temperaturbereich von –10 bis 40 °C durch den Hersteller gewährleistet. ⁽²⁰⁰⁾

Auch für den Pedalgenerator ist ein Solarpanel verfügbar. ⁽²⁰²⁾ Dieses Modell besitzt keinen USB-Ausgang, jedoch lässt sich die DC-Leistung schrittweise bis auf 3 V reduzieren. ⁽²⁰¹⁾

Für den Pedalgenerator sind vom Hersteller die in Tabelle 6.3 gezeigten Betriebsdauern für verschiedene Geräte bei voller Ladung angegeben. ⁽²⁰¹⁾

Tabelle 6.3: Betriebsdauern verschiedener Geräte durch den POWERplus® Cougar-Pedalgenerator bei voller Ladung, wie durch den Hersteller angegeben. ⁽²⁰¹⁾

Gerät	maximale Betriebsdauer [h]
integrierter Handscheinwerfer (5 LEDs)	85
integrierter Handscheinwerfer (9 LEDs)	40
7 W Energiesparlampe	10
15 W CD-Spieler	4
40 W 14" Fernseher	1,5
70 W Notebook	1

Zusammenfassend bieten manuell betriebene Generatoren ein sehr begrenztes Leistungspotential, welches sein Maximum bei 100 W hat. Je nach Bedarf kann dies jedoch ausreichend sein, um die nötigsten Geräte zu versorgen.

6.1.3 Bewertung

Innerhalb dieser Bewertung wird nicht nur die theoretisch verfügbare Leistung, sondern auch das Realisierungspotential im jeweiligen Szenario betrachtet. Es wird analysiert, ob die Installation der Technologie in der benötigten Größe möglich und sinnvoll ist. Zu Abzügen kann führen, wenn eine Abhängigkeit von äußeren Faktoren, wie diversen Umweltbedingungen, vorliegt sowie die Makro- bzw. Mikrolage relevant für die verfügbare Leistung sind. Die Evaluation der Technologien auf einer Skala von 0 bis 10 Punkten ist in Tabelle 6.4 zu sehen. Je höher die Bewertung, desto besser ist die Technologie im Hinblick auf das betrachtete Kriterium geeignet.

Tabelle 6.4: Bewertung der betrachteten Technologien hinsichtlich der Leistung in Anbetracht des jeweiligen Szenarios bei drei verschiedenen Stromausfallauern auf einer Skala von 0 bis 10 Punkten. Dieselgen.: Dieselgeneratoren; mbG: Manuell betriebene Generatoren.

Szenario 1 Alleinerziehende Mutter	2 Tage	7 Tage	14 Tage
PV	4	3	2
FC	8	6	5
KWEA	0	0	0
BHKW	9	7	5
Batterien	10	9	8
Dieselgen.	10	10	10
mbG	3	2	1

Szenario 2 Heizungsanlage	2 Tage	7 Tage	14 Tage
PV	7	6	6
FC	8	6	5
KWEA	8	7	6
BHKW	9	7	5
Batterien	9	8	7
Dieselgen.	10	10	10
mbG	4	3	2

Szenario 3 Mehrfamilienhaus	2 Tage	7 Tage	14 Tage
PV	6	5	5
FC	8	6	5
KWEA	8	7	6
BHKW	9	7	5
Batterien	8	7	6
Dieselgen.	10	10	10
mbG	3	2	1

Szenario 4 Kleine Siedlung	2 Tage	7 Tage	14 Tage
PV	8	7	7
FC	10	9	8
KWEA	9	8	8
BHKW	10	9	8
Batterien	8	7	6
Dieselgen.	10	10	10
mbG	3	2	1

Eine PV-Anlage ist vergleichsweise ungeeignet für Szenario 1. Eine Aufdachanlage kann höchstwahrscheinlich nicht verwirklicht werden, sodass lediglich ein aus dem Fenster hängendes System möglich ist. Dieses bringt vermutlich nicht genug Leistung (vgl. Kapitel 4.2). Trotzdem könnte man sich durch den geladenen Akku eine gewisse Zeit ohne Strom aus dem Netz versorgen. Bei einem EFH (Szenario 2) hingegen ist eine Aufdachanlage gut realisierbar. Dennoch ist eine große Fläche erforderlich, um auch schlechte Bedingungen abzudecken (vgl. Kapitel 6.2.2.1). Tendenziell lässt sich ein zweitägiger Stromausfall auch ohne Sonnenschein besser überstehen als längere, da der Akku voraussichtlich im geladenen Zustand vorliegt. Für ein MFH in Szenario 3 gilt, dass mehr Parteien versorgt werden müssen. Im Gegensatz dazu steht in den meisten Fällen aber nicht

proportional mehr Platz zur Verfügung, weshalb eine leicht schlechtere Wertung erfolgte. Für die kleine Siedlung ist die Realisierung einer PV-Anlage möglich, da hier viele Freiflächen vorhanden sind. Trotzdem sind eine große Fläche sowie ein proportional größerer Energiespeicher erforderlich. In allen Szenarien erfolgten Abzüge, da es sich hierbei um eine umweltfaktorenabhängige Technologie handelt. Zudem ist besonderes bei PV-Zellen die Degradation relevant, sodass eine Überdimensionierung stattfinden muss.

Die variable Größe eines Brennstoffzellen-Systems sorgt dafür, dass es in allen Szenarien grundsätzlich gut einsetzbar ist. Probleme entstehen hierbei hauptsächlich durch die Lagerung des Wasserstoffs als Treibstoff. Diese unterliegt Vorschriften. Trotzdem wird es als realistisch eingeschätzt eine kleine Menge Wasserstoff zu Hause zu lagern, sodass eine kurze Versorgung möglich erscheint. Brennstoffzellen haben in Zukunft eventuell ein noch höheres Potential, da ihre Marktdurchdringung und die Zahl der Hersteller sowie Modelle sukzessive zunimmt. Noch ist es schwierig als Privatanwender eine passende Brennstoffzelle zu erwerben.

Die Installation einer KWEA ist in Szenario 1 in der Regel nicht realisierbar, da diese auf dem Dach oder im Freien stehen muss. In den übrigen Szenarien bietet sie jedoch eine gute Alternative zu PV-Anlagen, da die Größe weit weniger stark zur benötigten Leistung skaliert. KWEAs sind jedoch von dem viel schlechter berechenbaren Faktor des Winds abhängig, weshalb bei längeren Stromausfalldauern mehr Variabilität im Ertrag herrscht. Szenario 4 weist auch hier einen kleinen Punktbonus auf, da mehr Platz zur Errichtung der Anlagen zur Verfügung steht. Zudem besteht in allen Szenarien für KWEAs der größte Genehmigungsaufwand.

BHKWs werden ähnlich zu Brennstoffzellen beurteilt. Hierbei wird die Abwärme genutzt, sodass eine geringere Menge an Treibstoff in allen Szenarien ausreicht, jedoch besteht hier ein geringfügig größerer Platzbedarf für die Anlage selbst.

Batteriesysteme sind in allen Szenarien als gut geeignet einzustufen. Mit der benötigten Leistung sowie der Stromausfalldauer skaliert der Platzbedarf, sodass entsprechende Trends auszumachen sind. Eine Anlage ist umweltunabhängig und benötigt keinen Lagerplatz für Treibstoff. Eine längere Versorgung als für den geplanten Zeitraum ist hier jedoch meist nicht möglich, sofern keine Möglichkeit für Zwischenaufladungen existiert.

Dieselgeneratoren schneiden in dieser Kategorie mit voller Punktzahl ab, da sie umweltunabhängig eine konstante Leistung in allen Szenarien liefern können. Der Treibstoff ist günstig und verbraucht wenig Platz (vgl. Kapitel 6.4.2.6). Es muss darauf geachtet werden, dass die Abgase ins Freie geleitet werden, dies wird jedoch in allen Szenarien als realisierbar eingeschätzt.

Das begrenzte Leistungslimit manuell betriebener Generatoren zeigt sich in der Evaluation durch geringe Punktzahlen. Sie ermöglichen die temporär begrenzte Grundversorgung einiger Geräte. Szenario 2 zeigt einen leichten Vorteil gegenüber den anderen Szenarien, da der Betrieb einer Heizungsanlage realisierbar erscheint. Positiv angemerkt sei, dass diese Technologie bei entsprechender Aufladung eine zeitlich begrenzte Versorgung ermöglicht.

6.2 Preis

In diesem Kapitel findet eine finanzielle Betrachtung der zu untersuchenden Technologien statt. Dabei werden vorerst keine Grenzwerte gesetzt und die Analyse orientiert sich an den in Kapitel 6.1 ermittelten Leistungsklassen.

6.2.1 Betrachtete Kriterien

Bei der Betrachtung werden nicht nur die Investitionskosten, sondern auch regelmäßige Kosten, wie z. B. Wartungskosten, sowie unregelmäßige Kosten, wie z. B. Treibstoffkosten, beachtet. Zudem besteht langfristig eine Abhängigkeit bezüglich der Lebensdauer, da die NSV-Anlage nach einer gewissen Zeit des Verschleißes ersetzt werden muss. Der finanzielle Aufwand unterscheidet sich zwischen den Technologien wesentlich und wird nacheinander diskutiert. Eine kritische Bewertung erfolgt am Abschluss des Kapitels (6.2.3).

6.2.2 Vergleich der betrachteten Technologien

Im Folgenden sind die ermittelten Preisklassen für die untersuchten Technologien erläutert.

6.2.2.1 Photovoltaik

Den Hauptteil des finanziellen Aufwands stellt der Kaufpreis der Anlage. Die Preise für Solarmodule werden dafür üblicherweise in Euro pro Kilowatt Peak angegeben. Kilowatt Peak (kW_p) bezeichnet die Nennleistung nach STC (vgl. Kapitel 6.1.2.1). Es sei darauf hingewiesen, dass die tatsächlichen Leistungen in der Praxis deutlich niedriger liegen.

Es sind teils sehr unterschiedliche Angaben zu den einzelnen Kostenteilbereichen zu finden. Zudem unterscheiden sich die Methodiken, mit denen die Kostenfaktoren erfasst und aufbereitet werden, sodass einzelne Quellen nicht direkt miteinander vergleichbar sind. Aus diesen Gründen erfolgt zunächst eine Zusammenfassung der Rechercheergebnisse, um diese abschließend zu diskutieren. Liegt bereits eine PV-Anlage ohne Solarakkus vor, ist eine Aufwertung zu einem NSV-fähigen System z. B. durch das Sunny Backup Set / System der SMA SOLAR TECHNOLOGY AG möglich (vgl. ⁽¹⁾). Die Kosten für den Speicher sind Tabelle 6.8 zu entnehmen.

Ein zusätzlicher Kostenpunkt kann entstehen, wenn eine Baugenehmigung benötigt wird. Unter welchen Umständen dies nötig ist wird in Kapitel 6.5.1.1 diskutiert. Ist eine Genehmigung erforderlich, muss mit Kosten von bis zu 1.000 € gerechnet werden. ⁽⁴⁶⁾ In der weiteren Betrachtung wird davon ausgegangen, dass es sich um einen genehmigungsfreien Bau handelt. Die für die Szenarien zur Berechnung der weiteren Kosten relevanten Daten sind in Tabelle 6.10 aufgelistet.

Der Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BSW-Solar) veröffentlicht quartalsweise ein Statistikpapier, aus dem der durchschnittliche Preis für dachmontierte Solaranlagen hervorgeht. Dazu werden vom Institut EuPD-Research repräsentativ 100 Installateure befragt. ⁽²⁰³⁾ Für das vierte Quartal 2014 wurde ein Wert von 1.500 €/kW_p ermittelt. Dieser setzt sich aus dem Kaufpreis der Anlage (900–1.700 €/kW_p) und den Kosten für den Netzanschluss (ca. 500–1.000 €) zusammen, wobei ersterer deutlich von der Modulart abhängt. Kristalline Solarmodule sind mit 1.250–1.700 €/kW_p angegeben, während Dünnschichtmodule mit 900–1.450 €/kW_p günstiger sind. Letztere benötigen für den gleichen Ertrag jedoch ca. die 1,5 bis 2fache Fläche. Die Kosten teilen sich in die in Abbildung 6.6 gezeigten Teilbereiche auf. ⁽²⁰⁴⁾

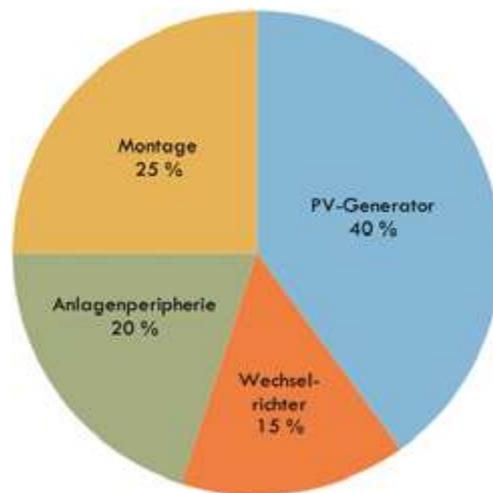


Abbildung 6.6: Investitionskosten einer durchschnittlichen dachmontierten PV-Anlage exklusive Netzanschluss (ca. 500–1.000 €). ⁽²⁰⁴⁾

Die Kosten für den Netzanschluss setzen sich aus dem Bau bzw. Umbau des Zählerkastens und dem Erwerb eines Einspeisezählers zusammen. Dieser kann gekauft oder gemietet werden. Dabei empfiehlt sich eine Anmietung für ca. 30 €/a.

Die laufenden Kosten für ein PV-System bestehen für gewöhnlich aus den Betriebskosten, wozu Wartung und Versicherung zählen, sowie gegebenenfalls einer Ratenrückzahlung sollte eine Kreditfinanzierung vereinbart worden sein. Für die Wartung sollte ca. 1 %/a des Anlagenpreises veranschlagt werden, während die Versicherung zwischen 0,3 und 0,8 %/a variiert. Es wird empfohlen, Wartungsverträge abzuschließen. ⁽²⁰⁴⁾

Laufende Kosten werden auf branchenüblichen Webseiten veröffentlicht. Wartungsverträge kosten zwischen 150 und 250 €/a Einfamilienhaus (EFH). Eine regelmäßige Reinigung sei ebenso notwendig und ist mit 1,00–1,25 €/(m² a) veranschlagt. Insbesondere in der Nähe von Landwirtschafts- und Industriebetrieben ist eine Reinigung mitunter alle sechs Monate ratsam. Die Reinigung der Solaranlage kann bei leichten Verschmutzungen auch selbst durchgeführt werden. Daraus resultieren geringfügige Einsparpotentiale, jedoch ist dann nicht garantiert, dass die Module korrekt gesäubert wurden. Abhängig von Anbieter und Größe der Anlage ist im Falle eines EFH mit Kosten zwischen 150 und 200 €/a zu rechnen. Die Zählermiete ist mit 30–50 €/a angegeben und damit geringfügig teurer als vom Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BSW-Solar) beschrieben. Insgesamt liegen die laufenden Kosten damit bei ca. 1–2 %/a des Anlagenpreises. ⁽²⁰⁵⁾

Für den Wechselrichter fallen ebenfalls Kosten an. Seine Lebenserwartung ist mit rund zehn Jahren niedriger als die der PV-Module. Daher ist ein Austausch für ca. 1.500 € erforderlich. Umgerechnet sind dies zusätzliche Kosten von ca. 150 €/a. Einige Netzbetreiber fordern für den Eigenverbrauch des Wechselrichters eine zusätzliche Pauschale von 10 € pro Monat. Die dadurch entstehenden Kosten liegen abhängig davon bei 5 bis 120 €/a. Für Wartungsverträge wird ein Preis von ca. 200 €/a angegeben. Auch hier werden Haftpflicht- und Allgefahren-Versicherungen empfohlen, um gegen Ausfälle der Einspeisevergütung, hohe Reparaturkosten sowie Haftpflichtfälle abgesichert zu sein. Die Kosten dafür belaufen sich auf ca. 250 €/a. Insgesamt wird mit Betriebskosten zwischen 1 und 1,5 %/a der Anschaffungskosten gerechnet. ⁽²⁰⁶⁾

Andere Kostenanalysen geben die Kosten für den Wechselrichter proportional zur Anlagengröße an und kalkulieren mit 10 % der Investitionskosten der Anlage als ungefährem Richtwert. Diese Angabe liegt 5 % unter jener des Bundesverbands Solarwirtschaft e. V. (BSW-Solar). Die Montagekosten werden im Verhältnis zur Anlagenleistung betrachtet. So ergeben sich Kosten zwischen 120 und 200 €/kW_p, wobei darauf hingewiesen wird, dass diese abhängig von Gegebenheiten und Ort sind. ⁽²⁰⁷⁾

Eine weitere Methode zur Abschätzung der Kosten besteht in der Befragung von Solaranlagenbetreibern. ⁽²⁰⁸⁾ sammelt die Angaben für schlüsselfertige PV-Anlagen von bis zu 300 Betreibern monatlich. Dabei werden Probanden befragt, deren Modul im entsprechenden Jahr auf einem Dach in Deutschland in Betrieb genommen wurde und eine Nennleistung von maximal 100 kW aufweist. Die ermittelten Preise beruhen ausschließlich auf den Angaben der Teilnehmer. Der zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts aktuellste Wert vom August 2014 beträgt 1.310 €/kW_p. ⁽²⁰⁸⁾

Die Einspeisevergütung für Kleinanlagen bis 30 kW_p, die durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) festgelegt wird, sieht eine monatliche Degression von 0,25 % vor und ist abhängig von der Anlagengröße sowie dem Typ der Anlage. Dabei wird zwischen der Montage auf einem Dach eines Wohngebäudes und Dachanlagen auf Nichtwohngebäuden bzw. Freiflächenanlagen differenziert. Der zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts aktuellste Wert (Dezember 2014) ist in Tabelle 6.5 dargestellt. ⁽²⁰⁹⁾

Tabelle 6.5: Einspeisevergütung für PV-Kleinanlagen bis 500 kW_p im Dezember 2014 in Abhängigkeit von der Anlagengröße und der Positionierung. Für die Einspeisevergütung ist die kleinste Leistungsklasse zu wählen, die auf die Anlage zutrifft. ⁽²⁰⁹⁾

Anlagentyp	Nennleistung der Anlage [kW _p]	Einspeisevergütung [ct/kWh]
Dachanlage auf Wohngebäuden	≤ 10	12,59
	≤ 40	12,25
	≤ 500	10,95
Dachanlage auf Nichtwohngebäuden und Freiflächenanlagen	≤ 500	8,72

Vor der Novelle des EEG am 01.08.2014 erhielten Anlagen bis 10.000 kW_p eine Einspeisevergütung. Aktuell erhalten Anlagen über 500 kW_p Nennleistung eine sogenannte „Marktprämie“. Die Betreiber sind verpflichtet, den eingespeisten Strom selbst zu verkaufen oder ihn durch einen Direktvermarkter verkaufen zu lassen. Die zukünftige Kürzung der Einspeisevergütung orientiert sich am Jahreszubau der PV-Leis-

tung in Deutschland. Vorgegeben ist eine Degression von monatlich 0,5 %, die steigt, wenn der Zuwachs über 2.600 MW_p liegt und sinkt, wenn weniger als 2.400 MW_p neu gebaut werden. Die Anpassung erfolgt jeweils zum Quartalsbeginn. Jede selbst verbrauchte Kilowattstunde Energie aus einer PV-Anlage wird nun mit Abgaben belegt, es sei denn es handelt sich um Kleinerzeuger, die eine jährlich selbst verbrauchte Energiemenge von 10 MWh nicht überschreiten (entspricht Anlagen mit bis zu 10 kW_p Nennleistung), oder Bestandsanlagen, die vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wurden und bereits Eigenverbrauch aufwiesen. Bis Ende 2015 müssen 30 % der gültigen EEG-Umlage pro verbrauchte Kilowattstunde abgeben werden, was derzeit 1,87 ct/kWh entspricht (Dezember 2014). Die Abgabe steigt bis 2017 in jährlichen 5 %-Schritten auf 40 %, was derzeit 2,50 ct/kWh entspricht. Dies gilt auch für Bestandsanlagen deren Leistung durch Modernisierung um mehr als 30 % erhöht wird. ⁽²¹⁰⁾

Im Folgenden soll eine Beispielrechnung im Hinblick auf die Szenarien 1 und 3 durchgeführt werden.

In Abbildung 6.7 sind die bundesweiten Durchschnittserträge der letzten zwölf Monate (Stand: Oktober 2014) in Bezug auf die Nennleistung aufgeführt. ⁽²¹¹⁾

Der ertragsschwächste Monat ist Dezember. Daher bietet es sich an die Berechnungen zur benötigten PV-Fläche auf einen Wert von $Y_{\text{Dez}} = 0,81 \text{ kWh}/(\text{kW}_p \text{ d})$ zu beziehen, da eine Deckung der benötigten Energie demnach zu nahezu jedem Zeitpunkt gegeben ist. Die benötigte Nennleistung P berechnet sich nach Gleichung (66).

$$P = \frac{Y_{\text{benötigt}}}{Y_{\text{Dez}} \cdot (1-D)^t} \quad (66)$$

Darin wird die Moduldegradation D nach der Lebensdauer t der Anlage berücksichtigt, die mit einem Wert von 1 %/a angenommen wird (vgl. 6.1.2.1). $Y_{\text{benötigt}}$ beschreibt den benötigten Ertrag, der Tabelle 6.6 zu entnehmen ist.

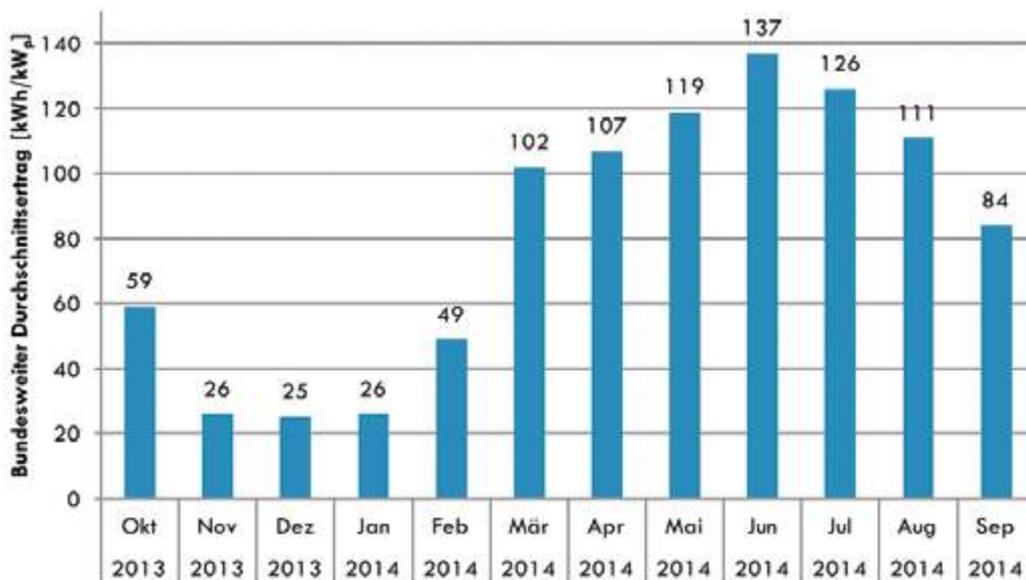


Abbildung 6.7: Bundesweite Durchschnittserträge von PV-Anlagen in Bezug auf die Nennleistung im Zeitraum 10.2013–09.2014 in kWh/kW_p. Minimal erfasste PV-Anlagen: 3.475 (09.2014). ⁽²¹¹⁾

Tabelle 6.6: Täglicher Minimalenergiebedarf der Szenarien 1–4 im Sommer (Mai bis August) sowie im Winter (November bis Februar).

	Sommer [Wh/d]	Winter [Wh/d]
Szenario 1 Alleinerziehende Mutter mit zwei Kindern	1.071,9	1.030,1
Szenario 2 Heizungsanlage eines Einfamilienhauses	161	2.313
Szenario 3 Mehrfamilienhaus	5.087	7.699
Szenario 4 kleine Siedlung	58.880	103.100

Für Szenario 1 bzw. Szenario 3 würden sich, bei einer Annahme der Lebensdauer von 20 Jahren, aufgerundete Werte für die benötigte Leistung von ca. $1,7 \text{ kW}_p$ bzw. 12 kW_p ergeben. Diese Annahme ist dadurch gerechtfertigt, da ein altersbedingtes Versagen des Systems bei 80 % der ursprünglichen Leistung angenommen werden kann. ⁽²¹²⁾

$$D^t = 80 \% \quad (67)$$

Die Wechselrichterlebensdauer beträgt ca. 10 Jahre (s. o.). Mit einer Anlagen-Lebensdauer von 20 Jahren ist daher ein Wechsel notwendig.

Für eine Abschätzung der Reinigungskosten der betrachteten kristallinen Module ist des Weiteren eine Bestimmung der benötigten Fläche notwendig. Diese wird in der Literatur mit $7\text{--}10 \text{ m}^2/\text{kW}_p$ angegeben. ⁽²¹³⁾ Daher wird im Rahmen dieses Berichts bei allgemeinen Bestimmungen mit einer Flächeneffizienz von $8,5 \text{ m}^2/\text{kW}_p$ gerechnet. Detaillierte Differenzierungen zu den benötigten Flächen sind Kapitel 4 zu entnehmen. Tabelle 6.7 fasst die oben genannten Angaben der verschiedenen Quellen für die einzelnen Teilkosten zusammen.

Zusätzlich muss die Anschaffung eines Akkus beachtet werden, der den erzeugten Strom speichert. Dessen Speicherkapazität sollte mindestens den täglichen Bedarf betragen, damit keine Engpässe entstehen. Eine Recherche ergab für 12 V-Solarakkus Preise zwischen 0,91 und 3,00 €/Ah (Stand: November 2014). ⁽²¹⁴⁾ Die drei Modelle mit dem jeweils niedrigsten Gesamtpreis für die Szenarien sind in Tabelle C.17 in Anhang C aufgeführt. Dabei wurde die benötigte Anzahl der Batterien so berechnet, dass der minimale Tagesenergiebedarf des jeweiligen Szenarios in jedem Fall gedeckt ist (vgl. Tabelle 6.6). Da sowohl die Verfügbarkeit der Modelle als auch die präzise Deckung des Kapazitätsbedarfs nicht garantiert werden kann, wird im Folgenden mit einem Preis von 1,00 €/Ah gerechnet. Es ergeben sich für die jeweiligen Szenarien die in Tabelle 6.8 gezeigten Kosten für den Solar-Akku. Die benötigte Kapazität C berechnet sich nach Gleichung (68), wobei $Y_{\text{benötigt}}$ den höheren minimalen Tagesenergiebedarf (vgl. Tabelle 6.6) und U die Spannung (hier: 12 V) darstellen.

$$C = \frac{Y_{\text{benötigt}}}{U} \quad (68)$$

Liegt bereits eine PV-Anlage ohne Solarakkus vor, ist eine Aufwertung zu einem NSV-fähigen System z. B. durch das Sunny Backup Set / System der SMA SOLAR TECHNOLOGY AG möglich. Die Kosten für den Speicher sind Tabelle 6.8 zu entnehmen.

Ein zusätzlicher Kostenpunkt kann entstehen, wenn eine Baugenehmigung benötigt wird. Unter welchen Umständen dies nötig ist wird in Kapitel 6.5.1.1 diskutiert. Ist eine Genehmigung erforderlich, muss mit Kosten von bis zu 1.000 € gerechnet werden.⁽²¹⁵⁾ In der weiteren Betrachtung wird davon ausgegangen, dass es sich um einen genehmigungsfreien Bau handelt.

Die für die Szenarien zur Berechnung der weiteren Kosten relevanten Daten sind in Tabelle 6.10 aufgelistet.

Die Berechnung der Leistung am Ende der Lebensdauer P_f erfolgte nach Gleichung (69). Dabei steht P_i für die initiale Leistung, D für die Degradationsrate (1 %/a) und t für die Lebensdauer in Jahren.

$$P_f = P_i \cdot D^t \quad (69)$$

Die benötigte Fläche A berechnet sich nach Gleichung (70). Dazu sind die Daten der Nennleistung P sowie der Flächeneffizienz E nötig.

$$A = P \cdot E \quad (70)$$

Unter Berücksichtigung der ermittelten Parameter wurden für die Teilkostenbereiche der beiden Szenarien die in Tabelle 6.9 gezeigten finanziellen Aufwendungen berechnet.

Die Betrachtung der Gesamtkosten erfolgt in Tabelle 6.11 und fasst die Ergebnisse aus Tabelle 6.8 und Tabelle 6.9 zusammen. Die EEG-Umlage in Szenario 3 kann vernachlässigt werden, da sie beispielsweise bei Winterbedarf und einem 14tägigen Stromausfall 2,69 € beträgt.

Tabelle 6.7: Zusammenfassung der Teilkosten bei der Anschaffung und im Betrieb einer PV-Anlage. Bei einem leeren Feld erfolgte keine Angabe durch jene Quelle.

Quelle	Kaufpreis	Wechselrichter-austausch	Wechselrichterstrom	Einspeisezählermiete
BSW-Solar ⁽²⁰⁴⁾	1.250–1.700 €/kW _p	135–255 €/kW _p		30 €/a
Photovoltaik.org (Fall: EFH) ⁽²⁰⁵⁾				30–50 €/a
Solaranlage Ratgeber ⁽²⁰⁶⁾		1500 €	5–120 €/a	
Photovoltaik Angebotsvergleich ⁽²⁰⁷⁾		10 % des Kaufpreises		
photovoltaik-guide.de ⁽²⁰⁸⁾	1.310 €/kW _p			
Quelle	Wartung	Versicherung	Reinigung	
BSW-Solar ⁽²⁰⁴⁾	9–17 €/(kW _p a)	2,70–13,60 €/(kW _p a)		
Photovoltaik.org (Fall: EFH) ⁽²⁰⁵⁾	150–250 €/a	150–200 €/a	1,00–1,25 €/(m ² a)	
Solaranlage Ratgeber ⁽²⁰⁶⁾	200 €/a	250 €/a		
Photovoltaik Angebotsvergleich ⁽²⁰⁷⁾				
photovoltaik-guide.de ⁽²⁰⁸⁾				

Generell ist davon auszugehen, dass der Minimalpreis näher am realen Preis liegt als der Durchschnitt. Die skalierenden Kostenangaben der herangezogenen Quellen fließen am stärksten in den Minimalwert ein. Dies liegt darin begründet, dass sie besonders in den kleineren Leistungsklassen niedriger sind als die festen Werte. Diese geben vermutlich ein besseres Bild der Wirklichkeit ab, da die Wartungs- und Versicherungsverträge abhängig von der Anlagengröße sind.

Tabelle 6.8: Kosten für Solarakkus in den Szenarien 1 und 3 bei Annahme eines Preises von 1,00 €/Ah und der Deckung des minimalen Tagesbedarfs in jedem Fall (vgl. Tabelle 6.6).

	Minimaler Energie-tagesbedarf [Wh/d]	Benötigte Kapazität [Ah]	Preis [€]
Szenario 1 Alleinerziehende Mutter mit zwei Kindern	1.071,9	89,3	89,30
Szenario 3 Mehrfamilienhaus	7.699	641,6	641,60

Tabelle 6.9: zusammengefassten Richtwerte mit den in Tabelle 6.10 ermittelten Parametern für die Szenarien 1 (alleinerziehende Mutter) und 3 (Mehrfamilienhaus). Zur Berechnung des Durchschnittswerts in jeder Kategorie wurde der Mittelwert gebildet. Bei angegeben Preisspannen wurde das Mittel verwendet. Ausgenommen hiervon ist der Eigenverbrauch des Wechselrichters, bei dem davon ausgegangen wurde, dass der Netzbetreiber keine Pauschale verlangt. Minimal- und Maximalwerte rechnen entsprechend mit den größten bzw. kleinsten angegebenen Daten. Alle Angaben in Euro. Die Kostenabschätzung erfolgte ohne Abzinsungseffekt.

Szenario 1	Kaufpreis	Wechselrichter-austausch	Wechselrichterstrom	Einspeisezählermiete
Minimum	2.125	213	100	600
Durchschnitt	2.219	684	100	700
Maximum	2.890	1.500	2.400	1.000
	Wartung	Versicherung	Reinigung	
Minimum	306	92	289	
Durchschnitt	2.814	2.926	325	
Maximum	5.000	5.000	361	
Szenario 3	Kaufpreis	Wechselrichter-austausch	Wechselrichterstrom	Einspeisezählermiete
Minimum	15.000	1.500	100	600
Durchschnitt	15.660	1.802	100	700
Maximum	20.400	3.060	2.400	1.000
	Wartung	Versicherung	Reinigung	
Minimum	2.160	648	2.040	
Durchschnitt	3.707	3.485	2.295	
Maximum	5.000	5.000	2.550	

Tabelle 6.10: Für die Beispielrechnung relevante Parameter der Szenarien 1 (alleinerziehende Mutter) und 3 (Mehrfamilienhaus). Der jährliche durchschnittliche Energieertrag berücksichtigt die Degradation der Module (1%/a). Die Lebensdauer der Anlage ist mit 20 Jahren angenommen, während die Lebensdauer der Wechselrichter mit 10 Jahren veranschlagt wird. Für die Flächeneffizienz wird ein Wert von 8,5 m²/kW_p angenommen.

Parameter	Szenario 1 (alleinerziehende Mutter)	Szenario 3 (Mehrfamilienhaus)
Nennleistung [kW _p]	1,700	12,000
Leistung am Ende der Lebensdauer [kW _p]	1,390	9,815
Fläche [m ²]	14,5	102,0

Tabelle 6.11: Gesamtkostenabschätzung der PV-Anlage für die Szenarien 1 und 3 mit den in Tabelle 6.8 und spezifizierten Werten. Entsprechende Kosten wurden in Tabelle 6.7 sowie Tabelle 6.9 berechnet. Alle Angaben in Euro. Die Kostenabschätzung erfolgte ohne Abzinsungseffekt.

Parameter	Szenario 1 (alleinerziehende Mutter)	Szenario 3 (Mehrfamilienhaus)
Minimum	3.814	22.690
Gesamtkosten – Durchschnitt	9.857	28.391
Maximum	18.241	40.052

Zudem werden die laufenden Kosten einer PV-Anlage mit 1 bis 2 % pro Jahr der Anschaffungskosten angegeben. ^(204–207) Dies ergibt kumulativ 20 bis 40 % bei einer Lebensdauer von 20 Jahren. Tabelle 6.12 zeigt, welchen Anteil die laufenden Kosten an den Investitionskosten im jeweiligen Modell haben.

Es zeigt sich, dass das Minimalkosten-Modell am nächsten an den realen Erfahrungen liegt und daher bevorzugt werden sollte. Die Diskrepanz zwischen den Angaben der untersuchten Quellen und dem Ergebnis der Modelle lassen sich dadurch begründen, dass nicht in jede Quelle alle Kostenfaktoren berücksichtigt werden.

Im Minimalmodell ergeben sich in Abbildung 6.8 und Abbildung 6.9 gezeigte Kostenanteile.

Im Vergleich der beiden Abbildungen fällt auf, dass der Kaufpreis bei zunehmender Leistung am deutlichsten steigt (+ 10,4 %), während die gleich bleibenden Kosten der Einspeisezählermiete (– 13,1 %) relativ merklich abnehmen.

Tabelle 6.12: Anteil der laufenden Gesamtkosten (Wechselrichteraustausch, Einspeisezählermiete, Wartung, Versicherung und Reinigung) an den Investitionskosten (Kaufpreis und Akku-Kosten) im jeweiligen Modell für die Szenarien 1 (alleinerziehende Mutter) und 3 (Mehrfamilienhaus).

Modell	Szenario 1 (alleinerziehende Mutter)	Szenario 3 (Mehrfamilienhaus)
Minimum	72 %	45 %
Durchschnitt	327 %	74 %
Maximum	512 %	90 %

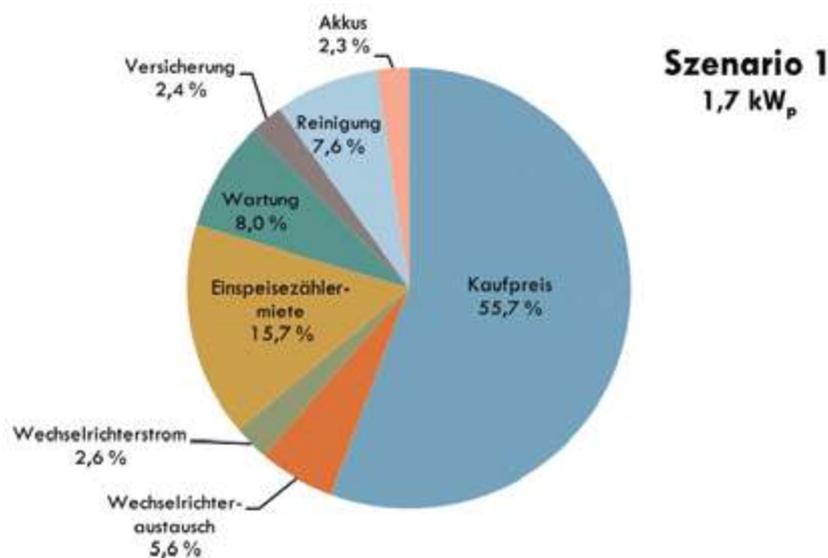


Abbildung 6.8: Anteile der Kostenteilbereiche an den Gesamtkosten im Minimalmodell für Szenarien 1 (alleinerziehende Mutter) unter den in diesem Kapitel beschriebenen Annahmen.

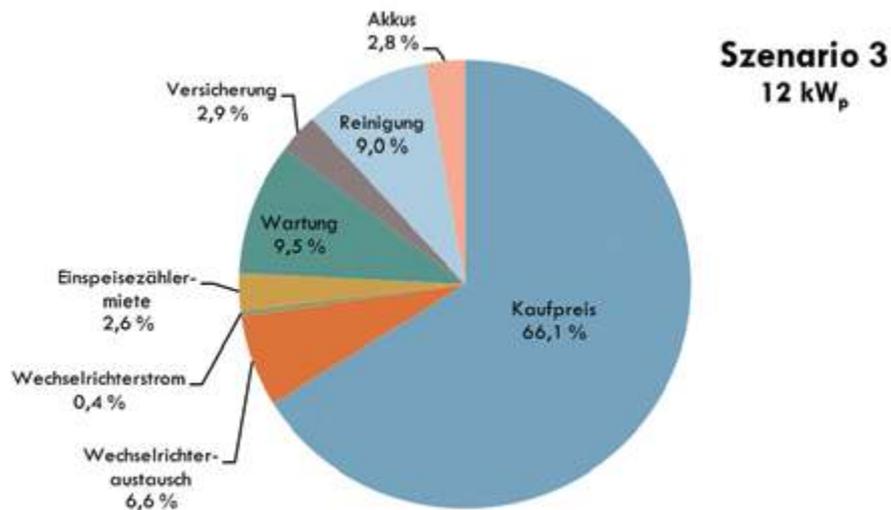


Abbildung 6.9: Anteile der Kostenteilebereiche an den Gesamtkosten im Minimalmodell für Szenario 3 (Mehrfamilienhaus) unter den in diesem Kapitel beschriebenen Annahmen.

6.2.2.2 Brennstoffzellen

Für FCs gibt das U.S. DoE Investitionskosten von unter 1.500 \$/kW an, was ca. 1.130 €/kW entspricht (Stand: Dezember 2014).⁽²¹⁶⁾

Für eine FC im Dauerbetrieb ergeben sich die in Tabelle 6.14 gezeigten Bedürfnisse an Leistung und die daraus resultierenden Kosten für die verschiedenen betrachteten Szenarien.

Tabelle 6.14: Benötigte minimale Leistung in den verschiedenen Szenarien und dadurch entstehende Investitionskosten für eine FC (vgl. Tabelle 6.6). Angenommene Investitionskosten: 1.130 €/kW.

	Sommer		Winter	
	benötigte Leistung [W]	Kosten [€]	benötigte Leistung [W]	Kosten [€]
Szenario 1 Alleinerziehende Mutter mit zwei Kindern	44,7	51	42,9	48
Szenario 2 Heizungsanlage eines Einfamilienhauses	7	8	96	108
Szenario 3 Mehrfamilienhaus	212	240	321	363
Szenario 4 kleine Siedlung	2.453	2.772	4.296	4.854

Zusätzlich entstehen Kosten durch den Treibstoff. Da während eines Stromausfalls keine Gasversorgung sichergestellt ist, muss dieses gelagert werden. Dabei empfiehlt sich reiner Wasserstoff, um den Platzbedarf zu minimieren. Wasserstoff besitzt einen Heizwert von ca. 3 kWh/m³ i. N., der sich proportional zum

Druck verhält. ⁽²¹⁷⁾ Beispielfhaft bietet die Linde AG das Gas in Stahlflaschen mit einem Fülldruck von 200 bis 300 bar an, sodass sich ein Heizwert von ca. 600 bis 900 kWh/m³ ergibt. Die elektrische Effizienz der FC wurde im „effektiven Energiegehalt“ beachtet. Diese wird aktuell mit ca. 60 % angenommen. ⁽²¹⁸⁾

Tabelle 6.13: Angebote der Linde AG für Wasserstoff zur Versorgung von Brennstoffzellen in Stahlflaschen mit einer Reinheit $\geq 99,9$ %. Angenommener Heizwert von Wasserstoff: 2,995 kWh/m³ i. N. ⁽²¹⁷⁾ Angenommene elektrische Effizienz mit reinem Wasserstoff zur Berechnung des „effektiven Energiegehalts“: 60 %. ⁽²¹⁸⁾ Bei dem angegebenen Preis handelt es sich um eine Füllung ohne Miete der Stahlflasche. Der relative Preis bezieht sich auf den effektiven Energiegehalt. Modifiziert nach ⁽²¹⁹⁾. * Liegt als Bündel aus 12 Falschen vor.

Rauminhalt [L]	Füllmenge [m ³ i. N.]	Fülldruck [bar]	Heizwert [kWh/m ³]	Energiegehalt [kWh]
10	1,78	200	600	5,33
50	8,89	200	600	26,6
600*	107	200	600	320
600*	151	300	900	452
Rauminhalt [L]	eff. Energiegehalt [kWh]	Preis [€] ⁽²²⁰⁾	rel. Preis [€/kWh]	
10	3,20	17	5,31	
50	16,0	30	1,88	
600*	192	360	1,88	
600*	271	510	1,88	

Die Flaschenmiete beträgt 0,30 € pro Tag und Flasche. ⁽²²⁰⁾ Im Folgenden wird angenommen, dass die eine Versorgung für 10 Jahre sichergestellt sein soll. Daher wird die Flaschenmiete für diesen Zeitraum veranschlagt. Sie beträgt ca. 1.100 €. Daraus ergeben sich bei verschiedenen Stromausfalldauern für die betrachteten Szenarien die in Tabelle 6.15 gezeigten Kosten. Szenario 4 wird hier nicht evaluiert, da davon ausgegangen wird, dass dort ein Tank zur Verfügung steht, der die Kosten drastisch senkt.

Tabelle 6.15: Kosten für Wasserstoff und Flaschenmiete in den Szenarien 1–3 bei unterschiedlichen Stromausfalldauern zum Betrieb einer FC mit einer elektrischen Effizienz von 60 %, die sich aus Tabelle 6.6 und Tabelle 6.13 ergeben. Flaschenmiete: 0,30 €/d. ⁽²²⁰⁾

	Stromausfalldauer	Kosten [€]
Szenario 1 Alleinerziehende Mutter mit zwei Kindern	2 Tage	1.113
	7 Tage	1.126
	14 Tage	1.126
Szenario 2 Heizungsanlage eines Einfamilienhauses	2 Tage	1.126
	7 Tage	2.251
	14 Tage	3.377
Szenario 3 Mehrfamilienhaus	2 Tage	1.126
	7 Tage	4.503
	14 Tage	7.880

Die in Tabelle 6.15 dargestellten Ergebnisse zeigen, dass auf lange Sicht der Kauf von Gasflaschen wesentlich günstiger ist. Die Kosten für den Erwerb von Gasflaschen betragen je nach Größe und Typ zwischen 150 und 450 €. ^(221,222) In weiterführenden Kostenrechnungen wird daher von gekauften Gasflaschen mit einem Preis von 300 € pro Stück ausgegangen.

Auch bei FCs ist die Speicherung der erzeugten Energie notwendig. Es ist davon auszugehen, dass Solarrakkus auch für andere Technologien verwendbar sind, da sie sich nur im inneren Aufbau unterscheiden, um höhere Lebensdauer, Zyklenfestigkeit und verbessertes Verhalten bei tiefer Entladung aufzuweisen. ^(223,224) Daher lassen sich die Berechnungen für die PV-Anlage aus Tabelle 6.8 übernehmen.

Weitere Kosten umfassen die nötige Peripherie, gegebenenfalls eine Installation sowie laufende finanzielle Aufwendungen. Jene Kosten sind beim aktuellen Stand der Technik schwierig zu prognostizieren. Beim exklusiven NSV-Betrieb ist jedoch mit vergleichsweise geringen Wartungskosten zu rechnen.

Die unterschiedlichen Posten sowie die entstehenden Gesamtkosten sind in Tabelle 6.16 für die Szenarien 1 bis 3 zusammengefasst.

Tabelle 6.16: Kostenpunkte und Gesamtkosten für eine FC bei einer Sicherstellung der Versorgung für 10 Jahre. Preisbereichsangaben beziehen sich auf Stromausfalldauern von 2 bis 14 Tagen.

Posten	Kosten Szenario 1 (alleinerziehende Mutter) [€]	Kosten Szenario 2 (Heizungsanlagen) [€]	Kosten Szenario 3 (Mehrfamilienhaus) [€]
Stack	51	108	363
Wasserstoff und Lagerung	317–330	330–990	330–2.310
Akkus	89	193	642
Peripherie/Installation/ laufende Kosten	n. v.	n. v.	n. v.
Gesamt	457–470	631–1.291	1.335–3.315

Die Preise in Szenario 3 steigen bei längeren Stromausfalldauern stark an, während sie in Szenario 1 nahezu unverändert bleiben. Dies liegt darin begründet, dass der Flaschenkauf einen sehr großen Anteil an den Wasserstoff-Kosten hat und in Szenario 1 bei längerer Abdeckungsdauer keine zusätzlichen Flaschen, sondern solche mit größeren Volumina gewählt werden können.

6.2.2.3 Kleinwindenergieanlagen

Auf die Auswahl einer geeigneten Anlage hat die Windgeschwindigkeit, wie in Gleichung (65) gezeigt, einen kubischen Einfluss auf die Anlagenleistung und stellt einen sehr variablen Faktor dar. Es ist notwendig, eine Berechnung für den jeweiligen Standort und die zugehörigen Umweltgegebenheiten durchzuführen, sodass hier lediglich eine Beispielrechnung zu einer ersten Kostenabschätzung erfolgt. Des Weiteren werden im Rahmen dieses Kapitels die finanziellen Aufwendungen, die zusätzlich zu den Investitionskosten anfallen, aufgezeigt.

Im Folgenden werden die Anlagentypen analysiert, die in gängigen Branchen-Zeitschriften aufgeführt werden. ⁽¹⁹¹⁾ Im Rahmen dieser Beispielrechnung werden die Szenarien 1 und 3 betrachtet.

Geeignet für die NSV sind Anlagen, die den minimalen Tagesbedarf der Szenarien decken können (vgl. Tabelle 6.6). Da die Nennleistung der Anlagen sich auf eine bestimmte mittlere Windgeschwindigkeit bezieht, muss diese in die Auswahl der Anlage mit einfließen. Dabei wird wenigstens eine mittlere Windgeschwindigkeit von 4 m/s empfohlen.⁽¹⁸⁸⁾ Die Betrachtung einer Windkarte der Bundesrepublik Deutschland in einer Höhe von 10 Metern über dem Grund zeigt, dass diese Geschwindigkeit nur in einigen Teilen Deutschlands (insbesondere im Norden) erreicht wird (vgl. Abbildung C.6 in Anhang C).⁽²²⁵⁾ Zusätzlich sind laut dem Bundesverband WindEnergie nur wenige Flächen für die Gewinnung von Windenergie nutzbar, wie in Abbildung C.7 in Anhang C zu sehen.⁽²²⁶⁾ Als Beispiel für die maximal erreichbare mittlere Windgeschwindigkeit in bewohnten Gebieten können die ostfriesischen Inseln gesehen werden. Dort werden Werte bis zu 8 m/s erreicht.⁽²²⁷⁾ Allerdings soll die Anlage darauf ausgelegt werden, auch im Falle von geringen Windgeschwindigkeiten eine NSV aufrechterhalten zu können. Im Folgenden findet beispielhaft die Betrachtung einer deutschen Stadt wie Hamburg statt, die eine minimale tägliche mittlere Windgeschwindigkeit von 3,5 m/s aufweisen.⁽²²⁸⁾

Da die Anlagenleistung P proportional zur kubischen Windgeschwindigkeit v^3 ist (vgl. Gleichung (65)), kann die Leistung bei anderen Windgeschwindigkeiten annähernd durch Gleichung (71) berechnet werden. P_{Nenn} ist dabei die Nennleistung der Anlage, während v_{Nenn} die Windgeschwindigkeit angibt, bei der die Nennleistung gilt.

$$P = P_{\text{Nenn}} \cdot \frac{v^3}{v_{\text{Nenn}}^3} \quad (71)$$

Ein beispielhafter Leistungskurven-Verlauf ist in Abbildung 6.10 gezeigt.

Tabelle 6.17 zeigt die aus Tabelle C.14 in Anhang C selektierten Modelle, die in jedem Fall den minimal benötigten Tagesbedarf an Energie für Szenario 1 erbringen können (vgl. Tabelle 6.6). Die Leistung wurde nach Gleichung (71) bei einer Windgeschwindigkeit von 3,5 m/s berechnet.

Der „*cut-in wind speed*“ der hier genannten Anlagen liegt zwischen 2 und 3,8 m/s. Er gibt an bei welcher Windgeschwindigkeit die Turbine beginnt, nutzbare Leistung bereitzustellen.⁽²³⁰⁾ Daher muss die Anlage überdimensioniert werden. Da die theoretische Betrachtung einer KWEA immer mit Annahmen verbunden ist, wird auch hier abhängig vom jeweiligen *cut-in wind speed* eine grobe Abschätzung des Ertrags vorgenommen. Dies geschieht durch die Betrachtung der Perzentile der Windgeschwindigkeit, um die Zeit zu ermitteln, in der die KWEA aktiv ist. Eine lineare Regression ist durch den als linear ansehbaren betrachteten mittleren Teil und eine, unabhängig davon, grobe Abschätzung gerechtfertigt. Dabei wird der Tag mit der niedrigsten mittleren Windgeschwindigkeit betrachtet.⁽²²⁸⁾ Die ermittelten Werte sind in Abbildung 6.11 dargestellt.

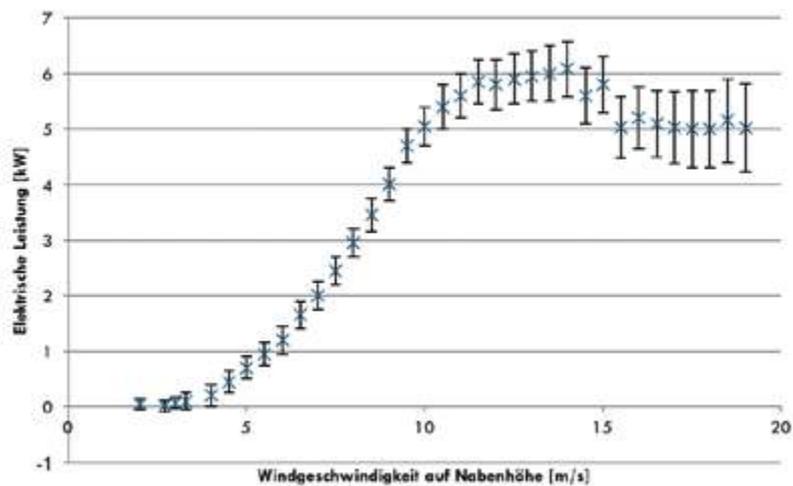
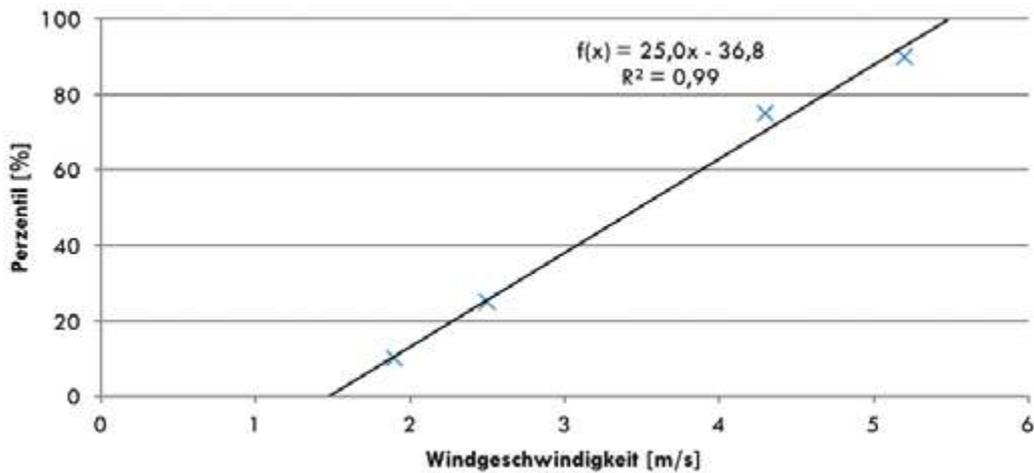


Abbildung 6.10: Verlauf der Leistungskurve des 6 kW-Modells der Firma „Ampair Turbines Ltd.“ auf eine Luftdichte auf Meereshöhe von $1,225 \text{ kg/m}^3$ korrigiert. Modifiziert nach ⁽²²⁹⁾.

Tabelle 6.17: KWEAs aus Tabelle C.14 in Anhang C sortiert nach Preis, die bei einer Windgeschwindigkeit von 3,5 m/s den in jedem Fall benötigten minimalen Tagesbedarf von Szenario 1 decken (vgl. Tabelle 6.6). **Cut-in wind speed:** Windgeschwindigkeit ab der der Rotor zu drehen beginnt. Modifiziert nach ⁽¹⁹¹⁾. * Kann abweichen, da der Wert unter „Leistung (3,5 m/s)“ gerundet ist.

Hersteller	Nennleistung [kW]	Nennwindgeschwindigkeit [m/s]	Cut-in wind speed [m/s]	Preis [€]	Leistung (3,5 m/s) [W]	Preis/Leistung (3,5 m/s)* [€/W]	Tagesertrag (3,5 m/s) [Wh/d]
Dongguan C&G Wind Power Co. Ltd.	3	12,5	3,5	2.887	66	44	1.581
Sirena GmbH	2,5	12	2,5	4.995	62	81	1.489
Heyde Windtechnik (400 V AC)	2,5	11	3	6.175	81	77	1.933
Heyde Windtechnik (48 V AC)	2,5	11	3	6.295	81	78	1.933
Cyclone Wind Generators	3,2	12	2,5–3,5	6.570	79	83	1.906
Heyde Windtechnik (400 V AC)	3,5	11	3	6.650	113	59	2.706
Heyde Windtechnik (48 V AC)	3,5	11	3	6.770	113	60	2.706
Cyclone Wind Generators	4,8	12	2,5–3,5	8.500	119	71	2.858
Sirena GmbH	3	14	3,8	8.855	47	189	1.125
Heyde Windtechnik	5	11	3	9.400	161	58	3.866
Ampair	6	11	2,5	14.000	193	72	4.639
Urban Green Energy	4	12	3,3	15.400	99	155	2.382
Southwest Windpower	2,4	13	3,5	16.500	47	352	1.124



Gegebene Werte ⁽²²⁸⁾	
Windgeschwindigkeit [m/s]	Percentil [%]
1,9	10
2,5	25
4,3	75
5,2	90
Durch Regression für die cut-in wind speeds der betrachteten Modelle ermittelte Werte	
Windgeschwindigkeit [m/s]	Percentil [%]
3,0	38
3,3	46
3,5	51
3,8	58

Abbildung 6.11: Lineare Regression der durch ⁽²²⁸⁾ zum 28.07.2014 in Hamburg gegebenen Percentil-Werte zur Ermittlung der Laufzeit der betrachteten KWEA-Modelle inklusive Formel und Bestimmtheitsmaß.

Das Percentil gibt die Zeit an, in der die KWEA keinen Strom generiert, da der *cut-in wind speed* nicht erreicht ist. Der effektive Tagesertrag Y_{eff} unter Beachtung der Laufzeit berechnet sich nach Gleichung (72). Y beschreibt den Ertrag bei einer Windgeschwindigkeit von 3,5 m/s ohne Berücksichtigung des *cut-in wind speed* und p das Percentil.

$$Y_{\text{eff}} = Y \cdot (1 - p) \quad (72)$$

Eine erneute Betrachtung der Modelle unter Berücksichtigung dieses Parameters findet in Tabelle 6.18 statt. Zudem wurde der Tagesertrag mit Daten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) für das Kalenderjahr 2013 an verschiedenen Standorten errechnet. Es zeigt sich in Tabelle 6.19 eine heterogene Verteilung der Ergebnisse, was bestätigt, dass eine Messung vor Installation einer KWEA unerlässlich ist. In Abbildung C.8 in Anhang C ist ein beispielhafter Jahresverlauf der Tageserträge gezeigt.

Tabelle 6.18: KWEAs aus Tabelle 6.17 mit Berechnung des „effektiven Tagesertrags“, der die in Abbildung 6.11 ermittelte Laufzeit der Anlage abhängig vom **cut-in wind speed** beachtet und sich nach Gleichung (72) berechnet. Abgegrenzt sind Modelle, die unter Betrachtung der Laufzeit nicht mehr ausreichend Tagesertrag produzieren (vgl. Tabelle 6.6). **cws: cut-in wind speed**. Modifiziert nach ⁽¹⁹¹⁾. * Wird als 3,5 m/s betrachtet.

Hersteller	Nennleistung [kW]	Nennwindgeschwindigkeit [m/s]	cws [m/s]	Preis [€]	Leistung (3,5 m/s) [W]	Laufzeit [%]	Eff. Tagesertrag [Wh/d]	Preis/Ertrag [€/(Wh/d)]
Sirena GmbH	2,5	12	2,5	4.995	62	75	1.117	4,47
Heyde Windtechnik (400 V AC)	2,5	11	3	6.175	81	62	1.198	5,15
Heyde Windtechnik (48 V AC)	2,5	11	3	6.295	81	62	1.198	5,25
Heyde Windtechnik (400 V AC)	3,5	11	3	6.650	113	62	1.678	3,96
Heyde Windtechnik (48 V AC)	3,5	11	3	6.770	113	62	1.678	4,04
Cyclone Wind Generators	4,8	12	2,5–3,5*	8.500	119	49	1.401	6,07
Heyde Windtechnik	5	11	3	9.400	161	62	2.397	3,92
Ampair	6	11	2,5	14.000	193	75	3.479	4,02
Urban Green Energy	4	12	3,3	15.400	99	54	1.286	11,97
Dongguan C&G Wind Power Co. Ltd.	3	12,5	3,5	2.887	66	49	774	3,73
Cyclone Wind Generators	3,2	12	2,5–3,5*	6.570	79	49	934	7,04
Sirena GmbH	3	14	3,8	8.855	47	42	473	18,74
Southwest Windpower	2,4	13	3,5	16.500	47	49	551	29,96

Zusätzliche Investitionskosten entstehen durch die Installation der Anlage und den Speicher. Die Betriebskosten setzen sich aus Wartung, Reparaturen und Versicherung zusammen. ⁽¹¹⁵⁾ Die Lebensdauer von Rotor und Generator bei KWEAs wird auf 20 Jahre geschätzt. ⁽²³¹⁾ Abhängig vom jeweiligen Bundesland können Kosten für den Erwerb einer Baugenehmigung entstehen. Ist diese erforderlich, so ist mit deutlichen Zusatzkosten zu rechnen. Diese können mit ca. 7.000 € angenommen werden und werden in Tabelle 6.43 genauer beschrieben. ⁽²³²⁾

Tabelle 6.19: Mittlere Tageserträge des 6 kW-Modells der Firma Ampair im Jahr 2013 an verschiedenen Standorten in Deutschland mit einer Nabenhöhe von 10 m.

Ort	Mittlerer Tagesertrag [kWh]
Dithmarschen	29,29
Flensburg	21,17
Cuxhaven	18,80
Börde	16,21
Neckar-Odenwald-Kreis	10,75
Itzehoe	8,69
Ostprignitz-Ruppin	5,41
Ludwigslust-Parchim	5,36
Main-Spessart	5,27
Uelzen	2,40

Da die Installationskosten der Anlage stark in Abhängigkeit der individuellen örtlichen Gegebenheiten stehen, wird auch hier nur eine Abschätzung getroffen. Es werden 45 % des Anlagenpreises angenommen.⁽²³³⁾

Auch für KWEAs lassen sich bezüglich der Energiespeicherung die Berechnungen für eine PV-Anlage aus Tabelle 6.8 übernehmen.

Die Wartungskosten der Anlage betragen 1,5 bis 2 % der Investitionskosten pro Jahr.⁽²³⁴⁾ Im Folgenden wird mit einem Mittelwert von 1,75 % gerechnet.

Abhängig von der Versicherung können KWEAs bereits durch die Gebäudeversicherung abgedeckt sein oder integriert werden, wobei sich der Preis am Anlagenwert orientiert. Für nicht gekoppelte Versicherungen ist der Preis hauptsächlich abhängig von der Anlagenleistung. Für ein Paket aus Betreiberhaftpflicht-, Maschinenbruch-, Betriebsausfall- und Umweltschadenhaftpflichtversicherungen ist bei einer Anlage mit einer Leistung 5 kW mit jährlichen Kosten von ca. 430 € zu rechnen.⁽²³¹⁾

Die zuvor genannten Ergebnisse sind in Tabelle 6.20 zusammengefasst.

Tabelle 6.20: Investitions- und laufende Kosten einer KWEA exklusive Anschaffungskosten.

Posten	Kosten	Quelle
Installation	45 % der Anschaffungskosten	(233)
Akkus	1,00 €/Ah	(214)
Wartung	1,75 %/a der Investitionskosten	(234)
Versicherung	430 €/a	(231)
Baugenehmigung	7.000 €	(232)

Die drei günstigsten Lösungen für die Szenarien 1 und 3 sind für eine Laufzeit von 20 Jahren in Tabelle 6.21 und Tabelle 6.22 gezeigt. Eventuelle Baugenehmigungskosten wurden nicht berücksichtigt.

Tabelle 6.21: Teilkosten bei Kauf und Betrieb einer KWEA für 20 Jahre in Bezug auf die in Tabelle 6.20 zusammengefassten Richtwerte (exklusive Genehmigungskosten) für die Szenarien 1 und 3 für die drei kostengünstigsten Anlagen aus Tabelle 6.18. Die Kostenabschätzung erfolgte ohne Abzinsungseffekt.

Szenario 1			
Hersteller	Nennleistung [kW]	Kaufpreis [€]	Installation [€]
Sirena GmbH	2,5	4.995	2.248
Heyde Windtechnik (400 V AC)	2,5	6.175	2.779
Heyde Windtechnik (400 V AC)	3,5	6.650	2.993
Hersteller	Akkus [€]	Wartung [€]	Versicherung [€]
Sirena GmbH	89	2.566	8.600
Heyde Windtechnik (400 V AC)	89	3.165	8.600
Heyde Windtechnik (400 V AC)	89	3.406	8.600
Szenario 3			
Hersteller	Nennleistung [kW]	Kaufpreis [€]	Installation [€]
Heyde Windtechnik	5	37.600	16.920
Ampair	6	42.000	18.900
Heyde Windtechnik (400 V AC)	3,5	33.250	14.963
Hersteller	Akkus [€]	Wartung [€]	Versicherung [€]
Heyde Windtechnik	642	19.307	34.400
Ampair	642	21.540	25.800
Heyde Windtechnik (400 V AC)	642	17.099	43.000

Die Kostenverteilungen der einzelnen Posten der jeweils günstigsten Modelle sind in Abbildung 6.12 und Abbildung 6.13 dargestellt.

Die Versicherung scheint für eine KWEA mit einer Leistung von 2,5 kW zu hoch angesetzt zu sein, da sie vermutlich nicht einen so großen Anteil der Gesamtkosten stellt wie hier dargestellt. Genauere Angaben für kleinere Modelle sind nicht verfügbar, folglich lassen sich hier noch Einsparpotentiale realisieren. Es ist zu beachten, dass zusätzliche finanzielle Aufwendung zu erbringen sein können, deren Bedingungen in Kapitel 6.5.1.3 näher diskutiert werden.

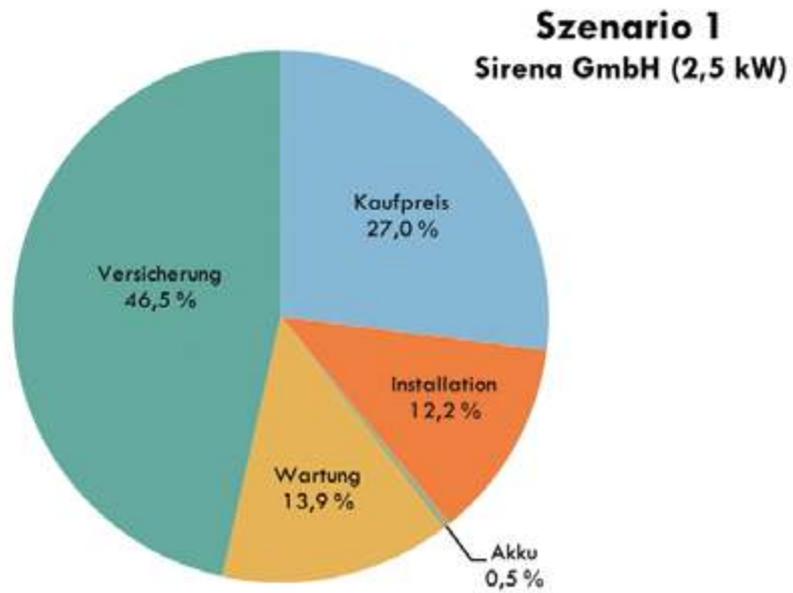


Abbildung 6.12: Anteile der Kostenteilbereiche an den Gesamtkosten für Szenario 1 (alleinerziehende Mutter) unter den in diesem Kapitel beschriebenen Annahmen für das 2,5-kW-Modell der Sirena GmbH für 20 Jahre.

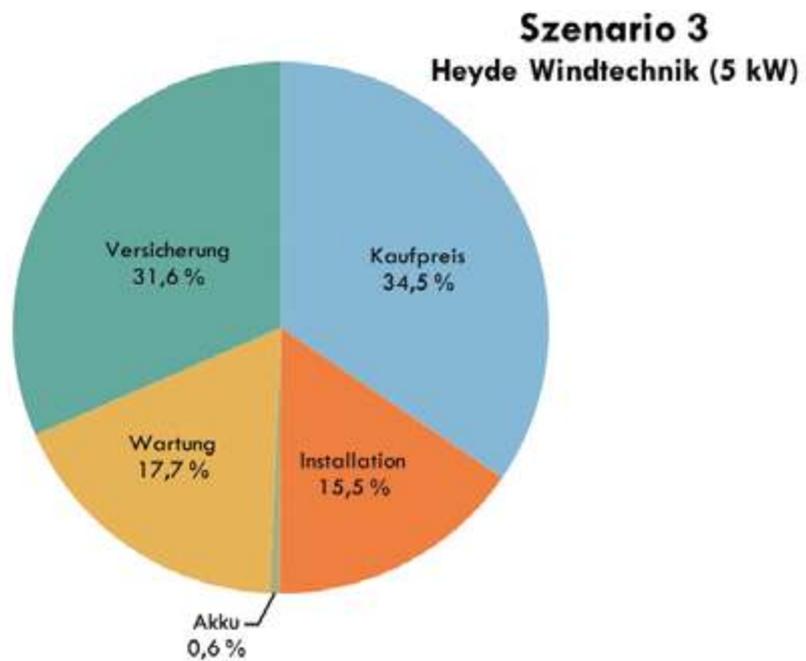


Abbildung 6.13: Anteile der Kostenteilbereiche an den Gesamtkosten für Szenario 3 (Mehrfamilienhaus) unter den in diesem Kapitel beschriebenen Annahmen für das 5-kW-Modell von Heyde Windtechnik für 20 Jahre.

6.2.2.4 Blockheizkraftwerke

Erstmals 2014 wurden in Japan durch Tokyo Gas Co., Ltd. ENE-FARM-Systeme im Versorgungsschacht von Gebäuden zur Versorgung von Eigentumswohnungen eingebaut. Diese benötigen keine zusätzliche Ventilation und besitzen Leistungen zwischen 200 und 750 W_{el}.^(235,236) Die Kosten für ein solches System wurden in den vergangenen Jahren vor allem durch die Reduktion des Platin-Gehalts gesenkt und werden von der Panasonic Corporation mit 20.000 US\$ angegeben, was gegenwärtig ca. 15.770 € (Stand: Oktober 2014) entspricht.^(185,237,238)

STAFFELL und GREEN ermittelten in einer Arbeit bezüglich der Kosten von Heim-FC-Systemen weitere Preise, die in Tabelle C.18 in Anhang C veranschaulicht werden.⁽²³⁹⁾ Da die ENE-FARM-Systeme aktuell die preisgünstigste Alternative auf dem Markt ist, werden folgende Berechnungen anhand dieser Kosten durchgeführt.

Ein Heißwasserspeicher mit einem Volumen von 147 L ist, ebenso wie ein Backup-Boiler und Wartungsleistungen für eine Dauer von 10 Jahren, im Preis eines ENE-FARM-Systems mitinbegriffen.^(236,240) STAFFELL und GREEN geben darüber hinaus an, dass alle Kosten zur vollständigen Inbetriebnahme (außer der Installationskosten) abgedeckt sind. Für die Installation von Systemen der Panasonic Corporation werden von JAMES *et al.* Kosten von ca. 6.000 US\$/kW_{el} veranschlagt.⁽²⁴¹⁾ Dies entspricht unter Berücksichtigung der elektrischen Leistung des Systems ca. 3.500 €, sodass sich bis zur Inbetriebnahme Gesamtkosten von ca. 19.270 € ergeben.

Wie bei herkömmlichen FCs muss der Treibstoff gelagert werden, da keine Gasversorgung während eines Stromausfalls sichergestellt werden kann. Auch in diesem Fall wird aus platztechnischen Gründen zu reinem Wasserstoff, mit dem auch die ENE-FARM-Modelle betrieben werden können, geraten.⁽²⁴²⁾ Dabei ist für die Szenarien 1, 3 und 4 zu beachten, dass durch die Wärmeproduktion der FC ein Betrieb des Wickelheizstrahlers auch im Winter entfällt und dadurch die benötigte Energie zu dieser Jahreszeit um 375 Wh pro Wickelheizstrahler und Tag sinkt. Für die Szenarien 2, 3 und 4 ist im Winter die Heizenergie des BHKW abzuziehen, da diese nicht durch die Heizungsanlage übernommen werden muss. Im Sommer entfällt der Betrieb einer solchen Anlage, da auch die Warmwasserbereitung vom BHKW-System übernommen wird. Das ENE-FARM-Modell der Panasonic Corporation besitzt eine thermische Leistung von bis zu 1,080 kW_{th}.⁽²³⁶⁾ So können bei dauerhaftem Betrieb 25,92 kWh Heizenergie pro Tag bereitgestellt werden. Der gesamte Heizbedarf kann also mehrfach gedeckt werden. Der Energiebedarf bei Betrieb eines FC-Systems ist in Tabelle 6.23 dargestellt.

Mehrere FC-Geräte können parallel betrieben werden, installationsseitig müssen jedoch besondere Punkte berücksichtigt werden.⁽²⁴³⁾

Preise für Wasserstoff sind Tabelle 6.24 zu entnehmen.⁽²²⁰⁾ Im „effektiven Energiegehalt“ wurde die elektrische Effizienz der FCs beachtet. Da keine Werte für die Effizienz von ENE-FARM-Modellen mit reinem Wasserstoff verfügbar waren, wurde eine Schätzung entsprechend Gleichung (73) vorgenommen, die die Energieeffizienz im Wasserstoffbetrieb in Abhängigkeit der Effizienz bei Normalbetrieb (Stadtgas) abschätzt.⁽²⁴⁴⁾ η_{H_2} ist dabei die elektrische Effizienz mit reinem Wasserstoff, η_{HHV} ist die elektrische Effizienz mit dem „high heating value“ (HHV) des Stadtgases. Letzterer beschreibt den Brennwert des Gases,

bei dem die Energie, die zur Wasserkondensation benötigt wurde, zurückgewonnen werden kann und steht damit im Gegensatz zum „low heating value“ (LHV), bei dem die Kondensationsenergie durch Verlust des Wasserdampfs an die Atmosphäre verloren geht.⁽²⁴⁵⁾

$$\eta_{H_2} = \frac{\eta_{HHV}}{0,8454} \quad (73)$$

Das ENE-FARM-Modell der Panasonic Corporation besitzt eine elektrische Effizienz η_{HHV} von 35,2 %.⁽²³⁶⁾ Es ergibt sich eine elektrische Effizienz mit reinem Wasserstoff η_{H_2} von ca. 41,6 %.

Für Szenario 2 ist die thermische Effizienz relevant. Diese beträgt mit dem HHV 50,6 %, sodass nach Gleichung (73) mit reinem Wasserstoff ein Wert von 59,9 % angenommen werden kann.⁽²⁴⁰⁾ Die effektiven Energiegehalte können daher Tabelle 6.13 entnommen werden.

Tabelle 6.23: Tägliche minimale Energieverbrauchswerte der einzelnen Szenarien bei Betrieb eines BHKW-Systems, das heißt ohne Wickelheizstrahler in den Szenarien 1, 3 und 4 bzw. abzüglich der Heizenergie der FC in den Szenarien 2, 3 und 4.

	Anzahl Wickelheizstrahler	Heizenergie Sommer [Wh/d]	Heizenergie Winter [Wh/d]	Verbrauch Sommer [Wh/d]	Verbrauch Winter [Wh/d]
Szenario 1 Alleinerziehende Mutter mit zwei Kindern	1	0	0	696,9	655,1
Szenario 2 Heizungsanlage eines Einfamilienhauses	0	161	2.313	0	0
Szenario 3 Mehrfamilienhaus	1	318	4.576	4.394	2.748
Szenario 4 kleine Siedlung	3	4.950	71.310	52.805	30.665

Tabelle 6.24: Angebote der Linde AG für Wasserstoff zur Versorgung von Brennstoffzellen in Stahlflaschen mit einer Reinheit $\geq 99,9$ %. Angenommener Heizwert von Wasserstoff: 2,995 kWh/m³ i. N.⁽²¹⁷⁾ Angenommene elektrische Effizienz mit reinem Wasserstoff zur Berechnung des „effektiven Energiegehalts“: 41,6 %. Der relative Preis bezieht sich auf den effektiven Energiegehalt. Modifiziert nach⁽²¹⁹⁾. * Liegt als Bündel vor.

Rauminhalt [L]	Füllmenge [m ³ i. N.]	Fülldruck [bar]	Heizwert [kWh/m ³]	Energiegehalt [kWh]
10	1,78	200	600	5,33
50	8,89	200	600	26,6
600*	107	200	600	320
600*	151	300	900	452
Rauminhalt [L]	eff. Energiegehalt [kWh]	Preis [€] (220)	rel. Preis [€/kWh]	
10	2,22	17	7,66	
50	11,1	30	2,70	
600*	133	360	2,71	
600*	188	510	2,71	

Wie in Kapitel 6.2.2.2 festgestellt, wird angenommen, dass Gasflaschen für einen Preis von ca. 300 € pro Stück angeschafft werden müssen. Daraus ergeben sich bei verschiedenen Stromausfalldauern für die betrachteten Szenarien die in Tabelle 6.25 gezeigten Kosten. Szenario 4 wird hier nicht evaluiert, da davon ausgegangen wird, dass dort ein Tank zur Verfügung steht, dessen Kosten jeweils individuell zu bestimmen sind.

Eine Alternative zu den ENE-FARM-Systemen stellt das Modell „BlueGen“ von Ceramic Fuel Cells Limited dar. Die Anschaffungskosten sind, wie im Anhang in Tabelle C.18 nachzulesen, mit 23.180 € angegeben. Im Gegensatz zu den ENE-FARM-Modellen waren bei diesem System mit einer elektrischen Leistung von 1,5 kW_{el} zum Zeitpunkt der Erhebung durch STAFFELL und GREEN nur 2 Jahre Wartung im Preis beinhaltet. ⁽²³⁹⁾ Aktuell wird ein Vollwahrungsservice für wahlweise 3 oder 10 Jahre angeboten. ⁽²⁴⁶⁾ Im Rahmen der weiteren Berechnung wird davon ausgegangen, dass durch die weitere Entwicklung zu dem aus 2012 stammenden Preis ein 10-Jahres-Vollwartungsvertrag zugehörig ist.

Die Installation wird von JAMES et al. mit 5.000 US\$/kW_{el} veranschlagt. ⁽²⁴¹⁾ Dies entspricht ca. 5.836 € für das 1,5 kW-System. Es sei angemerkt, dass STAFFELL und GREEN Installationskosten von 1.110 US\$ bzw. 838 € nennen, jedoch erscheint dies im Vergleich sehr niedrig und um die Vergleichbarkeit zu den ENE-FARM-Systemen zu wahren, wird im weiteren Verlauf mit ersteren Werten gerechnet. ⁽²³⁹⁾ Somit ergeben sich für das BlueGen-System Gesamtkosten bis zur Inbetriebnahme von rund 29.000 €.

Tabelle 6.25: Kosten für Wasserstoff und Flaschenmiete in den Szenarien 1–3 bei unterschiedlichen Stromausfalldauern zum Betrieb eines BHKW mit einer elektrischen Effizienz von 41,6 % (bzw. einer thermischen Effizienz von 60 % in Szenario 2), die sich aus Tabelle 6.23 und Tabelle 6.24 (bzw. Tabelle 6.13 für Szenario 2) ergeben. Flaschenmiete: 0,30 €/d. ⁽²²⁰⁾

	Stromausfalldauer	Kosten [€]
Szenario 1 Alleinerziehende Mutter mit zwei Kindern	2 Tage	317
	7 Tage	330
	14 Tage	330
Szenario 2 Heizungsanlage eines Einfamilienhauses	2 Tage	330
	7 Tage	660
	14 Tage	990
Szenario 3 Mehrfamilienhaus	2 Tage	330
	7 Tage	990
	14 Tage	1.980

Die thermische Leistung ist niedriger als bei dem japanischen Konkurrenzmodell und beträgt maximal 0,61 kW_{th}, sodass ca. 14,64 kWh Heizenergie pro Tag bereitgestellt werden können. ⁽²⁴⁶⁾ Dies reicht jedoch aus, um die gleichen Werte wie in Tabelle 6.23 zu erreichen. Die Angabe zur maximalen elektrischen Effizienz weist darauf hin, dass es sich hier bereits um die Verwendung von Wasserstoff als Brennmittel handelt und beträgt 60 %. ⁽²⁴⁶⁾ Die effektiven Energiegehalte wurden für diese Effizienz bereits in Tabelle 6.13 berechnet und sind dieser zu entnehmen. Es ergeben sich die in Tabelle 6.25 gezeigten Kosten für Füllung und Miete der Wasserstoff-Flaschen.

Zuletzt ist noch die Anschaffung von Akkus zur Speicherung der erzeugten Energie notwendig. Da auch hier vermutlich Solarakkus verwendet werden können, sind die entsprechenden Preise Tabelle 6.8 zu entnehmen.

Von einer Berücksichtigung von Preisen der „Arbeitsgemeinschaft Für Sparsamen Und Umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V.“ (ASUE) wird abgesehen, da es sich hauptsächlich um leistungsstarke Modelle handelt (vgl. Tabelle 6.23).^(153,163)

Insgesamt ergeben sich die in Tabelle 6.26 gezeigten Gesamtpreise für die betrachteten BHKWs.

Beispielhaft sind von Abbildung 6.14 bis Abbildung 6.16 einige Kostenverteilungen grafisch dargestellt.

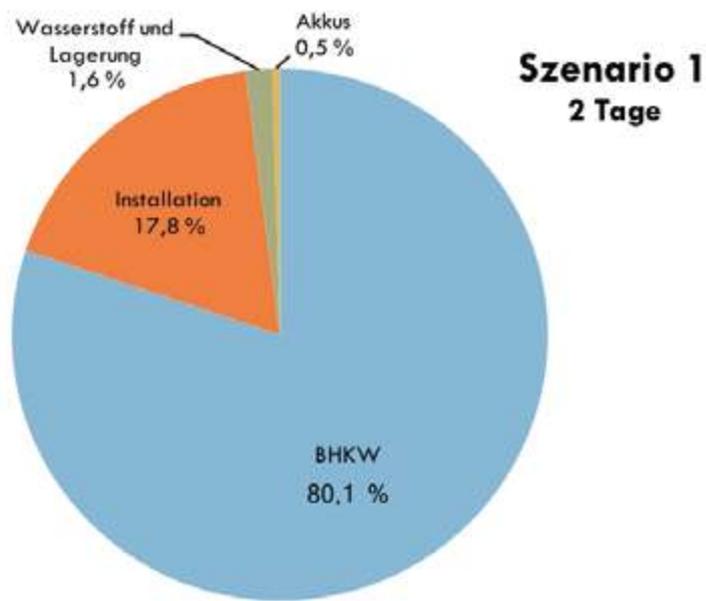


Abbildung 6.14: Anteile der Kostenteilbereiche an den Gesamtkosten für das ENE-FARM-Modell in Szenario 1 (alleinerziehende Mutter) bei einer Stromausfalldauer von 2 Tagen.

Tabelle 6.27: Kosten für Wasserstoff und Flaschenmiete in den Szenarien 1–3 bei unterschiedlichen Stromausfalldauern zum Betrieb eines BHKW mit einer elektrischen Effizienz von 60 % (bzw. einer thermischen Effizienz von 60 % in Szenario 2), die sich aus Tabelle 6.23 und Tabelle 6.24 (bzw. Tabelle 6.13 für Szenario 2) ergeben. Flaschenmiete: 0,30 €/d.⁽²²⁰⁾

	Stromausfalldauer	Kosten [€]
Szenario 1 Alleinerziehende Mutter mit zwei Kindern	2 Tage	317
	7 Tage	330
	14 Tage	330
Szenario 2 Heizungsanlage eines Einfamilienhauses	2 Tage	330
	7 Tage	660
	14 Tage	990
Szenario 3 Mehrfamilienhaus	2 Tage	330
	7 Tage	660
	14 Tage	1.320

Tabelle 6.26: Kostenpunkte und Gesamtkosten für ein ENE-FARM- bzw. ein BlueGen-BHKW bei einer Sicherstellung der Versorgung für 10 Jahre. Preisbereichsangaben beziehen sich auf Stromausfalldauern von 2 bis 14 Tagen.

ENE-FARM			
Posten	Kosten Szenario 1 (alleinerziehende Mutter) [€]	Kosten Szenario 2 (Heizungsanlagen) [€]	Kosten Szenario 3 (Mehrfamilienhaus) [€]
BHKW	15.770	15.770	15.770
Installation	3.500	3.500	3.500
Wasserstoff und Lagerung	317–330	330–990	330–1.980
Akkus	89	193	642
Gesamt	19.676–19.689	19.793–20.453	20.242–21.892
BlueGen			
Posten	Kosten Szenario 1 (alleinerziehende Mutter) [€]	Kosten Szenario 2 (Heizungsanlagen) [€]	Kosten Szenario 3 (Mehrfamilienhaus) [€]
BHKW	23.180	23.180	23.180
Installation	5.836	5.836	5.836
Wasserstoff und Lagerung	317–330	330–990	330–1.320
Akkus	89	193	642
Gesamt	29.422–29.435	29.539–30.199	29.988–30.978

Die Lagerung des Treibstoffs ist bei einer Abdeckung für zwei Tage nur für knapp 2 % der Kosten verantwortlich, während sich dies in Szenario 3 für zwei Wochen mehr als verfünffacht. In Szenario 1 bleiben die Kosten hingegen fast unverändert (vgl. Tabelle 6.26). Dies liegt daran, dass der Flaschenkauf einen so großen Anteil an den Wasserstoff-Kosten hat und in Szenario 1 statt zusätzlich Flaschen größere Volumina gewählt werden können.

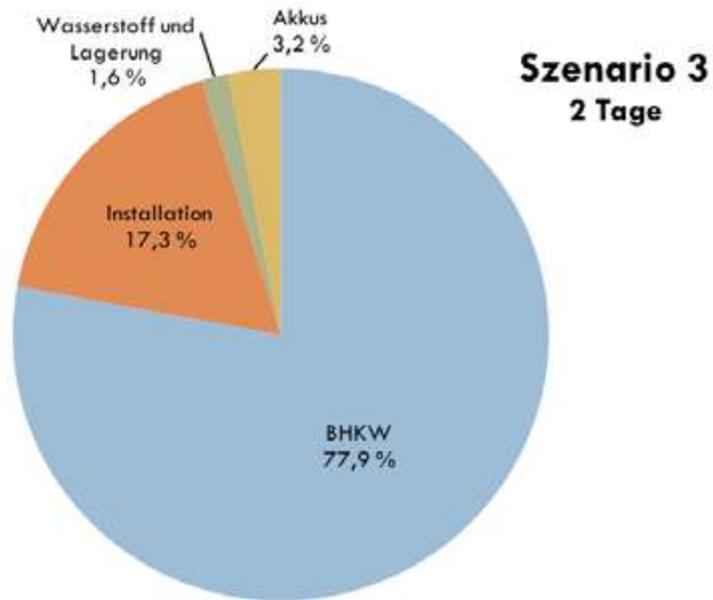


Abbildung 6.15: Anteile der Kostenteilbereiche an den Gesamtkosten für das ENE-FARM-Modell in Szenario 3 (Mehrfamilienhaus) bei einer Stromausfalldauer von 2 Tagen.

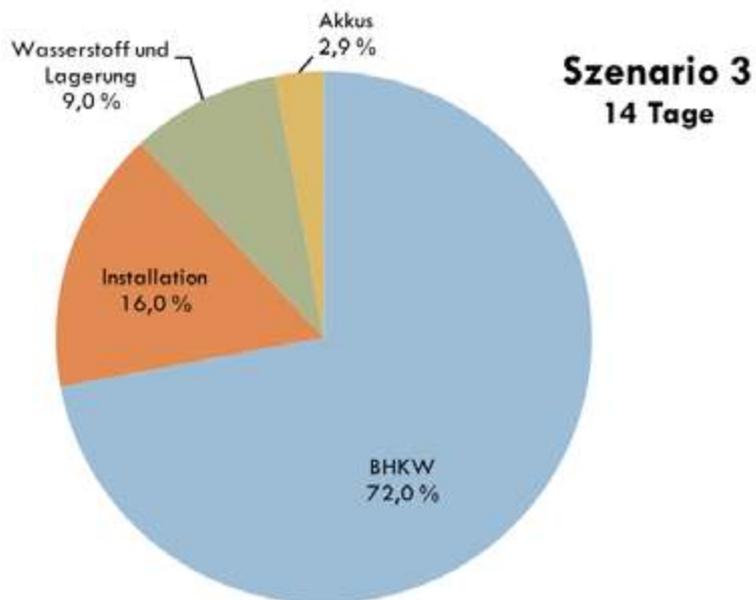


Abbildung 6.16: Anteile der Kostenteilbereiche an den Gesamtkosten für das ENE-FARM-Modell in Szenario 3 (Mehrfamilienhaus) bei einer Stromausfalldauer von 14 Tagen.

6.2.2.5 Batteriesysteme

Insbesondere NSV-Systeme, die keine autarke Generierung von Strom vorsehen, also Batteriesysteme, die vor dem Stromausfall vom Netz geladen werden, können schnell deutlich an Größe zunehmen. Tabelle C.15 in Anhang C zeigt, dass die Kosten für gewöhnliche Batterien bei 2,06 €/Ah beginnen. Günstiger sind Solarakkus, deren Preis, wie bereits in Kapitel 6.2.2.1 berechnet, mit 1,00 €/Ah anzunehmen ist. Die Kosten pro Tag, an dem die NSV sichergestellt sein soll, sind daher abhängig vom gewählten Szenario und Tabelle 6.7 zu entnehmen.

Eine Studie des Leipziger Instituts für Energie GmbH bietet eine Übersicht über die weiteren Kosten, die sich aus Installation, Wechselrichter, Wartung sowie Inspektion zusammensetzen. Die Installation bringt finanzielle Aufwendungen im Bereich zwischen 400 und 800 € mit sich, die je nach vorliegender Situation, wie z. B. abhängig von den Kabelwegen, variieren können. ⁽²⁴⁷⁾ Im Folgenden wird daher mit einem mittleren Wert von 600 € gerechnet. Wird eine Lebensdauer von 20 Jahren veranschlagt, so ist im Laufe des Betriebs ein Tausch der Wechselrichter nötig. Wie bei PV-Systemen wird im Folgenden mit einem Wert von 1.500 € gerechnet (vgl. Kapitel 6.2.2.1). Für Wartung und Inspektion werden 20 € pro Jahr veranschlagt. ⁽²⁴⁷⁾ Die Ergebnisse sind in Tabelle 6.28 zusammengefasst.

Tabelle 6.28: Investitions- und laufende Kosten eines Batteriesystems mit einer angenommenen Lebensdauer von 20 Jahren. Modifiziert nach ⁽²⁴⁷⁾.

Posten	Kosten
Akkus	1,00 €/Ah
Installation	600 €
Wechselrichter	1.500 €
Wartung und Inspektion	400 €

Tabelle 6.29 zeigt die Kosten für die Szenarien 1 und 3 bei verschiedenen Längen eines abgedeckten Stromausfalls.

Tabelle 6.29: Kosten eines Batteriesystems zur Abdeckung des Bedarfs in den Szenarien 1 bzw. 3 bei verschiedenen abgedeckten Stromausfalldauern mit den in Tabelle 6.28 gezeigten Parametern.

	2 Tage	7 Tage	14 Tage
Szenario 1 Alleinerziehende Mutter mit zwei Kindern	2.679 €	3.125 €	3.750 €
Szenario 3 Mehrfamilienhaus	3.783 €	6.991 €	11.482 €

In Abbildung 6.18 sowie Abbildung 6.17 sind die Teilkosten für das jeweilige Szenario bei einer Abdeckungsdauer von 2 Tagen prozentual aufgeschlüsselt. Weitere Abbildungen dazu finden sich in Anhang C.

Eventuell müssen durch die geringe Gebrauchsdauer der Systeme nur bei Stromausfall die Wechselrichter nicht ersetzt werden, sodass sich die Gesamtkosten halbieren würden.

Da in diesem Modell nur die Akku-Kosten skalieren, zeigt sich im Anhang, dass mit steigender Abdeckungsdauer diese Kosten relativ steigen.

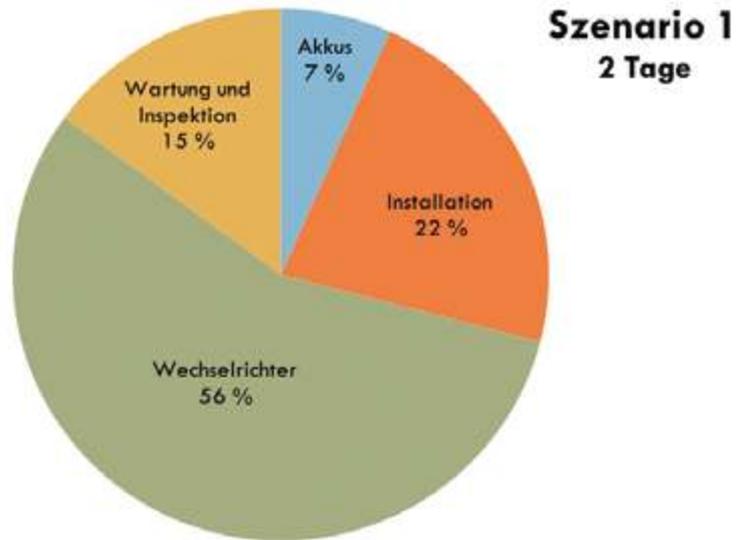


Abbildung 6.18: Anteile der Kostenteilbereiche an den Gesamtkosten für ein Batteriesystem in Szenario 1 (alleinerziehende Mutter) unter den in diesem Kapitel beschriebenen Annahmen.

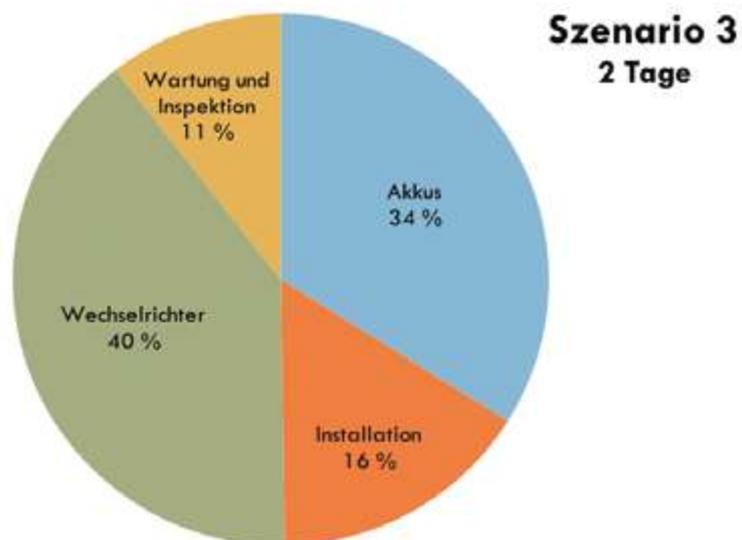


Abbildung 6.17: Anteile der Kostenteilbereiche an den Gesamtkosten für ein Batteriesystem in Szenario 3 (Mehrfamilienhaus) unter den in diesem Kapitel beschriebenen Annahmen.

6.2.2.6 Dieselgeneratoren

Für Dieselgeneratoren ist neben der Anschaffung mit Kosten für den Treibstoff und gegebenenfalls für Schallschutzvorrichtungen zu rechnen. Installationskosten werden nicht veranschlagt, da die hier betrachteten Kleingeräte sich einfach durch Rollen bewegen und sofort bedienen lassen. Die Wartung erfolgt durch den Benutzer selbst (vgl. Kapitel 6.4.2.6).

Da, wie in Kapitel 3.1 ermittelt, eine maximale Leistung von 700 W in Szenario 1 benötigt wird, kommt zunächst jeder Generator aus Tabelle C.16 in Anhang C in Frage. Aufgrund der mangelnden Definition des Begriffs „Maximalleistung“ durch die Großzahl der Hersteller, wird im Folgenden ausschließlich die Dauerleistung betrachtet. Da im Rahmen dieses Kapitels Beispielrechnungen für die Szenarien 1 und 3 folgen, werden nur 1phasige Geräte analysiert.

Der Verbrauch c bei 75 % Last der betrachteten Modelle ist bekannt. Daher lässt sich die benötigte Dieselmenge pro Tag V unter Berücksichtigung von Tabelle 6.6 mit Gleichung (74) berechnen. $Y_{\text{benötigt}}$ bezeichnet dabei den benötigten Ertrag abhängig vom Szenario, und P_{Dauer} die Dauerleistung des Generators.

$$\frac{Y_{\text{benötigt}}}{0,75 \cdot P_{\text{Dauer}}} \cdot c = V \quad (74)$$

Das Statistik-Unternehmen Statista gibt an, dass der Preis pro Liter Diesel im Jahr 2014 durchschnittlich bei 1,368 € lag (Stand: November 2014).⁽²⁴⁸⁾

Wie durch die Richtlinie 2000/14/EG Des Europäischen Parlaments Und Des Rates festgelegt, darf der Schalleistungspegel L_{WA} eines Kraftstromerzeugers mit einer Leistung bis 400 kW den jeweilig gültigen in Tabelle 6.30 gezeigten Wert nicht überschreiten.⁽²⁴⁹⁾

Für jedes Modell kann nun ermittelt werden, ob eine Schallschutzvorrichtung benötigt wird. Tabelle 6.31 zeigt erlaubte und durch den Hersteller garantierte Schalleistungspegel sowie effektiven Verbrauch und Gesamtpreis.

Für die beiden Pramac-Modelle, die den erlaubten Schalleistungspegel überschreiten, sind herstellerseitig keine Schallschutzmaßnahmen verfügbar.⁽²⁵⁰⁾ Daher fließen sie nicht in die weitere Betrachtung ein. Tabelle 6.32 zeigt den Dieselverbrauch der Generatoren bei verschiedenen Stromausfalldauern in den Szenarien 1 und 3.

Tabelle 6.30: Maximal zulässiger Schalleistungspegel für Kraftstromerzeuger mit einer Leistung bis 400 kW, festgelegt in Richtlinie 2000/14/EG Des Europäischen Parlaments Und Des Rates. Er ist auf die nächste ganze Zahl zu runden. Modifiziert nach⁽²⁴⁹⁾.

Elektrische Dauerleistung [kW]	Zulässiger Schalleistungspegel [dB/1 pW]
$P_{\text{el}} \leq 2$	$95 + \lg P_{\text{el}}$
$2 < P_{\text{el}} \leq 10$	$96 + \lg P_{\text{el}}$
$P_{\text{el}} > 10$	$95 + \lg P_{\text{el}}$

Tabelle 6.31: Dieselgeneratoren aus Tabelle C.16 in Anhang C sortiert nach Preis des Generators. Eine Selektion erfolgte nach den in diesem Kapitel beschriebenen Kriterien. Der zulässige Schallleistungspegel wurde nach Tabelle 6.30 berechnet. Der garantierte Schallleistungspegel ist fett markiert, wenn er den zulässigen Grenzwert überschreitet. Der effektive Verbrauch wurde nach Gleichung (74) berechnet.

Hersteller	Produktname	Dauerleistung [kW]	Garantierter L_{WA} [dB/1 pW]	Zulässiger L_{WA} [dB/1 pW]	Eff. Verbrauch Szenario 1 [L/d]	Eff. Verbrauch Szenario 3 [L/d]
Matrix	PG 6000-D-Silent	3,0	k. A.	97	1,1	7,9
Berlan	BSTE-5500DE3-ATS	4,5	97	97	0,5	3,9
Güde	GSE 4000 DSG	1,8	96	96	0,8	5,7
Güde	GSE 5500 DSG	3,2	96	97	1,0	7,1
Einhell	BT-PG 5000 DD	3,0	96	96	1,0	6,8
Einhell	RT-PG 5000 DD	3,0	96	96	0,6	4,4
Genyx	G5000DT	4,2	k. A.	97	0,6	4,4
Pramac	E4500	3,0	101	96	0,5	3,4
Güde	ED 3200 C	2,2	k. A.	96	0,5	3,7
Pramac	E6000	3,2	105	97	0,6	4,2
Dometic	T 2500H	2,0	86	95	0,9	6,2
Kípor	ID6000	5,0	k. A.	97	0,5	3,3
Pramac	P4500i	3,8	93	97	0,6	4,6
Dometic	T 4000H	3,5	89	97	0,9	6,7
Dometic	TEC 30	2,5	84	96	0,4	2,9
Dometic	TEC 40D	3,5	89	97	0,6	4,1
Pramac	P6000s	4,4	84	97	0,5	3,3

Der generelle Trend deutet an, dass die teureren Geräte unabhängig von der Leistung zu einem geringeren Verbrauch neigen, jedoch existieren auch günstige Modelle mit niedrigem Verbrauch. Auch die Lagerungsverhältnisse verursachen Kosten. Dazu bieten sich Kanister an. Die jeweils günstigsten Modelle für verschiedene Volumina sind in Tabelle 6.33 gezeigt.

Tabelle 6.32: Verbrauch der Dieselgeneratoren aus Tabelle 6.31 in den jeweiligen Szenarien bei verschiedenen Stromausfalldauern.

Hersteller	Produktname	Dauerleistung [kW]	benötigter Diesel Szenario 1 2 d [L]	benötigter Diesel Szenario 1 7 d [L]	benötigter Diesel Szenario 1 14 d [L]
Matrix	PG 6000-D-Silent	3,0	2,2	7,7	15,3
Berlan	BSTE-5500DE3-ATS	4,5	1,1	3,8	7,6
Güde	GSE 4000 DSG	1,8	1,6	5,6	11,1
Güde	GSE 5500 DSG	3,2	2,0	6,9	13,8
Einhell	BT-PG 5000 DD	3,0	1,9	6,7	13,3
Einhell	RT-PG 5000 DD	3,0	1,2	4,3	8,7
Genyx	G5000DT	4,2	1,2	4,3	8,6
Güde	ED 3200 C	2,2	1,0	3,6	7,3
Dometic	T 2500H	2,0	1,7	6,0	12,0
Kipor	ID6000	5,0	0,9	3,2	6,4
Pramac	P4500i	3,8	1,3	4,5	9,0
Dometic	T 4000H	3,5	1,9	6,6	13,1
Dometic	TEC 30	2,5	0,8	2,8	5,6
Dometic	TEC 40D	3,5	1,1	4,0	8,0
Pramac	P6000s	4,4	0,9	3,2	6,4
Hersteller	Produktname	Dauerleistung [kW]	benötigter Diesel Szenario 3 2 d [L]	benötigter Diesel Szenario 3 7 d [L]	benötigter Diesel Szenario 3 14 d [L]
Matrix	PG 6000-D-Silent	3,0	15,7	55,1	110,2
Berlan	BSTE-5500DE3-ATS	4,5	7,8	27,1	54,3
Güde	GSE 4000 DSG	1,8	11,4	39,9	79,8
Güde	GSE 5500 DSG	3,2	14,1	49,4	98,8
Einhell	BT-PG 5000 DD	3,0	13,7	47,9	95,8
Einhell	RT-PG 5000 DD	3,0	8,9	31,1	62,3
Genyx	G5000DT	4,2	8,8	30,8	61,6
Güde	ED 3200 C	2,2	7,5	26,1	52,3
Dometic	T 2500H	2,0	12,3	43,1	86,2
Kipor	ID6000	5,0	6,6	23,0	46,0
Pramac	P4500i	3,8	9,2	32,1	64,3
Dometic	T 4000H	3,5	13,5	47,2	94,4
Dometic	TEC 30	2,5	5,7	20,1	40,2
Dometic	TEC 40D	3,5	8,2	28,7	57,5
Pramac	P6000s	4,4	6,5	22,9	45,7

Tabelle 6.33: Günstigste ermittelte Diesel-Kanister für verschiedene Volumina (Stand: November 2014). Modifiziert nach ⁽²⁵¹⁾.

Hersteller	Volumen [L]	Abmessungen [cm × cm × cm]	Preis [€]	Quelle
FuelFriend	0,5	12,5 × 9,5 × 5,3	9,57	(83)
FuelFriend	1	20,5 × 12,5 × 6,5	12,90	(84)
FuelFriend	1,5	27,50 × 12,50 × 6,50	13,95	(85)
k. A.	2	27 × 14,7 × 8	8,00	(86)
k. A.	5	25,0 × 26,0 × 13,0	3,45	(87)
Alpin	10	k. A.	4,79	(88)
Jawoll	20	39 × 38 × 21	7,90	(89)

Die Gesamtpreise zu den Szenarien 1 und 3 bei verschiedenen Stromausfalldauern sind in Tabelle 6.34 dargestellt.

Die durch den Treibstoff entstehenden Kosten haben aufgrund der geringen Mengen fast immer nur einen kleinen Einfluss auf den Gesamtpreis. In Einzelfällen beträgt das Maximum 15 % durch den Diesel und 4 % durch die Kanister. Die Gesamtkosten eines Dieselgenerators zur exklusiven NSV lassen sich folglich bereits gut am Anschaffungspreis abschätzen.

Tabelle 6.34: Gesamtpreise der Dieselgeneratoren aus Tabelle 6.31 in den jeweiligen Szenarien bei verschiedenen Stromausfalldauern. Der Anschaffungspreis wurde dem jeweils niedrigsten in ⁽¹⁹⁹⁾ ermittelten Preis gleichgesetzt. Der Verbrauch ist Tabelle 6.32 zu entnehmen. Angenommener Dieselpreis: 1,368 €/L. Die günstigste Lagerungsmöglichkeit ist Tabelle 6.33 zu entnehmen. Das jeweils günstigste Angebot ist fett hervorgehoben.

Hersteller	Produktname	Dauerleistung [kW]	Gesamtkosten Szenario 1 2 d [€]	Gesamtkosten Szenario 1 7 d [€]	Gesamtkosten Szenario 1 14 d [€]
Matrix	PG 6000-D-Silent	3,0	889	898	912
Berlan	BSTE-5500DE3-ATS	4,5	895	899	905
Güde	GSE 4000 DSG	1,8	917	923	934
Güde	GSE 5500 DSG	3,2	975	983	996
Einhell	BT-PG 5000 DD	3,0	1.081	1.089	1.101
Einhell	RT-PG 5000 DD	3,0	1.217	1.221	1.228
Genyx	G5000DT	4,2	1.405	1.409	1.417
Güde	ED 3200 C	2,2	1.700	1.703	1.710
Dometic	T 2500H	2,0	2.425	2.432	2.443
Kípor	ID6000	5,0	2.454	2.457	2.463
Pramac	P4500i	3,8	3.458	3.463	3.470
Dometic	T 4000H	3,5	3.905	3.913	3.925
Dometic	TEC 30	2,5	4.743	4.745	4.750
Dometic	TEC 40D	3,5	5.304	5.308	5.314
Pramac	P6000s	4,4	5.961	5.964	5.970
Hersteller	Produktname	Dauerleistung [kW]	Gesamtkosten Szenario 3 2 d [€]	Gesamtkosten Szenario 3 7 d [€]	Gesamtkosten Szenario 3 14 d [€]
Matrix	PG 6000-D-Silent	3,0	912	982	1.081
Berlan	BSTE-5500DE3-ATS	4,5	905	940	988
Güde	GSE 4000 DSG	1,8	935	981	1.052
Güde	GSE 5500 DSG	3,2	996	1.057	1.144
Einhell	BT-PG 5000 DD	3,0	1.102	1.161	1.246
Einhell	RT-PG 5000 DD	3,0	1.228	1.270	1.324
Genyx	G5000DT	4,2	1.417	1.458	1.511
Güde	ED 3200 C	2,2	1.710	1.743	1.790
Dometic	T 2500H	2,0	2.444	2.497	2.573
Kípor	ID6000	5,0	2.463	2.492	2.533
Pramac	P4500i	3,8	3.470	3.513	3.568
Dometic	T 4000H	3,5	3.925	3.984	4.068
Dometic	TEC 30	2,5	4.751	4.777	4.812
Dometic	TEC 40D	3,5	5.315	5.351	5.401
Pramac	P6000s	4,4	5.970	5.999	6.039

6.2.2.7 Manuell betriebene Generatoren

Wie im zugehörigen Leistungs-Kapitel 6.1.2.7 werden zwei geeignete manuell betriebene Modelle betrachtet. Der Kurbelgenerator „Elephant“ von POWERplus® ist ab 242,21 € verfügbar (Stand: November 2014).⁽²⁵⁹⁾ Zusätzlich kann das Solarmodul „Albatross“ des gleichen Herstellers, das zum Laden der integrierten Batterie genutzt werden kann, erworben werden. Es besitzt eine Leistung von 10 W bei einer Spannung von 15 V und ist für 244,10 € erhältlich (Stand: November 2014).⁽²⁶⁰⁾

Der Pedalgenerator „Cougar“ von POWERplus® ist ab 157,42 € zu erwerben.⁽²⁶¹⁾ Es werden darüber hinaus Modelle in Verbindung mit einem Solarmodul zum Laden der integrierten Batterie für 279,00 € angeboten. Relevante Parameter werden jedoch nicht spezifiziert.⁽²⁰²⁾ Beide Geräte liefern eine maximale Leistung von 100 W.

6.2.3 Bewertung

Durch die im Verlauf dieses Kapitels durchgeführten Berechnungen erfolgt die finanzielle Evaluation der betrachteten Technologien auf einer Skala von 0 bis 10 Punkten. Zudem wird sinnvoller Weise für umweltabhängige Technologien nicht der Worst Case, sondern ein durchschnittlicher Fall betrachtet. Die Bewertung variiert stark nach Standort, da der Preis mit der jeweiligen Anlagengröße skaliert. Eine Einzelfallbetrachtung ist daher für PV- sowie Kleinwindanlagen unumgänglich.

Tabelle 6.35 zeigt die Bewertung der Technologien in Abhängigkeit des Szenarios und der Stromausfalldauer.

Tabelle 6.35: Bewertung der betrachteten Technologien hinsichtlich der finanziellen Aufwendungen in Anbetracht des jeweiligen Szenarios bei drei verschiedenen Stromausfalldauern auf einer Skala von 0 bis 10 Punkten. Dieselgen.: Dieselgeneratoren; mbG: Manuell betriebene Generatoren.

Szenario 1 Alleinerziehende Mutter	2 Tage	7 Tage	14 Tage
PV	6	6	6
FC	8	8	8
KWEA	8	8	8
BHKW	1	1	0
Batterie	6	6	5
Diesel	9	9	9
Kurbel	10	10	10

Szenario 2 Heizungsanlage	2 Tage	7 Tage	14 Tage
PV	6	6	6
FC	8	8	7
KWEA	8	8	8
BHKW	1	1	0
Batterie	7	7	6
Diesel	9	9	9
Kurbel	10	10	10

Szenario 3 Mehrfamilienhaus	2 Tage	7 Tage	14 Tage
PV	3	3	3
FC	9	7	6
KWEA	6	6	6
BHKW	2	2	1
Batterie	7	6	5
Diesel	10	10	10
Kurbel	10	10	10

Szenario 4 Kleine Siedlung	2 Tage	7 Tage	14 Tage
PV	1	1	1
FC	8	8	8
KWEA	4	4	4
BHKW	6	6	6
Batterie	8	5	3
Diesel	9	9	9
Kurbel	10	10	10

PV-Anlagen zeigen für die Szenarien 1 und 2 einen kompetitiven Preis, der sich nicht mit der Stromausfalldauer verändert. Für eine Anlage mit durchschnittlicher Einstrahlung kann mit ca. 3.000 € bzw. ca. 5.500 € gerechnet werden. Mit steigendem Leistungsbedarf steigt die benötigte Fläche. Dadurch zeigen Solarzellen im Vergleich zu anderen Technologien eine starke Regression der erhaltenen Punktzahl. Die Kosten für die Szenarien 3 und 4 können auf ca. 17.000 € und ca. 180.000 € geschätzt werden. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass diese abhängig vom Standort stark variieren können. Zudem ist im Dauerbetrieb mit zusätzlichen Entlastungen durch Förderungen und Einspeisevergütung zu rechnen.

Die Kosten für FCs skalieren mit der Stromausfalldauer, da mehr Treibstoff gekauft werden muss, jedoch ist diese Technologie grundsätzlich recht günstig. In Szenario 4 wird davon ausgegangen, dass ein Wasserstoff-Tank vorhanden ist, sodass die Kostensteigerung sich im vernachlässigbaren Rahmen bewegt. Für Szenario 1 werden Kosten von ca. 470 € veranschlagt. In Szenario 2 bewegen sich diese im Rahmen von ca. 600 € bis ca. 1.300 €, da der Großteil des Preises durch die Stahlgasflaschen entsteht und der Wasserstoff einen sehr geringen Anteil darstellt. Die finanziellen Aufwendungen für Szenario 3 werden auf ca. 1.300 € bis 3.300 € eingeschätzt. Müssen keine Gasflaschen gekauft oder gemietet werden, so sinkt der Preis beträchtlich. Für die kleine Siedlung bewegt sich der Preis im Rahmen von ca. 27.500 €.

Wie Tabelle C.14 in Anhang C zeigt, existieren vor allem für KWEAs im niedrigen Kilowatt-Bereich günstige Angebote. Dies zeigt sich in der Bewertung in den Szenarien 1 und 2. Unter mittleren Bedingungen werden die Gesamtkosten auf ca. 1.500 € geschätzt. Auch hier skalieren die nötigen finanziellen Aufwendungen nicht mit der Stromausfalldauer. Für ein MFH sind bereits ca. 9.000 € zu veranschlagen, während die kleine Siedlung ca. 100.000 € benötigt. Die Kosten sind stark standortabhängig und eine Bestimmung der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit am gewünschten Installationsort wird empfohlen. Auch hier sind im Dauerbetrieb Fördergelder und Einspeisevergütungen erhältlich.

Das BHKW stellt beim jetzigen Stand der Entwicklung noch eine vergleichsweise teure Technologie für kleine Energiebedürfnisse dar. Dies zeigt sich in den Bewertungen der ersten drei Szenarien. Auch hier nehmen die Kosten mit steigender Stromausfalldauer bzw. steigendem Treibstoffbedarf zu, was sich jedoch schwächer als bei FCs abzeichnet, da die Anlage selbst schon wesentlich teurer ist. In den Szenarien 1 bis 3 kann mit Kosten ab ca. 20.000 € gerechnet werden. In Szenario 4 zeigt sich eine erhöhte Wettbewerbsfähigkeit mit finanziellen Aufwendungen ab ca. 60.000 €. Sollte diese Technologie im Dauerbetrieb eingesetzt werden, so bringen Förderungen und Einspeisevergütungen eine Entlastung.

Batteriesysteme stellen in fast allen Fällen preislich eine durchschnittliche Technologie dar und verbessern sich für kurze Stromausfalldauern bei steigendem Energiebedarf. Die Kosten steigen jedoch für längere Ausfallzeiten auch in relevantem Rahmen an. Für Szenario 1 kann mit Aufwendungen zwischen ca. 2.800 € und 3.800 € gerechnet werden. Für das EFH liegen diese geringfügig höher zwischen ca. 3.000 € und 5.200 €. Szenario 3 weist Kosten zwischen ca. 4.000 € und 11.500 € auf, während die kleine Siedlung zwischen ca. 23.300 € und 127.000 € investieren muss.

Mit einer minimalen Bewertung von 9 Punkten zeigen sich Dieselgeneratoren immer sehr günstig. Die geringen Mengen an benötigtem Treibstoff sind relativ preiswert erhältlich. Die Kosten für die Szenarien 1 bis 3 bewegen sich zwischen ca. 900 und 1.000 €. Die kleine Siedlung kann für zwischen ca. 20.000 € und 22.000 € versorgt werden.

In Anbetracht der sehr begrenzten Leistung sind manuell betriebene Generatoren am günstigsten erwerbbar. Die Preise pro Stück beginnen ab ca. 150 €, sodass für das MFH Kosten von ca. 700 € bzw. für Szenario 4 von ca. 8.000 € angenommen werden können, wenn jeder Haushalt mit einem eigenen Gerät versorgt werden soll.

6.3 Umwelteinfluss

Die aktuellen Auswirkungen der anthropogenen Energieerzeugung auf die Umwelt sind verheerend. Zwar wurden die Treibhausgas-Emissionen in Deutschland seit 1990 deutlich reduziert, jedoch stiegen sie vergangenes Jahr im Vergleich zum Vorjahr um 1,2 %. ⁽²⁶²⁾ Um die zukünftigen Ziele zur Verminderung der Umweltbelastung zu erreichen, müssen unter anderem umweltfreundlichere Technologien gewählt werden, um Strom zu generieren. Energiebedingte Emissionen machen mit 39 % den größten Teil der Gesamtemissionen aus. ⁽²⁶³⁾ Aus diesem Grund wurde der Umwelteinfluss der im Rahmen dieses Berichts untersuchten Energieerzeugungsmethoden analysiert und als wesentliches Kriterium in der Entscheidungsfindung bezüglich der auszusprechenden Empfehlungen betrachtet. Eine Orientierung erfolgte dabei insbesondere an den Charakterisierungsmethoden und -kategorien GUINÉES, nach dessen Richtlinien einige Lebenszyklusanalysen durchgeführt wurden. ⁽²⁶⁴⁾ Diese werden im folgenden Unterpunkt näher erläutert.

Die abschließende Bewertung der Ergebnisse richtet sich nach den Bedürfnissen der Technologien als NSV-Systeme. Das bedeutet, dass die Betrachtung ausschließlich die Überbrückung eines Stromausfalls berücksichtigt und nicht den Dauerbetrieb.

6.3.1 Betrachtete Kriterien

Im Folgenden sind die betrachteten Kriterien zuerst in einer Übersicht aufgezählt und später näher erläutert. Um den Einfluss verschiedener Substanzen vergleichbar machen zu können, erfolgt die Analyse jeder Kategorie im Vergleich zu einem Referenzstoff. Die Verhältnisse der Schädlichkeit jedes verwendeten gefährlichen Materials zu jener Referenz sind dabei in der Analyse des jeweiligen Kriteriums bekannt sowie definiert und können daher kumuliert werden. ⁽²⁶⁴⁾ In der folgenden Auflistung sind die Referenzsubstanzen in Klammern angefügt. Einige davon wurden willkürlich von GUINÉE festgelegt (Antimon (Sb), 1,4-Dichlorbenzen (1,4-DCB)), während andere von den Vereinten Nationen bzw. der Weltorganisation für Meteorologie definiert wurden (z. B. Trichlorfluor-methan (CFC-11)). ⁽²⁶⁵⁾ Das Treibhauspotential wird beispielsweise im Verhältnis zum Äquivalent Kohlenstoffdioxid (CO₂) angegeben und sagt aus, welche Masse CO₂ die gleichen Klimaauswirkungen hätte wie die tatsächlich emittierten Stoffe, die diesen Parameter beeinflussen. Eine Ausnahme dazu bildet das abiotische Abbaupotential an fossilen Brennstoffen, das als Energieverhältnis angegeben wird (s. unten). Die Erläuterung der Abkürzungen folgt nach der Aufzählung.

- ADP: Abiotisches Abbaupotential
 - ADPe: Abiotisches Abbaupotential an Elementen [Sb]
 - ADPf: Abiotisches Abbaupotential an fossilen Brennstoffen [MJ]
- AP: Versauerungspotential [SO₂]
- EP: Eutrophierungspotential [PO₄]
- FAETP: Süßwasser-aquatisches Ökotoxizitätspotential [1,4-DCB]

- GWP: Treibhauspotential [CO_2]
- HTP: Humantoxizitätspotential [1,4-DCB]
- MAETP: Marin-aquatisches Ökotoxizitätspotential [1,4-DCB]
- ODP: Ozonabbaupotential [CFC-11]
- POCP: Oxidantienbildungspotential [C_2H_4]
- TETP: Terrestrisches Ökotoxizitätspotential [1,4-DCB]

Das *abiotische Abbaupotential* (*abiotic depletion potential*, ADP) beschreibt den Verbrauch an abiotischen Ressourcen. Bei diesen handelt es sich um natürliche Ressourcen (inklusive Energieressourcen), wie z. B. Eisenerz, Erdöl und seltene Erden, die als nicht lebend gelten. Abiotischer Ressourcenverbrauch ist eines der am häufigsten diskutierten Einflüsse auf die Umweltbewertung und wird hier in zwei Subkategorien unterteilt. Das *abiotische Abbaupotential an Elementen* (*abiotic depletion potential of elements*, ADPe) bewertet quantitativ die Extraktion von Elementen im Lebenszyklus einer Technologie und wird im Äquivalentverhältnis zu einem Referenzelement, Antimon (Sb), angegeben. Die Analyse erfolgt dabei basierend auf dem Umfang der Reserven sowie der Extraktionsrate. Das *abiotische Abbaupotential an fossilen Brennstoffen* (*abiotic depletion potential of fossil fuels*, ADPf) setzt die aufgewendete Energie, die durch fossile Energieträger während des Lebenszyklus generiert wird, in Relation zur durch die Technologie erzeugten Energie.

Eine weitere betrachtete Kategorie ist das *Versauerungspotential* (*acidification potential*, AP). Versauernde Schadstoffe haben eine Vielzahl an Einflüssen auf Boden, Grundwasser, Oberflächengewässer, biologische Organismen, Ökosysteme und Materialien (Gebäude). Betrachtete Effekte beinhalten unter anderem die Fischmortalität, den Waldrückgang und die Stabilität von Baumaterialien. Zu den wesentlichen versauernden Schadstoffen gehören Schwefeldioxid (SO_2), Stickoxide (NO_x) und reduzierte Stickstoffverbindungen (NH_x). Die Angabe erfolgt im Verhältnis zum Äquivalent Schwefeldioxid (SO_2).

Eutrophierung behandelt alle potentiellen Einflüsse von übermäßig hohen Konzentrationen an Makronährstoffen in der Umwelt und wird im *Eutrophierungspotential* (*eutrophication potential*, EP) quantifiziert. Zu den wichtigsten Nährstoffen gehören Stickstoff und Phosphor. Ihre Anreicherung kann zu einer ungewollten Verschiebung der Artenzusammensetzung und erhöhter Biomasse-Produktion in aquatischen und terrestrischen Ökosystemen führen. Zusätzlich können hohe Nährstoffkonzentrationen Oberflächengewässer als Trinkwasserquellen unbrauchbar machen. In aquatischen Ökosystemen kann erhöhte Biomasse-Produktion zu einer erniedrigten Sauerstoff-Konzentration führen, was auf die verstärkte Dekomposition der Biomasse resultierend in einem erhöhten Sauerstoff-Konsum zurückzuführen ist. Da Emissionen abbaubarer organischer Materie einen ähnlichen Einfluss besitzen, werden diese ebenfalls in dieser Kategorie beachtet. Das Eutrophierungspotential wird als Verhältnis zum Phosphat (PO_4)-Äquivalent angegeben.

Das *Süßwasser-aquatische Ökotoxizitätspotential* (*fresh-water aquatic eco-toxicity potential*, FAETP) beschreibt den Einfluss toxischer Substanzen auf Süßwasser-aquatische Ökosysteme. Die Angabe erfolgt als Verhältnis zum Äquivalent 1,4-Dichlorbenzen (1,4-DCB).

Klimaveränderung ist hier als der Einfluss anthropogener Emissionen auf den Strahlungsantrieb, d. h. die Wärmestrahlungsabsorption, der Atmosphäre definiert und wird durch das *Treibhauspotential* (*global warming potential*, GWP) bemessen. Sie kann negative Auswirkungen auf die Gesundheit von Ökosystemen und Menschen sowie den materiellen Wohlstand haben. Die meisten dieser Emissionen verstärken den Strahlungsantrieb, was zu einer Erhöhung der Erdoberflächentemperatur führt. Dies wird volkstümlich als „Treibhauseffekt“ bezeichnet. Die Angabe erfolgt als Masse im Vergleich zum Kohlenstoffdioxid-Äquivalent.

Die Kategorie des *Humantoxizitätspotentials* (*human toxicity potential*, HTP) behandelt den Einfluss toxischer Substanzen auf die menschliche Gesundheit. Die Dimensionierung erfolgt im Verhältnis zum 1,4-DCB-Äquivalent.

Der Einfluss toxischer Substanzen auf marin-aquatische Ökosysteme wird durch das *marin-aquatische Ökotoxizitätspotential* (*marine aquatic eco-toxicity potential*, MAETP) beschrieben. Die Angabe erfolgt im Vergleich zum Äquivalent 1,4-DCB.

Das *Ozonabbaupotential* (*ozone depletion potential*, ODP) quantifiziert den stratosphärischen Ozonverbrauch. Darunter wird die Schwächung der stratosphärischen Ozonschicht als eine Folge anthropogener Emissionen verstanden, was in einer erhöhten Penetration durch UV-B-Strahlung, die die Erdoberfläche erreicht, resultiert. Diese hat potentiell schädliche Einflüsse auf die menschliche Gesundheit, jene von Tieren, terrestrische und aquatische Ökosysteme, biochemische Zyklen sowie Materialien. Das ODP wird im Verhältnis zum Trichlorfluormethan (CFC-11)-Äquivalent angegeben.

Eine weitere Kategorie betrachtet das *photochemische Oxidantienbildungspotential* (*photochemical oxidant creation potential*, POCP). Photooxidantien-Formation beschreibt die Entstehung reaktiver chemischer Stoffe, wie z. B. Ozon, durch die Wirkung von Sonnenlicht auf bestimmte primäre Luftschadstoffe. Diese reaktiven Stoffe können gesundheitsschädlich für Menschen und Ökosysteme sein sowie Feldfrüchte schädigen. Photooxidantien können in der Troposphäre durch ultraviolettes Licht entstehen. Letzteres führt zur photochemischen Oxidation flüchtiger organischer Verbindungen sowie Kohlenstoffmonoxids (CO) in Anwesenheit von Stickoxiden (NO_x). Als relevanteste oxidierende Stoffe gelten Ozon und Peroxyacetylnitrat (PAN). Die Angabe erfolgt im Verhältnis zum Äquivalent Ethylen (C₂H₄).

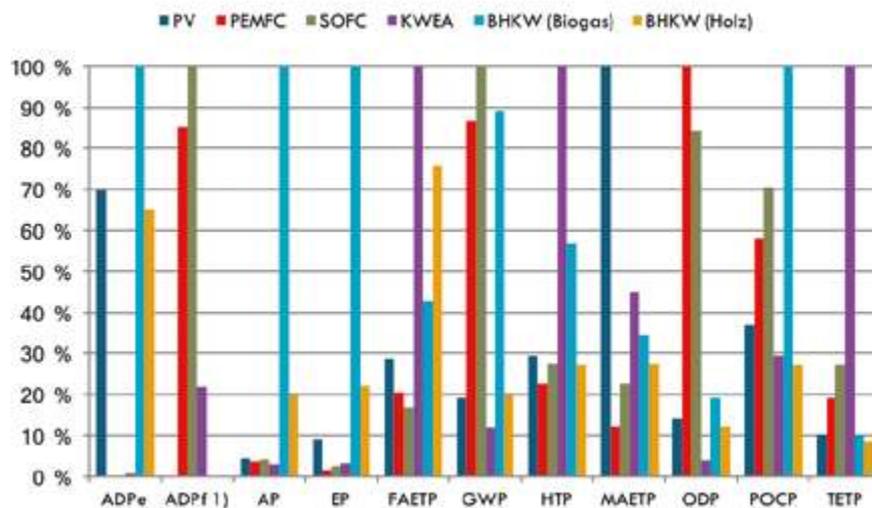
Das *terrestrische Ökotoxizitätspotential* (*terrestrial eco-toxicity potential*, TETP) umfasst den Einfluss toxischer Substanzen auf terrestrische Ökosysteme. Die Dimensionierung erfolgt im Vergleich zum 1,4-DCB-Äquivalent.

Eine Bewertung erfolgt am Ende dieses Kapitels (6.3.3).

6.3.2 Vergleich der betrachteten Technologien

In Abbildung 6.19 sind die Technologien gelistet, für die nach dem Schema GUINÉES eine Lebenszyklusanalyse durchgeführt wurde. Alle Potentiale sind im Verhältnis zur während des Lebensverlaufs erzeugten Energiemenge angegeben. Da sie in unterschiedlichen, nicht ineinander überführbaren Einheiten angegeben werden, ist ein Vergleich nur innerhalb der jeweiligen Kategorie aussagekräftig. Die verschiedenen Kriterien können nicht untereinander gegenübergestellt werden. Auf Batteriesysteme, Diesel- und manuell betriebene Generatoren wird an späterer Stelle eingegangen.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der einzelnen Technologien kurz diskutiert und abschließend zusammengefasst und evaluiert.



Technologie	ADPe	ADPf	AP	EP	FAETP	GWP
PV	400–800	k. A.	300–600	30–300	11–20	43–112
PEMFC	0,521	4,49	379	29	11,14	351
SOFC	0,923	5,27	428	45	9,06	405
KWEA	5,39	1,15	310	60	54,13	48,2
BHKW (Biogas)	860	k. A.	10.100	1.800	23,1	361,5
BHKW (Holz)	560	k. A.	2.000	400	41,0	80,6
Technologie	HTP	MAETP	ODP	POCP	TETP	Quelle
PV	50–91	46–220	2,6–19	30–70	0,5–1	(266)
PEMFC	54	16	76	79	1,42	(267)
SOFC	66	30	64	96	2,01	(267)
KWEA	240	60	3	40	7,39	(268)
BHKW (Biogas)	135,9	45,9347	14,6	136	0,745	(269)
BHKW (Holz)	65,4	36,4997	9,22	37,2	0,630	(269)

Abbildung 6.19: Vergleich der betrachteten Technologien bezüglich umweltspezifischer Faktoren. Eine Normierung erfolgte auf den in der jeweiligen Kategorie höchsten Wert. Dunkelblau: PV; Rot: PEMFC; Grün: SOFC; Violett: KWEA; Hellblau: BHKW (Biogas); Orange: BHKW (Holz). Für PV wurden die Mittelwerte der angegebenen Bereiche dargestellt. SOFC: Festoxid-Brennstoffzelle. 1) Das ADPf ist nur für PEMFC, SOFC und KWEA verfügbar.

6.3.2.1 Photovoltaik

Der Lebenszyklus Si-basierter PV-Anlagen ist in Abbildung 6.20 schematisiert. Er umfasst neben der Fabrikation auch den Transport, die Errichtung, den Betrieb sowie die Außerbetriebnahme. Für gewöhnlich beträgt die Lebensdauer 30 Jahre.

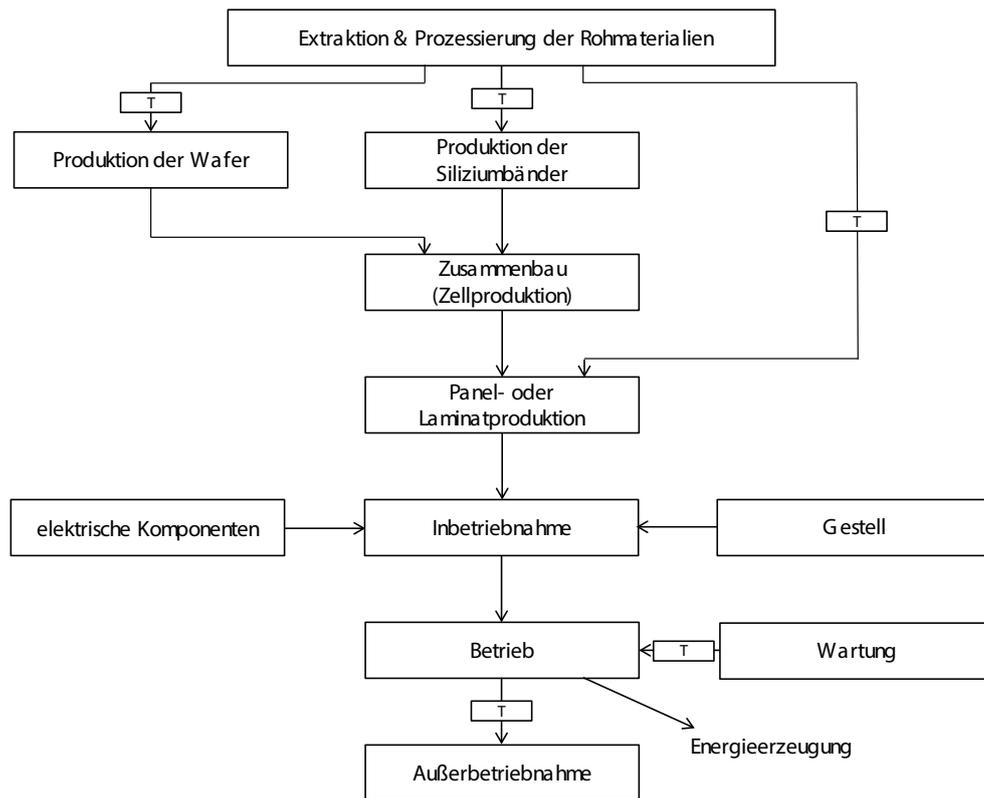


Abbildung 6.20: Elektrizitäts-Lebenszyklus Si-basierter PV-Anlagen. Modifiziert nach ⁽²⁷⁰⁾.

Die Angaben orientieren sich an untersuchten Systemen mit einer Leistung von 3 kW. Entgegen fossiler Brennstoffsysteme entstehen die meisten Treibhausgas-Emissionen (43–112 g CO₂ eq/kWh) am Anfang des Lebenszyklus, mit dem Hauptteil während der Herstellung der PV-Zellen und Panel-Module. Dies umfasst die Extraktion von Sand, Siliziumpurifikation, Wafer-, Panel- und Laminat-Produktion sowie die Herstellung der Wechselrichter und der Tragekonstruktion. Variationen des Treibhausgas-Ausstoßes können auf eine Vielzahl von Faktoren zurückzuführen sein, darunter die Menge und der Reinheitsgrad des Siliziums, die Moduleffizienz, die Lebensdauer und die Einstrahlungsbedingungen.

Insbesondere in der Produktionsphase werden Stickoxide (NO_x) und Partikel freigesetzt, die zur Versauerung (300–600 mg SO₂ eq/kWh), Eutrophierung (30–300 mg PO₄ eq/kWh) und den Toxizitätseffekten beitragen. Die Mehrheit der Umwelteinflüsse rührt aus dem Aufbau der Infrastruktur. ⁽²⁶⁶⁾

6.3.2.2 Brennstoffzellen

In Abbildung 6.21 ist der Lebenszyklus von Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungen (*micro combined heat and power, mCHP*)-FC-Systemen dargestellt. Nach der Extraktion und Verarbeitung der Rohmaterialien und Brennstoffe beginnt die Produktion der Bestandteile. Auf die Zusammensetzung und die Installation folgt der Betrieb, bei der Treibstoff nachgeliefert und die Anlage gewartet werden muss. Recycling respektive Entsorgung beenden das Schema. Zusätzlich sind alle Transport-Schritte zu beachten.

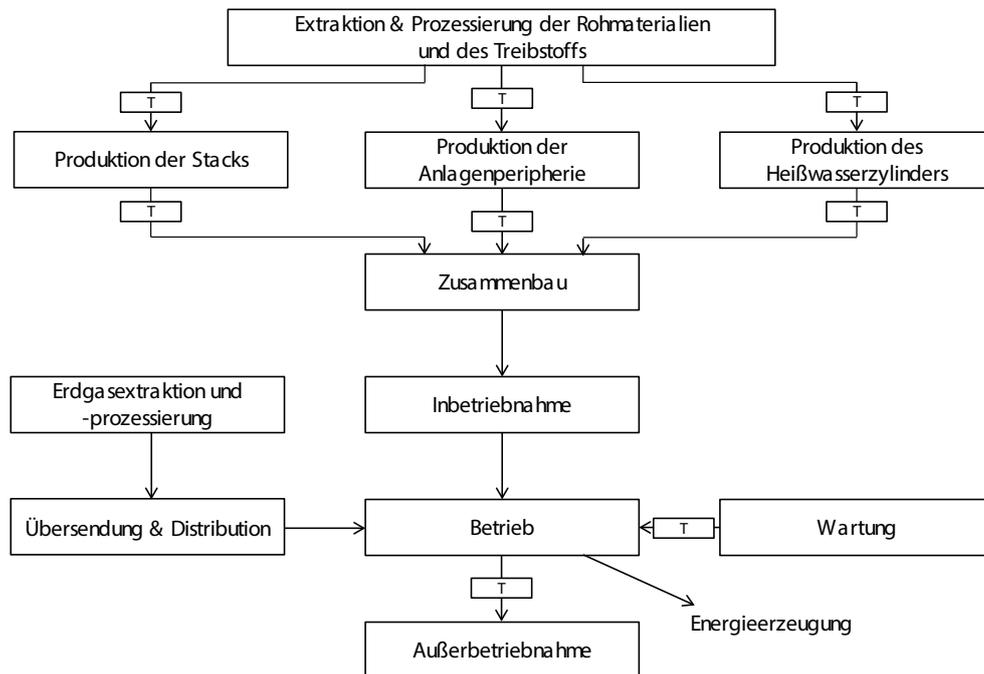


Abbildung 6.21: Lebenszyklus von mCHP-FC-Systemen. T: Transport. Modifiziert nach ^[267].

Betrachtet wurden ein 2 kW_{el} PEMFC- sowie ein $125 \text{ kW}_{\text{el}}$ Festoxid-Brennstoffzellen (*solid oxide fuel cell, SOFC*)-mCHP-System, die mit Biogas betrieben werden. Es erfolgte eine rechnerische Skalierung auf 1 kW_{el} . Das PEMFC-System weist eine geringere Belastung der Umwelt in neun von elf betrachteten Kategorien auf und liegt dabei durchschnittlich um 25,5 % unter den Werten des SOFC-Systems. Dies ist auf die höhere thermische Effizienz der PEMFC (52 %) im Vergleich zur SOFC (38 %) zurückzuführen, die Abwärme und damit ihre assoziierten negativen Auswirkungen reduziert, auch wenn letztere eine höhere elektrische Effizienz aufweist.

Die Ausnahmen bilden das FAETP (19 % höher) und das ODP (15 % höher). Das FAETP ist höher, da die PEMFC einen Pt-Katalysator benötigt und durch dessen Produktionsprozess höhere Schwermetall-Emissionen (Ni, Cu, Zn und Co) ins Süßwasser die Folge sind. Dies wird dadurch verstärkt, dass der Katalysator regelmäßig während des Betriebs gewechselt werden muss. Da die SOFC bei Temperaturen um ca.

900 °C arbeitet, wird kein Katalysator benötigt. Das gesteigerte ODP resultiert aus den Chlordifluormethan-Emissionen bei der Herstellung der Elektrolytmembranen, die bei der PEMFC aus einem fluorierten Sulfonsäuren-Polymer bestehen. Das SOFC-System verwendet hingegen einen Keramik-Elektrolyten.

Der Umwelteinfluss dieser Technologie wird maßgeblich vom Betrieb bestimmt. Für das PEMFC- bzw. das SOFC-System beträgt der Anteil fast 50 % respektive 47 %. Dabei spielt die Extraktion und Verarbeitung des Biogases und die Reformierung zur Wasserstoff-Produktion die größte Rolle. Die davon am meisten beeinflussten Kategorien sind das GWP (91–96 %) und das ODP (83–91 %), die deutlich durch die Treibhausgas-Emissionen gesteigert werden.

Die Produktion ist der zweite große Beitrag und verantwortlich für durchschnittlich 43 % bzw. 38 % der Einflüsse. Das ADPe und die Ökotoxizitäts-Kategorien werden zu über 60 % durch die Fabrikationsprozesse, und dabei hauptsächlich durch die Metallproduktion, beeinflusst.

Bei der Wartung, die durchschnittlich 5,5 % der Auswirkungen beiträgt, ist die Stack-Ersetzung der größte Faktor. Dabei ist der Umwelteinfluss eines SOFC-Stacks größer als der eines PEMFC-Stacks. Vernachlässigbare Beiträge kommen von der Entsorgung (< 1 %) und den Transport (< 0,6 %). Im Vergleich zum typischen Netzstrom weisen zehn von elf Kategorien niedrigere Werte auf. Das ODP ist für FCs aufgrund der vielen halogenierten Materialien in beiden Systemen deutlich höher. ⁽²⁶⁷⁾

Erwähnt sei, dass die erstmals 2014 in Japan installierten „ENE-FARM“-Systeme, die in den Versorgungsschacht eines Gebäudes passen, zu einer Reduktion des Primärenergieverbrauchs der Haushalte von ca. 37 % und damit zu einer Verringerung der CO₂-Emissionen um ca. 49 % geführt haben. ⁽²³⁵⁾

6.3.2.3 Kleinwindenergieanlagen

Der Lebenszyklus einer Kleinwindenergieanlage ist in Abbildung 6.23 gezeigt. Nach der Extraktion und der Verarbeitung der Rohmaterialien und Brennstoffe erfolgt die Produktion aller Bauteile. Auf den Zusammenbau folgen die Installation und der Betrieb. Der Zyklus endet in der Außerbetriebnahme. Nicht außer Acht bleiben Transport und Wartung.

Die Daten einer 30 kW-KWEA wurden rechnerisch auf 6 kW Leistung skaliert. Der Produktionsprozess ist für durchschnittlich 83,5 % der Einflüsse verantwortlich. Dies liegt im hohen Stahlverbrauch für die Turbinenherstellung begründet, der in einem hohen Mo-Verbrauch und einer hohen Cr-Emission resultiert.

Der Transport ist mit 13 % der nächstgrößte Verursacher von Umweltauswirkungen. Dabei stellt er durch den hohen Bromtrifluormethan-Ausstoß den höchsten Anteil am ODP (53,5 %). Vernachlässigbare Einflüsse kommen von Installation (2 %), Wartung (1 %) und Entsorgung (0,5 %). Durch den Betrieb werden keine Schädigungen der Umwelt generiert.

Die meisten Emissions-Kategorien weisen für den Netzstrom höhere Werte auf. Ausnahmen bilden das ADPe, das FAETP sowie das HTP, die 82 %, 74 % respektive 53 % niedriger sind. Der Hauptgrund dafür liegt erneut in der hohen Verwendung von Stahl für die Windturbinen.

Insbesondere auf KWEAs hat der Lastfaktor einen entscheidenden Einfluss. Durchschnittlich liegt er bei freistehenden Installationen bei 19 %, mit einem Maximum von knapp über 30 %. Im Rahmen von 14,8 % bis 34,2 % Lastfaktor verringern sich die Umweltbelastungen um 57 %, wie in Abbildung 6.22 dargestellt.

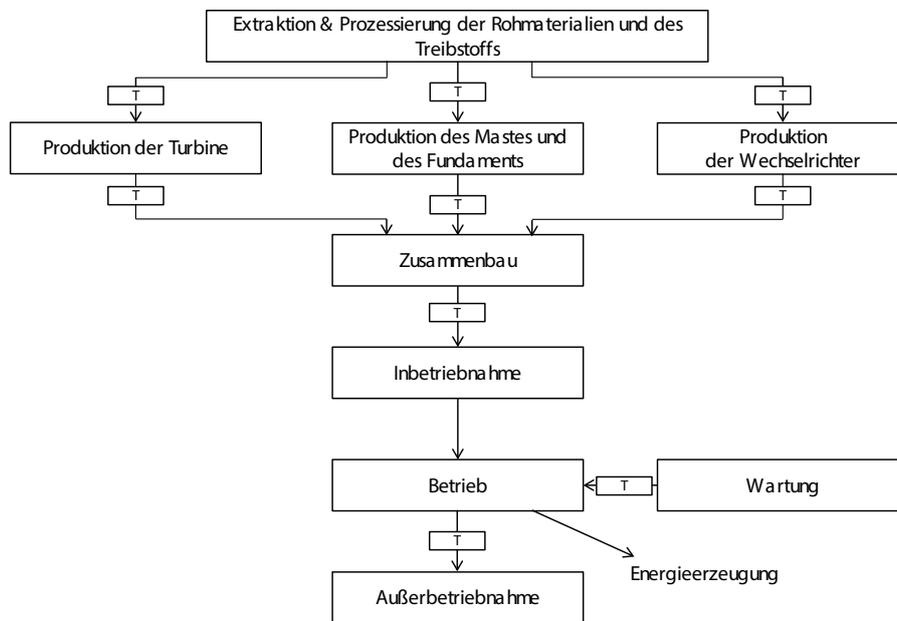


Abbildung 6.23: Lebenszyklus von Mikro-Windenergieanlagen. T: Transport. Modifiziert nach ⁽²⁶⁸⁾.

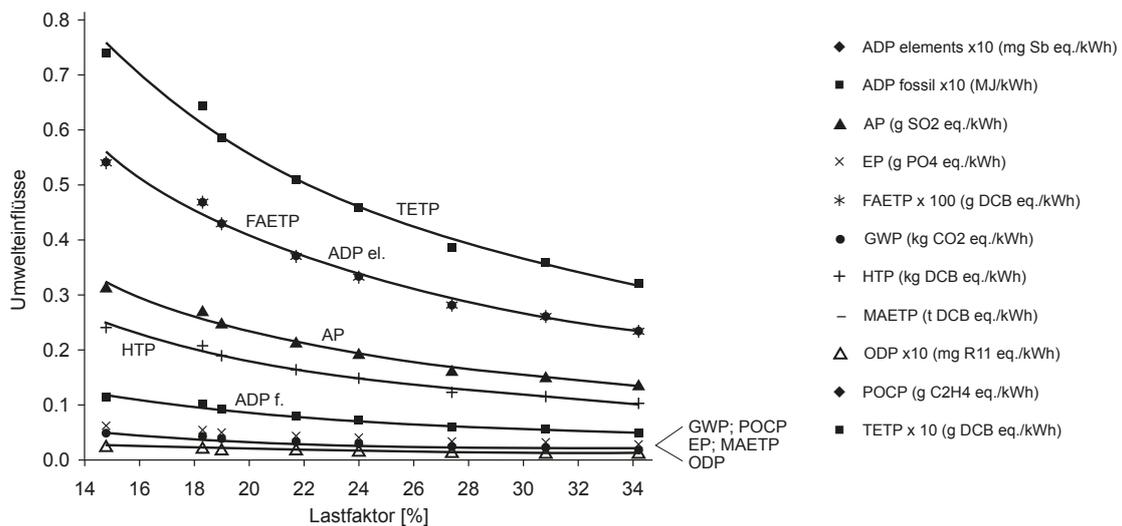


Abbildung 6.22: Der Einfluss des Lastfaktors auf die Umwelteinflüsse der KWEA. ⁽²⁶⁸⁾

Dabei skalieren die Werte exponentiell mit dem Lastfaktor und einem Exponenten von $-1,043$. ⁽²⁶⁸⁾ Dies bedeutet, dass eine hyperbolische Verringerung der Potentiale proportional zum Lastfaktor vorliegt. Eine grobe Einschätzung zur Veranschaulichung der Lastfaktoren ist in Tabelle 6.36 gezeigt.

Tabelle 6.36: Typische Lastfaktoren bei verschiedenen Windverhältnissen.

Windverhältnisse	Lastfaktor [%]
schwach	11
mittel	17
stark	23
sehr stark	29

6.3.2.4 Blockheizkraftwerke

Das biochemische System zur Stromerzeugung durch Vergärung ist in Abbildung 6.24 schematisiert. Eine Unterscheidung der Substrate für den Prozess erfolgt durch die Kategorien „nachwachsende Rohstoffe“ (NAWAROs), „Wirtschaftsdünger“ (WD) und „organische Abfall- bzw. Reststoffe“ (AF). Es folgt der Transport dieser Stoffe zur Biogas-Anlage. Der Betrieb beinhaltet Lagerung und Einbringung der Substrate sowie die Produktion von Biogas im Fermenter und dessen Speicherung. Abschließend steht die Verwertung im BHKW zur Stromerzeugung. Weitere betrachtete Faktoren sind der Abschnitt „Infrastruktur“, der die Energieaufwendungen, Emissionen, die Herstellung und Entsorgung der Baumaterialien sowie den Bau und den Abriss der Anlage beinhaltet, die Lagerung und Ausbringung der Gärreste sowie die Gutschrift von Referenznutzungen, die betrachten, was mit Reststoffen und der Fläche passieren würde, wenn diese nicht vom Biogas-System genutzt würden. Zudem erfolgen Gutschriften für die anfallende Wärmenutzung und den eingesparten Dünger nach Erstellung einer Stickstoff-Bilanz.

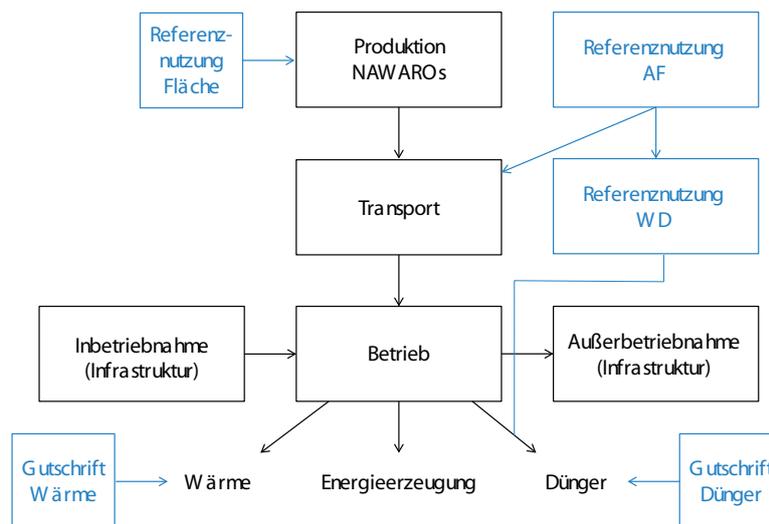


Abbildung 6.24: Darstellung des Biogas-Systems inklusive vorgelagerter Prozesse, Lebenszyklusabschnitte und Systemgrenze. Hellblaue Faktoren werden nur im BHKW-internen Vergleich in Abbildung 6.26, nicht jedoch in Abbildung 6.19 beachtet. Modifiziert nach ^[269].

Diese Gutschriften wurden weder für das Biogas-System noch für das Holz-System in Abbildung 6.19 beachtet, um eine bessere Vergleichbarkeit zu den anderen Technologien zu gewährleisten. Für den BHKW-Vergleich inklusive der Gutschriften dient Abbildung 6.26.

Das betrachtete Holz-System erzeugt Energie durch thermochemische Energieumwandlung der Biomasse. Rohstoffe hierbei sind Waldhackgut und Sägenebenprodukte (SNP). Auch hier werden die Einflüsse durch den Betrieb der Anlage ermittelt, wobei bei letzterer Kategorie für Verbrennungsanlagen die Entsorgung der anfallenden Asche, der Bedarf an Schmier- bzw. Hydrauliköl sowie Emissionen aus der Verbrennung betrachtet werden. Vergasungsanlagen werden mit dem Bedarf an Vergasungsmittel bzw. Katalysatoren und eventuell Inertgasen, Emissionen aus der Vergasung sowie der Verbrennung des Produktgases, Aufwendungen für die Gasreinigung sowie den Bedarf an Schmiermitteln für die Stromerzeugung und die Entsorgung der Asche berücksichtigt. Die Kategorien „Transport“, „Infrastruktur“ und die Gutschriften durch Wärmeproduktion, Düngereinsparung sowie Referenznutzung funktionieren äquivalent zum Biogas-System.

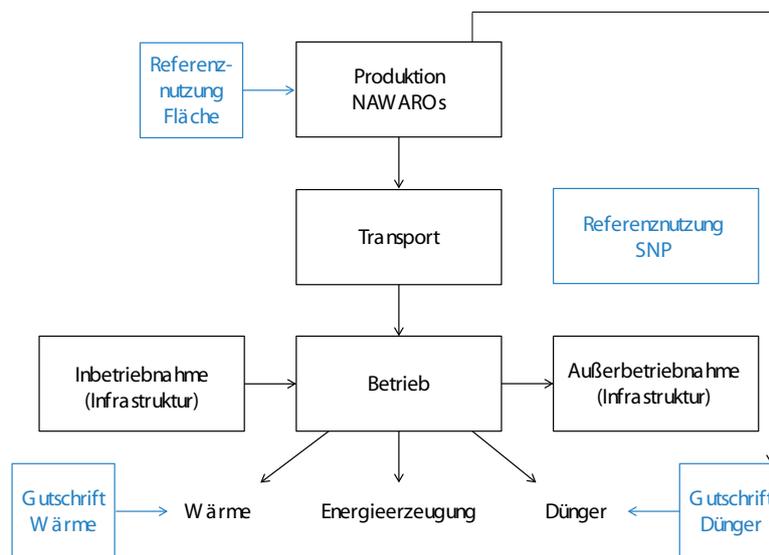


Abbildung 6.25: Darstellung des Holz-Systems inklusive vorgelagerter Prozesse, Lebenszyklusabschnitte und Systemgrenze. Hellblaue Faktoren werden nur im BHKW-internen Vergleich in Abbildung 6.26, nicht jedoch in Abbildung 6.19 beachtet. Modifiziert nach ⁽²⁶⁹⁾.

Es wurden verschiedene Biogas-Systeme mit einer durchschnittlichen Leistung von $213,4 \text{ kW}_{\text{el}}$ betrachtet. Die Produktion an NAWAROs hat einen Anteil zwischen 2 % und 34 % an der Gesamtemission der Anlagen und stellt den größten Faktor für das TETP dar. Dies resultiert aus der Verwendung von Pflanzenschutzmitteln, welchen einen deutlichen Effekt auf diese Wirkungskategorie aufweisen.

Der Lebenszyklusabschnitt „Transport“ stellt den größten Beitrag an ODP (23,2 %) sowie ADPe (20,8 %), was in der Verwendung fossiler Brennstoffe begründet liegt. Die unter dem Punkt „Infrastruktur“ zusammengefassten Prozesse haben einen hohen Anteil an den Toxizitätspotentialen mit jeweils 70,4 % für das FAETP, 59,3 % für das HTP, 58,5 % für das MAETP und 47,9 % für das TETP. Erstere drei Umweltkategorien werden durch die Verwendung von Stahl beeinflusst, während letztere erneut durch Pflan-

zenschutzmittel beeinträchtigt wird. Die Herstellung von Baumaterialien hat auch einen wesentlichen Einfluss auf das ADPe (27,2 %), das ODP (20,3 %), das POCP (11,1 %) und das GWP (11,0 %).

Der Betrieb der Biogas-Anlage hat einen vergleichsweise geringen Einfluss der zwischen 0,6 % und 6 % liegt. Das BHKW hingegen erzeugt 72,3 % des POCP und hat ebenso relevante Effekte auf die Kategorien GWP (24,4 %), ODP (20,8 %), ADPe (18,3 %), AP (14,5 %) sowie EP (13,9 %). Die Gärrestlagerung trägt zwischen 5 % und 13 % zu GWP, AP, EP und POCP bei. Die Ausbringung des Gärrests ist für 69,9 % des EP, 67,7 % des AP und 35,7 % des GWP verantwortlich.

Im Vergleich zum Netzstrom ergeben sich in den Kategorien POCP, HTP, FAETP und MAETP zusätzliche Emissionen.

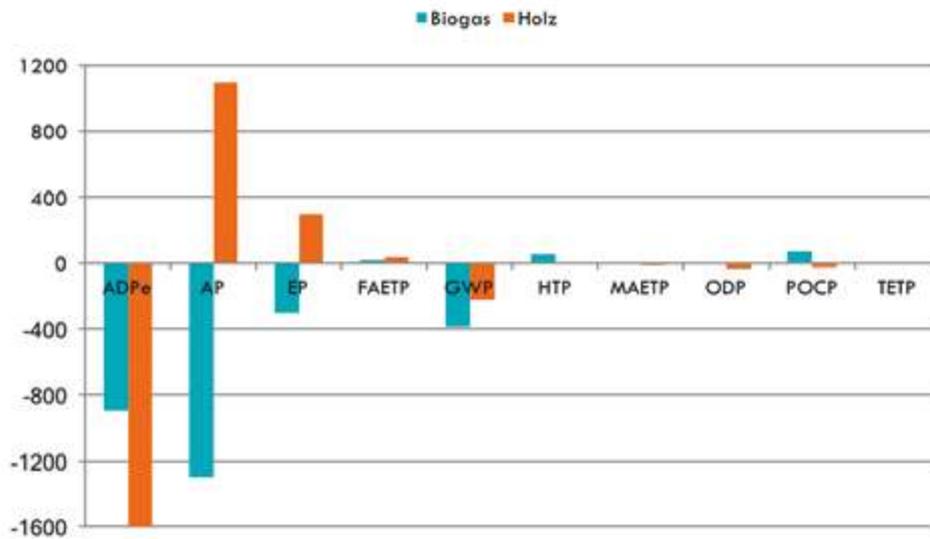
Die analysierten Holz-Systeme weisen eine durchschnittliche Leistung von 3,694 MW_{el} auf und werden alle mit Waldhackschnitzeln betrieben. In den verschiedenen Umweltkategorien hat die Produktion der NAWAROs einen Anteil zwischen 13 % und 53 %. Dieser Lebenszyklusabschnitt macht ca. die Hälfte des ODP, des GWP sowie des ADPe aus. Eine Beisteuerung zu den Toxizitätspotentialen erfolgt zwischen 13 % und 38 %. Auch die Anteile am AP und am EP sind mit 17 % relevant.

Der Transport hat eher geringe Folgen mit über 20 % Anteil an ODP, ADP und GWP. Der Betrieb der Anlagen trägt mit 80 % zum FAETP, mit 76 % zum EP sowie mit 73 % zum AP bei. Auch TETP, POCP und MAETP werden zwischen 37 % und 55 % erhöht. Die Infrastruktur wirkt sich deutlich auf HTP, MAETP und TETP aus und umspannt dabei einen Bereich zwischen 18 % und 40 %.

Hauptsächlich durch den Betrieb der Anlage sowie die Produktion der NAWAROs sind AP, EP und FAETP im Vergleich zum Netzstrom erhöht. Die Gutschrift durch Wärmenutzung hat im Holz-System einen besonders hohen Einfluss auf nahezu alle Kategorien.

Ein Vergleich der Emissionen der BHKW-Technologien unter Beachtung der Gutschriften erfolgt in Abbildung 6.26.

Vergleichend und unter Beachtung der Gutschriften schneidet das Biogas-System in den Wirkungskategorien AP, EP, FAETP und GWP besser ab als das Holz-System. Die Produktion der NAWAROs hat in letzterem einen fast doppelt so großen Einfluss, da der Rohstoff eigens für die Verwertung produziert wurde, wohingegen im Biogas-System viele Abfallstoffe anderer Produktionssysteme verwendet werden. Tendenziell scheint der Einfluss der Infrastruktur bei Biogas-Anlagen höher, jedoch kann dies durch die kleineren Anlagengrößen begründet sein. ⁽²⁶⁹⁾



Technologie	ADPe	AP	EP	FAETP	GWP
Biogas	-900	-1.300	-300	14,7	-389,1
Holz	-1.600	1.100	300	33,6	-225,5
Technologie	HTP	MAETP	ODP	POCP	TETP
Biogas	57,0	5,4109	-8,66	71,3	-0,436
Holz	-5,0	-16,1322	-29,7	-26,2	-0,848

Abbildung 6.26: Vergleich der Gesamt-Emissionen sowie -ergebnisse inklusive Gutschriften der Biogas- und Holz-BHKW-Systeme für alle Wirkungskategorien. Cyan: BHKW (Biogas); Orange: BHKW (Holz). Einheiten: ADPe [mg Sb eq/kWh]; AP [mg SO₂ eq/kWh]; EP [mg PO₄ eq/kWh]; FAETP [g 1,4-DCB eq/kWh]; GWP [g CO₂ eq/kWh]; HTP [g 1,4-DCB eq/kWh]; MAETP [kg 1,4-DCB eq/kWh]; ODP [µg CFC-11 eq/kWh]; POCP [mg Ethylen eq/kWh]; TETP [g 1,4-DCB eq/kWh].⁽²⁶⁹⁾

6.3.2.5 Batteriesysteme

Über Batteriesysteme, Dieselgeneratoren sowie manuell betriebene Generatoren waren keine zum Vergleich geeigneten Lebenszyklusanalysen nach GUINÉE verfügbar.⁽²⁶⁴⁾

Der Lebenszyklus von Batteriesystemen ist in Abbildung 6.27 dargestellt. Er umfasst neben der Produktion verschiedener Systemkomponenten den Betrieb inklusive der Kapazitätsverluste durch Gebrauch sowie die Behandlung nach Außerbetriebnahme (Recycling und Entsorgung).⁽²⁷¹⁾ Jedoch können Batteriesysteme aus Elektrofahrzeugen in stationären Anwendungen wiederverwendet werden.⁽²⁷²⁾

KATSIGANNIS *et al.* veröffentlichen GWP-Werte im Verhältnis zur erzeugten Energiemenge für kleine autonome Hybridenergiesysteme (*small autonomous hybrid power systems, SAHPSs*), die auch (Bio-)Dieselgeneratoren und PbA-Batterien beinhalten.⁽²⁷³⁾ Diese sind Abbildung 6.28 zu entnehmen.

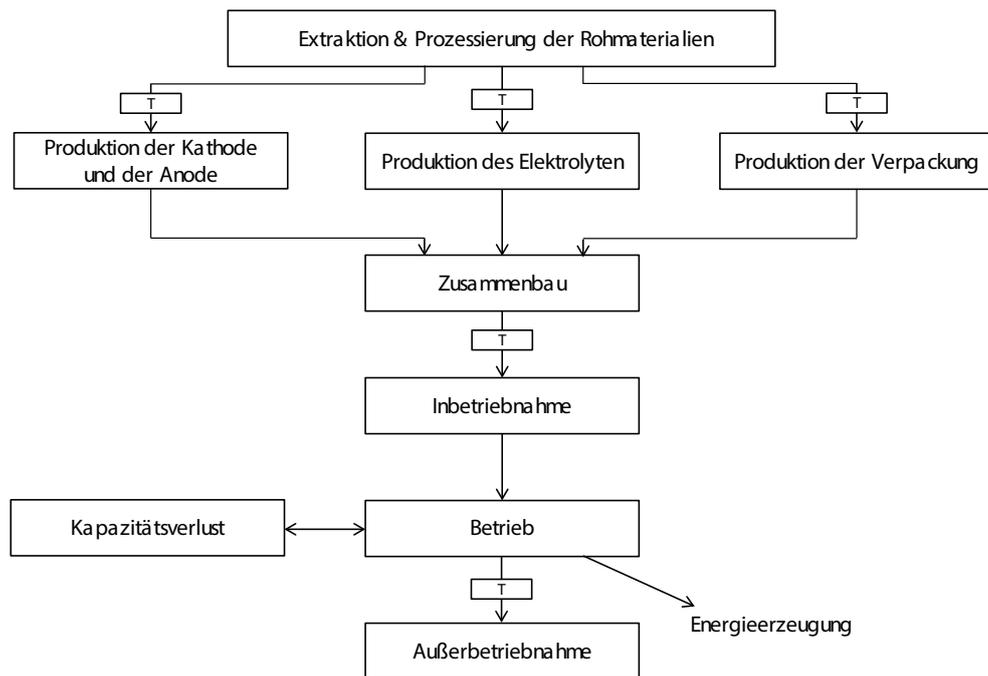
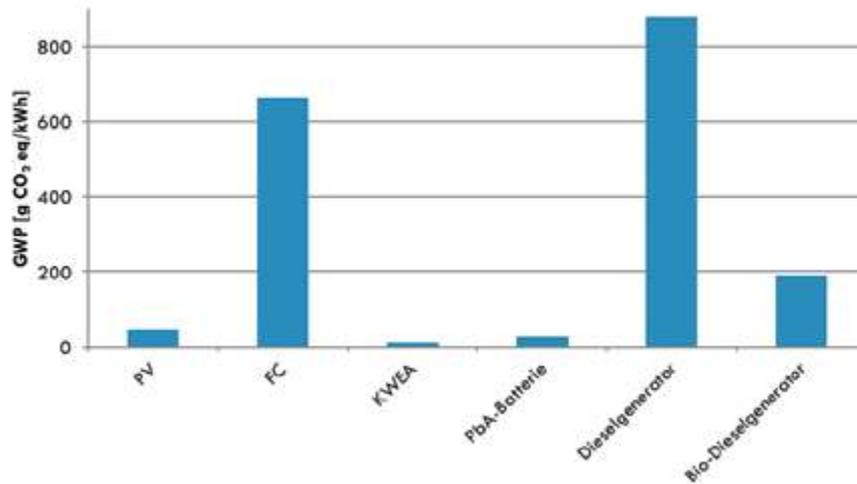


Abbildung 6.27: Lebenszyklus von Batteriesystemen. T: Transport. Modifiziert nach ⁽²⁷¹⁾.

Hier ist zu erkennen, dass PbA-Batteriesysteme einen sehr niedrigen Klimaeinfluss aufweisen. Ein PV/Windenergie/Natrium-Schwefel (NaS)-Batterie/Dieseldieseln-Generatoren-Hybridsystem wurde von SAIF *et al.* für die Versorgung einer Stadt mit 50.000 Einwohnern untersucht. In dieser Umweltanalyse wurden ebenfalls GWPs veröffentlicht, die in Abbildung 6.29 zusammengefasst sind.

Hier bestätigt sich das bei KATSIANNIS *et al.* gewonnene Bild auch für NaS-Batterien, trotz der unterschiedlichen Größenverhältnisse der betrachteten Systeme. Es existieren mehrere vergleichende Veröffentlichungen zu den Umwelteinflüssen verschiedener Batteriearten. Diese sind folgend betrachtet. In einer Studie von McMANUS wurden verschiedenen Batteriearten auf ihre Umweltschädlichkeit in der Produktionsphase geprüft. ⁽²⁷⁵⁾ Die Ergebnisse sind Abbildung 6.30 zu entnehmen.



	PV	FC	KWEA	PbA-Batterie	Dieselgenerator	Bio-Dieselgenerator
GWP	45	664	11	28	880	191

Abbildung 6.28: GWPs für Systemkomponenten von SAHPSs. Bei dem betrachteten PV-System handelt es sich um mono-Si-Zellen bei einer durchschnittlichen täglichen Globalstrahlung von 4,62 kWh/(m² d). Die angenommene durchschnittliche Windgeschwindigkeit der KWEA beträgt 6,5 m/s. Die Angabe des GWP erfolgt in g CO₂ eq/kWh. Modifiziert nach ⁽²⁷³⁾.

Es ist zu erkennen, dass Li-Ion-Batterien einen vielfachen Metallverbrauch der anderen Batteriearten aufweisen. Dies liegt hauptsächlich in der Verwendung des Lithiums selbst. ⁽²⁷⁵⁾ Einen besonders hohen Ozonverbrauch sowie die größte Humantoxizität sind auf Li-Ion-Batterien mit *N*-Methyl-2-pyrrolidon (NMP) als Solvens zurückzuführen. Nickel enthaltende Batterien bilden vergleichsweise viel Feinstaub. PbA- und NaS-Batterien zeigen in nahezu allen Kategorien die geringsten Werte.

PbA-Batterien generieren ca. 30 % der Umwelteinflüsse während der Nutzung. ⁽²⁷⁶⁾ Bei Li-Ion-Batterien entsteht in dieser Zeit hingegen über 70 % des GWP. ⁽²⁷⁷⁾ Dies ist jedoch stark von der Zusammensetzung des Bezugsstroms abhängig. Stammt dieser aus vielen umweltfreundlichen Energiegewinnungsmethoden, so ist auch die Umweltbilanz der Batterienutzung besser.

Abbildung 6.31 zeigt die CO₂-Äquivalent-Emissionen während der Herstellung verschiedener Batteriearten. Auch hier weisen Li-Ion-Batterien den höchsten Einfluss auf die Umwelt auf, während PbA- und NaS-Batterien eine vergleichsweise geringe Schädigung zeigen.

RYDH und SANDÉN ermittelten, dass 24–70 % Der Kosten für die Herstellung einer PV-Batterie-Anlage durch Produktion und Transport der Batterien erzeugt werden. Dabei stellen sie bei NaS-, Li-Ion-, Zinkbromid (ZnBr)-, Vanadium-Redox-Batterien (VRBs) sowie Polysulfid-Batterien (PSBs) fest, dass diese unter 50 % beitragen, während NiCd-, PbA- sowie NiMH-Batterien einen Großteil zusteuern. ⁽²⁷⁸⁾

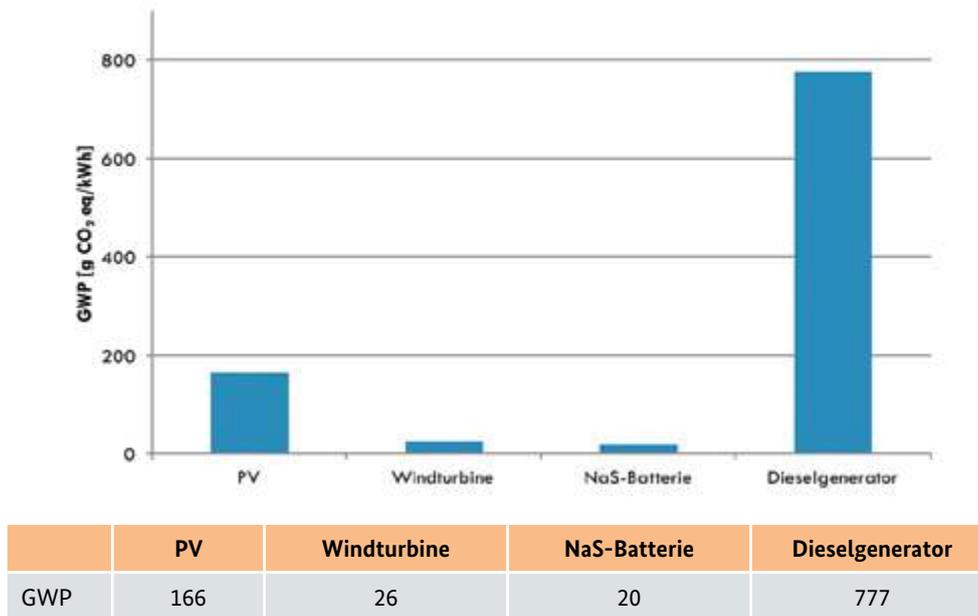


Abbildung 6.29: GWPs für Systemkomponenten eines PV/Windenergie/Batterie/Dieselgeneratoren-Hybridsystems. Die Angabe des GWP erfolgt in g CO₂ eq/kWh. Modifiziert nach ⁽²⁷⁴⁾.

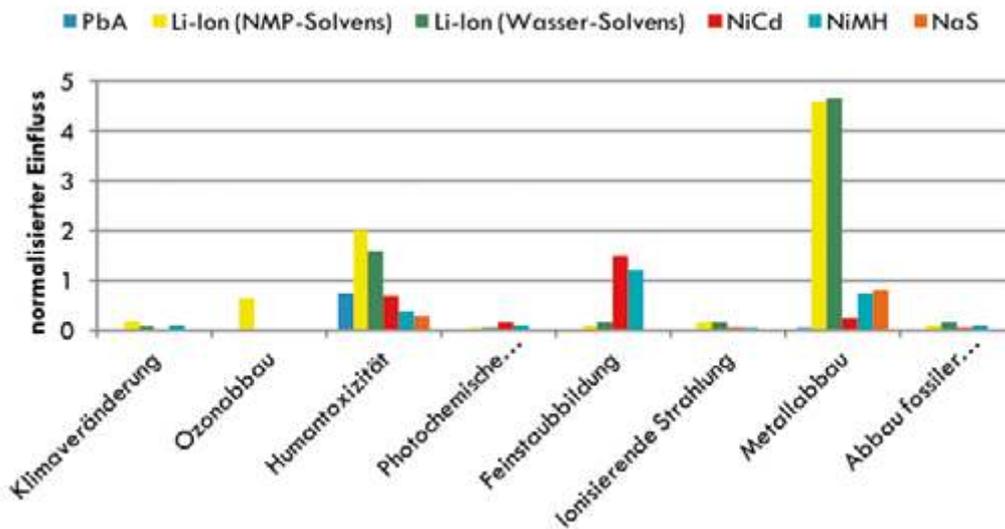


Abbildung 6.30: Umwelteinflüsse während des Produktionsprozesses verschiedener Batteriearten. Blau: PbA; Gelb: Li-Ion mit *N*-Methyl-2-pyrrolidon (NMP)-Solvens; Grün: Li-Ion mit Wasser-Solvens; Rot: NiCd; Cyan: NiMH; Orange: NaS. Modifiziert nach ⁽²⁷⁵⁾.

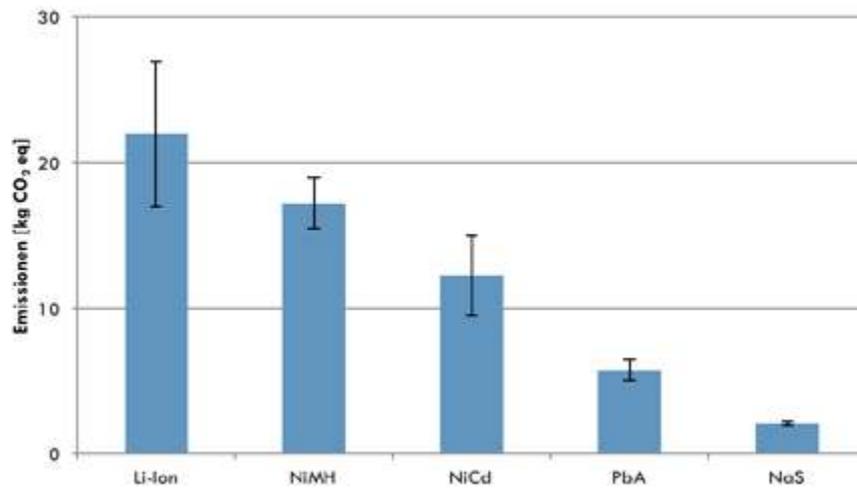


Abbildung 6.31: CO₂-Äquivalent-Emissionen während des Produktionsprozesses verschiedener Batteriearten. Modifiziert nach ⁽²⁷⁵⁾.

Zudem ermittelten sie die zugehörigen „*energy return factors*“. Diese sind ein Maß dafür, wie effizient ein System, wie z. B. eine PV-Batterie-Anlage, investierte nicht-erneuerbare Energie im Vergleich zu Alternativmethoden, wie in dieser Studie einem Dieselgenerator, nutzt. ⁽²⁷⁹⁾ Ihre Ergebnisse sind in Abbildung 6.32 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass NaS-, Li-Ion-, ZnBr-, VRBs und PSBs eine effizientere Gruppe darstellen, während NiCd-, PbA- und NiMH-Batterien vergleichsweise ineffizient operieren.

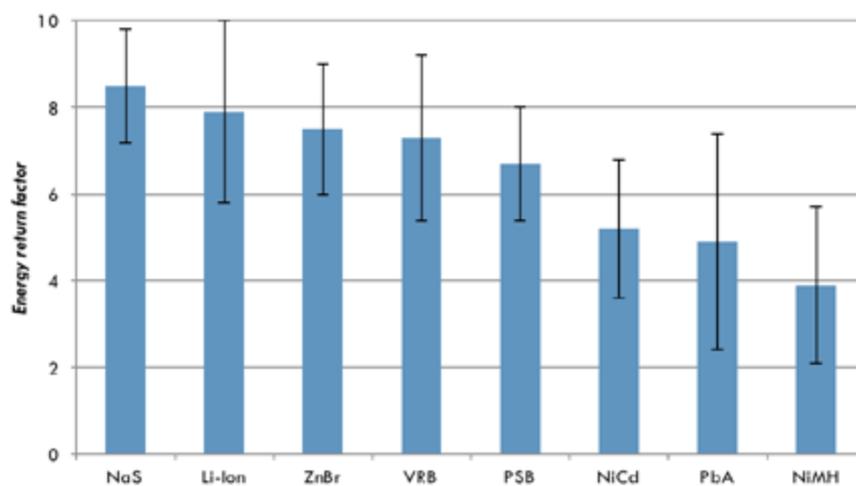


Abbildung 6.32: „*Energy return factors*“ für PV-Batterie-Systeme. Modifiziert nach ⁽²⁷⁹⁾.

6.3.2.6 Dieselgeneratoren

Im Folgenden wird kurz auf Dieselgeneratoren eingegangen. Abbildung 6.33 zeigt den Lebenszyklus von Dieselgeneratoren. Auch hier ist, neben der Produktion der Einzelteile sowie eines Fundaments, die im Betrieb dauerhaft benötigte Treibstoffherstellung zu beachten. Zusätzlich kann ein dafür vorgesehener Tank notwendig sein. Nach dem Transport zur Destination folgt der Betrieb und die Außerbetriebnahme resultiert in Recycling bzw. Entsorgung.⁽²⁸⁰⁾

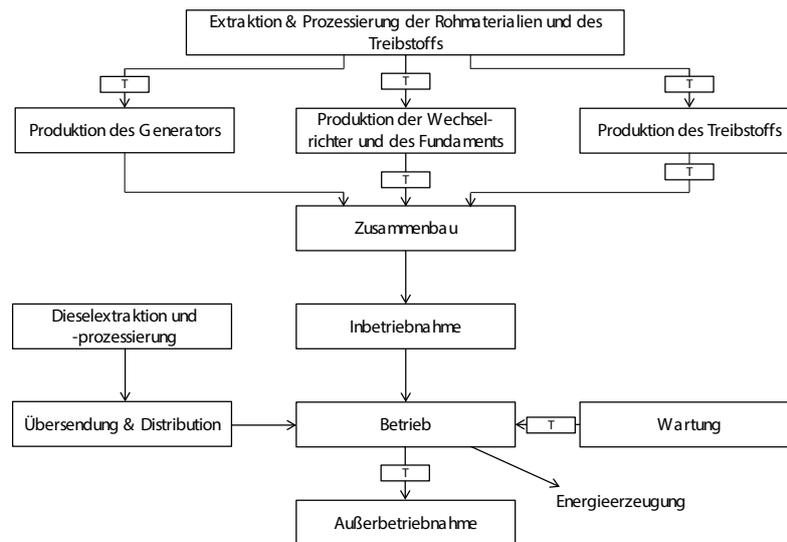


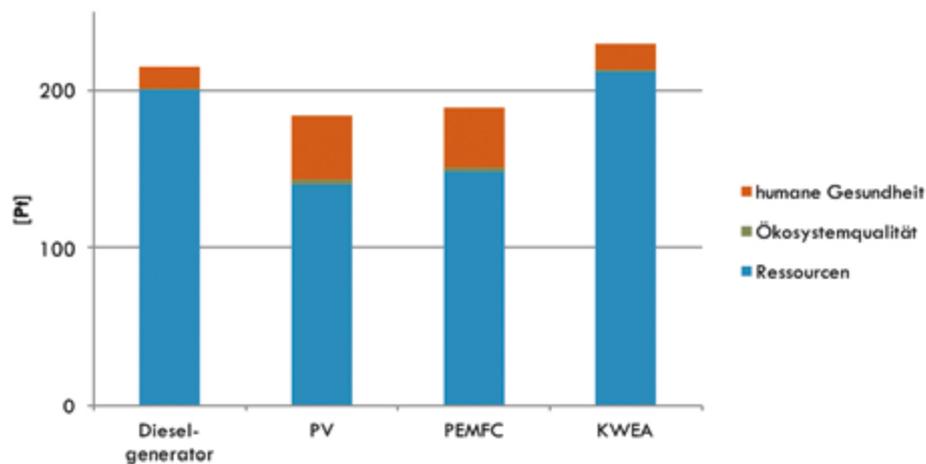
Abbildung 6.33: Lebenszyklus von Dieselgeneratoren. Modifiziert nach⁽²⁸⁰⁾.

Im vorhergegangenen Kapitel wurden bereits Studien betrachtet, die auch Dieselgeneratoren untersuchten (vgl. Abbildung 6.28 und Abbildung 6.29). Danach stellen diese, bezogen auf die Erderwärmung, die umweltschädlichste Technologie dar. Bio-Dieselgeneratoren sind PV-, Kleinwindenergie- sowie Holz-BHKW-Systemen unterlegen.

SEVENCAN *et al.* haben in einer Produktionsanalyse (*cradle-to-gate*) Dieselgeneratoren bezüglich drei Schadenskategorien mit PEMFC-, PV- sowie Windenergie-Systemen verglichen. Diese umfassen Schädigungen der

- humanen Gesundheit (Karzinogenese, Radiation sowie organische und anorganische respiratorische Beeinträchtigungen)
- Ökosystemqualität (Veränderungen des Klimas und der Ozonschicht, Versauerung, Eutrophierung sowie Ökotoxizität)
- Ressourcen (Nutzung von Land, Mineralien sowie fossilen Brennstoffen)

Eine Zusammenfassung erfolgte durch die Dimensionierung in „*Eco-indicator Points*“ (Pt) nach den *Eco-indicators* 99, bei denen 1 kPt die jährliche Umweltbelastung eines durchschnittlichen Bürgers Europas repräsentiert.⁽²⁸¹⁾ Das Ergebnis ist in Abbildung 6.34 dargestellt.



[Pt]	Diesलगenerator	PEMFC	PV	KWEA
humane Gesundheit	13,144	38,225	40,038	16,395
Ökosystemqualität	0,920	1,982	3,096	1,105
Ressourcen	200,732	148,606	140,604	211,863

Abbildung 6.34: Allgemeine Umweltbelastung durch den Produktionsprozess (*cradle-to-gate*) von Diesलगeneratoren (1 kW), PEMFC (2 kW), PV (0,996 kW) und KWEA (1 kW). Modifiziert nach ⁽²⁸²⁾.

Hiernach schneiden Diesलगeneratoren bezüglich der Produktion nur wenig schlechter ab als PEMFC- und PV-Anlagen und leicht besser als KWEAs. Jedoch ist hervorzuheben, dass diese einen konstanten Nachschub an Diesel benötigen, während KWEAs emissionsfrei betrieben werden können. Diesel erzeugt im Lebenszyklus 3.150 g CO₂ eq/L und benötigt in der Herstellung einen zusätzlichen Energieaufwand von 1,01 kWh/L. ⁽²⁸³⁾ Im Verhältnis zu den GWPs im Lebenszyklus der anderen Technologien ist dies ein vielfach höherer Wert für jeden Liter Diesel, der verbrannt wird (vgl. Abbildung 6.19). Zwar sind mit der Verwendung von Bio-Diesel die Treibhausgas-Emissionen um ca. 74 %, die Abhängigkeit von nicht-erneuerbaren Energieträgern um ca. 20 % sowie der Ozonabbau um ca. 44 % gesenkt, demgegenüber erhöhen sich aber Versauerung (+ 59 %), Eutrophierung (+ 214 %), photochemischer Smog (+ 119 %) (die Belastung der bodennahen Luft durch eine hohe Konzentration an Ozon, die aus der photochemischen Reaktion von Stickoxiden (NO_x) und Kohlenwasserstoffen resultiert) sowie die Konkurrenz um Landflächen, hauptsächlich durch Produktion und Ausbringung des Düngers. ⁽²⁸⁴⁾

6.3.2.7 Manuell betriebene Generatoren

Analysen zu den Umwelteffekten von manuell betriebenen Generatoren waren nicht verfügbar. Jedoch ist davon auszugehen, dass diese die umweltfreundlichste der betrachteten Technologien darstellen, da solche Geräte aus einer PbA-Batterie und vergleichsweise wenig Kunststoff und Metall bestehen. Eine Orientierung kann folglich an der Bewertung von Batterien erfolgen. PbA-Akkumulatoren schneiden bezüglich der Herstellung im Vergleich zu anderen Batteriearten gut ab (vgl. Abbildung 6.30 und Abbildung 6.31). Da die Aufladung nicht über das Netz, sondern über manuelle Induktion erfolgt, muss die Zusammensetzung des verwendeten Ladestroms nicht beachtet werden. Der Betrieb erfolgt daher quasi emissionsfrei.

6.3.3 Bewertung

Es sei darauf hingewiesen, dass eine umwelttechnische Bewertung immer einen gewissen subjektiven Charakter enthält, da die verschiedenen Weisen auf die die Umwelt geschädigt werden kann oft schlecht verglichen werden können. Trotzdem soll dies im Folgenden versucht werden.

Eine Beurteilung auf einer Skala von 0 bis 10 Punkten der verschiedenen Technologien ist in Tabelle 6.37 dargestellt.

Tabelle 6.37: Bewertung der betrachteten Technologien hinsichtlich des Umwelteinflusses in Anbetracht des jeweiligen Szenarios bei drei verschiedenen Stromausfallauern auf einer Skala von 0 bis 10 Punkten. Dieselgen.: Dieselgeneratoren; mbG: Manuell betriebene Generatoren.

Szenario 1 Alleinerziehende Mutter	2 Tage	7 Tage	14 Tage
PV	5	5	5
FC	5	5	4
KWEA	5	5	5
BHKW	3	3	2
Batterien	6	5	5
Dieselgen.	4	3	3
mbG	10	10	10

Szenario 2 Heizungsanlage	2 Tage	7 Tage	14 Tage
PV	5	5	5
FC	5	5	4
KWEA	5	5	5
BHKW	3	3	2
Batterien	6	5	5
Dieselgen.	4	3	3
mbG	10	10	10

Szenario 3 Mehrfamilienhaus	2 Tage	7 Tage	14 Tage
PV	5	5	5
FC	5	5	4
KWEA	5	5	5
BHKW	3	3	2
Batterien	6	5	5
Dieselgen.	4	3	3
mbG	10	10	10

Szenario 4 Kleine Siedlung	2 Tage	7 Tage	14 Tage
PV	5	5	5
FC	5	5	4
KWEA	5	5	5
BHKW	3	3	2
Batterien	6	5	5
Dieselgen.	4	3	3
mbG	10	10	10

Neben einem hohen ADPe zeichnet sich PV durch erhöhte Werte beim AP und beim EP aus. Letztere entstehen hauptsächlich durch die Stickoxid (NO_x)-Emission während der Produktion. Im Vergleich schneidet PV auch beim MAETP schlecht ab. Die hohe Toxizität resultiert zum Großteil aus der Konstruktion der entsprechenden Infrastruktur. ⁽²⁶⁶⁾

Die verglichenen FC-Systeme weisen beide ein niedriges ADPe auf. Dies ist auf die Tatsache zurückzuführen, dass der Produktionsprozess, der den größten Einfluss auf diese Auswirkungskategorie hat, im Gegensatz zu den anderen Technologien nicht den größten Anteil an den Gesamt-Emissionen besitzt. Der Betrieb der Anlage, darunter insbesondere die Extraktion des Biogases und die

Reformierung zur Wasserstoff-Produktion, ist mit rund der Hälfte der hauptsächliche Verursacher des ADPe. Ebenso ist sie hauptverantwortlich für den hohen Klimaeinfluss, der sich besonders im GWP und im ODP widerspiegelt. Letzteres wird zusätzlich durch die Verwendung fluorierter Sulfonsäure-Polymere in der PEMFC und dem generell hohen Einsatz von halogenierten Materialien in beiden Systemen erhöht. Einige weitere Kategorien zeichnen sich durch vergleichsweise niedrige Werte aus, wie EP, FAETP, HTP und MAETP. ⁽²⁶⁷⁾ Da bei längerer Abdeckungsdauer mehr Treibstoff benötigt wird sinkt hier die Bewertung entsprechend.

Die Lebenszyklusanalyse von KWEAs weist einige starke Einflüsse auf, die alle auf die hohe Verwendung von Stahl (und zu einem geringeren Anteil Kupfer) in der Produktion rückführbar sind. Dies bringt einen großen Verbrauch an nicht erneuerbaren Ressourcen, wie Molybdän, mit sich und erhöht die Emission von Schwermetallen, insbesondere Chrom, stark. Dies schlägt sich besonders in den Toxizitätspotentialen nieder. Da beim Betrieb der Turbine keine Emissionen anfallen, besitzt die KWEA die niedrigsten Werte in den Klimakategorien GWP und ODP. ⁽²⁶⁸⁾

Das Biogas-BHKW weist das höchste ADPe auf, was aus der Herstellung der Baumaterialien und dem BHKW resultiert. Zudem sind das AP und das EP um ein Vielfaches höher als bei den verglichenen Technologien. Dies ist hauptsächlich durch das Ausbringen des Gärrests bedingt, jedoch besitzen BHKW und Gärrestlagerung wesentliche Einflüsse. Auch ein hohes GWP ist durch die Kombination aus den Faktoren Herstellung von Baumaterialien, BHKW, Gärrestlagerung und Ausbringung des Gärrests bedingt. Durch die hohe Verwendung von Stahl in der Produktion entsteht ein großes HTP. Weiterhin ist das POCP vergleichsweise hoch, was zum Großteil im BHKW, mit wesentlichen Einflüssen durch die Herstellung von Baumaterialien und die Gärrestlagerung, begründet liegt.

Auch das Holz-System besitzt ein hohes ADPe, was im Wesentlichen durch die Produktion, aber auch durch den Transport, bedingt ist. Bei diesem durch Waldhackschnitzel betriebenen System zeigen sich ebenfalls ein hohes AP sowie EP und zusätzlich ein großes FAETP. Für alle diese Kategorien ist der Betrieb der Anlage der größte Faktor, wobei auch die Produktion der NAWAROs relevante Auswirkungen aufweist. In jeder der untersuchten Potentiale weist diese Technologie einen großen Einfluss durch Gutschriften durch Wärmenutzung auf.

Je nach Gewichtung der Umweltkategorien schneidet das Holz-BHKW im internen Vergleich tendenziell besser ab als das Biogas-System. Ein Vergleich inklusive Gutschriften ist Abbildung 6.26 zu entnehmen. ⁽²⁶⁹⁾

Die untersuchten BHKWs stehen mit durchschnittlichen Leistungen von ca. 200 kW_{el} für Biogas-Systeme bzw. ca. 3,7 MW_{el} für Holz-Systeme in einer deutlich höheren Leistungsklasse als die verglichenen Systeme, die mindestens rechnerisch auf kW_{el}-Leistungen im einstelligen Bereich skaliert wurden. Dies stellt möglicherweise einen relevanten Faktor für die Vergleichbarkeit dar, da die Lebenszyklusanalyse im Verhältnis zur erzeugten Energiemenge steht. Es ist folglich davon auszugehen, dass kleinere Anlagen höhere Umweltbelastungen aufweisen und sämtliche Angaben für BHKWs im direkten Vergleich zu niedrig angesiedelt sind. Auch hier sinkt die Beurteilung durch den zusätzlichen benötigten Treibstoff bei längeren Stromausfalldauern.

Eine klare Aussage darüber welche der nach GUINÉE ⁽²⁶⁴⁾ betrachteten Technologie am umweltfreundlichsten ist, kann nicht mit hoher Sicherheit getroffen werden, da kein etabliertes System zur Gewichtung der verschiedenen Auswirkungskategorien existiert. Tendentiell schneiden die BHKWs aus genannten Gründen schlechter ab, während insbesondere die KWEAs in den häufig als besonders wichtig angesehenen Klimakategorien GWP und ODP die besten Werte aufweisen. Dies geschieht jedoch auf Kosten höherer Ökotoxizitätspotentiale. Allerdings sind Deutschlands Treibhausgas-Emissionen im letzten Jahr angestiegen (vgl. Kapitel 6.1) und aktuelle Studien weisen darauf hin, dass sich die Ozonschicht aufgrund der Eindämmung des Gebrauchs von Chlorfluorkohlenwasserstoffen (CFKWs) beginnt zu erholen. ⁽²⁸⁵⁾ Ein interner Vergleich von PEMFC und SOFC zeigt abhängig von der Gewichtung eine Tendenz zur umweltfreundlicheren PEMFC, die in 9 von 11 Kategorien besser abschneidet als ihr Konkurrent (vgl. Kapitel 6.3.2.2), ⁽²⁶⁷⁾ während eine Nebeneinanderstellung der BHKWs das Holz-System als tendentiell weniger umweltgefährdend ausweist (vgl. Kapitel 6.3.2.4). ⁽²⁶⁹⁾

Im internen Vergleich der Batteriearten hat sich gezeigt, dass NaS-Batterien gleichzeitig zu den umweltfreundlichsten in der Herstellung gehören und zusätzlich im Betrieb einen hohen „*energy return factor*“ aufweisen, sodass sie bei reiner Betrachtung dieses Kriteriums zu empfehlen sind. Auch PbA-Batterien zeigen niedrige Werte der Umweltbelastung in der Produktion, jedoch ist ihr durchschnittlicher „*energy return factor*“ vergleichsweise niedrig. Angemerkt sei, dass letzterer für diese Batterieart eine besonders hohe Varianz aufweist. Li-Ion-Batterien zeigen einen hohen „*energy retrun factor*“, schneiden hingegen aber in der Produktion am schlechtesten ab. Besonders von einem *N*-Methyl-2-pyrrolidon (NMP)-Solvent ist bezüglich der Umweltbetrachtung abzuraten.

Sowohl PbA- als auch NaS-Batterien weisen im Betrieb niedrige GWPs auf und tragen nur wenig zur Belastung der Umwelt durch das gesamte System bei. Der Haupteinfluss kommt dabei durch das Wiederaufladen, das einen hohen Einfluss durch die Zusammensetzung des verwendeten Stroms erfährt. Soll ein längerer Zeitraum abgedeckt werden, sind mehr oder größere Batterien notwendig. Daher verringert sich die erhaltene Punktzahl mit der Stromausfalldauer.

Dieseleratoren weisen in der Produktion vergleichbare Umwelteinflüsse zur PV-, PEMFC- und KWEA-Herstellung auf. Sie schädigen die Ökosystemqualität sowie die humane Gesundheit am geringsten, verbrauchen jedoch viele Ressourcen. Allerdings erzeugt der benötigte Brennstoff, Diesel, im Vergleich sehr hohe Emissionen im Bereich von über 3.000 g CO₂ eq/L. Die Verwendung von Bio-Dünger bringt Vorteile bezüglich der Treibhausgas-Emissionen mit sich, schadet der Umwelt jedoch auf andere Weise, vor allem durch Versauerung, Eutrophierung und die Entstehung photochemischen Smogs. Auch hier sinkt die Bewertung mit der Stromausfalldauer durch den zusätzlich benötigten Treibstoff.

Zu manuell betriebenen Generatoren waren keine Studien verfügbar, jedoch ist davon auszugehen, dass diese die beste Umweltbilanz aufweisen, da sie aus einer PbA-Batterie sowie vergleichsweise wenig Kunststoff und Metall bestehen. Die kleinen Geräte sind kostengünstig in der Produktion, was gegen die Verwendung seltener oder gefährlicher Materialien spricht und können quasi emissionsfrei betrieben werden.

Generell lässt sich auch sagen, dass die Lebensdauer einer Anlage einen wesentlichen Einfluss auf den Umwelteinfluss besitzt. Ist sie kürzer, so kommt schneller wieder der große Faktor der Produktion zum Tragen. Zudem wird die Entsorgung fällig. Am Beispiel von KWEAs sei gezeigt, dass eine Verringerung der Lebensdauer von 20 auf 15 Jahre die Werte aller untersuchten Kategorien GUINÉES um durchschnittlich 23% erhöht, während eine Verlängerung auf 30 Jahre ihre Auswirkungen um ca. 30% reduziert.⁽²⁶⁸⁾

6.4 Handhabung

Der verfügbare Platz zur Integration einer NSV ist stark abhängig vom betrachteten Szenario. Aus diesem Grund besitzen der Platzbedarf sowie die Handhabung der untersuchten NSV-Systeme einen hohen Stellenwert. Deshalb soll in diesem Kapitel unter anderem diskutiert werden, welche Technologie wie viel Platz benötigt und wo diese wiederum geeignet platziert werden kann. Dabei werden neben den in Frage kommenden technischen Modellen auch die verschiedenen Szenarien und Stromausfallauern betrachtet.

Neben der eigentlichen Funktionstüchtigkeit des NSV-Systems, die im Falle eines Stromausfalls die wichtigsten elektrischen Verbraucher mit Strom versorgt, ist ebenfalls die Bedienerfreundlichkeit ein entscheidendes Auswahlkriterium. Dazu ist einerseits wichtig zu wissen, welche Anforderungen das Gerät an den Bediener stellt, andererseits ist die Kenntnis der Benutzer relevant. Dies wird im Folgenden detailliert erörtert.

6.4.1 Betrachtete Kriterien

Zwei primäre Merkmale, die im folgenden Verlauf untersucht werden, sind die Größe und das Gewicht der jeweils betrachteten technischen Variante. Die räumlichen Gegebenheiten sind abhängig vom betrachteten Szenario und sind an jedem Ort verschieden. Daher muss in jedem Einzelfall entschieden werden, wie viel Platz zur Verfügung steht, bevor eine Wahl zur geeignetsten NSV-Technologie getroffen werden kann.

Zudem ist die Bedienfreundlichkeit von Relevanz. Es wird analysiert und beschrieben, welche Kenntnisse ein Benutzer besitzen muss, um sich mit der jeweils betrachteten Technologie bei einem Netzausfall versorgen zu können. Dazu wird szenarienbasiert unterschieden, welche Aufgaben durch die betroffenen Anwender übernommen werden können. Beispielsweise wird davon ausgegangen, dass in einer kleinen Siedlung (Szenario 4) ein Fachmann verfügbar ist, während eine alleinerziehende Mutter (Szenario 1) in den meisten Fällen keine aufwändigen Reparaturen durchführen kann. Eine abschließende Beurteilung erfolgt am Ende des Kapitels (6.4.3).

6.4.2 Vergleich der betrachteten Technologien

Folgend werden die verschiedenen Technologien bezüglich Größe, Gewicht und Bedienung vorgestellt, bevor sie am Ende des Kapitels bewertet werden.

6.4.2.1 Photovoltaik

Bei photovoltaischen Systemen variiert der Flächenbedarf stark mit dem Standort und der Jahreszeit und führt je nach Auslegungsgrundlage sehr schnell zu einem hohen Platzbedarf. Dieser lässt sich nach Gleichung (75) berechnen, wobei A die benötigte Fläche um eine Kilowattstunde pro Tag zu erzeugen, d die Anzahl der Tage im Monat, Y den Ertrag im jeweiligen Monat und E die Flächeneffizienz angibt, die mit $8,5 \text{ m}^2/\text{kW}_p$ angenommen wird.

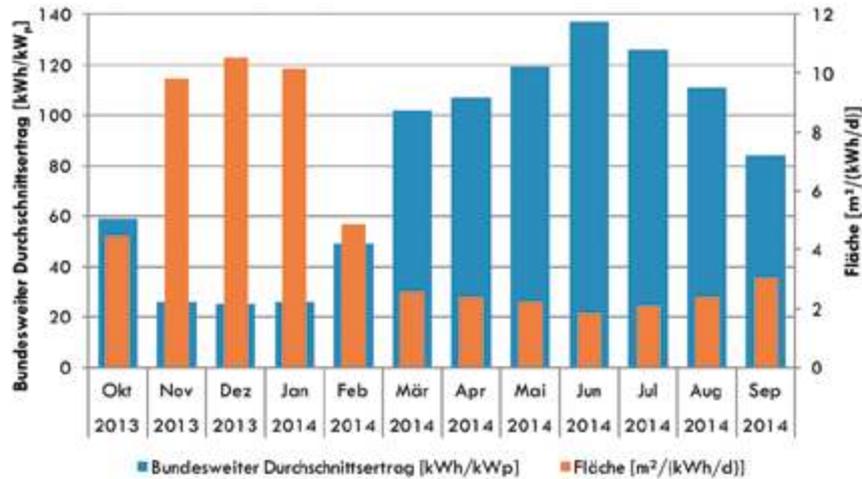
$$A = \frac{d}{Y} \cdot E \quad (75)$$

In Monaten mit schwacher Einstrahlung ist die benötigte Fläche über 5mal so hoch wie in jenen mit hoher Bestrahlungsstärke, wie in Abbildung 6.35 zu sehen ist.

Wie bereits in Tabelle 6.8 ermittelt, sind große Flächen nötig, um unabhängig von der Jahreszeit jederzeit voll versorgt zu sein. Für Szenario 1 wurde dazu eine Fläche von $14,5 \text{ m}^2$ berechnet, während für Szenario 3 eine Fläche von $102,0 \text{ m}^2$ benötigt wird. Neben der betrachteten, zeitlich abhängigen Solareinstrahlung ist unter anderem die Degradation der Technologie für den großen Platzbedarf ausschlaggebend, um auch über den gesamten Einsatzzeitbereich die volle Abdeckung der benötigten elektrischen Leistung zu erzielen.

Das Gewicht der gesamten PV-Konstruktion wird hauptsächlich durch das der Module bestimmt. Dagegen ist das Gewicht der Unterkonstruktion vernachlässigbar klein.⁽²⁸⁶⁾ Üblicherweise beträgt es ca. $25 \text{ kg}/\text{m}^2$ und überschreitet bei einer Dachinstallation meist nicht 15 % der Gesamtlast, für die der Dachstuhl ausgelegt ist.⁽²⁸⁷⁾

Die benötigten Akkus, die zum Speichern der elektrischen Energie notwendig sind müssen ebenfalls gelagert werden. Informationen können diesbezüglich Kapitel 6.4.2.5 entnommen werden.



	Okt 2013	Nov 2013	Dez 2013	Jan 2014	Feb 2014	Mär 2014
[m²/(kWh/d)]	4,5	9,8	10,5	10,1	4,9	2,6
	Apr 2014	Mai 2014	Jun 2014	Jul 2014	Aug 2014	Sep 2014
[m²/(kWh/d)]	2,4	2,2	1,9	2,1	2,4	3,0

Abbildung 6.35: Bundesweite Durchschnittserträge und der jeweils entsprechende Flächenbedarf pro kWh pro Tag von PV-Anlagen in Bezug auf die Nennleistung im Zeitraum 10.2013 – 09.2014 (vgl. Abbildung 6.7). Tabellarisch ist der Flächenbedarf pro kWh pro Tag angegeben, der sich nach Gleichung (75) berechnet.

Die Steuerung der Anlage wird an einer Wand im Haus montiert und funktioniert automatisch. Ist die Batterie nicht gefüllt, besitzt dies die höchste Priorität. Ansonsten wird die aktuell im Haushalt benötigte Energie so weit wie möglich durch die Anlage gedeckt und der Rest aus dem Netz bezogen im normalen störungsfreien Betrieb).⁽²⁸⁸⁾

Die Installation und Wartung erfordern fachmännische Kenntnisse. Neben der Prüfung der Module selbst, muss unter anderem die Verkabelung überprüft werden, damit die Unversehrtheit der Steckverbindungen zu den Modulen und der Kabelmängel garantiert werden kann. Der Wechselrichter benötigt ebenso eine Überprüfung der Steckverbindungen und Updates der Software sowie eine Auswechslung nach ca. 10 Jahren. Der Zähler muss gewartet sowie geeicht werden und zur Sicherheit der Anlage ist eine jährliche Sichtkontrolle des Montagesystems empfehlenswert. Ein Wartungsvertrag bietet dafür jedoch eine günstige Möglichkeit und verhindert vergessene Kontrollen.⁽²⁸⁹⁾ Allerdings sind dafür gesonderte laufende Kosten anzusetzen, die sich nur bei größeren Anlagen rechnet.

Wie in Kapitel 6.2.2.1 erwähnt, kann eine Reinigung der Solaranlage bei leichten Verschmutzungen auch selbst durchgeführt werden. Dabei sollten die Module mit klarem Wasser und einer weichen Glasbürste geputzt werden. Jedoch wird davon abgeraten, da eine korrekte Säuberung so nicht gesichert ist. Eine fachmännische Reinigung wird in jedem Fall empfohlen.⁽²⁰⁵⁾

6.4.2.2 Brennstoffzellen

Die Größe und das Gewicht der FC hängen von der benötigten Leistung und dem Technologietyp der Brennstoffzelle ab. Für die Leistungsdichte von kompletten Systemen werden Werte zwischen 102 und 316 W/dm³ erreicht, während mit einer spezifischen Leistung von 52 bis 250 W/kg gerechnet werden kann. Als Mittelwert können 177 W/dm³ bzw. 159 W/kg angenommen werden.^{1 (290)} Für Stacks wird eine spezifische Leistung von ca. 1.000 bis 2.000 W/kg erreicht.⁽²⁹¹⁾ Mit den Daten aus Tabelle 6.14 resultiert dies in den in Tabelle 6.38 gezeigten Maßen und Gewichten.

Tabelle 6.38: Szenarioabhängiges Gewicht und Abmessungen einer FC, wenn eine Versorgung in jeder Jahreszeit sichergestellt sein soll (vgl. Tabelle 6.14). Angenommene Leistungsdichte: 177 W/dm³. Angenommene spezifische Leistung: 159 W/kg.

	benötigte Leistung [W]	Größe [dm ³]	Gewicht [kg]
Szenario 1 Alleinerziehende Mutter mit zwei Kindern	44,7	0,25	0,28
Szenario 2 Heizungsanlage eines Einfamilienhauses	96	0,54	0,60
Szenario 3 Mehrfamilienhaus	321	1,81	2,02
Szenario 4 kleine Siedlung	4.296	24,27	27,02

Je nach Einsatzszenario ist mit einem zusätzlichen Peripherieaufwand zu rechnen. Diese Berechnungen ermöglichen eine grobe Abschätzung und sind für die hier betrachtete Analyse ausreichend geeignet. Zudem darf der Lagerplatz für den Treibstoff nicht vernachlässigt werden. Die Linde AG gibt die in Tabelle 6.39 angegebenen Gewichte für ihre Stahlflaschen an.⁽²⁹²⁾

In Tabelle 6.40 werden die benötigten Energiemengen für eine Versorgung für 2 Tage, 7 Tage bzw. 14 Tage betrachtet sowie das aus dem benötigte Volumen an Wasserstoff resultierende Gewicht der Stahlflaschen. Die effektive Energiedichte des Wasserstoffs berechnet sich aus Tabelle 6.13 für 200 bar auf 0,32 kWh/L. Wie ersichtlich wird, können aufgrund der benötigten Energiemenge schnell große Gewichte entstehen. Um die Handhabung zu erleichtern können Transporthilfen genutzt oder die Flaschen nebeneinander gelagert werden, sodass kein privater Transport notwendig ist. Auch hier müssen gegebenenfalls Akkus, zur Zwischenspeicherung der Energie, gelagert werden. Informationen können diesbezüglich Kapitel 6.4.2.5 entnommen werden. Es gilt als sehr wahrscheinlich, dass fachmännisches Wissen benötigt wird, um mögliche Gefahren bei der Installation und Wartung zu vermeiden.

¹ Es wurde der Mittelwert der „kommerziellen Stacks“ aus Tabelle 2 von ⁽²⁹⁰⁾ gebildet. Bei der Berechnung der mittleren Leistungsdichte wurde der Wert von 18,4 W/L unterschlagen, da hier ein Fehler in der Quelle vermutet wird.

Tabelle 6.39: Gewichte der Stahlflaschen (ohne Ventil, mit Fuß, Halsring und Kappe) der Linde AG (vgl. Tabelle 70). Modifiziert nach ⁽²⁹²⁾.

Rauminhalt [L]	Fülldruck [bar]	eff. Energiegehalt [kWh]	Gewicht [kg]
10	200	3,20	14
50	200	16,0	65
600*	200	192	780
600*	300	271	924

Tabelle 6.40: Benötigte Energie, effektiver Energiegehalt des gelagerten Wasserstoffs und Gewicht der Stahlflaschen zum Betrieb einer FC mit verschiedenen Stromausfalldauern, wenn eine Versorgung zu jeder Jahreszeit sichergestellt sein soll (vgl. Tabelle 6.6, Tabelle 6.13 sowie Tabelle 6.39). Dabei wurde ein sinnvolles Maß an Puffervolumen gewählt. Szenario 1 (Alleinerziehende Mutter mit zwei Kindern), Szenario 2 (Heizungsanlage eines Einfamilienhauses), Szenario 3 (Mehrfamilienhaus), Szenario 4 (kleine Siedlung).

Stromausfalldauer [d]	2		7		14	
Szenario	benötigte Energie [kWh]		benötigte Energie [kWh]		benötigte Energie [kWh]	
1	2,1		7,5		15,0	
2	4,6		16,2		32,4	
3	15,4		53,9		107,8	
4	206,2		721,7		1.443,4	
Stromausfalldauer [d]	2		7		14	
Szenario	Eff. Energiegehalt [kWh]	Gewicht [kg]	Eff. Energiegehalt [kWh]	Gewicht [kg]	Eff. Energiegehalt [kWh]	Gewicht [kg]
1	3,2	14	9,6	42	16	65
2	6,4	28	19,2	79	35,4	144
3	16	65	64	260	112	455
4	271	924	813	2.772	1.626	5.544

6.4.2.3 Kleinwindenergieanlagen

Die hier betrachteten KWEAs besitzen eine maximale Höhe von 10 Metern. KWEAs in dieser Größenordnung sind ausreichend, um die szenarienbasierte Energienachfrage gerecht zu werden und besitzen diese in einigen Bundesländern einen deutlich verringerten Genehmigungsaufwand als größere Systeme (vgl. Tabelle B.11 in Anhang B).

Je nach Anlagenleistung und Masthöhe ist ein entsprechender Mindestabstand zum Nachbargrundstück erforderlich. Diese wird von den einzelnen Bundesländern festgelegt und variiert daher abhängig vom Aufstellungsort und der Anlagenhöhe. Mindestabstände zu anderen Gebäuden existieren nur indirekt durch die gesetzlich festgelegten Schallrichtwerte (vgl. Kapitel 6.5.1.3). ⁽²⁹³⁾

Zur Einschätzung des Gewichts werden die ermittelten kostengünstigsten Modelle betrachtet, die in Tabelle 6.22 genannt sind. Exemplarisch waren Angaben zu den Anlagen der Heyde Windtechnik GmbH

* Liegt als Bündel vor. Es wird angenommen, dass die Bündel aus 50 L-Flaschen bestehen.

und der 6 kW-Turbine von Ampair Turbines Ltd. verfügbar. Erstere wiegen zwischen 65 und 110 kg, während letzterer Windgenerator ein Gewicht von 200 kg aufweist. ^(294,295)

Auch KWEAs benötigen Akkus zur Speicherung der Energie. Informationen können diesbezüglich ebenfalls Kapitel 6.4.2.5 entnommen werden.

Die Installation ist eigenständig möglich, wenn folgende Bedingungen erfüllbar sind: ⁽²⁹⁶⁾

- Der Installateur ist technisch in der Lage ein Betonfundament gießen
- Der Installateur ist technisch in der Lage den Mast sicher aufstellen
- Der Installateur ist sicher im Umgang mit AC- bzw. DC-Verkabelung
- Der Installateur beherrscht den sicheren Umgang mit Batterien

In den meisten Fällen wird dies nur in Szenario 4 gegeben sein (bei dem angenommen wird, dass ein Fachmann anwesend ist). Ansonsten wird eine fachmännische Installation empfohlen. ⁽²⁹⁶⁾

Die Bedienung einer KWEA erfolgt analog zu PV-Anlagen. Eine Steuerungseinheit, die im Haus an eine Wand montiert wurde, reguliert den Stromfluss automatisch. Während immer zuerst der Batteriespeicher geladen wird, kann die Anlage auch den Haushalt versorgen, wenn sie gerade läuft. Reicht dies nicht aus, wird Strom aus dem Netz bezogen (im normalen fehlerfreien Betrieb). ⁽¹⁸⁸⁾

Einige Bedienungsanleitungen von KWEAs bieten Wartungslisten, in den wichtige Wartungsaspekte sowie sinnvolle Wartungsintervalle empfohlen sind. ⁽²⁹⁷⁾ Die zu erledigenden Aufgaben umfassen hauptsächlich die Überprüfung von Schraub- und elektrischen Verbindungen, Korrosion, Abspannseilen und der Turbinenblätter. ⁽²⁹⁶⁾ Da es sich dabei um sehr wichtige Teile handelt, sollte die Wartung ebenfalls fachmännisch durchgeführt werden.

6.4.2.4 Blockheizkraftwerke

Für die betrachteten BHKW-Modelle sind in Tabelle 6.41 die Größe sowie das Gewicht dargestellt.

Tabelle 6.41: Abmessungen sowie Gewicht der betrachteten BHKW-Modelle. Beim Modell von Ceramic Fuel Cells Ltd. ist standardmäßig weder ein Heißwasserspeicher noch ein Backup-Boiler enthalten.

System	Teil	Gewicht [kg]	Abmessungen [cm × cm × cm]	Quelle
Panasonic ENE-FARM	FC	90	185 × 40 × 40	⁽²⁴⁰⁾
	Heißwasserspeicher	55	185 × 56 × 40	
	Backup-Boiler	44	75 × 48 × 25	
Ceramic Fuel Cells Ltd. BlueGen	Gesamt	195	110 × 60 × 66	⁽²⁴⁶⁾

Des Weiteren ist die Lagerung des Treibstoffs zu beachten. Details hierzu sind Kapitel 6.4.2.2 zu entnehmen. Eine professionelle Installation sowie Wartung ist folglich notwendig. Für die ENE-FARM-Systeme liegt das empfohlene Wartungsintervall bei 3,5 Jahren.⁽²⁹⁸⁾ Die Bedienung erfolgt mittels eines Bildschirms, durch den auch relevante Parameter überprüft werden können. Ist die Installation abgeschlossen und der Benutzer eingewiesen, so kann die Bedienung ohne fachmännische Unterstützung erfolgen.

6.4.2.5 Batteriesysteme

Ein Batteriesystem besteht im Wesentlichen nur aus den Akkus, dem Wechselrichter sowie der Verkabelung und ist daher leichter handzuhaben als ein System, das noch eine zusätzliche Technologie beinhaltet. Die in Tabelle C.17 in Anhang C vorgestellten Modelle besitzen Abmessungen von ca. 35,3 cm × 19,0 cm × 17,5 cm und wiegen zwischen 18 und 24 kg. Einzelne Batterien können also von einer einzelnen Person, die den entsprechenden sicheren Umgang beherrscht, installiert werden. Allerdings ist nicht davon auszugehen einen Menschen mit solchen Kenntnissen außerhalb von Szenario 4 anzutreffen. Daher ist eine Installation durch einen Fachmann ebenfalls für die hier betrachtete NSV-Technologie empfehlenswert.

Ein Vorteil der hier betrachteten NSV-Technologien ist die Wartungsfreiheit der Akkus. Diese ist für zwei der drei, in Tabelle C.17 in Anhang C, im Anhang gezeigten Batterien garantiert.^(300,301) Es ist davon auszugehen, dass Solarakkus grundsätzlich wartungsfrei sind. Allerdings sei darauf hingewiesen, dass es in feuchter oder witterungsexponierter Umgebung empfehlenswert sein kann alle Pol-Anschlüsse mit Kontaktfett vor Rost zu schützen.⁽²²⁴⁾

6.4.2.6 Dieselgeneratoren

Dieselgeneratoren sind kompakte, verhältnismäßig platzsparende NSV-Systeme. Allerdings benötigen diese Systeme Diesel als Treibstoff. Die benötigte Brennstoffmenge ist stark abhängig von der betrachteten Stromausfalldauer. Aus diesem Grund kann die Lagerung des Brennmittels schnell zu einem großen Anstieg des Platzbedarfs eines Dieselgenerator-NSV-Systems führen. Für die hier betrachteten Szenarien 1 und 3 wurde der Verbrauch abhängig vom jeweiligen Szenario und der Stromausfalldauer bereits in Tabelle 6.32 berechnet. Dort ist ersichtlich, dass bei einem Generator mit hohem Verbrauch und einer 14tägigen Abdeckungsdauer der Platzbedarf für die Kanister bis zu 6 × 39 cm × 38 cm × 21 cm beträgt. Können vom Benutzer keine 20 L-Kanister gehoben werden, kann die Lagerung in kleineren Kanistern stattfinden. Dies führt zu vernachlässigbaren Preis- und Platzbedarfserhöhungen (vgl. Tabelle 6.33).

Die kostengünstigsten drei Modelle, die in Tabelle 6.34 gelistet sind, besitzen Abmessungen von durchschnittlich 87,8 cm × 54,5 cm × 74,5 cm und ein Gewicht zwischen 105 und 170 kg. Die hier analysierten kleinen Dieselgeneratoren besitzen oft Rollen, um den Transport zu erleichtern, daher ist es auch für durchschnittliche Menschen möglich, den Dieselgenerator zur gewünschten Destination zu bringen.

Die Wartung erfolgt bei kleinen Geräten durch den Benutzer selbst. Dazu bieten die Hersteller Inspektions- und Wartungspläne in den Bedienungsanleitungen. Als Beispiel sei hier jener des „GSE 5500 DSG“ der Güde GmbH & Co. KG in Abbildung 6.36 betrachtet.⁽³⁰²⁾

Zeitintervall	Beschreibung	Weitere Details
Vor jedem Gebrauch	Ölstand kontrollieren	
Nach 1 Monat und nach 6 Monaten	Motoröl wechseln	
Alle 3 Monate/ 50 Betriebsstunden	Luftfilter säubern oder wechseln wenn nötig	
Alle 6 Monate	Kraftstoffhahn und Filter reinigen, wenn nötig austauschen	
Alle 12 Monate	Ventilabstand prüfen	Motor muss kalt sein
Vor jedem Gebrauch	Kraftstoffhahn und Schlauch auf Risse prüfen	
Vor jedem Gebrauch	Auspuffanlage auf Löcher überprüfen	
Vor jedem Gebrauch	Schalldämpfer überprüfen	
Alle 12 Monate	Kühlventilator prüfen	
Vor jedem Gebrauch	Seilzugstarter prüfen	
Alle 6 Monate	Schrauben und Verbindungselemente prüfen	
Alle 3 Monate	Batteriestarter prüfen (Falls vorhanden)	GSE 5500 D

Abbildung 6.36: Inspektions- und Wartungsplan aus der Bedienungsanleitung des Modells „GSE 5500 DSG“ der Güde GmbH & Co. KG. ⁽³⁰²⁾

Höchstwahrscheinlich können nicht alle dieser Punkte durch jeden Laien erledigt werden. Allerdings ist es hier wahrscheinlicher als bei anderen Technologien, dass ein Nachbar oder Bekannter helfen kann.

6.4.2.7 Manuell betriebene Generatoren

Im Allgemeinen sind manuell betriebene Generatoren darauf ausgelegt transportabel zu sein. Der Kurbelgenerator „Elephant“ von POWERplus® besitzt Abmessungen von 39 cm × 41 cm × 28 cm und wiegt 8,4 kg. Die Bedienung erfolgt intuitiv, sodass lediglich bei körperlich beeinträchtigten Menschen Einschränkungen bei der Benutzung entstehen können. Ein Display mit Hintergrundbeleuchtung zeigt die verbleibende Kapazität der internen Batterie. ⁽³⁰³⁾

Der Pedalgenerator „Cougar“ des gleichen Herstellers misst 33,7 cm × 35,5 cm × 26,7 cm und ist mit einem Gewicht von 4,8 kg wesentlich leichter als die Kurbelvariante. ⁽²⁰¹⁾ Für die Benutzung gilt das gleiche wie beim Modell „Elephant“, dieses besitzt jedoch kein Display. Es wird empfohlen die interne Batterie einmal monatlich aufzuladen um die Lebensdauer zu erhöhen. ⁽³⁰⁴⁾

Sollte das Solarpanel mitbestellt werden sind laut Hersteller keine technischen Vorkenntnisse notwendig. ⁽²⁰²⁾ Eine Wartung ist bei diesen manuell betriebenen Generatoren nicht erforderlich, sodass sie neben ihrer begrenzten Leistung die bedienerfreundlichste Technologie darstellen.

6.4.3 Bewertung

Die folgende Evaluation orientiert sich am Platzbedarf, der Transportierbarkeit und der Handhabbarkeit der einzelnen betrachteten Technologien. Es sei betont, dass in jedem Einzelfall unterschiedliche Gegebenheiten vorliegen und deshalb nur eine grobe Orientierung geboten werden kann. Diese abschließende Analyse ist allerdings ausreichend, um dem späteren Anwender eine erste Bewertung und damit eine Entscheidungsbasis zu geben.

Tabelle 6.42 zeigt die Beurteilung der Technologien hinsichtlich der betrachteten Szenarien und Stromausfalldauern auf einer Skala von 0 bis 10 Punkten, wobei 10 Punkte die jeweils maximal geeignete Technologie darstellt.

Tabelle 6.42: Bewertung der betrachteten Technologien hinsichtlich der Handhabung in Anbetracht des jeweiligen Szenarios bei drei verschiedenen Stromausfalldauern auf einer Skala von 0 bis 10 Punkten. Dieselgen.: Dieselgeneratoren; mbG: manuell betriebene Generatoren.

Szenario 1 Alleinerziehende Mutter	2 Tage	7 Tage	14 Tage
PV	2	2	2
FC	6	5	4
KWEA	0	0	0
BHKW	6	5	4
Batterien	9	8	7
Dieselgen.	7	7	7
mbG	10	10	10

Szenario 2 Heizungsanlage	2 Tage	7 Tage	14 Tage
PV	5	5	5
FC	6	5	4
KWEA	5	5	5
BHKW	6	5	4
Batterien	8	7	6
Dieselgen.	7	7	7
mbG	10	10	10

Szenario 3 Mehrfamilienhaus	2 Tage	7 Tage	14 Tage
PV	5	5	5
FC	6	5	4
KWEA	4	4	4
BHKW	6	5	4
Batterien	8	7	6
Dieselgen.	7	7	7
mbG	10	10	10

Szenario 4 Kleine Siedlung	2 Tage	7 Tage	14 Tage
PV	8	8	8
FC	7	7	7
KWEA	7	7	7
BHKW	7	7	7
Batterien	9	8	7
Dieselgen.	9	9	9
mbG	10	10	10

Der große Platzbedarf einer PV-Anlage führt vor allem in Szenario 1 zu starken Abzügen. In den Szenarien 2 sowie 3 ist es je nach Einzelfall sehr unterschiedlich, ob eine geeignete Anlage realisiert werden kann. Sollte dies möglich sein, so wird trotzdem eine relativ große Fläche benötigt, um eine Versorgung während des ganzen Jahres sicherstellen zu können. Einfacher sieht dies im Fall der kleinen Siedlung aus. Dort steht für gewöhnlich genug Fläche zur Verfügung, sodass PV eine praktikable Lösung darstellt. Da die benötigte Fläche nicht mit der Abdeckungsdauer skaliert, ändert sich die Bewertung bezüglich der Stromausfalldauer nicht.

In den Szenarien 1 bis 3 ist die Machbarkeit einer FC-Lösung stark von äußeren Faktoren abhängig. Auch wenn die Technologie selbst wenig Platz benötigt, so kann es in vielen Fällen schwierig sein, den benötigten Treibstoff (Wasserstoff) zu lagern (vgl. Kapitel 6.5.1.2). Da der benötigte Treibstoff mit der Abdeckungsdauer skaliert, nimmt die Bewertung reziprok ab. Dies gilt jedoch nicht im Fall der kleinen Siedlung, bei der von einer Lagerung im Tank ausgegangen werden kann. Außerdem sollte es in Szenario 4 wesentlich einfacher sein, einen geeigneten Lagerungsort zu finden, der den Auflagen entspricht.

Es ist davon auszugehen, dass eine KWEA in Szenario 1 sehr schwierig bzw. nicht umsetzbar ist. In den anderen Szenarien zeigt sich umweltabhängig ein Realisierungspotential, jedoch ist eine gewisse Überdimensionierung unumgänglich, wenn auch windschwache Zeiträume überbrückt werden sollen. Insbesondere in der kleinen Siedlung ist dies erneut am einfachsten umsetzbar.

Die Evaluation der BHKWs orientiert sich an jener der FCs. Es sei angemerkt, dass die Anlage an sich geringfügig mehr Platz in Anspruch nimmt, jedoch wird auch weniger Treibstoff benötigt, da die Abwärme bei BHKWs mitgenutzt werden kann.

Batteriesysteme sind leicht bedienbar, installierbar und benötigen verhältnismäßig wenig Platz. So wird dieser Technologie in Szenario 1 aufgrund der geringen benötigten Energiemenge ein kleiner Vorteil im Vergleich zu den Szenarien 2 und 3 zugeschrieben. In allen Szenarien sinken die erhaltenen Punkte mit der Stromausfalldauer, da der Platzbedarf entsprechend skaliert.

Ebenso leicht bedienbar sind Dieselgeneratoren. Die Lagerung des Treibstoffs nimmt auch hier Platz in Anspruch, jedoch ist die Handhabung intuitiver und es ist als wahrscheinlicher einzuschätzen Personen im Umfeld zu haben, die im Reparaturfall helfen können. Der Dieselgenerator muss so platziert werden, dass die Abgase abgeleitet werden können. Der Dieselgenerator ist verhältnismäßig leicht transportierbar und kann entsprechend aufgestellt werden. Szenario 4 erhält hier einen Punktevorteil, da die Lagerung des Treibstoffs zentral in einem designierten Bereich stattfinden kann.

In Bezug auf die Handhabung schneiden am besten die manuell betriebenen Generatoren ab. Sie bieten allerdings lediglich eine sehr begrenzte Leistung, jedoch erfolgt die Bedienung intuitiv. Die kleinen Geräte sind leicht, einfach transportierbar und nehmen nicht viel Platz in Anspruch.

6.5 Akzeptanz

NSV-Systeme können je nach Einsatzszenario große bauliche Veränderungen verursachen. Zudem ist die Anschaffung einer solchen NSV-Technologie immer mit finanziellem Aufwand verbunden. In diesem Kapitel soll die Akzeptanz der Bevölkerung hinsichtlich der untersuchten Technologien über die vorherigen Kapitel analysiert werden.

6.5.1 Betrachtete Kriterien

Die Analyse des Genehmigungsaufwands steht im Vordergrund dieses Kapitels, der mit der Einrichtung einer NSV durch die jeweilige Technologie einhergeht. Es wird detailliert darauf hingewiesen, welche Formalien im Rahmen der Installation zu erledigen sind. Zudem existieren technologiespezifische Aspekte, die Konfliktpotential bergen, wie z. B. die Entstehung von Lärm oder Schattenwurf, auf die ausführlich eingegangen wird. Eine Bewertung erfolgt abschließend am Ende des Kapitels (6.5.2).

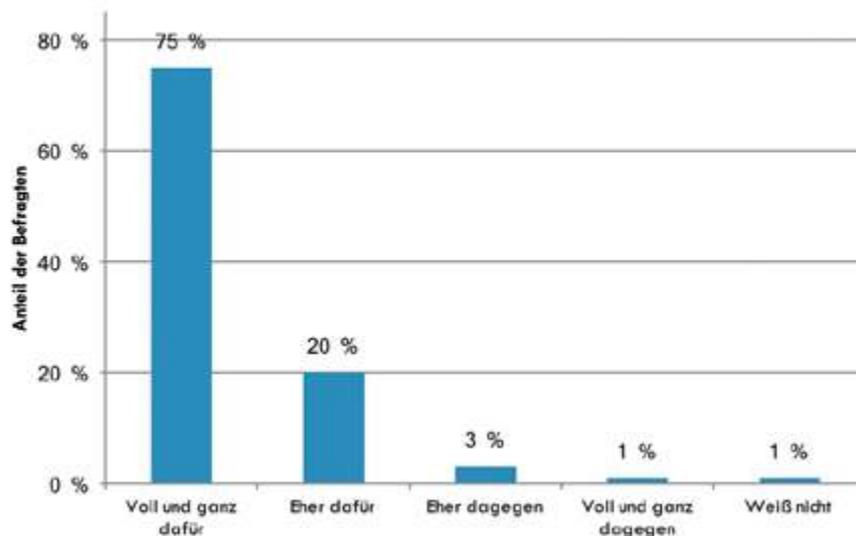


Abbildung 6.37: Meinungsbild der Deutschen zur Frage „Inwieweit sind Sie für oder gegen den Gebrauch von Solarenergie in Deutschland?“. Modifiziert nach ⁽³⁰⁶⁾.

6.5.1.1 Photovoltaik

Im Sinne des Baurechts sind PV-Anlagen bauliche Anlagen. Das bedeutet, dass es explizit vom Baurecht des Landes, in dem die Anlage aufgestellt werden soll, abhängt, ob eine Genehmigung erforderlich ist und wenn in welchem Umfang. Existiert eine Genehmigungsfreiheit, dann wird das Bauvorhaben nicht von einer Behörde auf seine baurechtliche Zulässigkeit geprüft. Somit ist der Bauherr selbst für die Einhaltung der baurechtlichen Vorschriften zuständig. ⁽³⁰⁵⁾ Dazu gehören Brandschutz, Statik, Standortsicherheit, Verkehrssicherheit sowie Grundstücksabstände. ⁽²¹⁵⁾

Es sei darauf hingewiesen, dass in einigen Bundesländern unklare Vorschriften bezüglich der Genehmigungspflicht bestehen. Es wird daher empfohlen vor dem Beginn der Errichtung beim zuständigen Bauamt anzufragen, ob eine geplante Anlage genehmigungsfrei ist.⁽³⁰⁵⁾ Dies kann durch eine Bauanzeige geschehen, die die Baubehörde zu einer Prüfung verpflichtet.⁽²¹⁵⁾

Die Betrachtung der Regelungen der einzelnen Bundesländer ist im Anhang in Tabelle B.11 in Anhang B zu finden.

Laut einem Statistik-Unternehmen sind 95 % der Deutschen im Jahr 2014 tendenziell für den Gebrauch von Solarenergie in Deutschland, während 4 % dagegen tendieren. Die genauen Ergebnisse sind in Abbildung 6.37 dargestellt.⁽³⁰⁶⁾

Eine weitere Umfrage durch TNS Infratest im Jahr 2012 zeigte, dass 77 % der Befragten ihre Zustimmung für einen Solarpark in der Umgebung des eigenen Wohnorts aussprechen. Besteht Vorerfahrung, so steigt der Anteil auf 84 %.⁽³⁰⁷⁾

Eine ältere Umfrage zeigt, dass vor allem PV-Anlagen auf Dächern und an Fassaden von Gebäuden sowie an Lärmschutzwänden erwünscht waren. Freie Landflächen sollten eher nicht durch die Gewinnung von Sonnenenergie genutzt werden. Die Ergebnisse sind in Abbildung 6.38 gezeigt.⁽³⁰⁸⁾

Die Ergebnisse zeigen, dass schon lange eine große Akzeptanz der PV existiert und sich bis heute hält.

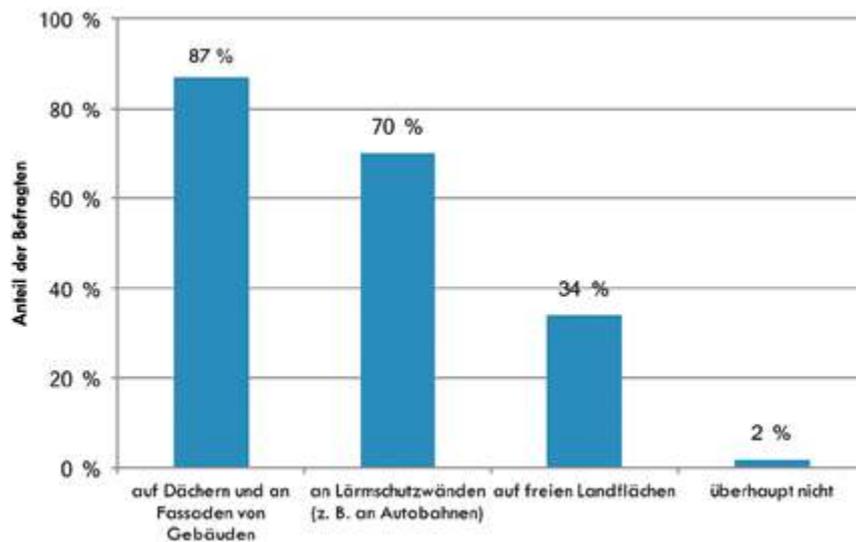


Abbildung 6.38: Meinungsbild der Deutschen zur Frage „Sonnenenergie soll zukünftig in erheblich größerem Umfang als bisher zur Stromerzeugung genutzt werden. Wo sollen Solarzellen Ihrer Meinung nach in Deutschland angebracht werden?“. Die Antworten wurden in randomisierter Reihenfolge genannt. Mehrfachnennungen waren erlaubt. Zahl der Befragten: 1002.⁽³⁰⁸⁾

Konfliktpotential kann durch verschiedene Punkte entstehen. Das Centrale Agrar- Rohstoff- Marketing-Energie-Netzwerk (C.A.R.M.E.N. e. V.) diskutiert dazu folgende Aussagen: ⁽³⁰⁷⁾

- **Freiflächenanlagen stellen auf den oft qualitativ hochwertigen Böden eine falsche Nutzungsform dar.** Dementgegen sieht das EEG eine Vergütung für PV-Anlagen auf Freiflächen nur dann vor, wenn sie auf Konversionsflächen oder auf Streifen mit einer Breite von bis zu 110 Metern entlang von Schienenwegen oder Autobahnen errichtet werden. Unter Umständen kann der Standort der Solaranlage gleichzeitig als Weide oder für die Biomasseproduktion genutzt werden.
- **Durch viele Freiflächenanlagen wird die Landschaft verspiegelt und das Landschaftsbild zerstört.** Durch die Wahl von technisch vorgeprägten oder wenig exponierten Standorten können entsprechende Konflikte vermieden werden. Auch hier hat die EEG-Regelung bezüglich der Vergütung für Flächen entlang von Schienenwegen und Autobahnen einen positiven Einfluss. Um die Flächen herum können zusätzlich Hecken und Grünstreifen angelegt werden.
- **Bei dem eventuellen Rückbau von Solaranlagen drohen Bodenvergiftungen. Wer die Kosten für den Rückbau und die Entsorgung trägt, ist nicht geklärt.** Das flächendeckende Rücknahmesystem „PV CYCLE“ garantiert jedoch, dass Altanlagen von freiwillig teilnehmenden Herstellern kostenlos zurückgenommen und fachgerecht wiederverwertet werden. Zusätzlich sind Hersteller mittlerweile durch die europäische *Waste Electrical and Electronic Equipment Directive* (WEEE)-Richtlinie zur Rücknahme und dem Recyclen verpflichtet, sodass nur der Rückbau der Anlagen unter die eigene Verantwortung fällt. Bodenvergiftungen sind durch intakte Module nicht zu erwarten.
- **Bei PV-Modulen besteht Brandgefahr. Bei einem Brand tritt giftiges Gas aus und die Module stehen beim Löschen unter Spannung.** Beim Bau einer PV-Anlage muss jedoch das Brandschutzkonzept des Gebäudes sowie der bauliche Brandschutz berücksichtigt werden. Ebenso dient die fachgerechte Planung, Montage, Installation und Wartung der Vermeidung von Bränden. Auch Versicherer sind sich einig, dass PV-Anlagen für Gebäude keine zusätzliche Brandgefährdung darstellen. Die Gefährdung durch toxische Gase unterscheidet sich nicht von der durch Hausbrände. Zur Spannungsfreischaltung des DC-Kreises sollten DC-Freischalter so angebracht werden, dass im Falle eines Brandes das Gebäude nicht betreten werden muss.

6.5.1.2 Brennstoffzellen

Unabhängig von der Nutzung der Wärme, stellen stationäre FCs überwachungsbedürftige Anlagen dar. Für sie gilt die Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV). Der TÜV bietet einen „kompletten Sicherheits-Scan“ an, der folgende relevante Leistungen umfasst: ⁽³⁰⁹⁾

- Gefährdungsbeurteilungen
- Sicherheitstechnische Bewertungen
- Prüffristenermittlung

- Explosionsschutzdokumente
- Prüfung an überwachungsbedürftigen Anlagen
- Prüfung von Arbeitsmitteln
- Unterrichtung und Unterweisung
- Begutachtungen, Erlaubnis
- gegebenenfalls Zusatzleistungen

Für die Lagerung des Wasserstoffs gelten im Gebäude bzw. im Freien unterschiedliche Regelungen. ^(310,311)
Unzulässig ist die Lagerung in Gebäuden in: ⁽³¹⁰⁾

- Treppenträumen
- Fluren
- engen Höfen
- Durchgängen und Durchfahrten
- Garagen
- Arbeitsräumen
- Räumen unter der Erdgleiche (Keller), außer der Fußboden des Lagers liegt nicht tiefer als 1,5 Meter unter der Geländeoberfläche, der Lüftungsgesamtquerschnitt bei natürlicher Lüftung des Raums beträgt mindestens 10 % der Raumgrundfläche und es werden nicht mehr als 50 gefüllte Flüssiggasflaschen gelagert

Folgende Maßregelungen müssen bei der Lagerung in Gebäuden beachtet werden: ⁽³¹⁰⁾

- Das Betreten des Lagers durch Unbefugte ist untersagt. Ein entsprechendes Hinweisschild ist am Zugang zum Lager anzubringen.
- Ein Feuerlöscher muss leicht erreichbar sein.
- Druckgasflaschen sind möglichst stehend zu lagern. Bei liegender Lagerung sind die Flaschen gegen Fortrollen zu sichern. Stehende Flaschen sind gegen Um- und Herabfallen zu sichern. Flüssiggasflaschen dürfen nur stehend gelagert werden.
- Ventile sind mit Schutzkappen und gegebenenfalls Verschlussmuttern zu sichern.

- Das Umfüllen von Druckgasen in Lagern ist unzulässig.
- Decken, Trennwände und Außenwände von Lagerräumen müssen mindestens feuerhemmend ausgeführt sein.
- Dächer müssen widerstandsfähig gegen Flugfeuer und strahlende Wärme sein.
- Lagerräume, die an einen öffentlichen Verkehrsweg angrenzen, sind an dieser Seite mit einer Wand ohne Türen und, bis zu einer Höhe von 2,00 Meter, ohne öffentbare Fenster oder sonstige Öffnungen auszuführen.
- Lagerräume müssen durch selbstschließende feuerhemmende Türen gegenüber anschließenden Räumen abgetrennt sein.
- Lagerräume, in denen mehr als 25 gefüllte Druckgasflaschen mit brennbaren Gasen gelagert werden, dürfen nicht unter oder über Aufenthaltsräumen liegen.
- In Lagerräumen dürfen keine Gruben, Kanäle, Bodenabläufe und Schornsteinreinigungsöffnungen vorhanden sein.
- Lagerräume für Druckgasflaschen mit brennbaren Gasen müssen mindestens einen Ausgang ins Freie haben.
- Lagerräume müssen ausreichend be- und entlüftet werden. Natürliche Lüftung ist ausreichend, wenn unmittelbar ins Freie führende Zu- und Abluftöffnungen mit einem Mindestquerschnitt von jeweils 1/100 der Bodenfläche des Raumes vorhanden sind.
- Be- und Entlüftungsöffnungen sind möglichst diagonal im Raum anzuordnen.
- In Lagerräumen für brennbare Gase dürfen nur elektrische Anlagen und Betriebsmittel in explosiongeschützter Ausführung verwendet werden.
- Für einen sicheren Stand der Behälter ist durch ebene und feste Fußböden zu sorgen. Fußbodenbeläge müssen aus schwer entflammbarem Material bestehen.
- Gefüllte Druckgasflaschen dürfen nicht in unmittelbarer Nähe von Wärmequellen gelagert werden.
- Der Abstand von Druckgasflaschen zu Heizkörpern u. Ä. muss mindestens 0,50 Meter betragen.
- Druckgasflaschen dürfen nicht mit brennbaren Stoffen, wie z. B. Holz, Papier oder brennbaren Flüssigkeiten, zusammen gelagert werden.
- Die Gesamtzahl der Druckgasflaschen darf 150 nicht übersteigen. Untereinander muss ein Abstand von mindestens 2,0 Metern eingehalten werden.

- Druckgasflaschen mit brennbaren Gasen müssen von einem Schutzbereich umgeben sein. Im Schutzbereich dürfen sich keine Zündquellen befinden. Es muss ein Warnschild vorhanden sein. Bei Räumen mit einer Grundfläche kleiner als 20 m² ist der gesamte Raum Schutzbereich. Des Weiteren gelten die in Abbildung 6.39 gezeigten Schutzabstände.

Die Lagerung im Freien ist unzulässig in: ⁽³¹¹⁾

- engen Höfen.
- Durchgängen oder Durchfahrten.
- der Nähe von Gruben, Kanälen, Abflüssen und tiefer liegenden Räumen.

Zudem sind folgende Vorschriften einzuhalten: ⁽³¹¹⁾

- Das Betreten des Lagers durch Unbefugte ist untersagt. Ein entsprechendes Hinweisschild ist am Zugang zum Lager anzubringen.
- Ein Feuerlöscher muss leicht erreichbar sein.
- Druckgasflaschen sind möglichst stehend zu lagern. Bei liegender Lagerung sind die Flaschen gegen Fortrollen zu sichern. Stehende Flaschen sind gegen Um- und Herabfallen zu sichern. Flüssiggasflaschen dürfen nur stehend gelagert werden.
- Ventile sind mit Schutzkappen und gegebenenfalls Verschlussmutter zu sichern.
- Das Umfüllen von Druckgasen in Lagern ist unzulässig.
- Druckgasflaschen sind gegen Sonneneinstrahlung geschützt zu lagern.
- Lager auf nicht umfriedeten Grundstücken im Freien sind einzuzäunen.
- Der Sicherheitsabstand zu benachbarten Anlagen und Einrichtungen muss mindestens 5,00 Meter betragen, wenn davon Gefahren, wie z. B. gefährliche Erwärmungen, ausgehen können.
- Bei Druckgasflaschen mit brennbaren Gasen dürfen sich im Schutzbereich keine Zündquellen, Gruben, Kanäle, Bodenabläufe oder Kellerniedergänge befinden. Er darf sich nicht auf Nachbargrundstücke oder öffentliche Verkehrsflächen erstrecken. Außerdem darf er nur an maximal zwei Stellen durch mindestens 2,00 Meter hohe öffnungslose Schutzwände aus nicht brennbarem Material eingegrenzt werden. Der Schutzbereich ist in Abbildung 6.40 dargestellt.

Bezüglich der Akzeptanz zeigt eine Umfrage aus dem Jahr 2011, dass die Mehrheit der Deutschen FCs positiv gegenübersteht. 78 % der Befragten befürworteten die Nutzung von Wasserstoff als Energieträger, während nur 6 % dagegen sind. Dies zeigt allerdings auch, dass ein unzureichender Wissensstand in der Bevölkerung besteht und eine vermehrte Aufklärung zur weiteren Akzeptanz diese Technologie benötigt wird. ⁽³¹²⁾

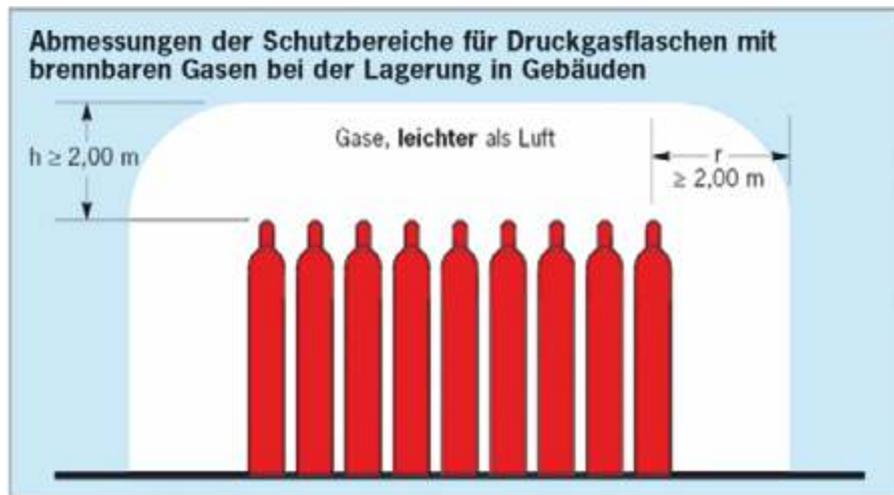


Abbildung 6.39: Abmessungen der Schutzbereiche für Druckgasflaschen mit brennbaren Gasen mit einer geringeren Dichte als Luft bei der Lagerung in Gebäuden. Modifiziert nach ⁽³¹⁰⁾.



Abbildung 6.40: Abmessungen der Schutzbereiche für Druckgasflaschen mit brennbaren Gasen mit einer geringeren Dichte als Luft bei der Lagerung im Freien. Modifiziert nach ⁽³¹¹⁾.

6.5.1.3 Kleinwindenergieanlagen

In gleicher Weise wie bei PV-Anlagen, stellt eine KWEA eine bauliche Anlage dar und wird daher nach dem Baurecht behandelt. ⁽²³¹⁾ Dieses wird von jedem Bundesland individuell geregelt. Die wichtigsten Begriffe in diesem Zusammenhang sind „Verfahrensfreistellung“ und „Genehmigungsfreistellung“. Ersterer bezeichnet die komplette Befreiung von der Beantragung einer KWEA, während letzterer den Bauherrn verpflichtet erforderliche Unterlagen bei der Gemeinde einzureichen, um nach spätestens vier Wochen mit dem Bau zu beginnen zu können. ⁽²³³⁾

In Tabelle C.19 in Anhang C sind die Regelungen der einzelnen Länder gezeigt. Zudem dürfen sich keine Nachbarn durch Schattenwurf und Lärmentwicklung der Anlage gestört fühlen. Vor allem bei Aufdachanlagen ist aus statischen Gründen auch ein bautechnischer Nachweis über die Standsicherheit

erforderlich. Das zuständige Bauamt kann außerdem eine Schallschutzuntersuchung verlangen. Soll das Bauvorhaben im Bereich eines Bebauungsplans nach § 30 BauGB stattfinden, so muss es mit den entsprechenden Festsetzungen übereinstimmen. Ist kein solcher Bebauungsplan aufgestellt worden tritt § 34 BauGB in Kraft, der festlegt, dass eine KWEA sich in die vorhandene optische Struktur einpassen muss. Soll der Bau außerhalb eines Ortsgebiets stattfinden, muss § 35 BauGB beachtet werden, der besagt, dass eine Genehmigung nur erteilt wird, wenn das Vorhaben der Nutzung der Windenergie dient und keine öffentlichen Belange entgegenstehen. Allgemein auf Bundesebene kann keine Aussage über den Genehmigungsaufwand getroffen werden, da die Einzelheiten nicht nur landes-, sondern auch regionalspezifisch vom zuständigen Bauaufsichtsamt abhängen. ⁽²³¹⁾

Als Beispiel ist im Folgenden ein Verfahrensverlauf aus Nordrhein-Westfalen gezeigt. Dort herrscht keine Freistellung in Wohn- bzw. Mischgebieten (vgl. Tabelle C.19 in Anhang C). Abbildung 6.41 zeigt die beteiligten Parteien im Genehmigungsverfahren.

Weitere Grundbedingungen, die von der Gemeinde an den Bauherrn vorausgesetzt werden sind: ⁽²³³⁾

- Die Kleinwindanlage muss sich auf einem eigenen Flurstück befinden. Eine andere Bauleitplanung ist möglich.
- Der Standort muss sich in der Nähe des Verbrauches befinden.
- Der Abstand zu den anliegenden Gebäuden und Flurstücken muss eingehalten werden (vgl. § 6 Abs. 10 Nr. 3 – 5 BauO NRW).
- Der Emissionsschutz muss bei der Herstellung der Anlage berücksichtigt werden.

Zudem kann das Amt, wie in Abbildung 6.41 erwähnt, verschiedene Gutachten vom Bauherrn anfordern, wobei meist nicht alle folgend genannten benötigt werden. Windenergieanlagen-Anbieter bieten die Zusammenstellung der Unterlagen in der Regel als „Komplettpaket“ an. Dieses beinhaltet: ⁽²³³⁾

- Ein **Statikgutachten** wird durch einen unabhängigen Statiker erstellt.
- Ein **Brandschutzgutachten** muss durch einen unabhängigen Sicherheitsingenieur erstellt werden.
- Ein **Schallgutachten** fertigt der Hersteller an und wird somit mitgeliefert.
- Ein **Schattenschlaggutachten** kann vom TÜV oder einem unabhängigen Ingenieurbüro angefertigt werden. Schatten darf nicht länger als 30 Stunden pro Jahr oder 30 Minuten pro Tag auf ein Gebäude wirken. Sind keine anliegenden Gebäude beeinträchtigt oder handelt es sich um Vertikalachsrotoren wird dieses nicht benötigt.
- **Stellungnahmen** zur Ausfüllung des Bauantrags und andere Dokumente können nachgefordert werden.

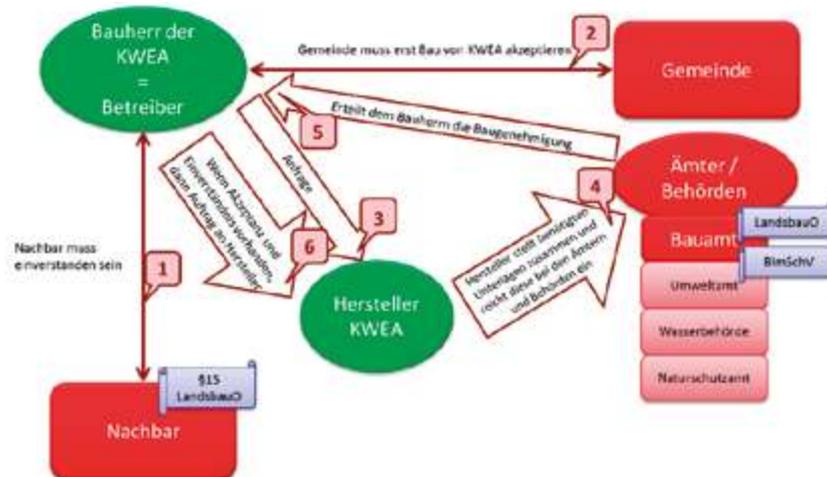
Zusätzlich können weitere Einzelheiten relevant sein, die nicht vom Anbieter übernommen werden: ⁽²³³⁾

- Eine **Landschaftsbildanalyse** wird benötigt, wenn geprüft werden muss, ob die KWEA sich optisch einpasst.
- Es darf keine **Vibration** auf das Gebäude übertragen werden.
- **Eiswurf** muss verhindert werden. Dies geschieht nanotechnologisch durch die Ausnutzung des Lotus-Effekts.
- Die **Wasserbehörde** und das **Naturschutzamt** müssen gegebenenfalls kontaktiert werden, wenn in die Natur und das Erdreich eingegriffen wird.

Außerdem kann es nötig sein, zum Schutz von Vögeln eine benetzte Schutzkonstruktion um die KWEA zu errichten. ⁽¹⁸⁸⁾

Der Bundesverband Kleinwindanlagen stellte einen theoretischen Verlauf eines Bauantragsverfahrens in Köln-Deutz dar. ⁽²³²⁾ Dieser ist in Tabelle 6.43 dargestellt.

Die Akzeptanz von Windenergieanlagen liegt niedriger als jene von Solarparks, jedoch stimmen auch 61 % der Deutschen KWEAs in der Umgebung des eigenen Wohnorts zu. Besteht Vorerfahrung erhöht sich der Anteil auf 73 %. ⁽³⁰⁷⁾



1	Der Nachbar des Bauherrn muss mit der Installation bezüglich Schattenwurf und Lärm einverstanden sein.
2	Die Gemeinde muss den Bau der KWEA vorab akzeptieren und darf keine zu bebauenden Flurstücke für Windenergieanlagen vorgesehen haben.
3	Der Bauherr stellt eine Anfrage an einen KWEA-Hersteller bzw. -Vertrieb.
4	Der Hersteller nimmt Kontakt mit den Ämtern und Behörden auf und reicht die benötigten Gutachten der KWEA (siehe unten) dort ein.
5	Nach der Sichtung der Unterlagen erteilt die Behörde dem Bauherrn die Genehmigung zum Bau einer KWEA.
6	Der Bauherr erteilt dem KWEA-Hersteller den Auftrag zum Bau der KWEA.

Abbildung 6.41: Übersicht der beteiligten Parteien im Genehmigungsverfahren einer KWEA in Nordrhein-Westfalen. Modifiziert nach ⁽²³³⁾.

Auch KWEAs bergen einige Konfliktthemen. Das Centrale Agrar- Rohstoff- Marketing- Energie-Netzwerk (C.A.R.M.E.N. e. V.) diskutiert folgende Aussagen: ⁽³⁰⁷⁾

- **Vögel und Fledermäuse können von den sich drehenden Rotorblättern getötet werden.** Zum Schutz gefährdeter Vogel- und Fledermausarten werden potentielle Standorte in der Planungsphase genauestens überprüft. Mittels spezieller artenschutzrechtlicher Prüfungen wird das Vorkommen der Tiere analysiert. Windanlagen können mit einer speziellen An-näherungssensorik ausgerüstet werden, die das System temporär außer Betrieb setzen kann. Zudem können durch das Bauamt benetzte Schutzkonstruktionen verlangt werden. ⁽¹⁸⁸⁾

- **Das Landschaftsbild wird gestört. Die damit verbundene Attraktivitätsminderung beeinträchtigt den Tourismus und mindert den Wert umliegender Grundstücke.** Potentielle Standort werden genau geprüft, um die Belange von Tourismus und Anwohnern miteinzubeziehen. Naturdenkmäler und wertvolle, prägende Landschaftsbilder werden beispielsweise durch die Vorgaben der Regionalplanung von Windenergieanlagen freigehalten. Gleiches gilt für Kulturdenkmäler (vgl. Tabelle B.11 in Anhang B). Die Wahrnehmung des Landschaftsbildes ist außerdem stark an die Gewöhnung geknüpft. Mit Vorerfahrung steigt die Zustimmung zu Anlagen in der näheren Umgebung.

- **Die Windräder erzeugen Dauergeräusche und stellen daher eine Lärmbelästigung dar.** Die Schallemissionen unterliegen jedoch gesetzlichen Grenzwerten, die im Rahmen der immissionsschutzfachlichen Genehmigung geprüft werden.

- **Der Schattenwurf durch die Rotordrehung ist unangenehm für die Anwohner.** Auch der Schattenwurf stellt eine genehmigungsrechtlich zu prüfende Immission dar, die nach geregelten Vorgehensweisen ermittelt wird und existierende Grenzwerte nicht überschreiten darf.

- **Eisbrocken an den Rotorblättern können sich ablösen und dadurch Menschen gefährden.** Wie beschrieben, verhindert spezielle Nanotechnologie die Anheftung von Wasser, sodass eine Eisbildung und damit auch Eiswurf verhindert werden. ⁽²³³⁾

- **Durch den „Disko-Effekt“ kann es zu Ablenkungen kommen; insbesondere im Straßenverkehr.** Durch spezielle matte Lackierung spielt dieser Effekt heute kaum noch eine Rolle.

- **Durch Flügelbrände nach Blitzeinschlägen sind umliegende Landschaften wie z. B. Wälder gefährdet.** Wie beschrieben, ist ein Brandschutzgutachten durch einen unabhängigen Sicherheitsingenieur zum Erhalt der Baugenehmigung notwendig. ⁽²³³⁾

- **Windenergieanlagen erzeugen gesundheitsschädlichen Infraschall.** Dieser ist jedoch nur schädlich, wenn er die Wahrnehmbarkeitsschwelle überschreitet. Dies ist nur bei sehr geringen Abständen gegeben.

Tabelle 6.43: Theoretischer Verlauf eines Bauantragsverfahrens in Köln-Deutz. Modifiziert nach ⁽²³²⁾. * Kosten und Dauer hängen vom Bewertungsaufwand ab.

Datum	Verlauf	Kosten [€]
26.08.	Bauvoranfrage an die Baugenehmigungsbehörde	100,00*
01.09.	Stellungnahme der Gemeinde	26,50
30.09.	Nachbarschaftseinverständnis gemäß § 13 BauO NRW	
27.11.	Stellungnahme der Wasserbehörde	26,50
08.12.	Immissionsschutzrechtliche Stellungnahme	106,00
14.12.	Hinweis an den Netzbetreiber	
14.01.	Stellungnahme Gewerbeaufsicht	40,00
16.01.	Bauantrag	1.586,00
20.01.	Landschaftsbildanalyse	2.394,00
26.01.	Stellungnahme Naturschutzamt	108,00
27.01.	Vergabe eines Prüfauftrages und Statikgutachten	2.561,50

6.5.1.4 Blockheizkraftwerke

Grundsätzlich sind die Regelungen für BHKWs analog zu den in Kapitel 6.5.1.2 beschriebenen. Der zuständige Betriebsschornsteinfeger hat zudem die Tauglichkeit und die sichere Nutzbarkeit der Abgasanlage zu bescheinigen. Gegebenenfalls ist mit ihm eine neue Abgasführung abzustimmen. Dazu wären die technischen Unterlagen des Herstellers über den installierenden Handwerker beizubringen. Eine Feuerstättenabnahme erfolgt unmittelbar nach der Inbetriebnahme. Dort werden die Prüfung der Abgasrohrführung, die Prüfung der Anschlüsse und des Funktionsprinzips sowie gegebenenfalls eine Prüfung der Brennwert-Zusatzheizung vorgenommen. Diese Prüfungen werden in der Regel alle zwei Jahre wiederholt. Dass der Betrieb einer CHP-Anlage meist eine gewerbliche bzw. unternehmerische Tätigkeit darstellt, muss bei der Umsatzsteuererklärung für das Finanzamt beachtet werden. Details sollten mit im jeweiligen Einzelfall mit dem Amt abgeklärt werden. ⁽³¹³⁾

Die Baugenehmigungspflicht wird auch hier je nach Bundesland unterschiedlich gehandhabt. Meist besteht sich jedoch nicht für BHKWs unterhalb von 50 kW_{el}. Es ist unklar, ob bei der Installation zum exklusiven NSV-Betrieb eine Anmeldung beim Stromnetzbetreiber sowie die zusätzliche Installation einer Messeinrichtung nötig sind. ⁽³¹³⁾

6.5.1.5 Batteriesysteme

Es waren keine Quellen verfügbar, die besagen, dass für Batteriesysteme eine Genehmigung erforderlich sei. Der Erwerb der Komponenten sowie deren Installation stehen jedem frei. Die Überprüfung gemäß verschiedener Normen erfolgt normalerweise durch den Hersteller und ist im Datenblatt des jeweiligen Modells vermerkt.

Die Akzeptanz für Batteriesysteme in der Bevölkerung ist hoch einzuschätzen. Dies liegt darin begründet, dass ein installiertes Batteriesystem keine merkbaren Effekte auf andere Menschen besitzt. Aufgrund dieser Tatsache sowie durch die geringen Kosten und den wartungsfreien Betrieb ist mit wenig Konfliktpotential zu rechnen.

6.5.1.6 Dieselgeneratoren

Für die Anschaffung eines Dieselgenerators besteht kein Bedarf einer Genehmigung. Soll der Betrieb in einem Gebäude stattfinden, ist darauf zu achten, dass durch Abgase keine Gesundheitsgefährdung entstehen kann. Sie müssen durch eine geeignete Anlage ins Freie geleitet werden, da sonst Vergiftungsgefahr besteht. ⁽³¹⁴⁾ Ebenfalls ist darauf zu achten, dass die in Tabelle 6.30 gezeigten Lärmgrenzwerte eingehalten werden.

Aufgrund der bekannten Umweltschädlichkeit von Verbrennungsmotoren ist die Akzeptanz vermutlich gesenkt. Auch die Lagerung des brennbaren Treibstoffs kann auf Ablehnung stoßen. Positive Aspekte können die Nutzungsmöglichkeit auch außerhalb der NSV, z. B. zum Camping, und die Tatsache, dass diese Technologie nur bei einem tatsächlichen Stromausfall zum Einsatz kommt, sein. Dieselgeneratoren sind nicht dauerhaft, wie Solaranlagen oder KWEAs, sichtbar und erzeugen daher keine dauerhaften Immissionen.

6.5.1.7 Manuell betriebene Generatoren

In keinem Stadium der NSV durch manuell betriebene Generatoren ist eine Genehmigung erforderlich. Der Betrieb dieser Technologie ist nahezu immissionsfrei und funktioniert intuitiv, was vermutlich in Zuspruch resultiert. Andererseits ist die Generierung von Strom auf diesem Wege deutlich aufwändiger als durch andere Technologien. Durch die niedrige Maximalleistung ist zusätzlich mit einer Senkung der Akzeptanz zu rechnen.

6.5.2 Bewertung

Folgend wird insbesondere der Genehmigungsaufwand bewertet. Auch hierbei sei betont, dass es sich um ein Kriterium handelt, das sehr stark – vor allem zwischen den Bundesländern – variieren kann.

Die Beurteilung der Technologien auf einer Skala von 0 bis 10 Punkten erfolgt in Tabelle 6.44.

Tabelle 6.44: Bewertung der betrachteten Technologien hinsichtlich der Akzeptanz in Anbetracht des jeweiligen Szenarios bei drei verschiedenen Stromausfalldauern auf einer Skala von 0 bis 10 Punkten. Dieselgen.: Dieselgeneratoren; mbG: Manuell betriebene Generatoren.

Szenario 1 Alleinerziehende Mutter	2 Tage	7 Tage	14 Tage	Szenario 2 Heizungsanlage	2 Tage	7 Tage	14 Tage
PV	5	5	5	PV	8	8	8
FC	7	7	7	FC	4	4	4
KWEA	0	0	0	KWEA	4	4	4
BHKW	5	5	5	BHKW	4	4	4
Batterien	9	9	9	Batterien	9	9	9
Dieselgen.	2	2	2	Dieselgen.	5	5	5
mbG	5	5	5	mbG	5	5	5

Szenario 3 Mehrfamilienhaus	2 Tage	7 Tage	14 Tage	Szenario 4 Kleine Siedlung	2 Tage	7 Tage	14 Tage
PV	8	8	8	PV	7	7	7
FC	4	4	4	FC	7	7	7
KWEA	4	4	4	KWEA	6	6	6
BHKW	4	4	4	BHKW	7	7	7
Batterien	9	9	9	Batterien	9	9	9
Dieselgen.	5	5	5	Dieselgen.	5	5	5
mbG	5	5	5	mbG	5	5	5

Wie in Tabelle B.11 in Anhang B entnommen werden kann, variiert die Genehmigungspflicht für PV-Anlagen bundeslandabhängig. Da in Szenario 1 davon ausgegangen wird, dass nur eine Lösung realisierbar ist, die aus dem Fenster gehängene PV-Zellen beinhaltet, wurde hier ein ästhetischer Abzug vergeben. Diese können als besonders störend empfunden werden. Für Freiflächenanlagen, wie sie in Szenario 4 geeignet wären, bestehen zusätzliche gesetzliche Auflagen, sodass hier weniger Punkte als im Falle des EFH bzw. des MFH vergeben werden können. Erneut schlägt sich die Lagerungsproblematik des Wasserstoffs in der Bewertung der FCs nieder. Eine Versorgung in Szenario 1 ist jedoch vermutlich noch leichter möglich als in den Szenarien 2 und 3, in denen auf jeden Fall ein besonderer Lagerungsbereich nach beschriebenen Regelungen geschaffen werden

muss. In einer kleinen Siedlung sollte die Anlegung einer solchen Lagerstätte keine besonderen Probleme bereiten. Eine KWEA ist normalerweise in Szenario 1 nicht oder nur schwer realisierbar. In den anderen Szenarien ist sie mit viel Genehmigungsaufwand verbunden, der, wie in Tabelle C.19 in Anhang C zu sehen, bundeslandabhängig variiert. In der kleinen Siedlung bietet sich der Vorteil, dass Parameter im Falle einer verwehrteten Baugenehmigung einfacher verändert werden können. Für BHKWs gilt im Groben das Gleiche wie für FCs. Ein Unterschied der Bewertung in Szenario 1 entsteht durch den erhöhten Genehmigungsaufwand. Batteriesysteme sind in diesem Bereich am besten zu bewerten, da keine Genehmigung erforderlich und mit keinen Einschränkungen bezüglich der Akzeptanz zu rechnen ist. Dieselgeneratoren hingegen sind aufgrund ihrer Umweltschädlichkeit mit einem Akzeptanz-Malus zu bewerten. Zwar wird keine Genehmigung benötigt, jedoch ist auf die korrekte Ableitung der Abgase zu achten. Insbesondere in Szenario 1 könnte dies in manchen Fällen problematisch werden. Allerdings sei darauf hingewiesen, dass sich auch Nutzungsmöglichkeiten außerhalb der NSV bieten. Beispielsweise kann ein Dieselgenerator beim Camping verwendet werden. Die Bewertung der manuell betriebenen Generatoren hängt ganz von der Akzeptanz des jeweiligen Benutzers ab. Ist er bereit zu kurbeln bzw. zu treten, so stellt diese Technologie eine sehr gute Möglichkeit dar im leistungsbegrenzten Rahmen Strom zu erzeugen, da kein Genehmigungsaufwand besteht. Ist er dies nicht, so muss eine andere Technologie gewählt werden.



Bewertung verschiedener NSV-Systeme

Im Folgenden werden die in den vorangegangenen Bewertungskapiteln gewonnenen Erkenntnisse noch einmal aufbereitet und diskutiert. Anfangs werden die Technologien abhängig von Szenario und Stromausfalldauer analysiert, um abschließend eine Gesamtbetrachtung unter Gewichtung der Kriterien vorzunehmen.

7.1 Bewertung der einzelnen Technologien nach Kriterienkatalog

Die folgenden Abbildungen zeigen die Punktzahlen der jeweiligen Technologien in den fünf Kategorien in verschiedenen Spinnendiagrammen. Dabei ist für jedes der vier untersuchten Szenarien ein eigenes Diagramm gezeigt, das die drei Stromausfalldauern vergleichend darstellt. Es sei darauf hingewiesen, dass für jeden Einzelfall eine andere Gewichtung der Kriterien nötig ist und ein einfacher Vergleich der Flächen in den Diagrammen daher ohne weiteres möglich ist. Eine empfohlene Gewichtung erfolgt am Ende dieses Kapitels.

7.1.1 Photovoltaik

Abbildung 7.1 zeigt die Bewertung der Photovoltaik aufgeschlüsselt nach Szenario.

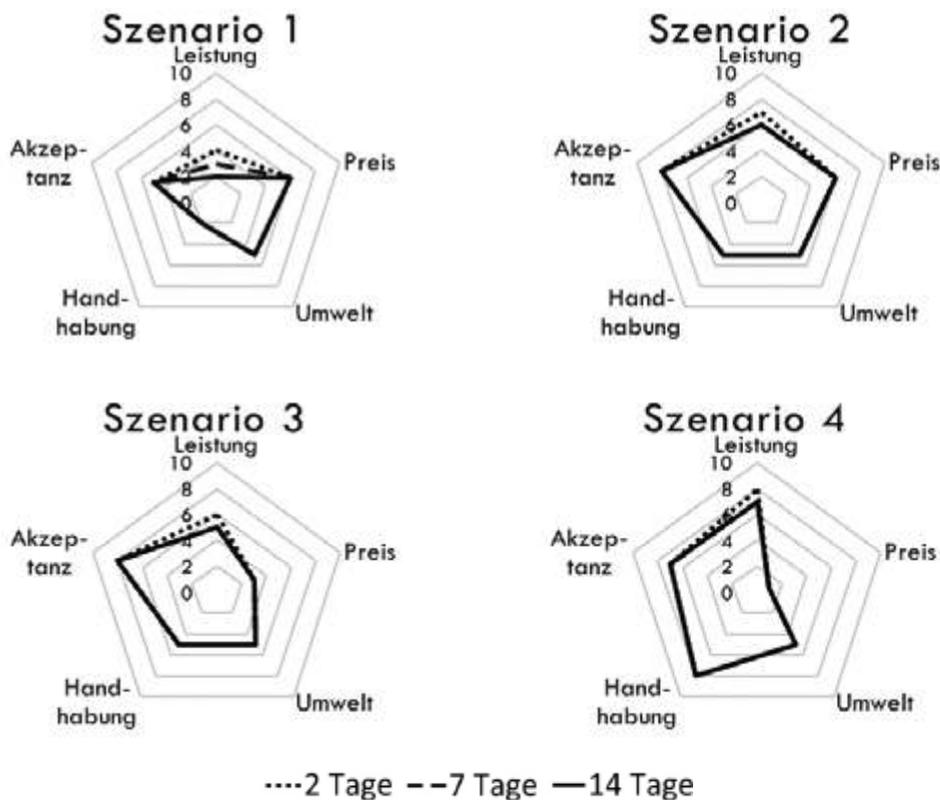


Abbildung 7.1: Vergleich der Bewertungen von PV-Anlagen innerhalb der vier Szenarien unter Berücksichtigung verschiedener Stromausfalldauern (vgl. Bewertungsunterkapitel in Kapitel 6). Blau: 2 Tage; Rot: 7 Tage; Grün: 14 Tage. Szenario 1: Alleinerziehende Mutter mit zwei Kindern; Szenario 2: Heizungsanlage eines Einfamilienhauses; Szenario 3: Mehrfamilienhaus; Szenario 4: kleine Siedlung.

7.1.2 Brennstoffzellen

Abbildung 7.2 stellt die Ergebnisse der Bewertung für Brennstoffzellen dar.

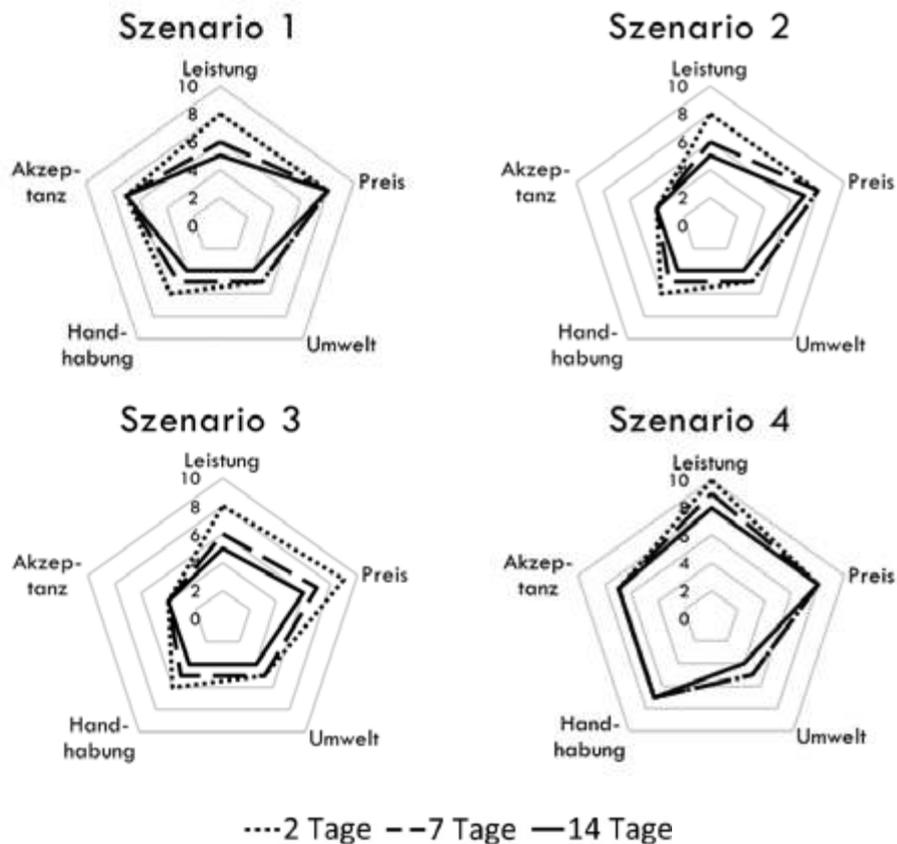


Abbildung 7.2: Vergleich der Bewertungen von FCs innerhalb der vier Szenarien unter Berücksichtigung verschiedener Stromausrückdauern (vgl. Bewertungsunterkapitel in Kapitel 6). Blau: 2 Tage; Rot: 7 Tage; Grün: 14 Tage. Szenario 1: Alleinerziehende Mutter mit zwei Kindern; Szenario 2: Heizungsanlage eines Einfamilienhauses; Szenario 3: Mehrfamilienhaus; Szenario 4: kleine Siedlung.

Es können folgende Feststellungen getroffen werden:

- Der Genehmigungsaufwand ist besonders in den Szenarien 2 und 3 ein Hindernis, was sich unmittelbar auf die Akzeptanz auswirkt.
- Brennstoffzellen sind besonders für kurze Ausfalldauern geeignet, da in diesem Fall geringere Mengen von Wasserstoff vorgehalten werden müssen.
- Sowohl in kleinen als auch in großen Leistungsklassen sind Brennstoffzellen sinnvoll einsetzbar. Zusätzliche Stärken zeigen sich im stationären Einsatz großer Anlagen (Szenario 4).
- Es lassen sich in keinem Szenario wesentliche Ausschlusskriterien feststellen, die einer Nutzung widersprechen würden.

7.1.3 Kleinwindanlagen

Die Analyse der Bewertung von KWEAs ist in Abbildung 7.3 zu sehen.

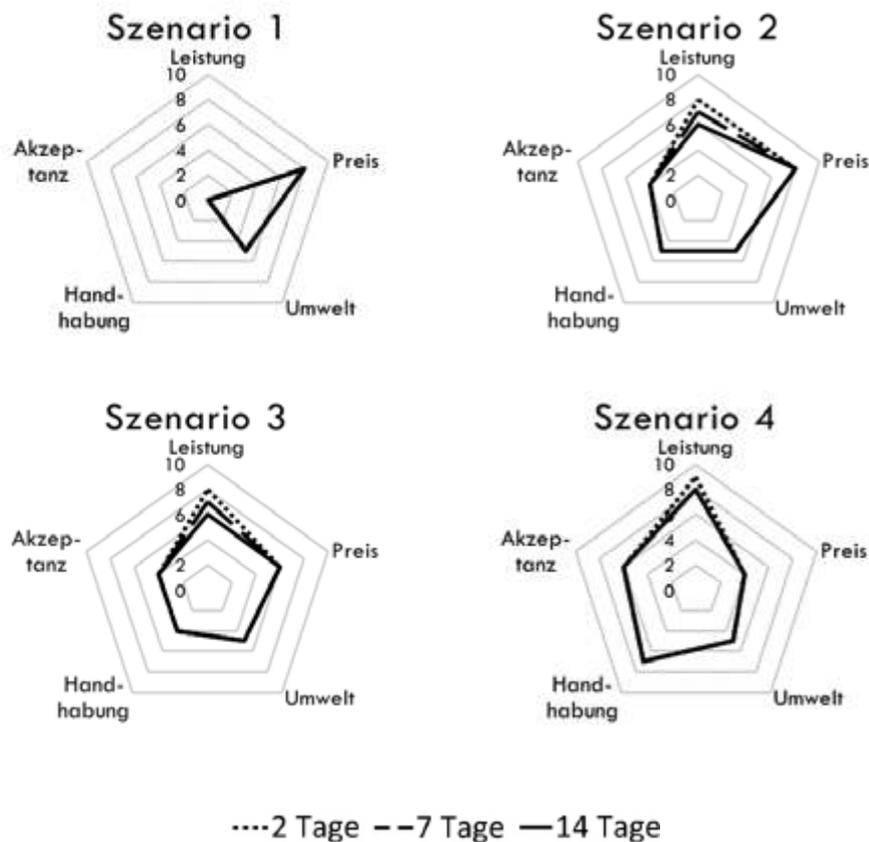


Abbildung 7.3: Vergleich der Bewertungen von KWEAs innerhalb der vier Szenarien unter Berücksichtigung verschiedener Stromausfalldauern (vgl. Bewertungsunterkapitel in Kapitel 6). Blau: 2 Tage; Rot: 7 Tage; Grün: 14 Tage. Szenario 1: Alleinerziehende Mutter mit zwei Kindern; Szenario 2: Heizungsanlage eines Einfamilienhauses; Szenario 3: Mehrfamilienhaus; Szenario 4: kleine Siedlung.

Wesentliche Ergebnisse der Bewertungsanalyse sind:

- Eine Realisierung für Szenario 1 scheint in keiner Weise sinnvoll.
- Mit zunehmender Anlagengröße steigen die spezifischen Kosten. Dies geht einher mit zunehmendem Platzbedarf für größere Generatoren. Das Portfolio an Anlagen ist zudem nicht sehr groß, was häufig zu einer Überdeckung der Leistung führt und damit zu vermehrten Kosten der Anlage.
- Der Genehmigungsaufwand für die Installation einer KWEA ist generell als hoch einzuschätzen.
- Die Handhabung größerer Anlagen (für mehrere Häuser, z. B. in Szenario 4) ist leichter, da eine örtliche Trennung von Erzeugungsanlage sowie Wohneinheiten möglich ist.
- Wie auch bei PV-Anlagen zeigt sich auch bei KWEAs, dass auch hier negative Umwelteinflüsse auftreten.

7.1.4 Blockheizkraftwerke

Abbildung 7.4 zeigt die Ergebnisse der Bewertung von BHKWs.

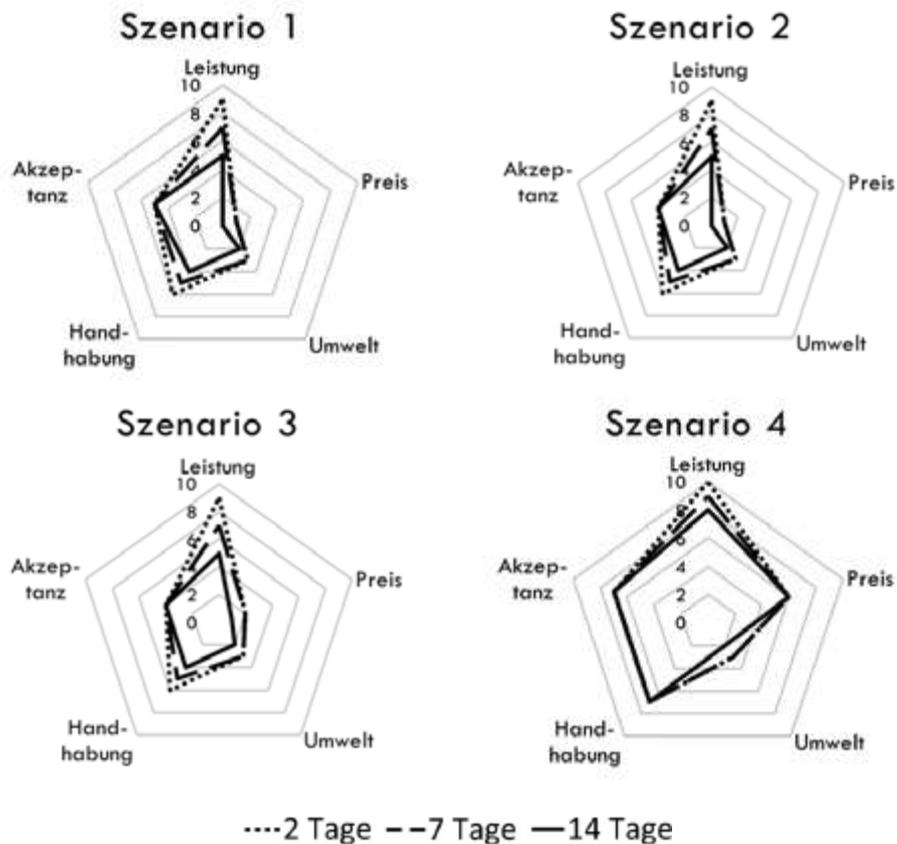


Abbildung 7.4: Vergleich der Bewertungen von BHKWs innerhalb der vier Szenarien unter Berücksichtigung verschiedener Stromausfalldauern (vgl. Bewertungsunterkapitel in Kapitel 6). Blau: 2 Tage; Rot: 7 Tage; Grün: 14 Tage. Szenario 1: Alleinerziehende Mutter mit zwei Kindern; Szenario 2: Heizungsanlage eines Einfamilienhauses; Szenario 3: Mehrfamilienhaus; Szenario 4: kleine Siedlung.

Zusammenfassend kann Folgendes gesagt werden:

- Aus finanzieller Sicht BHKWs nur bei Szenario 4 eine sinnvolle Option. Bei kleinen Leistungsklassen sind die erforderlichen Kosten wesentlich höher als bei anderen Technologien.
- Die Umweltbilanz von BHKWs ist im Vergleich zu anderen Technologien als schlecht zu bezeichnen.
- Der Genehmigungsaufwand von BHKWs ist generell hoch.

7.1.6 Dieselgeneratoren

Abbildung 7.6 zeigt die Bewertung von Dieselgeneratoren.

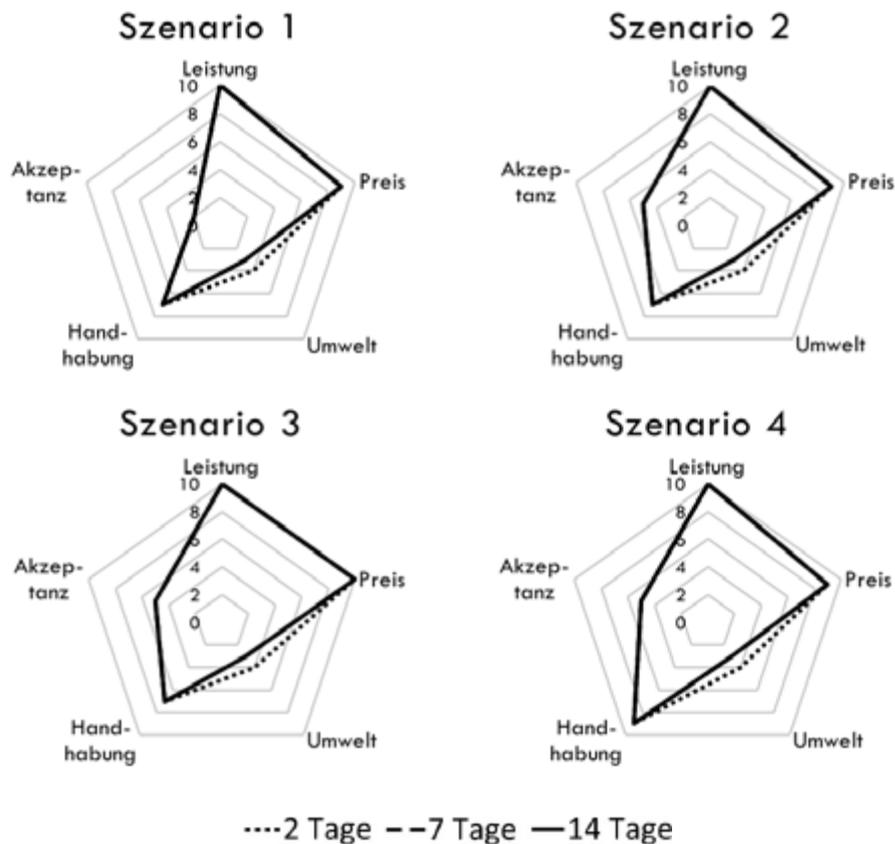


Abbildung 7.6: Vergleich der Bewertungen von Dieselgeneratoren innerhalb der vier Szenarien unter Berücksichtigung verschiedener Stromausfall-dauern (vgl. Bewertungsunterkapitel in Kapitel 6). Blau: 2 Tage; Rot: 7 Tage; Grün: 14 Tage. Szenario 1: Alleinerziehende Mutter mit zwei Kindern; Szenario 2: Heizungsanlage eines Einfamilienhauses; Szenario 3: Mehrfamilienhaus; Szenario 4: kleine Siedlung.

Wesentliche Ergebnisse der Bewertungsanalyse sind:

- Die Leistungsanforderungen können in allen Szenarien erfüllt werden. Insbesondere die Sicherstellung der Versorgung unabhängig von äußeren Gegebenheiten (z. B. Wind und Sonne) macht den Dieselgenerator zu einem vergleichsweise zuverlässigen NSV-System.
- Dieselgeneratoren stellen eine kostengünstige Möglichkeit dar. Diese Kostenvorteile nehmen auch bei zunehmender Dauer der Stromausfälle nicht ab.
- Die Umweltbilanz von Dieselgeneratoren ist im Vergleich zu anderen Technologien eher schlecht: Bei längeren Stromausfällen nehmen die schädlichen Umwelteinflüsse durch das verbrannte Diesel zu.
- Ein Einsatz in Szenario 1 ist gegebenenfalls nicht ohne weiteres möglich, da für den Betrieb sichergestellt sein muss, dass die Abgase aus der Wohnung abgeführt werden.
- Die Handhabung ist in allen Szenarien gut bis sehr gut. Die Bedienbarkeit dürfte für einen Großteil der Bevölkerung kein Problem darstellen.

7.1.7 Manuell betriebene Generatoren

Abschließend erfolgt in Abbildung 7.7 die Betrachtung von manuell betriebenen Generatoren.

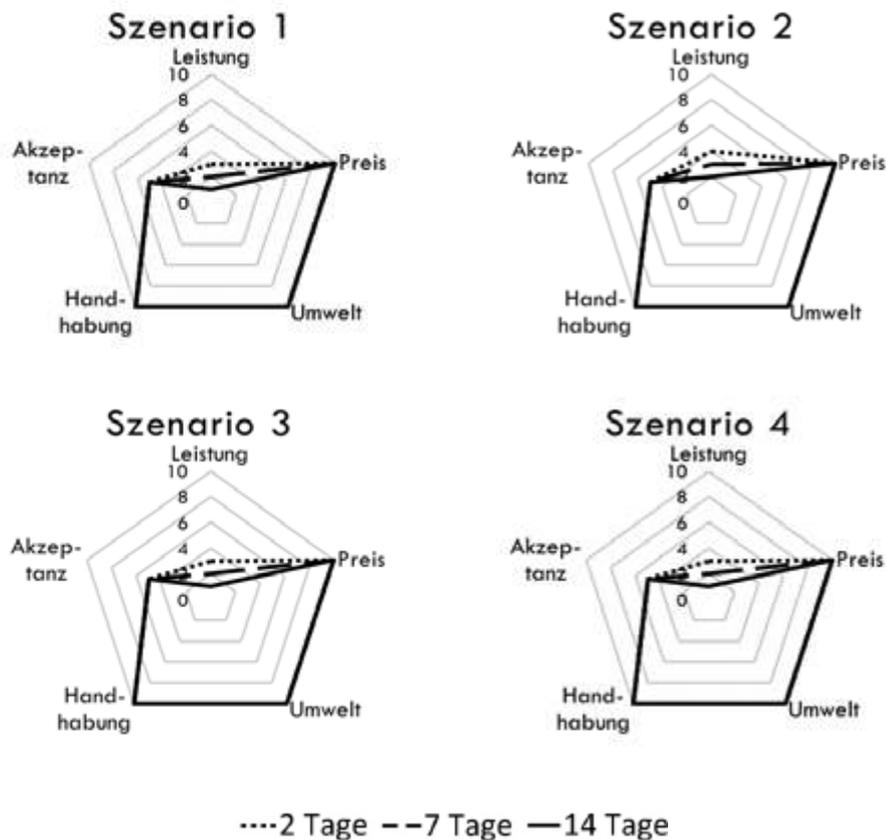


Abbildung 7.7: Vergleich der Bewertungen von manuell betriebenen Generatoren innerhalb der vier Szenarien unter Berücksichtigung verschiedener Stromausrückdauern (vgl. Bewertungsunterkapitel in Kapitel 6). Blau: 2 Tage; Rot: 7 Tage; Grün: 14 Tage. Szenario 1: Alleinerziehende Mutter mit zwei Kindern; Szenario 2: Heizungsanlage eines Einfamilienhauses; Szenario 3: Mehrfamilienhaus; Szenario 4: kleine Siedlung.

Wesentliche Ergebnisse der Bewertungsanalyse sind:

- Manuell betriebene Generatoren stellen eine Nischen-Technologie dar, da sie die benötigte Leistung in allen Szenarien nicht vollständig decken können. Jedoch können sie, besonders bei kurzen Stromausrückdauern, zur Grundversorgung einzelner Geräte dienen.
- Der relativ geringe Preis für die Systeme ermöglicht die Deckung eines gewissen Grundbedarfs an Versorgung.
- Schädliche Umweltauswirkungen ergeben sich durch die Herstellung sowie den Gebrauch von manuell betriebenen Generatoren kaum. Im Vergleich zu den anderen Technologien schneiden sie hier sehr gut ab.
- Die Handhabung ist intuitiv. Gleichzeitig kann durch kurzes Kurbeln in einem besonders dringenden Fall schnell die notwendige Energie für kleine Verbraucher erzeugt werden.

7.2 Abschließende Gesamtbewertung nach Szenario

Um eine Gesamtbewertung der einzelnen Technologien in den vier Szenarien zu ermöglichen, muss eine Gewichtung der verschiedenen Kriterien zueinander erfolgen. Ein Vorschlag ist in Tabelle 7.1 dargestellt. Dieser berücksichtigt, dass das Kriterium Leistung für die sichere und zuverlässige Versorgung der Verbraucher im Falle eines Stromausfalls die größte Bedeutung hat. Ein wesentlicher Aspekt sind die Kosten, die durch Installation und Betrieb eines NSV-Systems verursacht werden. Die weiteren Kriterien fließen mit geringerem Gewicht in die Gesamtbewertung ein.

Tabelle 7.1: Gewichtung der betrachteten Kriterien zur Ermittlung einer Gesamt-Punktzahl für die einzelnen Technologien.

Kriterium	Gewichtung [%]
Leistung	40
Preis	30
Umwelteinfluss	10
Handhabung	10
Akzeptanz	10

7.2.1 Szenario 1

Unter Anbetracht der verschiedenen Stromausfalldauern ergibt sich die in Abbildung 7.8 dargestellte Gesamtbewertung für Szenario 1.

Es zeigt sich, dass im Wesentlichen Batteriesysteme, sowie Dieselgeneratoren für den Einsatz im Szenario 1 geeignet sind. Bei kurzen Stromausfällen können alternativ auch Brennstoffzellen oder manuell betriebene Generatoren zum Einsatz kommen. Eher ungeeignet erscheinen PV-Anlagen sowie KWEAs. Diese sind bei dem geringen Platzbedarf in und an Wohnungen auch nicht sinnvoll zu realisieren (s. o.).

7.2.2 Szenario 2

Abbildung 7.9 stellt die Ergebnisse für Szenario 2 übersichtlich dar.

Die Abstände zwischen den Technologien sind im Vergleich zum Szenario 1 gesunken. Das bedeutet, dass im Szenario 2 mehrere Optionen einer sinnvollen Umsetzung existieren. Erneut zeigen Dieselgeneratoren hier ihre Stärken und sind für alle Arten von untersuchten Stromausfällen die jeweils beste Wahl. Auch Batteriesysteme eignen sich sehr gut für den Einsatz zur Versorgung von Heizungssystemen. Je kürzer die Ausfalldauer, desto sinnvoller können auch Brennstoffzellen, manuell betriebene Generatoren sowie KWEAs zum Einsatz kommen. Insbesondere die Windanlagen sind für das Szenario 2 wesentlich besser geeignet als für Szenario 1. Auch die Bewertung von PV-Anlagen hat sich verbessert, auch wenn sie noch hinter den anderen Technologien zurückliegen. Bei geeigneten Standorten (hohe solare Strahlung) ist der Einsatz jedoch durchaus geeignet.

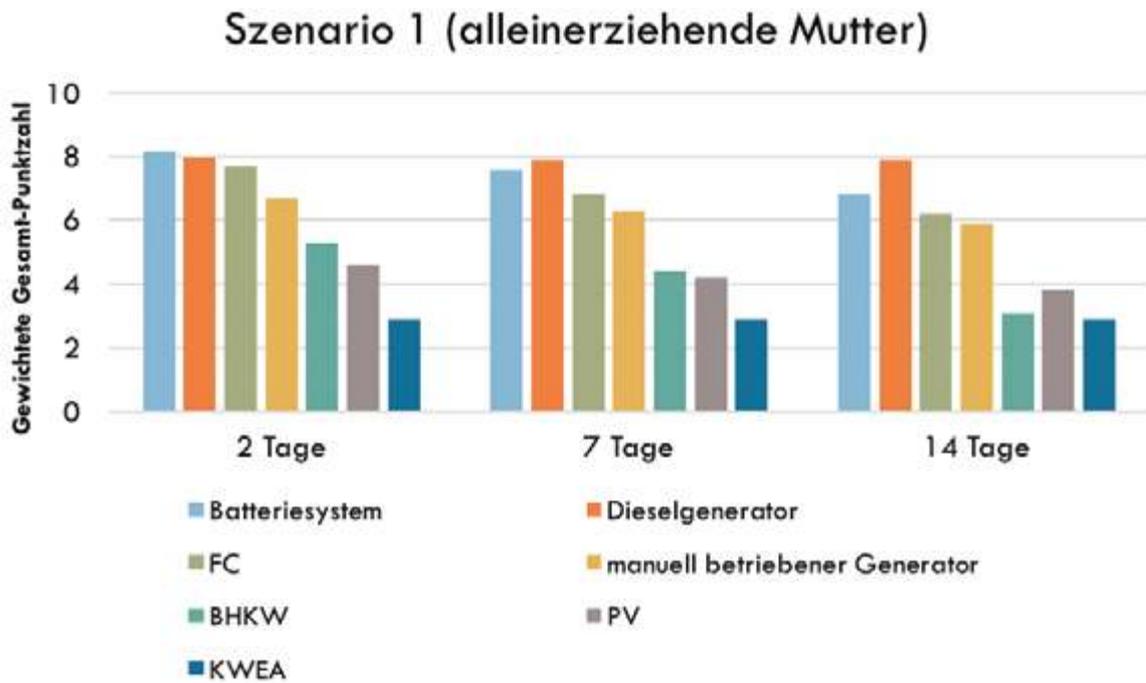


Abbildung 7.8: Mittels in Tabelle 7.1 gezeigter Gewichtung ermittelte Gesamtbewertung der betrachteten Technologien in Szenario 1 für verschiedene Stromausfalldauern.

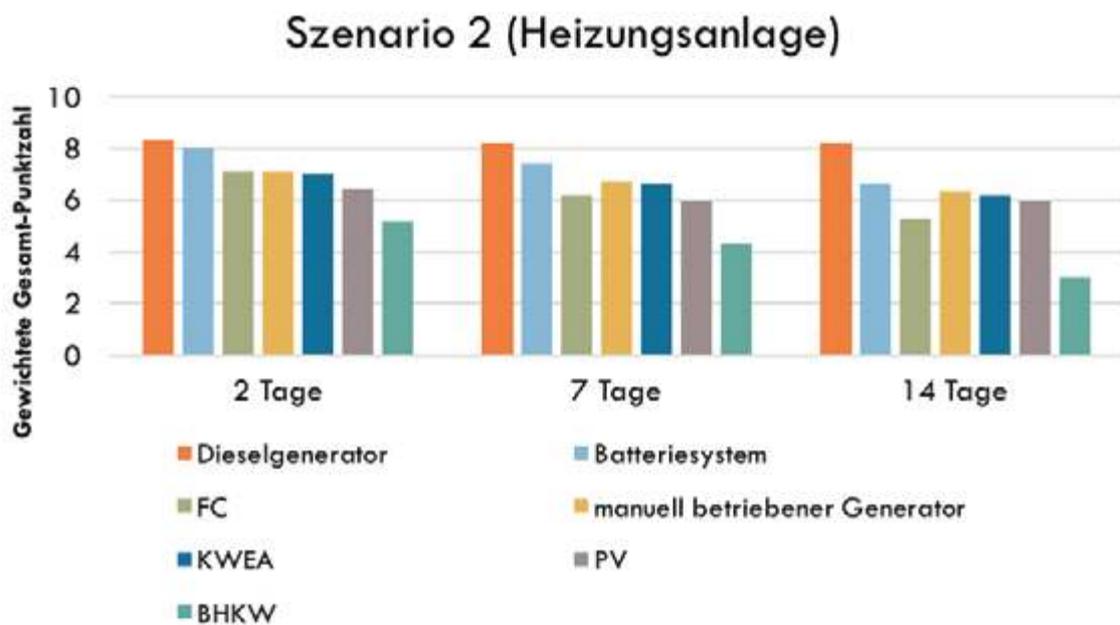


Abbildung 7.9: Mittels in Tabelle 7.1 gezeigter Gewichtung ermittelte Gesamtbewertung der betrachteten Technologien in Szenario 2 für verschiedene Stromausfalldauern.

7.2.3 Szenario 3

Abbildung 7.10 veranschaulicht die Gesamtbewertung für Szenario 3.

Der zunehmende Energie- und Leistungsbedarf im Szenario 3 sorgt dafür, dass die Bewertung des Dieselsegenerators im Vergleich zu den anderen Technologien besser ist. Er ist für alle untersuchten Dauern von Stromausfällen als Empfehlung zu sehen. Besonders zeigt sich in diesem Szenario die Stärke von Batteriesystemen, die jedoch mit der Dauer von Blackouts stark abnimmt. Sie bleiben dennoch eine gute Alternative. Manuell betriebene Generatoren geraten in Szenario 3 bereits an die Grenzen ihrer Leistungsfähigkeit, was sich in einer schlechteren Bewertung im Vergleich zu den vorherigen Szenarien bemerkbar macht. Jedoch können sie weiterhin für Nischenanwendungen eingesetzt werden und theoretisch bei der Anschaffung mehrerer Geräte die notwendigen Energiereserven bereitstellen. Brennstoffzellensysteme eignen sich vor allem für kurze Stromausfalldauern. Bei längeren Ausfällen steigen die Mengen an Wasserstoff, die für eine längere Versorgung zu lagern sind, was die Handhabung erschwert, bzw. auch die Vorgaben zur Lagerung komplexer macht. KWEAs, BHKWs sowie PV-Anlagen erscheinen nach dem in diesem Bericht erarbeiteten Bewertungskriterien als keine geeigneten Lösungen.

7.2.4 Szenario 4

Abbildung 7.11 stellt die Ergebnisse für Szenario 4 übersichtlich dar.

Wie bereits in den anderen Szenarien, erhält der Dieselsegenerator auch bei der Versorgung einer kleinen Siedlung die besten Bewertungen. Die hohen Energie- und Leistungsanforderungen machen nun den Einsatz von großen stationären Systemen sinnvoll. Dies führt zu verbesserten Bewertungen insbesondere bei Brennstoffzellensystemen, die für den Einsatz in Szenario 4 als klare Empfehlung zu sehen sind, zumal sie sowohl für kurze als auch für lange Stromausfälle gute Bewertungen erhalten. Erneut sind für kurze Einsätze auch Batteriespeichersysteme eine gute Option, deren Eignung (wie bereits bei den anderen Szenarien) mit der Dauer des Blackouts abnimmt. Es zeigt sich, dass für diese Fälle eher noch auf den Einsatz von BHKWs zurückgegriffen werden sollte. Auch diese können sehr gut als große Anlagen eingebunden werden und ermöglichen durch den Einsatz von rotierenden Generatoren (meist Synchrongeneratoren) einen stabilen Netzbetrieb, der insbesondere in kleinen Inselsystemen von Vorteil ist.

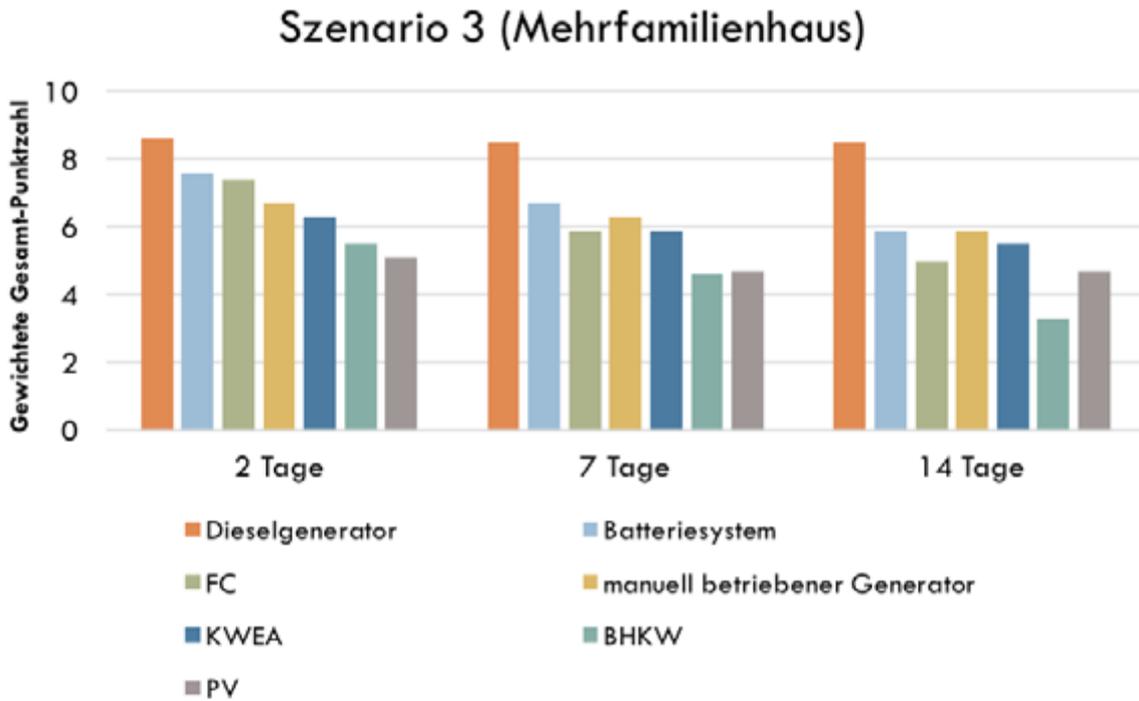


Abbildung 7.10: Mittels in Tabelle 7.1 gezeigter Gewichtung ermittelte Gesamtbewertung der betrachteten Technologien in Szenario 3 für verschiedene Stromausfallauern.

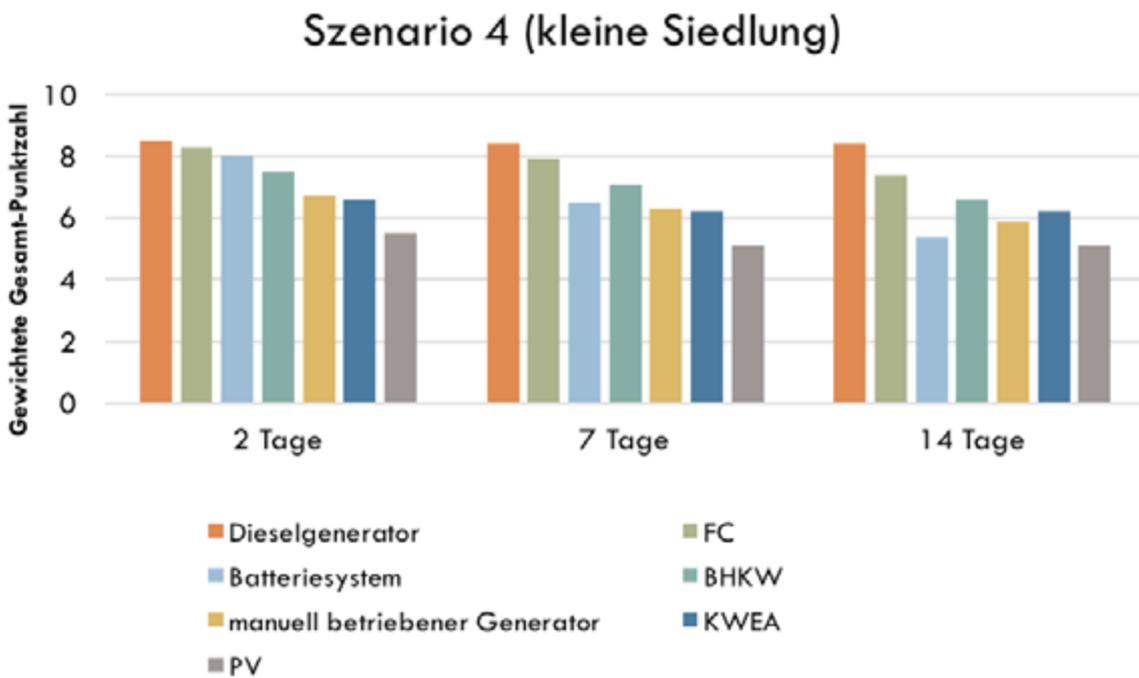


Abbildung 7.11: Mittels in Tabelle 7.1 gezeigter Gewichtung ermittelte Gesamtbewertung der betrachteten Technologien in Szenario 4 für verschiedene Stromausfallauern.

Der Einsatz von PV-Anlagen oder KWEAs ist in Szenario 4 auch gut als Ergänzung zu anderen Technologien denkbar. Generell wird bei der Versorgung einer kleinen Siedlung bereits eine Leistungsklasse erreicht, bei der es sinnvoll sein kann, mehrere unterschiedliche Erzeugungsformen miteinander zu kombinieren. Standorte mit guter Windhöffigkeit können beispielsweise eine oder mehrere kleine Windanlagen errichten, die in Zusammenarbeit mit Dieselgeneratoren, Brennstoffzellensystemen oder BHKWs einen Mix darstellen, der jeweils die Vorteile der einzelnen Technologien nutzbar macht. Für südlich gelegene Gebiete bietet sich diese Variante mithilfe von PV-Anlagen an. So können regionale Gegebenheiten mit der Zuverlässigkeit von dargebotsunabhängigen Anlagen gekoppelt werden. Der Vorteil hierbei läge in verringerten Kosten. Außerdem können PV- und Wind-Anlagen ganzjährig in das Netz der öffentlichen Versorgung einspeisen. Diese Doppelnutzung ist prinzipiell in allen Szenarien möglich, bietet jedoch in Szenario 4 ein besonders hohes Maß an Synergieeffekten und Einsparpotentialen.

Der Einsatz von Batteriesystemen ließe sich durch zusätzliche Maßnahmen weiter verbessern. Da große Kapazitäten teuer, schwer und unhandlich sind, empfiehlt sich der Einsatz kleiner mobiler Batteriesysteme, die an besonders neuralgischen Stellen verteilt werden. Die begrenzte Akkulaufzeit erfordert eine Wiederaufladung nach einer gewissen Zeit. Diese Aufladung könnte beispielsweise durch stationäre oder mobile Ladestationen ermöglicht werden. An diesen Stationen können Schnittstellen angeboten werden. Die erforderliche Energie kann dann beispielsweise durch Dieselgeneratoren, Brennstoffzellensysteme oder andere geeignete Technologien erzeugt werden. Somit ließen sich die Vorteile einer zentralen stationären Energieerzeugung so nutzen, dass die Energie auch dezentral mithilfe von kleinen bis mittleren Akkus nutzbar ist. Die erforderlichen Kosten für diese Variante sind jedoch stark von Batteriepreisen abhängig. Sollten sich jedoch zukünftig die Preise stark verringern, ist die Einbeziehung von Batteriesystemen durchaus eine sinnvolle Option.

7.3 Zusammenfassung

In dieser Studie wurde eine Reihe von Bewertungskriterien identifiziert und ausführlich beschrieben. Ihre Bedeutung in Zusammenhang mit den Anforderungen wurde herausgearbeitet sowie daran anknüpfend eine individuelle Bewertung vorgenommen. Zu den Kriterien wurden jeweils umfangreiche Recherchen angestellt um eine breite Basis für die Bewertung zur Verfügung zu stellen sowie dem Leser die Möglichkeit zu geben, an bereits erzielte Erkenntnisse anzuknüpfen und mit den vorgestellten Literaturverweisen die Bewertung nicht nur nachzuvollziehen sondern gegebenenfalls zu erweitern. Es handelt sich dabei um folgende Kriterien:

Leistung: Es werden die Leistungsklassen betrachtet, in denen die untersuchten Technologien kommerziell erwerblich sind. Dieselgeneratoren schneiden in dieser Kategorie am besten ab, da sie umweltunabhängig eine konstante Leistung in allen Szenarien liefern können.

Preis: Eine finanzielle Betrachtung beinhaltet sowohl einmalige Investitionskosten, als auch regelmäßige Kosten. In dieser Kategorie schneiden manuell betriebene Generatoren besonders gut ab, gefolgt von Dieselgeneratoren. Beide Technologien bieten für relativ geringe Kosten eine verhältnismäßig gute Versorgung im NSV-Betrieb.

Umwelteinfluss: Die negativen Auswirkungen der einzelnen Technologien während der Herstellung sowie während der Nutzungsphase werden hier berücksichtigt. Eine Bewertung erfolgte dabei insbesondere an den Charakterisierungsmethoden und Kategorien von GUINÉE, was die Berücksichtigung der wichtigsten Umwelteinflüsse ermöglicht. Dies hat auch zur Folge, dass es keine eindeutige Empfehlung für eine Technologie gibt, da das Bewertungsspektrum nach GUINÉE sehr breit ist und sich deshalb bei jeder Option sowohl Vor- als auch Nachteile ergeben. Am besten schneiden hier noch die manuell betriebenen Generatoren ab.

Handhabung: Dieses Kriterium beinhaltet den notwendigen Platzbedarf sowie das Gewicht eines NSV-Systems. Des Weiteren sind die erforderlichen Kenntnisse eines Laien für die Bedienung des Systems von Bedeutung. Hier zeigen erneut manuell betriebene sowie Dieselgeneratoren ihre Stärken. Deren Bedienbarkeit ist in den meisten Fällen gut und bei fachgerechtem Umgang mit den Abgasen auch ohne nennenswerte Beeinträchtigungen möglich.

Akzeptanz: Es wird sowohl der mögliche Aufwand für Genehmigungen betrachtet, als auch mögliche negative Auswirkungen (z. B. Lärm) auf Menschen in direkter Nachbarschaft. In dieser Kategorie schneiden Batteriespeichersysteme am besten ab. Sie benötigen (bei kleinen Leistungsklassen) keine Genehmigungen und werden bereits in verkleinerter Form in vielen elektrische Geräten angewendet, sodass die Akzeptanz in der Bevölkerung als hoch einzuschätzen ist.

Für die zu Beginn des Projekts festgelegten Szenarien ergeben sich folgende Empfehlungen:

Szenario 1: Besonders bei kurzen Stromausfällen sind Batteriesysteme die Technologie, die am besten für einen NSV-Einsatz geeignet ist. Dieselgeneratoren und Brennstoffzellen bieten gute

Alternativen. Manuell betriebene Generatoren finden im Szenario 1 sinnvolle Einsatzmöglichkeiten für die Versorgung einzelner Kleinst-Verbraucher.

Szenario 2: Erneut werden Dieselgeneratoren am besten bewertet. Die anderen Technologien werden jedoch im Vergleich besser bewertet. Beispielsweise sind Windkraftanlagen an windhöffigen Standorten in diesem Anwendungsfall durchaus eine sinnvolle Option. Auch Batteriesysteme erhalten bei den geringen Leistungsbedarfen eine gute Bewertung.

Szenario 3: Der steigende Leistungsbedarf in diesem Szenario begünstigt den Einsatz von Dieselgeneratoren. Batteriesysteme sind weiterhin gute Optionen, sind jedoch im Verhältnis zu Szenario 1 und 2 weniger stark zu bewerten. Brennstoffzellen und Windkraftanlagen (an geeigneten Standorten) bieten auch in diesem Anwendungsfall verhältnismäßig gute Versorgungen im NSV-Betrieb.

Szenario 4: Die hohen Leistungs- und Energieanforderungen relativieren die Dominanz des Dieselgenerators gegenüber großen stationären Systemen, wie beispielsweise Brennstoffzellen oder BHKWs. im Verhältnis zu vorherigen Szenarien sind diese nun wesentlich besser in Szenario 4 zu bewerten.

Die Empfehlungen, die sich für die einzelnen Szenarien aufgrund der Bewertungskriterien ergeben, sollen lediglich der Orientierung dienen und stellen keine allgemein gültigen Regeln zur optimalen Wahl eines NSV-Systems dar.

Abseits der vorgenommenen Analyse kann die Erweiterung bereits bestehender Systeme (meist Photovoltaik oder Windkraft) zum Einsatz als Stand-Alone-Lösungen im Falle eines Stromausfalls durchaus sinnvoll und auch kostengünstig sein. Für einen unvoreingenommenen Vergleich mit den anderen Technologien musste dieser Fall bewusst ausgeklammert werden. Die Vorteile dieser Variante sind, sofern sie technisch ohne weiteres umsetzbar ist, meist größer als bei alleiniger Anschaffung für den NSV-Betrieb. Insbesondere an geeigneten Standorten (hohe Windhöffigkeit bzw. solare Strahlung) werden ausreichende Leistungs- und Energiedichten durch diese Systeme bereitgestellt um vor allem in dünn besiedelten Gebieten vereinzelt Inselssysteme zu bilden, die in der Lage sind, den dortigen Bedarf zu decken. Manuell betriebene Generatoren können als Nischenanwendungen durchaus als sinnvolle Ergänzungen zu anderen Lösungen betrachtet werden. Im Falle eines Stromausfalls kann mit Ihnen über einen begrenzten Zeitraum Energie zur Verfügung gestellt werden, bis andere NSV-Systeme einsatzbereit sind. In Fällen, in denen ein äußerst geringer Leistungsbedarf vorhanden ist, können diese Generatoren auch über längere Zeiträume die Versorgung sichern, da die in diesen Geräten eingesetzten Akkumulatoren nur wenig belastet werden. Geringe bis mittlere Leistungs- und Energiebedarfe können über kurze Zeiträume auch mit Batteriesystemen überbrückt werden. Diese wurden genau für diesen Anwendungsfall konzipiert. Bei langen Stromausfällen stoßen diese Systeme jedoch schnell an ihre Grenzen. Deren Auslegung für mehrwöchige Blackouts bedingt große Speicherkapazitäten, die sowohl einen hohen Platzbedarf als auch finanziellen Aufwand mit sich bringen. Dies sollte eher durch wiederkehrende Aufladungen durch Erzeugungsanlagen (oder manuellem Kurbeln) kompensiert werden. Vor allem in Städten ist eine flächendeckende Versorgung der Bevölkerung

unterhalb der KRITIS-Schwelle allein mit dargebotsabhängigen Erzeugern aufgrund der hohen Lastdichte und des begrenzten Platzangebots nicht realisierbar. Hier sind stationäre Brennstoffzellen-Systeme, BHKWs oder Dieselgeneratoren mit ihren hohen Leistungsdichten klar im Vorteil. Es konnte jedoch in der Recherche ermittelt werden, dass für ein breites Leistungs- und Anwendungsspektrum bereits kommerzielle Lösungen dieser Technologien verfügbar sind. Die vermehrte Integration von BHKWs in das Niederspannungsnetz führt dazu, dass bereits heute Potential für NSV-Systeme im Inselbetrieb vorhanden ist.



Zusammenfassung

Dieses Werk bietet eine Sammlung umfassender Erkenntnisse über die prinzipielle Gestaltung von Notstromversorgungs-Systemen (NSV) für die Bevölkerung unterhalb der KRITIS-Schwelle. Es wurde ermittelt, welche Anforderungen an ein NSV-System in den definierten Szenarien gestellt werden. Dazu wurden die wesentlichen Ursachen und Auswirkungen eines flächendeckenden Stromausfalls anfänglich beschrieben. Neben der Klassifizierung der unterschiedlichen Arten von Stromausfällen wurden repräsentative Szenarien für die weitere Analyse der benötigten Notstromversorgung aufgestellt. Diese decken die Bedürfnisse von einzelnen Wohneinheiten weniger Personen (≤ 4) bis hin zu ganzheitlichen Siedlungskomplexen ab.

Es wurde eine Analyse der erforderlichen Basisstromversorgung vorgenommen. Auslegungsgrundlage für die NSV-Systeme waren die elektrischen Eigenschaften notwendiger Verbraucher in den einzelnen Szenarien. Es wurde festgestellt, dass der Energiebedarf je nach Jahreszeit und Komfortansprüchen stark variiert.

Es konnte gezeigt werden, dass PV-Systeme unter Verwendung eines Energiespeichers theoretisch in der Lage sind, eine Notstromversorgung sicherzustellen. Dabei stoßen sie jedoch ziemlich schnell an Grenzen. Verbesserungspotentiale wurden identifiziert und in den betroffenen Szenarien beschrieben. Es wurden Möglichkeiten zur Aufrüstung bestehender Systeme erörtert. Zentraler Aspekt war die Behandlung der Kuppelstelle zwischen öffentlichem Versorgungsnetz und dem privaten Hausnetz. Lage und Orientierung der in den Szenarien betrachteten Wohneinheiten sowie die Wahl der Technologie haben signifikante Auswirkungen auf Größe und Eignung verschiedener NSV-Technologien. Es erfolgte eine Ausweitung der potentiellen NSV-Technologien auf

- Brennstoffzellen
- Kleinwindkraftanlagen
- Batterieanlagen
- Dieselgeneratoren
- Blockheizkraftwerke
- sowie Tret- und Kurbelgeneratoren.

In einer Markt- und Technologierecherche wurden neben grundlegenden technologischen Aspekten wie Funktionsweise und Aufbau, auch für NSV-Systeme relevante Charakteristika wie z.B. Lebensdauer oder Leistungsklassen untersucht. Des Weiteren werden anwenderorientierte Kriterien untersucht, die eine Bewertung der Handhabung durch Laien ermöglicht. Diese Faktoren sind z.B. Umfang der Wartung, Installationsaufwand, Umweltverträglichkeit etc. In Kürze lassen sich die Erkenntnisse zu den einzelnen Technologien wie folgt zusammenfassen:

- Brennstoffzellensysteme sind generell für viele Leistungsklassen geeignet, haben jedoch sehr hohe spezifische Investitionskosten. Die Anwendung in größeren Wohneinheiten kommt sowohl bezüglich der Leistung als auch bezüglich des Preises in Frage. Problematisch an dieser Technologie ist die aktuell noch geringe Marktreife kommerzieller Systeme.
- Kleinwindkraftanlagen kennzeichnen sich durch eine sehr hohe Marktreife und eine hohe Lebensdauer. Durch den Ausbau der Windenergie in Deutschland dürfte die Akzeptanz der Nutzung dieser umweltfreundlichen Technologie ausreichend sein. Problematisch ist bei Windkraftanlagen sowohl die Erschließung als auch die Genehmigung eines geeigneten Standorts.
- Batteriesysteme können in vielen Leistungsklassen eingesetzt werden. Durch das hohe Preisniveau eignen sich diese Systeme jedoch eher für eine kurzzeitige Überbrückung. Da Batteriesysteme allein kein Erzeugungssystem zum Laden der Batterie enthalten, sind sie ohne Kopplung mit weiteren Erzeugern nur bedingt in der Lage, längere Stromausfallzeiten zu überbrücken.
- Dieselaggregate sind in allen relevanten Leistungsklassen verfügbar und eignen sich dadurch für fast alle Anwendungsszenarien. Nachteilig an dieser Technologie sind jedoch Aspekte wie Umweltfreundlichkeit und Geräuschentwicklung. Trotz der genannten Nachteile ist ein wesentlicher Vorteil, dass ihr Betrieb auch für ungeübte Anwender vorstellbar ist. Die Beschaffung und Installation eines Dieselaggregats sowie die Inbetriebnahme ist bei aktuellem Stand der Technik wohl die einfachste Möglichkeit der Eigenversorgung.
- Blockheizkraftwerke sind preislich günstiger als WKA und Brennstoffzellensysteme. Sie finden bereits eine breite Anwendung im Netzparallelbetrieb und erfuhren durch das EEG und KWKG bereits eine breite Förderung durch den Gesetzgeber. Das normale Anwendungsszenario dieser Technologie ist also nicht der NSV- Betrieb, sondern ein Dauerbetrieb in Interaktion mit dem öffentlichen Netz.
- Kurbelgeneratoren haben im kleinen Leistungsbereich Vorteile, da ihre Bedienung durch fast alle Anwender möglich ist. Gleichzeitig stellen sie bereits heute eine Vielzahl an nützlichen Schnittstellen wie z.B. USB, 12 V, 230 V zur Verfügung. Einschränkungen bestehen bei der Versorgung größerer Verbraucher und bei längerer Nutzungsdauer.

Eine ähnliche Kondensierung der Untersuchungsergebnisse wurde auch in Bezug auf die Szenarien 1 bis 4 vorgenommen. Nach Anwendung der erarbeiteten Bewertungsmethodik können für die behandelten Anwendungsfälle folgende Empfehlungen ausgesprochen werden:

Szenario 1: Besonders bei kurzen Stromausfällen sind Batteriesysteme die Technologie, die am besten für einen NSV-Einsatz geeignet ist. Dieselgeneratoren und Brennstoffzellen bieten gute Alternativen. Manuell betriebene Generatoren finden im Szenario 1 sinnvolle Einsatzmöglichkeiten für die Versorgung einzelner Kleinst-Verbraucher.

Szenario 2: Erneut werden Dieselgeneratoren am besten bewertet. Die anderen Technologien werden jedoch im Vergleich besser bewertet. Beispielsweise sind Windkraftanlagen an windhöffigen Standorten in diesem Anwendungsfall durchaus eine sinnvolle Option. Auch Batteriesysteme erhalten bei den geringen Leistungsbedarfen eine gute Bewertung.

Szenario 3: Der steigende Leistungsbedarf in diesem Szenario begünstigt den Einsatz von Dieselgeneratoren. Batteriesysteme sind weiterhin gute Optionen, sind jedoch im Verhältnis zu Szenario 1 und 2 weniger stark zu bewerten. Brennstoffzellen und Windkraftanlagen (an geeigneten Standorten) bieten auch in diesem Anwendungsfall verhältnismäßig gute Versorgungen im NSV-Betrieb.

Szenario 4: Die hohen Leistungs- und Energieanforderungen relativieren die Dominanz des Dieselgenerators gegenüber großen stationären Systemen, wie beispielsweise Brennstoffzellen oder BHKWs. im Verhältnis zu vorherigen Szenarien sind diese nun wesentlich besser in Szenario 4 zu bewerten.

Diese Empfehlungen müssen in konkreten Einzeluntersuchungen jeweils auf ihre Eignung hin überprüft werden, können jedoch bei einer so komplexen Thematik wie dem Design von NSV-Systemen als Orientierungshilfe dienen. Sie komplettieren die umfassende Analyse, die in diesem Buch durchgeführt wurde.

Variablen und Symbole

% w/v	Massenkonzentration (<i>weight/volume percentage</i>)	BSC	Base Station Controller
¥	Yen	C ₂ H ₄	Ethylen
€	Euro	Cd	Cadmium
μ-Si	Mikrokristallines Silizium	CdTe	Cadmiumtellurid
1,4-DCB	1,4-Dichlorbenzen	CFC-11	Trichlorfluormethan
a	Jahr	CIGS	Kupfer-Indium-Gallium- Diselenid
AC	Wechselstrom (<i>alternating current</i>)		(<i>copper indium gallium (di) selenid</i>)
ADP	Abiotisches Abbaupotential (<i>abiotic depletion potential</i>)	CIS	Kupfer-Indium-Diselenid
ADPe	Abiotisches Abbaupotential an Elementen (<i>abiotic depletion potential of elements</i>)	CO	Kohlenstoffmonoxid
ADPf	Abiotisches Abbaupotential an fossilen Brennstoffen (<i>abiotic depletion potential of fossil fuels</i>)	Co	Cobalt
AF	Organische Abfall- bzw. Reststoffe	CO ₂	Kohlenstoffdioxid
AFC	Alkalische Brennstoffzelle (<i>alkaline fuel cell</i>)	Cr	Chrom
Ah	Amperestunden	ct	Cent
Akku	Akkumulator	Cu	Kupfer
AM 1,5	Air Mass 1.5	dB (A)	Dezibel (<i>bewerteter Schalldruckpegel</i>)
AP	Versauerungspotential (<i>acidification potential</i>)	DB	Dangling Bonds
a-Si	Amorphes Silizium	DC	Gleichstrom (<i>direct current</i>)
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle	DIN VDE	Deutsche Industrienorm, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
BauGB	Baugesetzbuch	DMFC	Direktmethanol-Brennstoffzelle (<i>direct methanol fuel cell</i>)
BBK	Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe	EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (<i>Kurztitel: Erneuerbare-Energien- Gesetz</i>)
BHKW	Blockheizkraftwerk	EFH	Einfamilienhaus
BImSchG	Bundes- Immissionsschutzgesetz	EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
		EP	Eutrophierungspotential (<i>eutrophication potential</i>)
		eq	Äquivalent (<i>equivalent</i>)
		FAETP	Süßwasser-aquatisches Ökotoxizitätspotential (<i>fresh-water aquatic eco-toxicity potential</i>)

FC	Brennstoffzelle (<i>fuel cell</i>)	MAETP	Marin-aquatisches
FF	Füllfaktor		Ökotoxizitätspotential
g	Gramm		(<i>marine aquatic eco-toxicity</i>
GaAs	Galliumarsenid		<i>potential</i>)
GWP	Treibhauspotential (<i>global warming potential</i>)	mbG	manuell betriebener Generator
h	Stunde	MCFC	Schmelzkarbonat- Brennstoffzelle
H ₂	Wasserstoff		(<i>molten carbonate fuel cell</i>)
H ₂ CO ₃	Kohlensäure	mCHP	Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung
H ₂ O	Wasser		(<i>micro combined heat</i>
HHV	high heating value		<i>and power</i>)
HTP	Humantoxizitätspotential (<i>human toxicity potential</i>)	MFH	Mehrfamilienhaus
HT-PEMFC	Hochtemperatur- Protonenaustauschmembran- Brennstoffzelle (<i>proton ex-change membrane</i> <i>fuel cell</i>)	Mo	Molybdän
Hz	Hertz	MPP	Maximum power point
I	Stromstärke	MSC	Mobile Switching Center
i. N.	Im Normzustand	m-Si	Monokristallines Silizium
IEC	Internationale Elektrotechnische Kommission (<i>International Electrotechnical</i> <i>Commission</i>)	MwSt	Mehrwertsteuer
J	Joule	n. B.	nördliche Breite
k. A.	Keine Angabe	n. r.	nicht relevant
K ₂ CO ₃	Kaliumkarbonat	n. v.	Nicht verfügbar
KOH	Kaliumhydroxid	NaS	Natrium-Schwefel
KRITIS	Kritische Infrastrukturen	NAWARO	Nachwachsender Rohstoff
KS	kleine Siedlung	Ni	Nickel
KWEA	Kleinwindenergieanlage	NiCd	Nickel-Cadmium
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung	NiMH	Nickel-Metallhydrid
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz	NSV	Notfallstromversorgung
LED	Leuchtdiode	O ₂	Sauerstoff
LHV	low heating value	ODP	Ozonabbaupotential (<i>ozone depletion potential</i>)
Li	Lithium	P	Leistung
Li ₂ CO ₃	Lithiumkarbonat	PAFC	Phosphorsäure-Brennstoffzelle (<i>phosphoric acid fuel cell</i>)
Li-Ion	Lithium-Ionen	Pb	Blei
LÜKEX	Länderübergreifende Krisenmanagementübung	PbA	Bleisäure
L _{WA}	Schallleistungspegel	PEM	Proton Exchange Membrane
m	Meter	PEMFC	rotonenaustauschmembran- Brennstoffzelle (<i>proton exchange membrane</i> <i>fuel cell</i>)
		PF	Packing Factor
		PO ₄	Phosphat

POCP	Photochemisches Oxidantienbildungspotential (<i>photochemical oxidant creation potential</i>)	UV-B	Mittlere Ultraviolettstrahlung (<i>Wellenlänge ca. 315–280 nm</i>)
PSB	Polysulfidbromid-Batterie	UWP	Umwälzpumpe
p-Si	polykristallines Silizium	V	Volt
Pt	Eco-indicator Point	VA	Voltampere (<i>Scheinleistung</i>)
Pt	Platin	V_{AC}	Volt Wechselstrom
PV	Photovoltaik	vNNE	Vermiedene
SAHPS	kleines autonomes Hybridenergiesystem (<i>small autonomous hybrid energy system</i>)	VRB	Vanadium-Redox-Batterie
Sb	Antimon	VRLA	Ventilgeregelte Blei-Säuren- Batterie
SCR	Selektive katalytische Reduktion	W	Watt
SFV	Solarenergie-Förderverein Deutschland e. V.	WD	Wirtschaftsdünger
Si	Silizium	WEEE-Richtlinie	Waste Electrical and Electronic Equipment Directive-Richtlinie
SNP	Sägenebenprodukte	W_{el}	Watt elektrischer Leistung
SO ₂	Schwefeldioxid	Wh	Wattstunde
SOFC	Festoxid-Brennstoffzelle (<i>solid oxide fuel cell</i>)	W_p	Watt Peak
STC	Standard-Testbedingungen (<i>standard test conditions</i>)	WR	Wechselrichter
TA Lärm	Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm	W_{th}	Watt thermischer Leistung
TETP	Terrestrisches Ökotoxizitätspotential (<i>terrestrial eco-toxicity potential</i>)	Zn	Zink
TN-System	Terre Neutre System	ZnBr	Zinkbromid
Trafo	Transformator		
TT-System	Terre Terre System		
TÜV	Technischer Überwachungsverein		
U	Spannung		
U.S. DoE	United States Department Of Energy		
U/min	Umdrehungen pro Minute		
UN	United Nations		
US\$	United States-Dollar		
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung		



Quellenverzeichnis

1. (2014) Schneller Kollaps: Interview mit Wolfram Geier, Leiter des Zentrums zum Schutz kritischer Infrastrukturen (KRITIS) beim Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (BBK). BIZZ energy today.
2. Grambs S, Schultmann F, Thiede T (2010) Krisenmanagement Stromausfall. Langfassung. Bonn, Deutschland.
3. Stober R (2011) Wichtige Gesetze für Wirtschaftsverwaltung und Öffentliche Wirtschaft. Herne, Deutschland: NWB Verlag GmbH & Co. KG.
4. Crastan V (2007) Elektrische Energieversorgung: 1. Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik. Berlin, Deutschland, Heidelberg, Deutschland: Springer.
5. Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung (2011) Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften – am Beispiel eines großräumigen und langandauernden Ausfalls der Stromversorgung. TA-Projekt. Berlin, Deutschland: Deutscher Bundestag.
6. Mansmann, U. (2008) Kommunizieren im Dunkeln: Telefon und Internet beim Stromausfall. c't, 9.
7. Schrumpf, E.-G. (2008) Stromausfall – und danach? Elektrotechnik & Informationstechnik, 5.
8. Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2013).
9. Uni Regensburg Einführung in die Allgemeine Siedlungsgeographie: Die Siedlung des ländlichen Raumes. www.uni-regensburg.de (accessed July 2013).
10. Deutscher Wetterdienst (2011).
11. Deutscher Wetterdienst (2012).
12. Technikdirekt (accessed August 2013).
13. CONRAD (accessed August 2013).
14. Testsiege (accessed August 2013).
15. Schneider, D. (2009) Vergleichstest-Babykosterwärmer. Testmagazin 49, 9.
16. Gfrörer W (1998) Wechselrichter für Solaranlagen: Leistungselektronik zur Erzeugung von 230 V – Wechselspannung aus der Solarbatterie. Poing, Deutschland: Franzis' Verlag GmbH.
17. Stromverbrauchshaushalt. <http://stromverbrauchshaushalt.de/stromverbrauch-kuhlschrank/> (accessed July 2013).

18. Media Markt (accessed August 2013).
19. Fischer C, Brommer E, Gröger J (2012) PROSA Photovoltaik Wechselrichter: Entwicklung der Vergabekriterien für ein Klimaschutzbezogenes Umweltzeichen. Freiburg, Deutschland.
20. Häberlein H (2007) Photovoltaik: Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen. Zwickau, Deutschland: Westermann Druck Zwickau GmbH.
21. Statistisches Bundesamt (2013). Wiesbaden, Deutschland.
22. Amazon.com, Inc. (accessed August 2013).
23. Schenk M (2012) Für den Notfall vorgesorgt: Vorsorge und Eigenhilfe in Notsituationen. Bonn, Deutschland.
24. Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (BBK) (2013) Stromausfall: Vorsorge und Selbsthilfe. Bonn, Deutschland.
25. Windeln.de. [http://www.windeln.de/windeln-wickeln/wickeltisch-heizstrahler/?gclid=CM26tN2SirkCFYy23godfXgAaA&xitor=SEC-4-GOO-\[0301s\]-\[Var_0\]-S-\[heizstrahler%20baby\]](http://www.windeln.de/windeln-wickeln/wickeltisch-heizstrahler/?gclid=CM26tN2SirkCFYy23godfXgAaA&xitor=SEC-4-GOO-[0301s]-[Var_0]-S-[heizstrahler%20baby]) (accessed August 2013).
26. Testbericht (accessed August 2013).
27. Grimm C (2006) Grundsicherung für Arbeitssuchende: Wohnsituation und Wohnkosten. Nürnberg, Deutschland.
28. Morsch R (2001) PV-Inselanlagen – Komponenten und Auslegung. Berlin, Deutschland.
29. Stromverbrauchinfo. <http://www.stromverbrauchinfo.de/energiesparlampen.php> (accessed August 2013).
30. Fritz-Berger (accessed August 2013).
31. Statista. <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/4341/umfrage/haushaltsausstattung-mit-elektrogeraeten/> (accessed August 2013).
32. Testberichte (accessed August 2013).
33. Areamobile (accessed August 2013).
34. Quelle (accessed July 2013).
35. No-Energy (accessed July 2013).

36. Energieverbrauch-Unternehmen. <http://www.energiekosten-unternehmen.de/stromverbrauch-von-telefonanlagen-und-telefon-nebenstellen-senken.php> (accessed July 2013).
37. Obergassner P (2013). <http://www.stuttgarter-zeitung.de/inhalt.hochwasser-in-sozialen-medien-fluthilfe-20.840e2039-1d61-4f12-833a-224e8ed5ad39.html> (accessed August 2013).
38. No-Energy. <http://www.no-e.de/html/dsl-router.html> (accessed March 2015).
39. Stromverbrauchinfo. <http://www.stromverbrauchinfo.de/notebook-als-stromsparender-desktop-ersatz.php> (accessed August 2013).
40. Stromverbrauchinfo. <http://www.stromverbrauchinfo.de/ipad-stromverbrauch.php> (accessed August 2013).
41. Distrelec. <https://www.distrelec.de/sinus-wechselrichter-2-kw/nordic-power/200s-12e/971028;jsessionid=BD8C80311C27ABB22AD5176E461D4C8A.daechj010u> (accessed August 2013).
42. Gorris V, Stawiarski KH, Hähnle K (2011) BWP-Branchenstudie 2011: Szenarien und politische Handlungsempfehlungen. Berlin, Deutschland.
43. Frey G, Dröschel B, Schulz W (2007) Ergebnisse einer aktuellen Studie: Elektroheizung in Deutschland.
44. Umweltbewusst-heizen. <http://www.umweltbewusst-heizen.de/Heizungsvergleich/Gasheizung/Deutschland/Gasheizung-Oelheizung-Deutschland.html> (accessed August 2013).
45. Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks & Zentralinnungsverband (2012) Erhebung des Schornsteinfegerhandwerks 2012. Berlin, Deutschland.
46. Stamminger R (2008) Synergy Potential of Smart Appliances, Universität Bonn.
47. Brauner G, Pöpl G, Tiefgraber D (2006) Verbraucher als virtuelles Kraftwerk: Potentiale für Demand Side Management in Österreich im Hinblick auf die Integration von Windenergie. Wien, Österreich.
48. (2007) Im Test: Heizungspumpen. Sonderdruck.
49. wi (1997). <http://www.berliner-zeitung.de/archiv/trend-zum-groesseren-haus,10810590,9302456.html> (accessed August 2013).
50. Quaschnig, V. (2012) Der unterschätzte Markt. BWK 64, 7/8.
51. Statistik Bayern (2012). https://www.statistik.bayern.de/presse/archiv/2012/154_2012.php (accessed August 2013).

52. Heiz-Tipp. http://www.heiz-tipp.de/ratgeber-961-stand_by_verbrauch.html (accessed August 2013).
53. Rakuten. <http://www.rakuten.de/produkt/wolf-cgb-11-gasbrennwerttherme-erdgas-e-3-stufig-879566671.html?portaldv=3> (accessed August 2013).
54. Vaillant (2013) icoVIT exklusiv VKO 246-7: Remscheidt.
55. Viessmann. http://www.viessmann.de/de/ein-_zweifamilienhaus/Energietraeger_und_Heizsysteme_im_Ueberblick.html (accessed August 2013).
56. Techem. <http://www.techem.de/energiekennwerte/> (accessed August 2013).
57. Rindelhardt U (2001) Photovoltaische Stromversorgung, 1st edn.: Teubner-Reihe Umwelt. Stuttgart, Deutschland, Leipzig, Deutschland, Wiesbaden, Deutschland: Teubner.
58. Deutscher Wetterdienst.
59. Wesselak V & Voswinckel S (2012) Photovoltaik: Wie Sonne zu Strom wird. Berlin, Deutschland: Springer.
60. Konrad F (2008) Planung von Photovoltaikanlagen. Wiesbaden, Deutschland: Vieweg und Teubner.
61. Häberlin H (2010) Photovoltaik: Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen, 2nd edn. Fehraltorf, Deutschland, Berlin, Deutschland: Electrosuisse-Verl; VDE-Verl.
62. pvXchange. http://www.pvxchange.com/Default.aspx?template_id=1&langTag=de-DE (accessed August 2013).
63. Bettenwort G (2002) Anforderungen an den Aufbau modularer Photovoltaikanlagen im Netzparallelbetrieb. Düsseldorf, Deutschland: VDI Verlag GmbH.
64. Markert G (2004) Analyse fortschrittlicher Photovoltaiksysteme. Düsseldorf, Deutschland: VDI Verlag GmbH.
65. Schott Solar AG (2012) Schott Perform Poly Serie. Mainz, Deutschland.
66. SunPower Corporation (2012) E19/425 Solarmodul: Hervorragender Wirkungsgrad und maximale Leistung. Frankfurt, Deutschland.
67. SunClass (2012) Hochleistungs-Solarmodule: SC 230-88M. SC 235-88M. SC 240-88M. Norderstedt, Deutschland.
68. SunClass (2012) Hochleistungs-Solarmodule: SC 230-60P. SC 235-60P. SC 240-60P. Norderstedt, Deutschland.

69. Solar-frontier. <http://www.solar-frontier.eu/produkte/produktuebersicht/module/> (accessed August 2013).
70. LG. <http://www.lg.com/de/monokristallinen-module> (accessed August 2013).
71. Solaranlage. <http://www.solaranlage.eu/photovoltaik/technik-komponenten/solarmodule/modulwirkungsgrad-vergleich> (accessed August 2013).
72. Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (BBK) (2008) Leitfaden für die Einrichtung und den Betrieb einer Notstromversorgung in Behörden und anderen wichtigen öffentlichen Einrichtungen. Bonn, Deutschland.
73. Babel G (2009) Elektrische Antriebe in der Fahrzeugtechnik. Wiesbaden, Deutschland: Vieweg und Teubner.
74. Reid C (2006). <http://www.grc.nasa.gov/WWW/RT/2005/RP/RPC-reid.html> (accessed August 2013).
75. Dietmannsberger M (2012) Lithium-Ionen-Akkus – Eine Preisprognose.
76. Offgridtec. <http://www.offgridtec.com/Komplettsysteme/Solaranlagen-autark/Solaranlage-Autark-S-Master-100W-Solar---600W-AC-Leistung-12V-> (accessed August 2013).
77. Photon (2012) Wirkungsgrad von Modulen auf dem Markt. Leipzig, Deutschland: Fraunhofer Institut.
78. Sunrise-and-Sunset. <http://www.sunrise-and-sunset.com/de/deutschland> (accessed August 2013).
79. Statistisches Bundesamt (2010) Alleinerziehende in Deutschland: Ergebnisse des Mikrozensus 2009. Wiesbaden, Deutschland.
80. TerraConEnergy (2009) Energy! Wherever You Need It! Leipzig, Deutschland.
81. Förster C (2008) A smartly Integrated Energy Camp. Koblenz, Deutschland.
82. Amazon.com, Inc. http://www.amazon.de/S%C3%BCd-Solar-03188-Solarakku-12V/dp/B007NVF9UU/ref=pd_sim_hg_3 (accessed August 2013).
83. Google (accessed September 2013).
84. Ippen H. <http://www.autozeitung.de/auto-zubehoer/autobatterien-test-agm-blei-saeure-technik-vergleich?page=0,0> (accessed August 2013).
85. Solarenergie-Förderverein Deutschland e. V. (SFV). http://www.sfv.de/artikel/pv-anlagen_mit_notstromfaehigkeit.htm (accessed July 2014).

86. REWAG Netz GmbH Hinweise der REWAG Netz GmbH zu den Technischen Anschlussbedingungen - TAB 2007 -. http://www.rewag.de/fileadmin/user_upload/Privatkunden/Service/Installateurservice/TAB-Hinweise_2007_REWAG.pdf (accessed July 2014).
87. Solaranlagen-Portal. <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/stromspeicher/sma-sunny-backup> (accessed July 2014).
88. critical Power Supplies. <http://www.criticalpowersupplies.co.uk/SMA-Sunny-Backup-S> (accessed July 2014).
89. SMA Solar Technology AG Sunny Backup Set S. <http://www.acritas.it/docs/sma/SBACKUPSMALL-DEN111821W.pdf> (accessed July 2014).
90. SMA Solar Technology AG Sunny Backup Set M / L / XL. <http://www.acritas.it/docs/sma/SBUPSYS-DEN102020.pdf> (accessed July 2014).
91. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. <http://energy.gov/eere/fuelcells/fuel-cells-basics> (accessed July 2014).
92. Brennstoffzellenstacks; Grafik der Helmut-Schmidt-Universität, Universität der Bundeswehr Hamburg.
93. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. <http://energy.gov/eere/fuelcells/fuel-cells-systems> (accessed July 2014).
94. Saladin J & Auerswald U (2005) Brennstoffzellen als Batterieersatz. <http://schmidt-walter.eit.h-da.de/WBZ/batterieersatz.pdf> (accessed July 2014).
95. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. <http://energy.gov/eere/fuelcells/types-fuel-cells> (accessed July 2014).
96. dieBrennstoffzelle.de. <http://www.diebrennstoffzelle.de/zelltypen/pemfc/funktion.shtml> (accessed July 2014).
97. dieBrennstoffzelle.de. <http://www.diebrennstoffzelle.de/zelltypen/sofc/funktion.shtml> (accessed July 2014).
98. dieBrennstoffzelle.de. <http://www.diebrennstoffzelle.de/zelltypen/afc/funktion.shtml> (accessed July 2014).
99. dieBrennstoffzelle.de. <http://www.diebrennstoffzelle.de/zelltypen/mcfc/funktion.shtml> (accessed July 2014).
100. dieBrennstoffzelle.de. <http://www.diebrennstoffzelle.de/zelltypen/dmfc/funktion.shtml> (accessed July 2014).

101. dieBrennstoffzelle.de. <http://www.diebrennstoffzelle.de/zelltypen/pafc/funktion.shtml> (accessed July 2014).
102. Institut für Energie- und Klimaforschung (IEF) am Forschungszentrum Jülich (2003) Brennstoffzellensysteme in der Entwicklung. http://de.wikipedia.org/wiki/Brennstoffzelle#cite_note-fz-juelich-3 (accessed July 2014).
103. Sander K, Weber C, Blesl M et al. (2003) Perspektiven Stationärer Brennstoffzellen im Energiesystem Baden-Württembergs. <http://www.fachdokumente.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/40144/BWE20008Sber.pdf?command=downloadContent&filename=BWE20008Sber.pdf&> (accessed July 2014).
104. bhkw-infozentrum.de. http://www.bhkw-infozentrum.de/statement/neues_brennstoffzellen_bhkw_fuer_einfamilienhaeuser_verfuegbar_bluegen_cfcl_sanevo.html (accessed July 2014).
105. energy20.net. <http://www.energy20.net/pi/index.php?StoryID=317&articleID=178792> (accessed July 2014).
106. Technische Universität Dresden. 16.07.2014 (accessed http://tu-dresden.de/aktuelles/newsarchiv/February2011brennalt/newsarticle_view?set_language=en).
107. Springer. <http://www.springerprofessional.de/das-altern-von-brennstoffzellen-verstehen-13233/3949652.html> (accessed July 2014).
108. scinexx. <http://www.scinexx.de/wissen-aktuell-9930-2009-05-18.html> (accessed July 2014).
109. MITTRONIK TECHNOLOGIES. <http://mittronik.com/start/dieselgenerator.php> (accessed July 2014).
110. Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz. http://www.umwelt.niedersachsen.de/erneuerbare_energien/brennstoffzelle_wasserstofftechnologie/6699.html (accessed July 2014).
111. Wurster R & Schmidtchen U (2011) DWV Wasserstoff-Sicherheits-Kompodium. <http://www.dwv-info.de/publikationen/2011/sicher.pdf> (accessed July 2014).
112. BMW Group. http://www.bmwgroup.com/d/0_0_www_bmwgroup_com/forschung_entwicklung/science_club/veroeffentlichte_artikel/2006/news200611.html (accessed July 2014).
113. energy20.net. <http://www.energy20.net/pi/index.php?StoryID=317&articleID=122651> (accessed July 2014).
114. klein-windkraftanlagen.com. <http://www.klein-windkraftanlagen.com/technik/> (accessed July 2014).

115. Liersch J (2010) Wirtschaftlichkeit und Vergütung von Kleinwindenergieanlagen. http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/wirtschaftlichkeit-und-vergutung-von-kleinwindenergieanlagen/bwe_kwea_studie_liersch_final_2.pdf (accessed November 2014).
116. Kleinwindkraftanlage; Grafik der Helmut-Schmidt-Universität, Universität der Bundeswehr Hamburg.
117. Savonius-Rotor; Grafik der Helmut-Schmidt-Universität, Universität der Bundeswehr Hamburg.
118. klein-windkraftanlagen.com. <http://www.klein-windkraftanlagen.com/basisinfo/genehmigung-rechtliche-grundlagen/> (accessed July 2014).
119. klein-windkraftanlagen.com. <http://www.klein-windkraftanlagen.com/basisinfo/> (accessed July 2014).
120. Bundesverband WindEnergie e. V. Qualitätssicherung im Sektor der Kleinwindenergieanlagen. http://www.energieforschungspark.at/Download/studien/kweastudie_twele_Qualit%C3%A4t_2011.pdf (accessed July 2014).
121. klein-windkraftanlagen.com. <http://www.klein-windkraftanlagen.com/technik/bauformen-und-konstruktionstypen-kleiner-windkraftanlagen/> (accessed July 2014).
122. klein-windkraftanlagen.com. <http://www.klein-windkraftanlagen.com/technik/horizontale-windkraftanlagen/> (accessed July 2014).
123. klein-windkraftanlagen.com. <http://www.klein-windkraftanlagen.com/technik/vertikale-windkraftanlagen/> (accessed July 2014).
124. klein-windkraftanlagen.com. <http://www.klein-windkraftanlagen.com/basisinfo/standort/windstaerke/> (accessed July 2014).
125. klein-windkraftanlagen.com. <http://www.klein-windkraftanlagen.com/basisinfo/standort/schattenwurf-und-geraeusche/> (accessed July 2014).
126. klein-windkraftanlagen.com. <http://www.klein-windkraftanlagen.com/eignung-garten-grundstueck-kleinwindanlage/> (accessed July 2014).
127. klein-windkraftanlagen.com. <http://www.klein-windkraftanlagen.com/basisinfo/staatliche-foerderung-klein-windkraft/> (accessed July 2014).
128. kleinwindanlagen.de. <http://www.kleinwindanlagen.de/Forum/cf3/topic.php?t=3228> (accessed July 2014).
129. fakten-uber.de. http://fakten-uber.de/unterbrechungsfreie_stromversorgung (accessed July 2014).

130. Blei-Säure-Akku; Grafik der Helmut-Schmidt-Universität, Universität der Bundeswehr Hamburg.
131. Unterbrechungsfreie Stromversorgung. http://de.wikipedia.org/wiki/Unterbrechungsfreie_Stromversorgung (accessed July 2014).
132. TIRAN TRADING GesmbH. <http://www.tit.at/usvwissen.htm> (accessed July 2014).
133. bochyweb.de. <http://bochyweb.de/Netzrueckwirkungen/Netzrueckwirkungen.html> (accessed July 2014).
134. RN-Wissen.de. <http://rn-wissen.de/wiki/index.php/Akku-Grundlagen> (accessed July 2014).
135. Mobile-Power.info. <http://www.mobile-power.info/d/batterielexikon/selbstentladung.html> (accessed July 2014).
136. Dieselgenerator; Grafik der Helmut-Schmidt-Universität, Universität der Bundeswehr Hamburg.
137. MITTRONIK TECHNOLOGIES. <http://mittronik.com/de/power-systems/stromaggregate/notstromversorgung.php> (accessed July 2014).
138. Bau-welt.de. http://www.bau-welt.de/haustechnik/elektro_installation_technik_ausstattung/generator_notstromaggregat/ (accessed July 2014).
139. Die BHKW-Infothek. <http://www.bhkw-infothek.de/bhkw-informationen/einleitung/> (accessed July 2014).
140. Die BHKW-Infothek. <http://www.bhkw-infothek.de/bhkw-informationen/technische-grundlagen/> (accessed July 2014).
141. Blockheizkraftwerk; Grafik der Helmut-Schmidt-Universität, Universität der Bundeswehr Hamburg.
142. Wiener Netze GmbH. <http://www.wienernetze.at/eportal/ep/programView.do/pageTypeId/65646/programId/57388/channelId/-46220> (accessed July 2014).
143. Die BHKW-Infothek. <http://www.bhkw-infothek.de/bhkw-informationen/technische-grundlagen/baugrosen-und-bauformen/> (accessed July 2014).
144. Die BHKW-Infothek. <http://www.bhkw-infothek.de/bhkw-informationen/technische-grundlagen/mogliche-brennstoffe/> (accessed July 2014).
145. ÖkoFEN Forschungs- und Entwicklungs Ges.m.b.H. <http://www.okofen-e.com/de/meilensteine/> (accessed July 2014).

146. ÖkoFEN Forschungs- und Entwicklungs Ges.m.b.H. <http://www.okofen-e.com/de/pelletsheizung/> (accessed July 2014).
147. Die BHKW-Infothek. <http://www.bhkw-infothek.de/bhkw-informationen/wirtschaftlichkeitsfoerderung/> (accessed July 2014).
148. biogaspartner. <http://www.biogaspartner.de/politikrecht/eeg-verguetung.html> (accessed July 2014).
149. Die BHKW-Infothek. <http://www.bhkw-infothek.de/bhkw-informationen/wirtschaftlichkeitsfoerderung/einsparungen-und-einnahmen/> (accessed July 2014).
150. Kabus M (2014) Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung in Wohngebäuden. http://www.energieagentur.nrw.de/tools/bhkw/einsatz_von_mini_bhkw_in_wohngebaeuden.pdf (accessed July 2014).
151. BHKW-Infozentrum GbR. <http://www.mini-kwk-impulsprogramm.de/> (accessed July 2014).
152. HEIZUNGSFINDER. <http://www.heizungsfinder.de/bhkw/kosten-preise/anschaffungskosten> (accessed July 2014).
153. Arbeitsgemeinschaft Für Sparsamen Und Umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE) & Stadt Frankfurt am Main (2011) BHKW-Kenndaten 2011: Module – Anbieter – Kosten. <http://asue.de/cms/upload/broschueren/2011/bhkw-kenndaten/asue-bhkw-kenndaten-0311.pdf> (accessed October 2014).
154. Die BHKW-Infothek. <http://www.bhkw-infothek.de/bhkw-informationen/wirtschaftlichkeitsfoerderung/kosten-eines-bhkw/> (accessed July 2014).
155. Arbeitsgemeinschaft Für Sparsamen Und Umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE) (2012) BHKW-Fibel. http://asue.de/cms/upload/broschueren/2012/bhkw_fibel/asue_bhkw_fibel_2012.pdf (accessed July 2014).
156. HEIZUNGSFINDER. <http://www.heizungsfinder.de/bhkw/hersteller/remeha-evita> (accessed July 2014).
157. BHKW-Prinz.de. <http://www.bhkw-prinz.de/vaillant-ecopower-3-0-und-ecopower-4-7-mini-bhkw/61> (accessed July 2014).
158. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). http://www.bafa.de/bafa/de/energie/kraft_waerme_kopplung/mini_kwk_anlagen/ (accessed July 2014).
159. HEIZUNGSFINDER. <http://www.heizungsfinder.de/bhkw/hersteller/otag-lion-powerblock> (accessed July 2014).

160. HEIZUNGSFINDER. <http://www.heizungsfinder.de/bhkw/hersteller/whispergen> (accessed July 2014).
161. HEIZUNGSFINDER. <http://www.heizungsfinder.de/bhkw/hersteller/giese> (accessed July 2014).
162. HEIZUNGSFINDER. <http://www.heizungsfinder.de/bhkw/hersteller/ec-power> (accessed July 2014).
163. Die BHKW-Infothek (2013). <http://www.bhkw-infothek.de/bhkw-anbieter-und-hersteller/bhkw-modellubersicht/> (accessed October 2014).
164. Die BHKW-Infothek. <http://www.bhkw-infothek.de/bhkw-informationen/planung-und-umsetzung/> (accessed July 2014).
165. niedrigenergieforum.de. <http://www.niedrigenergieforum.de/energielexikon/vor-und-nachteile-von-blockheizkraftwerken/> (accessed July 2014).
166. Die BHKW-Infothek. <http://www.bhkw-infothek.de/nachrichten/7919/2012-04-23-clearingstelle-eeg-veroeffentlicht-wegweisende-empfehlung/> (accessed July 2014).
167. energieheld GmbH. <http://www.energieheld.de/heizung/bhkw> (accessed July 2014).
168. Ihr-BHKW.de. <http://ihr-bhkw.de/technik/bhkw-praxis/blockheizkraftwerke-betrieb> (accessed July 2014).
169. Kurbelgenerator; Foto Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe.
170. Deutsche Physikalische Gemeinschaft Kurbelgenerator. http://www.physik.uni-regensburg.de/Ausstellungen/DEZ_2013/plakate/Kurbelgenerator.pdf (accessed July 2014).
171. teltarif.de. <http://www.teltarif.de/kurbel-akku-test-boostturbine/news/52402.html?page=2> (accessed July 2014).
172. Amazon.com, Inc. (2014) revolt Universal-Dynamo-Ladegerät für Handy & USB-Geräte. http://www.amazon.de/revolt-Universal-Dynamo-Ladeger%C3%A4t-f%C3%BCr-Handy-USB-Ger%C3%A4te/dp/B001AO01UY/ref=sr_1_5?ie=UTF8&qid=1413282578&sr=8-5&keywords=kurbelgenerator (accessed October 2014).
173. Woick.de. <http://www.woick.de/outdoor-shop/de/kurbelgenerator-12-v.html> (accessed July 2014).
174. Vireo.de. http://www.vireo-store.de/de/powerplus-cougar--pedal-generator-mit-powerbank_785.html (accessed July 2014).
175. Vireo.de. http://www.vireo-store.de/de/powerplus-elefant--kurbelgenerator-/-ladegeraet/-starthilfe_483341.html (accessed July 2014).

176. Arndt R & Puto R (2010) Basic Understanding of IEC Standard Testing For Photovoltaic Panels. <http://tuvamerica.com/services/photovoltaics/ArticleBasicUnderstandingPV.pdf> (accessed September 2014).
177. Riordan, C. & Hulstron, R. (1990) What is an air mass 1.5 spectrum? (solar cell performance calculations). In IEEE Conference on Photovoltaic Specialists, pp. 1085–1088.
178. (2010) Photovoltaikmodule: Energie geladen. ÖKO-TEST JAHRBUCH für 2011, J 1011, 242–247.
179. Schwingshackl, C., Petitta, M., Wagner, J. E. et al. (2013) Wind Effect on PV Module Temperature: Analysis of Different Techniques for an Accurate Estimation. Energy Procedia 40, 77–86; Epublication.
180. Jordan DC & Kurtz SR (2012) Photovoltaic Degradation Rates – An Analytical Review. <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf> (accessed October 2014).
181. O'Hayre RP (2009) Fuel cell fundamentals, 2nd edn. Hoboken, N.J.: John Wiley & Sons.
182. Schott B, Püttner A, Bickel P et al. (2012) Energieträger der Zukunft: Potenziale der Wasserstofftechnologie in Baden-Württemberg. http://www.dbi-gti.de/fileadmin/downloads/5_Veroeffentlichungen/Tagungen_Workshops/2012/BZ-WS_2012/01_Schott_ZSW.pdf (accessed August 2014).
183. AFC Energy PLC (2013) Foster Wheeler completes successful KORE review.
184. Carter D & Wing J (2013) The Fuel Cell Industry Review 2013. http://www.fuelcelltoday.com/media/1889744/fct_review_2013.pdf (accessed August 2014).
185. United States Department of Energy & Breakthrough Technologies Institute, Inc. (2013) 2012 Fuel Cell Technologies Market Report. http://energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f11/2012_market_report.pdf (accessed October 2014).
186. Europäisches Komitee für elektrotechnische Normung (2012) Windenergieanlagen - Teil 2: Anforderungen für kleine Windenergieanlagen, DIN EN 61400-2:2012-05; VDE 0127-2:2012-05.
187. Bañuelos-Ruedas, F., Camacho, C. Á., Rios-Marcuello, S. (2011) Methodologies Used in the Extrapolation of Wind Speed Data at Different Heights and Its Impact in the Wind Energy Resource Assessment in a Region. In Wind Farm - Technical Regulations, Potential Estimation and Siting Assessment, [GO Suvire, editor]: InTech.
188. Mitteldeutscher Rundfunk (2012) Kleinwindenergieanlage - MDR Einfach genial - 29.05.2012.
189. Halbhuber W (2009) Betrieb von Kleinwindkraftanlagen ein Überblick über Markt, Technik und Wirtschaftlichkeit. Diplomarbeit, Technische Universität Wien.

190. All Small Wind Turbines.com: Portal to the world of small wind turbines.
<http://www.allsmallwindturbines.com> (accessed October 2014).
191. Frey, M. (2010) Small turbines with big potential. *Sun & Wind Energy*, 1, 108–114; Epublication.
192. United States Environmental Protection Agency (2013) Efficiency Benefits.
<http://www.epa.gov/chp/basic/efficiency.html> (accessed October 2014).
193. idealo internet GmbH (2014) Akkus & Batterien. <http://www.ideal.de/preisvergleich/ProductCategory/8534F775767-918977-1414231.html?param.resultlist.sortKey=minPrice> (accessed November 2014).
194. Cadex Electronics Inc. (2014) BU-1003: Batteries for Stationary Use and Grid Storage.
http://batteryuniversity.com/learn/article/batteries_for_stationary_grid_storage (accessed November 2014).
195. Daniel, C. (2010) Energy Storage Tutorial, Part III: Lithium Ion Batteries. In 4th International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Resources.
196. Crompton TR (2000) Battery reference book, 3rd edn. Oxford: Newnes.
197. Dell RM & Rand DAJ (2001) Understanding batteries: RSC paperbacks. Cambridge: Royal Society of Chemistry.
198. McDowall J (2006) Memory Effect In Stationary Ni-Cd Batteries? Forget About It!
<http://www.battcon.com/PapersFinal2003/McDowallPaperFINAL2003.pdf> (accessed January 2015).
199. idealo internet GmbH (2014) Diesel-Generatoren. <http://www.ideal.de/preisvergleich/ProductCategory/10314F1693201oE2oJ0.html?param.resultlist.sortKey=minPrice> (accessed October 2014).
200. POWERplus® (2010) Dynamo Powered Eco Powerstation Jumpstarter. http://www.powerplus.nl/sheets/elephant_sheet.pdf (accessed October 2014).
201. POWERplus® (2010) Cycle Generator AC/DC Powerbank. http://www.powerplus.nl/sheets/cougar_sheet.pdf (accessed October 2014).
202. Amazon.com, Inc. (2014) POWERplus Cougar Solar Powerbank + #A1001, Stromgenerator inkl. Solar-Panel. http://www.amazon.de/POWERplus-Cougar-Powerbank-Stromgenerator-Solar-Panel/dp/B00H5IBT6Y/ref=sr_1_2?ie=UTF8&qid=1413284091&sr=8-2&keywords=cougar+powerplus (accessed October 2014).
203. Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (2014): Das Netzwerk der Solarbranche.
<http://www.solarwirtschaft.de/> (accessed October 2014).

204. Finke S (2014) Photovoltaik-Kosten im Jahr 2014. <http://www.photovoltaiksolarstrom.de/photovoltaik-kosten> (accessed October 2014).
205. Christian Münch GmbH (2014) Photovoltaik.org: Unabhängige Beratung. <http://www.photovoltaik.org> (accessed October 2014).
206. Anondi GmbH (2014) Photovoltaik Betriebskosten. <http://www.solaranlage-ratgeber.de/photovoltaik/photovoltaik-wirtschaftlichkeit/photovoltaik-betriebskosten> (accessed October 2014).
207. WattFox GmbH (2014) Mit gesunkenen Photovoltaik Kosten weiterhin gute Renditen. <http://www.photovoltaik-angebotsvergleich.de/photovoltaik-kosten.html> (accessed October 2014).
208. photovoltaik-guide.de (2014). <http://www.photovoltaik-guide.de> (accessed October 2014).
209. Bundesnetzagentur (2014) Bestimmung der Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen § 31 EEG 2014 für die Kalendermonate Oktober 2014, November 2014 und Dezember 2014. http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/Datenmeldungen/EEGVerg_2014_10-12.xls?__blob=publicationFile&v=1 (accessed October 2014).
210. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014) Photovoltaik: Die EEG-Reform | Photovoltaik. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-faktenblatt-photovoltaik,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (accessed October 2014).
211. Solarenergie-Förderverein Deutschland e. V. (2014) Bundesweite Aufnahme der monatlichen Stromertragsdaten von PV-Anlagen: Bundesweite Ertragsübersichten. http://www.pv-ertraege.de/cgi-bin/pvdaten/src/bundes_uebersichten.pl (accessed October 2014).
212. Hacke, P., Smith, R., Terwilliger, K. et al. (2012) Testing and Analysis for Lifetime Prediction of Crystalline Silicon PV Modules Undergoing Degradation by System Voltage Stress. Preprint. In 2012 IEEE Photovoltaic Specialists Conference.
213. Roberts S & Guariento N (2009) Gebäudeintegrierte Photovoltaik: Ein Handbuch: De Gruyter.
214. idealo internet GmbH (2014) Solarakkus. <http://www.ideal.de/preisvergleich/ProductCategory/8534F775767-918977-2134750oE2oJ0.html?param.resultlist.sortKey=minPrice&ts=1415973678876> (accessed November 2014).
215. scon-marketing GmbH (2014) Baugenehmigung für Photovoltaikanlagen? <https://www.solaranlagen-portal.de/recht-steuern/photovoltaikmodule.html> (accessed December 2014).
216. United States Department of Energy (2013) Hydrogen And Fuel Cell Technologies FY14 Budget At-A-Glance. http://www1.eere.energy.gov/office_eere/pdfs/budget/fuelcells_ataglance_2014.pdf (accessed December 2014).

217. Grote K & Feldhusen J (editors) (2011) *Dubbel: Taschenbuch für den Maschinenbau: Mit Tabellen*, 23rd edn. Berlin, Deutschland, Heidelberg, Deutschland: Springer.
218. United States Department of Energy (2014) 2014 – Systems Analysis: Summary of Annual Merit Review of the Systems Analysis Sub-Program. http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review14/62697_11_systems_analysis.pdf (accessed December 2014).
219. Linde AG (2014) Wasserstoff 3.0. http://produkte.linde-gase.de/schneid_und_schweissgase/gase_zum_thermischen_trennen/wasserstoff_3.0.html (accessed November 2014).
220. Reckow C (2015) Wasserstoffpreise. eMail.
221. Riske H (2014) Preise: Gasflaschen. <http://www.techni-gase.de/Gasflaschen/gasflaschen.html> (accessed December 2014).
222. Industriegase (2014) Industriegase Shop. <http://www.industriegaseshop.de/> (accessed December 2014).
223. Werner D (2005) Der Bleiakku, seine Lade- Entladetechnik und Ladeautomaten zum optimalen Laden. <http://www.elweb.info/projekte/dieterwerner/AKKU1A1.pdf> (accessed November 2014).
224. Celsi-Solar.ch (2012) FAQ - Solarakkus. <http://www.celsi-solar.ch/Solar-Akkus%20FAQ.pdf> (accessed November 2014).
225. Deutscher Wetterdienst (2009) Windgeschwindigkeit in der Bundesrepublik Deutschland: Jahresmittel in 10 m über Grund, Bezugszeitraum 1981 – 2000. http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KU1/KU12/Klimagutachten/Windenergie/Windkarten__entgeltfrei/Windkarten__10m/BRD__Poster__10m,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/BRD_Poster_10m.pdf (accessed November 2014).
226. Bofinger S, Callies D, Scheibe M et al. (2012) Potenzial der Windenergienutzung an Land. Kurzfassung.
227. Rack E (1974) *Landeskunde Ostfriesland: Arbeitsgemeinschaft der Sparkassen Ostfrieslands*.
228. Cedar Lake Ventures, Inc (2014) Hamburg Airport, Germany. <https://weatherspark.com/#!dashboard;ws=28626;t0=1/1;t1=12/31;graphs=windSpeed:1,windDirection:1> (accessed November 2014).
229. Ampair Turbines Ltd. (2012) Measured Power Curve corrected to sea level air density 1.225kg/m³. <http://www.ampair.com/sites/all/files/site/6kW%20Power%20Curve.jpg> (accessed November 2014).

230. Europe's Energy Portal (2013) cut-in wind speed. <http://www.energy.eu/dictionary/data/392.html> (accessed November 2014).
231. Simon R, Riederer S, Meurer M (2010) Wirtschaftliche Bewertung von Kleinwindanlagen mit Hilfe von Fallbeispielen. <https://www.wald-rlp.de/fileadmin/website/fawfseiten/projekte/downloads/Kleinwindanlagen.pdf> (accessed November 2014).
232. Landwehr T (2012) Bürgerinitiative Bürger für Klimaschutz in Bargteheide – Sitzung am 22.10.2012 im Stadthaus in Bargteheide. http://www.klimaschutz-bargteheide.de/wp-content/uploads/2012/11/landwehr-vortrag_2012_10_22_2.pdf (accessed November 2014).
233. Baumer T (2012) Machbarkeitsstudie: Kleinwindenergieanlagen für innerstädtische Nutzung. Bachelor-Arbeit, Fachhochschule Düsseldorf.
234. Wind Measurement International (2014) Operational and Maintenance Costs for Wind Turbines. <http://www.windmeasurementinternational.com/wind-turbines/om-turbines.php> (accessed November 2014).
235. International Energy Agency (IEA) Advanced Fuel Cells (2014) Spring Newsletter. http://www.ieafuelcell.com/documents/IEA_AFC_Newsletter-Number_4_2014.pdf (accessed August 2014).
236. Panasonic Corporation (2014) Panasonic household fuel cell (ENE FARM). http://panasonic.co.jp/ap/FC/en_doc03_00.html (accessed October 2014).
237. Carlson EJ, Kopf P, Sinha J et al. (2005) Cost Analysis of PEM Fuel Cell Systems for Transportation. http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/tiax_fc_cost_analysis_2005.pdf (accessed August 2014).
238. InfoMine Inc. (2014) Historical Platinum Prices and Price Chart. <http://www.infomine.com/investment/metal-prices/platinum/all/> (accessed October 2014).
239. Staffell I & Green RJ (2012) The cost of domestic fuel cell micro-CHP systems. <https://spiral.imperial.ac.uk/bitstream/10044/1/9844/6/Green%202012-08.pdf> (accessed August 2014).
240. Tokyo Gas Co., Ltd. & Panasonic Corporation (2013) Launch of New 'Ene-Farm' Home Fuel Cell Product More Affordable and Easier to Install. Headquarters News.
241. James BD, Spisak AB, Colella WG (2012) Manufacturing Cost Analysis of Stationary Fuel Cell Systems. http://www.ieafuelcell.com/documents/SA_DFMA_Cost_Analysis_of_Stationary_Fuel_Cells_Sept_2012_Final_Deliverable_5-2-8_rev_4-5-2013.pdf (accessed August 2014).
242. Kume H (2012) Toshiba Revamps 'Ene Farm' Residential Fuel Cell. <http://fuelcellworks.com/news/2012/01/24/toshiba-revamps-ene-farm-residential-fuel-cell/> (accessed November 2014).

243. Ceramic Fuel Cells Limited (2014) Häufig gestellte Fragen. <http://www.ceramicfuelcells.de/de/produkte/bluegen/haeufige-fragen-faq/> (accessed November 2014).
244. Staffell I (2009) A review of small stationary fuel cell performance. W1P1 – Revision 2. http://www.academia.edu/1073987/A_review_of_small_stationary_fuel_cell_performance (accessed November 2014).
245. Princeton University (1998) Heating Values. https://www.princeton.edu/~humcomp/sophlab/ther_15.htm (accessed November 2014).
246. Ceramic Fuel Cells Limited (2014) BlueGEN - Technische Daten. <http://www.ceramicfuelcells.de/de/produkte/bluegen/bluegen-technologie/technische-daten/> (accessed November 2014).
247. Lorenz C & Schröder G (2014) Wirtschaftlichkeit Batteriespeicher: Berechnung der Speicherkosten und Darstellung der Wirtschaftlichkeit ausgewählter Batterie-Speichersysteme. Kurzexpertise. http://www.ie-leipzig.com/010-dateien/referenzen/pdf/ie_2014-01-29_wirtschaftlichkeit-batteriespeicher_kurzexpertise.pdf (accessed November 2014).
248. Statista GmbH (2014) Durchschnittlicher Preis für Dieseldieselkraftstoff in Deutschland in den Jahren 1950 bis 2014 (Cent pro Liter). <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/779/umfrage/durchschnittspreis-fuer-dieseldieselkraftstoff-seit-dem-jahr-1950/> (accessed November 2014).
249. Europäische Union (2000) Richtlinie 2000/14/EG Des Europäischen Parlaments Und Des Rates: vom 8. Mai 2000 – zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedsstaaten über umweltbelastende Geräuschemissionen von zur Verwendung im Freien vorgesehenen Geräten und Maschinen. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften – Veröffentlichungsbedürftige Rechtsakte. <http://www.staedtebauliche-laermfibel.de/pdf/EU-RL-2000-14-EG.pdf> (accessed November 2014).
250. Schober G (2014) Schallschutzvorrichtungen für die Pramac-Modelle "E4500" und "E6000". eMail.
251. idealo internet GmbH (2014) Dieselkanister. <http://www.ideal.de/preisvergleich/MainSearchProductCategory.html?q=Dieselkanister> (accessed November 2014).
252. eBay Inc. (2014) FuelFriend - Mini-Benzinkanister, Kraftstoffkanister, 0,5-Liter (0,5L) Simson MZ. <http://www.ebay.de/itm/FuelFriend-Mini-Benzinkanister-Kraftstoffkanister-0-5-Liter-0-5L-Simson-MZ-/111012045123?ebayCategoryId=82441> (accessed November 2014).
253. eBay Inc. (2014) FuelFriend Plus 1,0L Benzinkanister zapfpistolengängig für Motorrad Roller Quad. <http://www.ebay.de/itm/FuelFriend-Plus-1-0L-Benzinkanister-zapfpistolengaengig-fuer-Motorrad-Roller-Quad-/121120084895?ebayCategoryId=61962> (accessed November 2014).

254. eBay Inc. (2014) FUELFRIEND CLEAR 1,5 Liter Klein-Benzinkanister Reservekanister Motorrad Roller. <http://www.ebay.de/itm/FUELFRIEND-CLEAR-1-5-Liter-Klein-Benzinkanister-Reservekanister-Motorrad-Roller-/281268683266?ebayCategoryId=61962> (accessed November 2014).
255. eBay Inc. (2014) 2 Liter Kraftstoffkanister ideal für unterwegs / bei Garten - und Forstarbeiten. <http://www.ebay.de/itm/2-Liter-Kraftstoffkanister-ideal-fuer-unterwegs-bei-Garten-und-Forstarbeiten-/120836394859?ebayCategoryId=61962> (accessed November 2014).
256. Autoteilemann GmbH (2014) Benzinkanister schwarz 5 Liter. <http://www.autoteilemann.de/benzinkanister-schwarz-5-liter.html> (accessed November 2014).
257. Amazon.com, Inc. (2014) Alpin 61058 Kraftstoffkanister 10 L, UN-Zulassung. http://www.amazon.de/dp/B001679GVA/?smid=AMA4R1T4LBGVF&tag=preisvergleich-idealode02-21&linkCode=asn&creative=6742&camp=1638&creativeASIN=B001679GVA&ascsubtag=rNiBVSm8_hdKJA4NqOBONA (accessed November 2014).
258. Amazon.com, Inc. (2014) Benzinkanister 20 Liter Benzin Kanister TÜV+UN. <http://www.amazon.de/dp/B00AI0DK7C/?smid=A394TLDJ5TZYBH&tag=preisvergleich-idealode02-21&linkCode=asn&creative=6742&camp=1638&creativeASIN=B00AI0DK7C&ascsubtag=uaWpkP2LU6RCICpvVlbA4w> (accessed November 2014).
259. idealo internet GmbH (2014) PowerPlus Elephant. http://www.ideal.de/preisvergleich/OfferOfProduct/4219706_-elephant-powerplus.html (accessed November 2014).
260. Amazon.com, Inc. (2014) Powerplus Flexible 10 Watt Solar Cell. <http://www.amazon.co.uk/Powerplus-Flexible-Watt-Solar-Cell/dp/B004PG18LK> (accessed November 2014).
261. idealo internet GmbH (2014) PowerPlus EQ0026. http://www.ideal.de/preisvergleich/OfferOfProduct/4589621_-eq0026-powerplus.html (accessed November 2014).
262. Umweltbundesamt (2014) Treibhausgas-Emissionen in Deutschland. <http://www.umweltbundesamt.de/daten/klimawandel/treibhausgas-emissionen-in-deutschland> (accessed September 2014).
263. Umweltbundesamt (2014) Energiebedingte Emissionen und ihre Auswirkungen. <http://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/energiebedingte-emissionen-ihre-auswirkungen> (accessed September 2014).
264. Guinée JB (2002) Handbook on life cycle assessment: Operational guide to the ISO standards. v. 7: Eco-Efficiency In Industry And Science. Dordrecht, Niederlande, Boston, USA: Kluwer Academic Publishers.
265. Guinée JB (2014) Choice of reference compounds. eMail.

266. Santoyo-Castelazo E (2011) Sustainability Assessment of Electricity Options for Mexico: Current Situation and Future Scenarios. Dissertation, University of Manchester.
267. Greening BP (2013) Life cycle environmental and economic sustainability assessment of micro-generation technologies in the UK domestic sector. Dissertation, University of Manchester.
268. Greening, B. P. & Azapagic, A. (2013) Environmental impacts of micro-wind turbines and their potential to contribute to UK climate change targets. *Energy* 59, 454–466; Epublication.
269. Siegl S (2010) Öko-Strom aus Biomasse: Vergleich der Umweltwirkungen verschiedener Biomasse-Technologien zur Stromerzeugung mittels Lebenszyklusanalysen. Dissertation, Universität für Bodenkultur Wien.
270. Jungbluth N, Tuchschnid M, de Wild-Scholten, Mariska J. (2008) Life Cycle Assessment of Photovoltaics: Update of ecoinvent data v2.0. Working Paper. <http://www.esu-services.ch/fileadmin/download/jungbluth-2008-LCA-PV-web.pdf> (accessed October 2014).
271. Yu, Y., Chen, B., Huang, K. et al. (2014) Environmental impact assessment and end-of-life treatment policy analysis for Li-ion batteries and Ni-MH batteries. *Int J Environ Res Public Health* 11, 3, 3185–3198; Epublication.
272. Ahmadi, L., Fowler, M., Young, S. B. et al. (2014) Energy efficiency of Li-ion battery packs re-used in stationary power applications. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 8, 9–17.
273. Katsigiannis, Y. A., Georgilakis, P. S., Karapidakis, E. S. (2010) Multiobjective genetic algorithm solution to the optimum economic and environmental performance problem of small autonomous hybrid power systems with renewables. *IET Renew. Power Gener.* 4, 5, 404; Epublication.
274. Saif, A., Elrab, K. G., Zeineldin, H. H. et al. (2010) Multi-objective capacity planning of a PV-wind-diesel-battery hybrid power system. In 2010 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON 2010), pp. 217–222.
275. McManus, M. C. (2012) Environmental consequences of the use of batteries in low carbon systems: The impact of battery production. *Applied Energy* 93, 288–295; Epublication.
276. Premrudee, K., Utaka, J., Kittinan, A. et al. (2013) Life Cycle Assessment Of Lead Acid Battery. Case Study For Thailand. *Environment Protection Engineering* 39, 1, 101–114; Epublication.
277. United States Energy Information Administration (2013) Electric Power Annual 2012. <http://www.eia.gov/electricity/annual/pdf/epa.pdf> (accessed September 2014).
278. Rydh, C. J. & Sandén, B. A. (2005) Energy analysis of batteries in photovoltaic systems. Part I: Performance and energy requirements. *Energy Conversion and Management* 46, 11–12, 1957–1979; Epublication.

279. Rydh, C. J. & Sandén, B. A. (2005) Energy analysis of batteries in photovoltaic systems. Part II: Energy return factors and overall battery efficiencies. *Energy Conversion and Management* 46, 11-12, 1980–2000; Epublication.
280. Bondesson A (2010) Comparative LCA model on renewable power solutions for off-grid radio base stations. Master-Arbeit, Royal Institute Of Technology.
281. Themelis N & Todd C (2001) The Eco-indicators 99. Week 6: Industrial Ecology of Earth Resources. Columbia, USA.
282. Sevenscan, S., Çiftçioğlu, G. A., Kadirgan, N. (2011) A Preliminary Environmental Assessment of Power Generation Systems for a Stand-Alone Mobile House with Cradle to Gate Approach. *Gazi University Journal Of Science* 24, 3, 487–494; Epublication.
283. Fleck, B. & Huot, M. (2009) Comparative life-cycle assessment of a small wind turbine for residential off-grid use. *Renewable Energy* 34, 12, 2688–2696; Epublication.
284. González-García, S., García-Rey, D., Hospido, A. (2013) Environmental life cycle assessment for rapeseed-derived biodiesel. *Int J Life Cycle Assess* 18, 1, 61–76.
285. World Meteorological Organization (2014) Assessment for Decision-Makers: Scientific Assessment of Ozone Depletion: 2014. http://ozone.unep.org/Assessment_Panels/SAP/SAP2014_Assessment_for_Decision-Makers.pdf (accessed September 2014).
286. Zapfe C (2011) Statische Anforderungen für Dach- und Freiflächenmontagen. http://www.schletter.de/files/addons/docman/solaranlage/technischeinformationen/dr.%20zapfe-statische%20anforderungen%20f%FCr%20dach-%20und%20freifl%E4chenmontagen_i113633de.pdf (accessed November 2014).
287. Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (2011) Photovoltaik - Informationen. <http://www.iwr.de/solar/erricht/photovoltaik.html> (accessed November 2014).
288. Märtel C (2014) Solarstrom speichern?! <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/stromspeicher/solarstrom-speichern> (accessed November 2014).
289. Anondi GmbH (2014) Solaranlage Ratgeber. <http://www.solaranlage-ratgeber.de/> (accessed November 2014).
290. Mendez, A., Leo, T., Herreros, M. (2014) Current State of Technology of Fuel Cell Power Systems for Autonomous Underwater Vehicles. *Energies* 7, 7, 4676–4693.
291. Lücken A (2014) Integration von Brennstoffzellen in Flugzeugbordnetze: Forschungs-Report. Berlin, Deutschland: VDE-Verl.

292. Linde AG (2014) Gasflaschen. <http://www.airliquide.de/loesungen/produkte/gase/lieferformen/cylinder-versorgung.html> (accessed December 2014).
293. Agatz M (2014) FAQ zur Windenergie. <http://windenergie-handbuch.de/wp/windenergie-handbuch/faq/> (accessed November 2014).
294. Heyde Windtechnik GmbH (2011) HeYwind - Windkraftanlagen. <http://heyde-windtechnik.de/frames.htm> (accessed November 2014).
295. Ampair Turbines Ltd. (2012) Ampair 6kW Wind Turbine. <http://www.ampair.com/wind-turbines/ampair-6kw-wind-turbine> (accessed November 2014).
296. United States Department of Energy (2012) Installing and Maintaining a Small Wind Electric System. <http://energy.gov/energysaver/articles/installing-and-maintaining-small-wind-electric-system> (accessed November 2014).
297. Kröll S (2012) Kleinwindanlagen – Untersuchung ihrer Eignung auf einem Gebäude der Fachhochschule Düsseldorf. Bachelor-Arbeit, Fachhochschule Düsseldorf.
298. International Energy Agency (IEA) Advanced Fuell Cells (2013) Annual Report 2012. <http://www.ieafuelcell.com/documents/AnnualReport2012.pdf> (accessed August 2014).
299. Tokyo Gas Co., Ltd. & Panasonic Corporation (2011) Tokyo Gas and Panasonic to Launch New Improved “Ene-Farm” Home Fuel Cell with World-Highest Generation Efficiency at More Affordable Price.
300. Amazon.com, Inc. (2014) BSA 110Ah 12V Solarbatterie Wohnmobil Versorgungsbatterie Solar Batterie 100AH. <http://www.amazon.de/BSA-Solarbatterie-Wohnmobil-Versorgungsbatterie-Batterie/dp/B00HTF4PSW> (accessed November 2014).
301. Amazon.com, Inc. (2014) Solarakku 120Ah Solarbatterie Versorgungsbatterie Wohnmobil Batterie Boot zyklfest 100Ah. http://www.amazon.de/Solarakku-Solarbatterie-Versorgungsbatterie-Wohnmobil-zyklfest/dp/B00H5CP0YM/ref=sr_1_1?ie=UTF8&qid=1417358360&sr=8-1&keywords=Winner+SMF+W120S (accessed November 2014).
302. Güde GmbH & Co. KG (2012) GSE 5500 DSG: #40586. http://www.guede.com/sys/dl/40586_ml.pdf (accessed October 2014).
303. Amazon.com, Inc. (2014) Elephant Power Kurbel Generator. http://www.amazon.de/PowerPlus-Elephant-Power-Kurbel-Generator/dp/B005HTIQSC/ref=sr_1_1?ie=UTF8&qid=1417371003&sr=8-1 (accessed November 2014).

304. Amazon.com, Inc. (2014) Powerplus Cougar Stromgenerator Ladegerät Handscheinwerfer. http://www.amazon.de/Powerplus-Cougar-Stromgenerator-Ladeger%C3%A4t-Handscheinwerfer/dp/B001GVHLOU/ref=pd_sim_sbs_light_1?ie=UTF8&refRID=1JH6R9W951A6ZYSYM0FS (accessed November 2014).
305. Jung S (2012) Genehmigungspflicht bei Solaranlagen? http://www.sfv.de/artikel/genuehmigung_von_pv-anlagen.htm (accessed December 2014).
306. Statista GmbH (2014) Inwieweit sind Sie für oder gegen den Gebrauch von Solarenergie in Deutschland? <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/196147/umfrage/meinung-zum-gebrauch-von-solarenergie-in-deutschland/> (accessed December 2014).
307. Centrales Agrar- Rohstoff- Marketing- Energie-Netzwerk e. V. (2014) Akzeptanz Für Erneuerbare Energien: Ein Leitfaden. http://www.carmen-ev.de/files/Sonne_Wind_und_Co/Akzeptanz/Akzeptanzbroschuere.pdf (accessed December 2014).
308. Solarenergie-Förderverein Deutschland e. V. (2014) Forsa-Umfrage zur Akzeptanz von Freiflächenanlagen. <http://www.sfv.de/lokal/emails/wvf/forsafre.htm> (accessed December 2014).
309. TÜV NORD AG (2014) Sicherheitstechnische Bewertungen und Risikoanalysen: Von der Pflicht zur Kür. <http://www.tuev-nord.de/de/planung-und-genehmigung/sicherheitstechnische-bewertungen-und-risikoanalysen-6881.htm> (accessed December 2014).
310. Berufsgenossenschaft der Bauwirtschaft (2012) Lagerung von Druckgasflaschen in Gebäuden. http://www.bgbau-medien.de/bausteine/a_38/a_38.htm (accessed December 2014).
311. Berufsgenossenschaft der Bauwirtschaft (2012) Lagerung von Druckgasflaschen im Freien. http://www.bgbau-medien.de/bausteine/a_174/a_174.htm (accessed December 2014).
312. Lang C (2011) Akzeptanz von Wasserstoff als Kraftstoff höher als erwartet. <http://www.cleanenergy-project.de/feuilleton/4288-akzeptanz-von-wasserstoff-als-kraftstoff-hoher-als-erwartet> (accessed December 2014).
313. Arbeitsgemeinschaft Für Sparsamen Und Umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE) (2014) Leitfaden zur Anmeldung und steuerlichen Behandlung von Mikro-BHKWs bis zu 5 kW. http://asue.de/cms/upload/broschueren/2014/bhkw/06_05_14_asue_steuerleitfaden_bhkw.pdf (accessed December 2014).
314. Marketing Factory Digital GmbH (2014) Generator, Notstromaggregat und Stromerzeuger: Was ist sinnvoll für Ihren Haushalt? http://www.bau-welt.de/haustechnik/elektro_installation_technik_ausstattung/generator_notstromaggregat/ (accessed December 2014).
315. Kühlbox-Profi. <http://www.kuehlbox-profi.de/> (accessed August 2013).

316. Statistisches Bundesamt (2012) Bauen und Wohnen: Mikrozensus-Zusatzerhebung 2010. Wiesbaden, Deutschland.
317. Kleinwindkraft-Portal (2014) Genehmigung und Recht. <http://www.klein-windkraftanlagen.com/basisinfo/genehmigung-rechtliche-grundlagen/> (accessed December 2014).
318. ReliOn, Inc. (2008) T-2000 Hydrogen Fuel Cell. <http://www.relion-inc.com/pdf/t2000specsheets0508.pdf> (accessed October 2014).
319. Cyclone Green Power Inc. (2014) Model Specifications from 1.6kw - 4.8kw. <http://www.cyclonewindgenerators.com/cyclone-model-specs.html> (accessed November 2014).
320. XZERES Wind (2013) Skystream 3.7: The Original Skystream Personal Wind Turbine. <http://www.windenergy.com/products/skystream/skystream-3.7> (accessed November 2014).
321. Panasonic Corporation (2014) Individual Data Sheets. <http://industrial.panasonic.com/www-data/pdf/ACJ4000/ACJ4000CE2.pdf> (accessed November 2014).
322. Yuasa Battery Inc. (2008) NP SERIES - NP7-12. Data Sheet. http://www.yuasabatteries.com/pdfs/NP_7_12_DataSheet.pdf (accessed November 2014).
323. Yuasa Battery Inc. (2008) NP SERIES - NP4-12. Data Sheet. http://www.yuasabatteries.com/pdfs/NP_4_12_DataSheet.pdf (accessed November 2014).
324. Yuasa Battery Inc. (2011) NP-Series - Valve Regulated Lead Acid Battery: NP3.2-12. Data Sheet. http://www.yuasaeurope.com/images/uploads/uk/downloads/datasheets/NP/NP3_2-12_UK.pdf (accessed November 2014).
325. Yuasa Battery Inc. (2010) NPH-Series - Valve Regulated Lead Acid Battery: NPH5-12. Data Sheet. http://www.yuasaeurope.com/images/uploads/uk/downloads/datasheets/NPH/NPH5-12_UK.pdf (accessed November 2014).
326. Yuasa Battery Inc. (2010) RE-Series - Valve Regulated Lead Acid Battery: RE7-12L. Data Sheet. http://www.yuasaeurope.com/images/uploads/uk/downloads/datasheets/RE/RE7-12L_UK.pdf (accessed November 2014).
327. Yuasa Battery Inc. (2009) NP SERIES - NP 12-12. Data Sheet. http://www.yuasabatteries.com/pdfs/NP_12_12_DataSheet.pdf (accessed November 2014).
328. Panasonic Corporation (2014) Individual Data Sheets. <http://industrial.panasonic.com/www-data/pdf/ACJ4000/ACJ4000CE3.pdf> (accessed November 2014).
329. Yuasa Battery Inc. (2011) NP-Series - Valve Regulated Lead Acid Battery: NP17-12I. Data Sheet. http://www.yuasaeurope.com/images/uploads/uk/downloads/datasheets/NP/NP17-12I_UK.pdf (accessed November 2014).

330. Yuasa Battery Inc. (2010) RE-Series - Valve Regulated Lead Acid Battery: RE12-12. Data Sheet. http://www.yuasaeurope.com/images/uploads/uk/downloads/datasheets/RE/RE12-12_UK.pdf (accessed November 2014).
331. Yuasa Battery Inc. (2012) NPL-Series - Valve Regulated Lead Acid Battery: NPL24-12I (FR). Data Sheet. http://www.yuasaeurope.com/images/uploads/uk/downloads/datasheets/NPL/NPL24-12I_UK.pdf (accessed November 2014).
332. Panasonic Corporation (2007) LC-XD1217P/AP. Individual Data Sheets. <https://cdn-reichelt.de/documents/datenblatt/D500/LCR-12V17P-LC-XD1217P-VRLA2005.pdf> (accessed November 2014).
333. Yuasa Battery Inc. (2011) NP-Series - Valve Regulated Lead Acid Battery: NP24-12I. Data Sheet. http://www.yuasaeurope.com/images/uploads/eu/downloads/datasheets/NP/NP24-12I_English.pdf (accessed November 2014).
334. Panasonic Corporation (2013) LC-X1220P/AP. Individual Data Sheets. <https://cdn-reichelt.de/documents/datenblatt/D600/LC-X1220P.pdf> (accessed November 2014).
335. Yuasa Battery Inc. (2010) NPC-Series - Valve Regulated Lead Acid Battery: NPC24-12I. Data Sheet. http://www.yuasaeurope.com/images/uploads/uk/downloads/datasheets/NPC/NPC24-12I_UK.pdf (accessed November 2014).
336. Panasonic Corporation (2013) LC-X1228P/AP. Individual Data Sheets. <https://cdn-reichelt.de/documents/datenblatt/D600/LC-X1228AP.pdf> (accessed November 2014).
337. Yuasa Battery Inc. (2011) NP SERIES - NP 38-12. Data Sheet. http://www.yuasabatteries.com/pdfs/NP_38_12_DataSheet.pdf (accessed November 2014).
338. Panasonic Corporation (2013) LC-X1238PG/APG. Individual Data Sheets. <https://cdn-reichelt.de/documents/datenblatt/D600/LC-X1238APG.pdf> (accessed November 2014).
339. Yuasa Battery Inc. (2012) NPL-Series - Valve Regulated Lead Acid Battery: NPL38-12I (FR). Data Sheet. http://www.yuasaeurope.com/images/uploads/uk/downloads/datasheets/NPL/NPL38-12I_UK.pdf (accessed November 2014).
340. Yuasa Battery Inc. (2010) NPC Baureihe - Ventilgesteuerte Blei-Säure Batterie: NPC38-12I. Datenblatt. http://www.yuasaeurope.com/images/uploads/de/downloads/datasheets/NPC/NPC38-12I_DE.pdf (accessed November 2014).
341. Panasonic Corporation (2001) LC-X1242AP/LC-X1242P. Individual Data Sheets. <https://cdn-reichelt.de/documents/datenblatt/D500/LCP-1242P%23PAN.pdf> (accessed November 2014).
342. Panasonic Corporation (2011) LC-R1233P. Individual Data Sheets. http://files.voelkner.de/250000-274999/250747-da-01-en-Bleiakku_12V_33Ah.pdf (accessed November 2014).

343. Yuasa Battery Inc. (2012) NPL-Series - Valve Regulated Lead Acid Battery: NPL65-12I (FR). Data Sheet. http://www.yuasaeurope.com/images/uploads/uk/downloads/datasheets/NPL/NPL65-12I_UK.pdf (accessed November 2014).
344. Panasonic Corporation (2012) LC-X1275P. Individual Data Sheets. <http://www.actec.dk/Panasonic/pdf/LC-X1275P.pdf> (accessed November 2014).
345. Panasonic Corporation (2006) LC-XB12100P. Individual Data Sheets. <http://www.aetes.com/pdf/LC-XB12100P.pdf> (accessed November 2014).
346. Panasonic Corporation (2011) LC-X12120P. Individual Data Sheets. <http://www.batterien-kaiser.de/datenblaetter/LC-X12120P.pdf> (accessed November 2014).
347. DRAPER TOOLS LIMITED (2012) Instructions For 2.2kVA/2.0kW Petrol Inverter Generator: Stock No.22544 – Part No.DG2000. <http://www.drapertools.com/products/manuals/22544ins.pdf> (accessed October 2014).
348. baumarkt direkt GmbH & Co KG (2014) Stromerzeuger »PG 6000 D«. http://www.hagebau.de/Werkstatt-und-Technik/Stromerzeuger/Stromerzeuger-PG-6000-D/AN416228E-sh3392119sp4865710;sid=9m6g2UyrGnc72Rj66cC3sCChWaXmP6VjtLgNq3oZstuDUVcEiVz1Ep4VstuDUewDz67ciUuu?&utm_source=Idealo&utm_medium=PSM&utm_campaign=BD_Stromerzeuger&utm_term=PSM_Idealo_416228&fromREC=yes (accessed October 2014).
349. Matrix GmbH (2013) PG 6000-D-Silent Stromgenerator. <http://www.matrix-direct.net/out/media/160100140PBDE.pdf> (accessed October 2014).
350. Amazon.com, Inc. (2014) 5 KW Diesel Stromerzeuger mit ATS Notstromautomatik. <http://www.amazon.de/dp/B0079G4748/?smid=A1IDDOVGE4C1WM&tag=idealode-aw3-21&linkCode=asn&creative=6742&camp=1638&creativeASIN=B0079G4748&ascsubtag=oHwsUyrrhi0tnRqJXJrdA> (accessed October 2014).
351. Z.I.P.P.E.R MASCHINEN GmbH (2013) Bedienungsanleitung – Stromerzeuger – ZI-STE7500D. http://dineiger.com/Artikeldaten/Datenblaetter/Anleitung_Zipper_Maschinen_ZI_STE7500D_Stromerzeuger.pdf (accessed October 2014).
352. Güde GmbH & Co. KG (2014) Stromerzeuger GSE 4000 DSG. http://www.guede.com/sys/dl/p40583_de.pdf (accessed October 2014).
353. baumarkt direkt GmbH & Co KG (2014) Stromerzeuger »BT-PG 5000 DD«. http://www.hagebau.de/Werkstatt-und-Technik/Stromerzeuger/Stromerzeuger-BT-PG-5000-DD/AN723456A-sh3392119sp10022776015;sid=gL8Dxt8TbJSxoMvN1AUr7t2ZRphwpPJozc37uNAXAogTgykbtjNeUAQxAogTiAhRst_ltB5?&utm_source=Idealo&utm_medium=PSM&utm_campaign=BD_Stromerzeuger&utm_term=PSM_Idealo_723456&fromREC=yes (accessed October 2014).

354. HORNBACH-Baumarkt-AG (2014) Stromerzeuger Einhell BT-PG 5000 DD. http://www.hornbach.de/shop/Stromerzeuger-Einhell-BT-PG-5000-DD/5514618/artikel.html?WT.mc_id=de11p005&WT.tsrc=Preissuchmaschinen (accessed October 2014).
355. Einhell Germany AG (2014) Stromerzeuger (Diesel) BT-PG 5000 DD. http://www.einhell.de/de_de/shop/5582/5611/5638/power-generator-diesel-bt-pg-5000-dd.html (accessed October 2014).
356. Changzhou ITC Power Equipment Manufacturing Co., Ltd. (2013) Generator Water Pump Welding Engine. <http://www.itc-power.com.cn/images/cpzsen/PortableGenerator/2013/7/26/f77acaf3-2ed4-453f-a093-bcff1a3c7bc3.pdf> (accessed October 2014).
357. Amazon.com, Inc. (2014) Einhell RT-PG 5000 DD Stromerzeuger (Diesel). <http://www.amazon.de/dp/B002PV436O/?smid=A767ZVWPJW0O0&tag=idealode-aw3-21&linkCode=asn&creative=6742&camp=1638&creativeASIN=B002PV436O&ascsubtag=-KjdghKjwepxba78GD7kZg> (accessed October 2014).
358. Westfalia Werkzeugcompany GmbH & Co KG (2014) Baustellen Stromaggregat Diesel Genyx 5000 Watt G5000DT 400 V. <http://www3.westfalia.de/shops/werkzeug/baustellenbedarf/stromversorgung/baustrom/1396454-baustellen-stromaggregat-diesel-genyx-5000-watt-g5000dt-400-v.htm> (accessed October 2014).
359. SDMO Industries (2013) Tragbare Stromaggregate – Schweißaggregate – Wasserpumpen – Stationäre Stromaggregate. <http://de.sdmo.com/images/shared/PPW/800/PPW-PR-DO-DE-31.pdf> (accessed October 2014).
360. Pramac GmbH (2011) E-Serie: Economy Profi-Geräte. http://public.od.cm4allbusiness.de/public/BEODP0AVB7CX-14129aa34b63e3e7875d3d51b8aa2f5088a0/E-Serie_Katalog_2011_10_06.pdf?cdp=a (accessed October 2014).
361. Mein Online Baumarkt 24 GmbH (2014) Güde Stromerzeuger Diesel ED 3200 C. http://www.mein-online-baumarkt.de/shop/Guede-Stromerzeuger-Diesel-ED-3200-C/art/5939.html?pk_campaign=tomr_de (accessed October 2014).
362. DOMETIC GmbH (2014) T 2500H: Für zuverlässige Stromversorgung. <https://www.dometic.com/de/Europe/Germany/Privatkunden/Ausstattung-fur-Caravans--Reisemobile/Generatoren/Produkt/?productdataid=67387> (accessed October 2014).
363. Kipor.org GmbH (2014) Kipor ID6000. <http://www.kipor.org/detailsdiesel.php?action=id6000> (accessed October 2014).
364. Pramac GmbH (2011) P-Inverter-Serie: Strom Wie Aus Der Steckdose. http://public.od.cm4allbusiness.de/public/BEODP0AVB7CX-1902b960ff69849e362c7c663879aa8d755e/P-Serie_Katalog_2011_10_06.pdf?cdp=a (accessed October 2014).

365. DOMETIC GmbH (2014) T 4000H: Leistung für zwei AirConditioner. <http://www.dometic.com/de/Europe/Germany/Privatkunden/Ausstattung-fur-Caravans--Reisemobile/Generatoren/Produkt/?productdataid=67389> (accessed October 2014).
366. DOMETIC GmbH (2014) TEC 30: Der Diesel-Generator. <http://www.dometic.com/de/Europe/Germany/Privatkunden/Ausstattung-fur-Caravans--Reisemobile/Generatoren/Produkt/?productdataid=67395> (accessed October 2014).
367. DOMETIC GmbH (2014) TEC 40D: Leistungsstarker und leiser Diesel-Generator. <https://www.dometic.com/de/Europe/Germany/Privatkunden/Ausstattung-fur-Caravans--Reisemobile/Generatoren/Produkt/?productdataid=67445> (accessed November 2014).
368. Pramac GmbH (2011) P-Serie: Die Flüsternde Energie. http://public.od.cm4allbusiness.de/public/BEODP0AVB7CX-1902b960ff69849e362c7c663879aa8d755e/P-Serie_Katalog_2011_10_06.pdf?cdp=a (accessed October 2014).
369. Woller Maschinen (2014) XP T8HKM Alize SDMO Diesel Stromerzeuger 230V. <http://www.woller-maschinen.de/index.php/sdmo-diesel-stromerzeuger-klein-230v-diesel-3000-3263.html?ref=94511215> (accessed November 2014).
370. Woller Maschinen (2014) XP T9HK Alize SDMO Diesel Stromerzeuger 230/ 400 V 9kVA 7,2 kW. <http://www.woller-maschinen.de/index.php/sdmo-diesel-stromerzeuger-klein-230v-diesel-3000-3270.html?ref=94511215> (accessed November 2014).
371. Woller Maschinen (2014) XP T12HK Alize SDMO Diesel Stromerzeuger 230/ 400 V 12 kVA 9.6 kW. <http://www.woller-maschinen.de/index.php/sdmo-diesel-stromerzeuger-klein-230v-diesel-3000-3271.html?ref=94511215> (accessed November 2014).
372. Woller Maschinen (2014) XP T6KM Alize SDMO Diesel Stromerzeuger 230V. <http://www.woller-maschinen.de/index.php/sdmo-diesel-stromerzeuger-klein-230v-diesel-3000-3262.html?ref=94511215> (accessed November 2014).
373. Woller Maschinen (2014) XP T15HK Alize SDMO Diesel Stromerzeuger 230/ 400 V 15 kVA 12 kW. <http://www.woller-maschinen.de/index.php/sdmo-diesel-stromerzeuger-klein-230v-diesel-3000-3273.html?ref=94511215> (accessed November 2014).
374. Woller Maschinen (2014) XP T12K Alize SDMO Diesel Stromerzeuger 230/ 400 V 11,5 kVA 9,2 kW. <http://www.woller-maschinen.de/index.php/sdmo-diesel-stromerzeuger-klein-230v-diesel-3000-3272.html?ref=94511215> (accessed November 2014).
375. HO-MA Elektro Aggregate Service GmbH (2012) SDMO J33: JOHN DEERE 3029DF120. Produktinformationen. http://www.ho-ma-notstrom.de/files/j_33.pdf (accessed November 2014).
376. SDMO Industries (2014) J33: Stromerzeuger. <http://de.sdmo.com/Products/PPR/Power-gen-products/J33.html> (accessed November 2014).

- 377.** Pramac GmbH (2014) PRAMAC GBW 15. <http://ppower.pramac.com/United-Kingdom/en/soundproof-open-set-generator-gbw-15-1646.asp> (accessed November 2014).
- 378.** Woller Maschinen (2014) XP T9KM Alize SDMO Diesel Stromerzeuger 230V. <http://www.woller-maschinen.de/index.php/sdmo-diesel-stromerzeuger-klein-230v-diesel-3000-3264.html?ref=94511215> (accessed November 2014).
- 379.** Woller Maschinen (2014) XP T16K Alize SDMO Diesel Stromerzeuger 230/ 400 V 16 kVA 12,8 kW. <http://www.woller-maschinen.de/index.php/sdmo-diesel-stromerzeuger-klein-230v-diesel-3000-3274.html?ref=94511215> (accessed November 2014).
- 380.** HO-MA Elektro Aggregate Service GmbH (2014) SDMO J110K: JOHN DEERE 4045HF120. Produktinformationen. http://www.ho-ma-notstrom.de/files/j_110k.pdf (accessed November 2014).
- 381.** SDMO Industries (2014) J110K: Stromerzeuger. <http://de.sdmo.com/Products/PPR/Power-gen-products/J110K.html#data4> (accessed November 2014).
- 382.** Rakuten Deutschland GmbH (2014) BSA Solarbatterie 120Ah 12V Solar Batterie Versorgungsbatterie Wohnmobil 100Ah. http://www.rakuten.de/produkt/bsa-solarbatterie-120ah-12v-solar-batterie-versorgungsbatterie-wohnmobil-100ah-1173926576.html?utm_source=preisvergleich&utm_medium=cpc&scid=p_idealo_DE_19_d1-s1&portaldv=5&cid=idealo&utm_campaign=idealo-2010-06 (accessed November 2014).
- 383.** Winnerbatterien.de - Kiriazis & Papasis GbR (2012) Specification Chart SOLAR SMF. <http://www.winnerbatterien.de/Produktdatenblatt/DATENBLATT%20Solar%20SMF%20W120S.pdf> (accessed November 2014).
- 384.** Winnerbatterien.de - Kiriazis & Papasis GbR (2012) Specification Chart SOLAR SMF. <http://www.winnerbatterien.de/Produktdatenblatt/DATENBLATT%20Solar%20SMF%20W100S.pdf> (accessed November 2014).



Anhang

Im Folgenden sind die Statistiken aufgelistet, an Hand derer die Haushalte klassifiziert wurden. Außerdem wurde auf Grundlage dieser Werte die Berechnungen zur Verteilung in einem MFH und einer Siedlung getätigt.

Tabelle A.1: Wohnungen nach Art des Gebäudes für alle Bundesländer. ⁽⁸⁾

	1 Gebäude mit Wohnraum	1.1 Wohngebäude	1.1.1 Wohngebäude (ohne Wohnheime)	1.1.2 Wohnheime (mit eigener Haushaltsführung der Bewohner/-innen)	1.2 Sonstige Gebäude mit Wohnraum
Baden-Württemberg (Bundesland)	5.156.271	4.944.301	4.871.368	72.933	211.970
Bayern (Bundesland)	6.184.708	5.958.250	5.866.313	91.937	226.458
Berlin (Bundesland)	1.891.402	1.863.279	1.841.540	21.739	28.123
Brandenburg (Bundesland)	1.282.288	1.251.553	1.243.414	8.139	30.735
Bremen (Bundesland)	350.792	340.484	337.022	3.462	10.308
Hamburg (Bundesland)	924.596	904.148	891.947	12.201	20.448
Hessen (Bundesland)	2.981.938	2.877.201	2.830.509	46.692	104.737
Mecklenburg-Vorpommern (Bundesland)	889.787	864.637	860.211	4.426	25.150
Niedersachsen (Bundesland)	3.941.606	3.799.012	3.763.052	35.960	142.594
Nordrhein-Westfalen (Bundesland)	8.883.437	8.577.808	8.485.357	92.451	305.629
Rheinland-Pfalz (Bundesland)	2.035.646	1.948.652	1.927.057	21.595	86.994
Saarland (Bundesland)	510.353	492.267	488.771	3.496	18.086
Sachsen (Bundesland)	2.335.522	2.262.196	2.247.619	14.577	73.326
Sachsen-Anhalt (Bundesland)	1.303.210	1.267.508	1.259.165	8.343	35.702
Schleswig-Holstein (Bundesland)	1.455.463	1.407.073	1.395.857	11.216	48.390
Thüringen (Bundesland)	1.171.728	1.129.595	1.122.494	7.101	42.133
Deutschland	41.298.747	39.887.964	39.431.696	456.268	1.410.783
Zu rein gewerblich genutzten Objekten werden keine Informationen angeboten. Dies gilt ebenfalls für bewohnte Unterkünfte wie auch Diplomatenwohnungen/Wohnungen					
Bezugsgröße bei relativen Zahlendarstellungen ist die Gesamtzahl der Gebäude mit Wohnraum bzw. die Gesamtzahl der Wohnungen in Gebäuden mit Wohnraum je					
© Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2013					

Tabelle A.2: Gebäude nach Art des Gebäudes und Zahl der Wohnungen im Gebäude für alle Bundesländer. ⁽⁸⁾

	1 Gebäude mit Wohnraum				
	1 Wohnung	2 Wohnungen	3 - 6 Wohnungen	7 - 12 Wohnungen	13 und mehr Wohnungen
Baden-Württemberg (Bundesland)	1.447.106	542.252	352.750	90.438	22.673
Bayern (Bundesland)	1.974.350	594.980	316.548	105.923	37.158
Berlin (Bundesland)	158.302	18.120	34.182	68.913	38.222
Brandenburg (Bundesland)	485.873	70.094	48.612	37.411	4.614
Bremen (Bundesland)	91.595	14.478	21.564	10.486	2.007
Hamburg (Bundesland)	143.689	21.656	33.240	38.529	10.875
Hessen (Bundesland)	844.647	313.070	185.296	54.116	13.791
Mecklenburg-Vorpommern (Bundesland)	279.067	41.323	35.338	28.098	5.872
Niedersachsen (Bundesland)	1.619.076	355.285	207.855	59.042	11.445
Nordrhein-Westfalen (Bundesland)	2.355.029	675.360	639.130	195.514	37.231
Rheinland-Pfalz (Bundesland)	842.450	203.957	119.890	23.461	6.121
Saarland (Bundesland)	208.377	67.963	27.500	4.214	1.202
Sachsen (Bundesland)	481.866	139.379	113.116	81.993	16.962
Sachsen-Anhalt (Bundesland)	399.965	76.756	60.400	39.039	5.965
Schleswig-Holstein (Bundesland)	622.333	88.961	67.462	26.509	5.761
Thüringen (Bundesland)	345.207	98.597	55.813	33.168	4.258
Zu rein gewerblich genutzten Objekten werden keine Informationen angeboten. Dies gilt ebenfalls für bewohnte Unterkünfte wie auch Diplomatenwohnungen/Wohnungen ausländischer Streitkräfte.					
Bezugsgröße bei relativen Zahlendarstellungen ist die Gesamtzahl der Gebäude mit Wohnraum bzw. die Gesamtzahl der Wohnungen in Gebäuden mit Wohnraum je regionaler Einheit.					
© Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2013					

Tabelle A.3: Gebäude nach Art des Gebäudes und Zahl der Wohnungen im Gebäude für alle Bundesländer in %. ⁽⁸⁾

	1 Gebäude mit Wohnraum				
	1 Wohnung	2 Wohnungen	3 - 6 Wohnungen	7 - 12 Wohnungen	13 und mehr Wohnungen
Baden-Württemberg (Bundesland)	58,9	22,1	14,4	3,7	0,9
Bayern (Bundesland)	65,2	19,6	10,5	3,5	1,2
Berlin (Bundesland)	49,8	5,7	10,8	21,7	12,0
Brandenburg (Bundesland)	75,1	10,8	7,5	5,8	0,7
Bremen (Bundesland)	65,4	10,3	15,4	7,5	1,4
Hamburg (Bundesland)	57,9	8,7	13,4	15,5	4,4
Hessen (Bundesland)	59,9	22,2	13,1	3,8	1,0
Mecklenburg-Vorpommern (Bundesland)	71,6	10,6	9,1	7,2	1,5
Niedersachsen (Bundesland)	71,9	15,8	9,2	2,6	0,5
Nordrhein-Westfalen (Bundesland)	60,4	17,3	16,4	5,0	1,0
Rheinland-Pfalz (Bundesland)	70,4	17,1	10,0	2,0	0,5
Saarland (Bundesland)	67,4	22,0	8,9	1,4	0,4
Sachsen (Bundesland)	57,8	16,7	13,6	9,8	2,0
Sachsen-Anhalt (Bundesland)	68,7	13,2	10,4	6,7	1,0
Schleswig-Holstein (Bundesland)	76,7	11,0	8,3	3,3	0,7
Thüringen (Bundesland)	64,3	18,4	10,4	6,2	0,8
Deutschland	65,1	15,1	11,3	6,6	1,9

Zu rein gewerblich genutzten Objekten werden keine Informationen angeboten. Dies gilt ebenfalls für bewohnte Unterkünfte wie auch Diplomatenwohnungen/Wohnungen ausländischer Streitkräfte.

Bezugsgröße bei relativen Zahlendarstellungen ist die Gesamtzahl der Gebäude mit Wohnraum bzw. die Gesamtzahl der Wohnungen in Gebäuden mit Wohnraum je regionaler Einheit.

© Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2013

Tabelle A.4: Prozentuale Verteilung der Wohnungen in Deutschland nach Baujahren. ⁽⁸⁾

	Gebäude nach Baujahr (Jahrzwanzigste) und Zahl der Wohnungen im Gebäude für Deutschland –in %–				
	Deutschland				
	1 Wohnung	2 Wohnungen	3 - 6 Wohnungen	7 - 12 Wohnungen	13 und mehr Wohnungen
Vor 1950	16,2	5,1	4,1	1,0	0,2
1950 - 1969	14,3	4,9	3,7	1,6	0,3
1970 - 1989	16,5	4,6	2,4	1,2	0,4
1990 und später	17,6	2,8	2,0	0,9	0,2

Zu rein gewerblich genutzten Objekten werden keine Informationen angeboten. Dies gilt ebenfalls für bewohnte Unterkünfte wie auch Diplomatenwohnungen/Wohnungen ausländischer Streitkräfte.

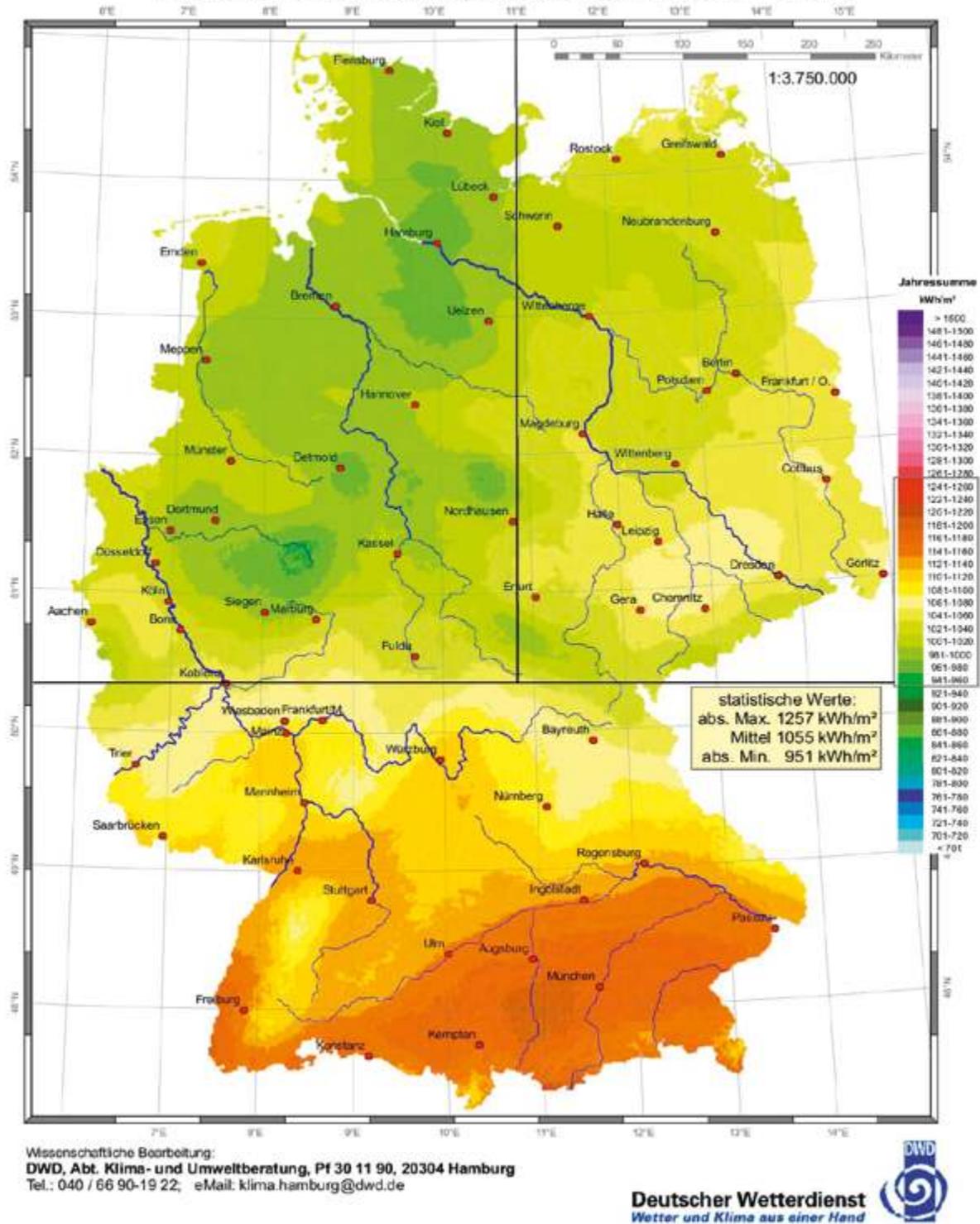
Bezugsgröße bei relativen Zahlendarstellungen ist die Gesamtzahl der Gebäude mit Wohnraum bzw. die Gesamtzahl der Wohnungen in Gebäuden mit Wohnraum je regionaler Einheit.

© Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2013

Tabelle A.5: Prozentuale Verteilung der Wohnungen in Deutschland nach Baujahren. ⁽⁸⁾

Gebäude nach Baujahr (Jahrzwanzigste) und Zahl der Wohnungen im Gebäude für Deutschland –in %–					
	Deutschland				
	1 Wohnung	2 Wohnungen	3 - 6 Wohnungen	7 - 12 Wohnungen	13 und mehr Wohnungen
Vor 1950	16,2	5,1	4,1	1,0	0,2
1950 - 1969	14,3	4,9	3,7	1,6	0,3
1970 - 1989	16,5	4,6	2,4	1,2	0,4
1990 und später	17,6	2,8	2,0	0,9	0,2
Zu rein gewerblich genutzten Objekten werden keine Informationen angeboten. Dies gilt ebenfalls für bewohnte Unterkünfte wie auch Diplomatenwohnungen/Wohnungen ausländischer Streitkräfte.					
Bezugsgröße bei relativen Zahlendarstellungen ist die Gesamtzahl der Gebäude mit Wohnraum bzw. die Gesamtzahl der Wohnungen in Gebäuden mit Wohnraum je regionaler Einheit.					
© Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2013					

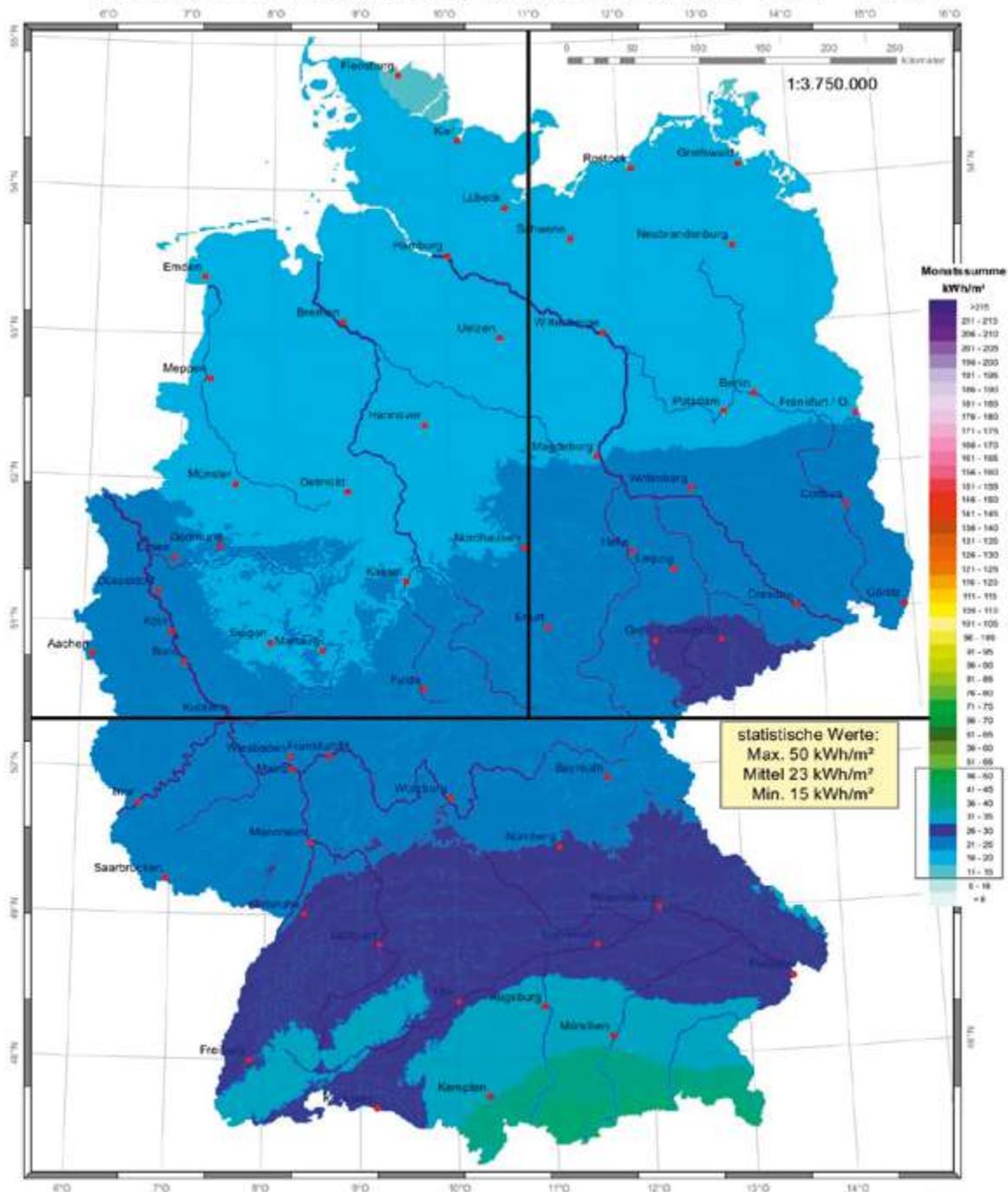
Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland Mittlere Jahressummen, Zeitraum: 1981 - 2010



15.12.2011 / DN

Abbildung A.1: Globalstrahlungskarte der mittleren Jahressumme in Deutschland. ⁽¹⁰⁾

Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland Mittlere Monatssummen, Zeitraum: Januar 1981 - 2010



Wissenschaftliche Bearbeitung:
DWD, Abt. Klima- und Umweltberatung, Pf 36 11 90, 20304 Hamburg
Tel.: 040 / 66 90-19 22; eMail: klima.hamburg@dwd.de



05.08.2012 / DN

Abbildung A.2: Globalstrahlungskarte der mittleren Monatssumme Januar in Deutschland. ⁽¹¹⁾

Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland Mittlere Monatssummen, Zeitraum: August 1981 - 2010

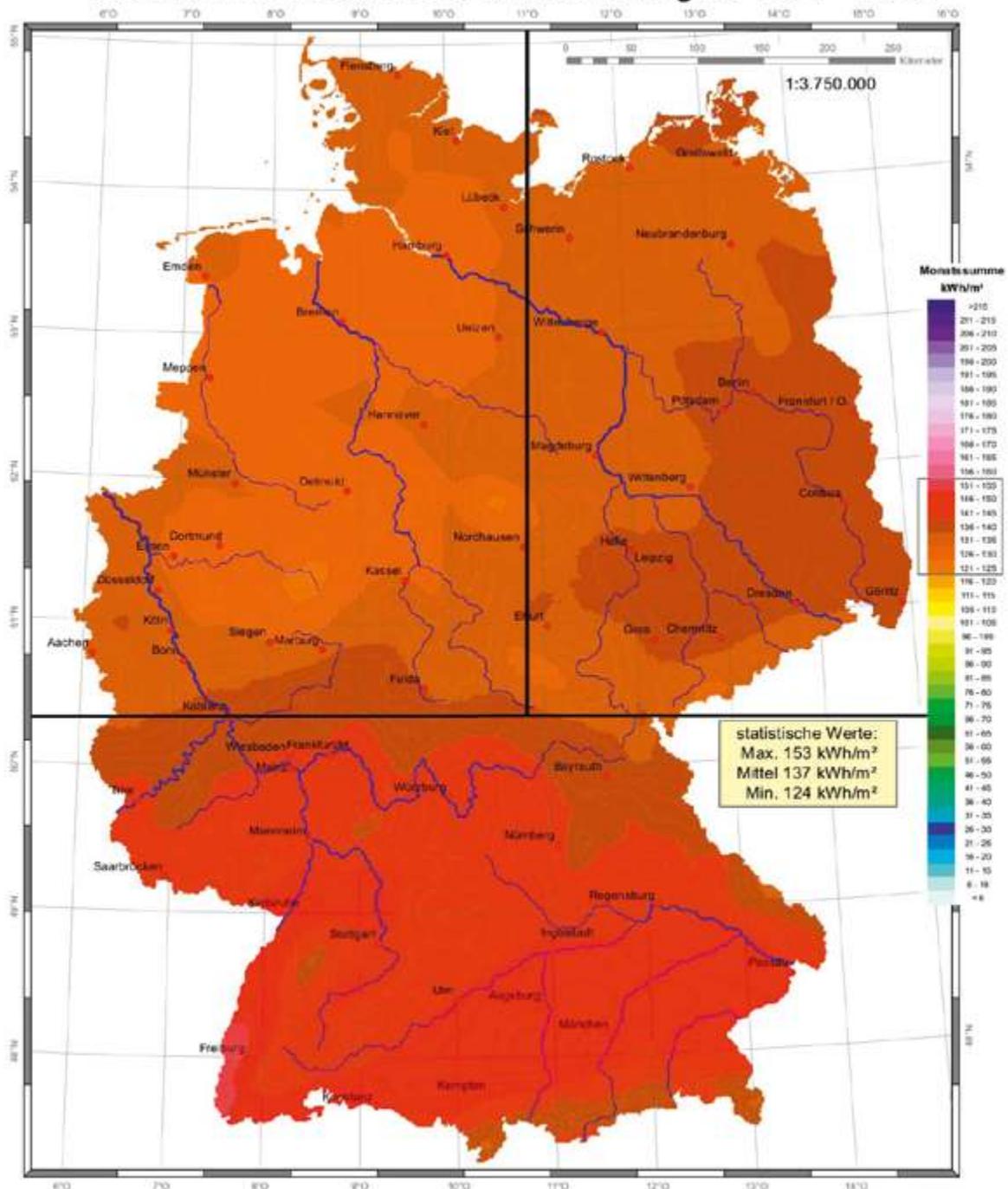


Tabelle A.6: Standby-Verbrauch verschiedener 700 W-Wechselrichter. ⁽³¹⁵⁾

Wechselrichter (700 W)	Waeco MSP 702	Sterling ProPower S	e-ast CL700-D-12	Wechselrichter AJ 1000 12V
Standby-Verbrauch [W]	14,4	2,4	7,2	10
Preis [€]	760	590	80	850

Tabelle A.7: Standby-Verbrauch verschiedener 2500 W Wechselrichter. ⁽⁴¹⁾

Wechselrichter (2500 W)	WAECO Sinus Wechselrichter, 2500 Watt	Invertek Yellow 3000 Watt	TOYO Stromquellen-Manager	Nordic Power 60S-12E
Standby-Verbrauch [W]	28,8	12 (4 im Ruhemodus)	18	9,6
Preis [€]	2280	1500	1100	2100

Tabelle A.8: Größe der Wohnfläche pro Person abhängig von der Anzahl der Wohnungen im Gebäude. ⁽³¹⁶⁾

Anzahl der Wohnungen pro Gebäude	2	3-6	7-12	13-20	21 und mehr	alle MFH
Fläche je Person [m ²]	48	41	37,8	38,6	36,3	41,3
Wohnungen insgesamt	6610	7580	7490	1633	2133	25446

Tabelle A.9: Prozentuale Verteilung der Bevölkerung ganz Deutschlands nach Alter. ⁽⁸⁾

Bevölkerung im regionalen Vergleich nach Alter -in %-		Regionale Einheiten
		Deutschland
		%
Alter (11 Altersklassen)		
Unter 3		2,5
3 - 5		2,5
6 - 14		8,4
15 - 17		2,9
18 - 24		8,2
25 - 29		6,0
30 - 39		11,8
40 - 49		16,6
50 - 64		20,4
65 - 74		11,3
75 und älter		9,3
Die in der Tabelle dargestellten Ergebnisse setzen die ausgewählte regionale Einheit (Spalte 1) in Beziehung zu ihren übergeordneten regionalen Einheiten (ausgenommen für die Ergebnisse Deutschlands). Betrachtet wird die relative Verteilung. Die Berechnung erfolgt je regionaler Einheit. Es wird somit keine Relation zwischen den einzelnen hierarchischen Auswertungsebenen dargestellt.		
Bei den ausgewiesenen Ergebnissen sind nicht berücksichtigt: im Ausland tätige Angehörige der Bundeswehr, der Polizeibehörden und des Auswärtigen Dienstes sowie ihre dort ansässigen Familien. Ausnahme bilden die Ergebnisse der regionalen Einheit „Deutschland“.		
Für Gemeinden bzw. regionale Einheiten mit mind. 10 000 Einwohnern basieren die ausgewiesenen Ergebnisse auf der Hochrechnung von Stichprobenergebnissen ergänzt um die Auszählung der, als Vollerhebung durchgeführten, Befragung in Wohnheimen und Gemeinschaftsunterkünften. Wobei die Auszählungsteile aus Vollerhebungen zuvor stets dem im Zensus angewandten Geheimhaltungsverfahren unterzogen wurden. Zur Vermeidung der Vermittlung einer „Scheingenauigkeit“ wurden die Ergebnisse vor Veröffentlichung auf volle zehn Personen gerundet.		
© Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2013		

Zusätzliche Berechnungen der Einstrahlung

Zusätzlich zu den in Kapitel 4 bereits entwickelten Berechnungen, können noch detailliertere Bestimmungen vorgenommen werden, beziehungsweise kann noch Hintergrundwissen zum besseren Verständnis bereitgestellt werden. Das soll in diesem Anhang geschehen.

Zunächst ist zu erwähnen, dass die Winkel je nach Quelle unterschiedliche Bezeichnungen erhalten, jedoch immer dasselbe meinen. Im Folgenden werden die Winkel vorrangig nach ⁽⁵⁷⁾ bezeichnet und die Formeln anderer Quellen dementsprechend umbenannt.

Die Erdachse ist zur Ebene der Umlaufbahn um die Sonne leicht geneigt ($23,45^\circ$). Dadurch entstehen auch die Jahreszeiten, je nachdem ob die Erde zur Sonne hin oder von ihr weg geneigt ist. Der Winkel, der diesen Umstand beschreibt wird Deklination δ genannt. Er wird nach Gleichung (76) berechnet.

$$\delta = -23,45 \cdot \cos \left[\frac{2\pi}{365} \cdot (n + 10) \right] \quad (76)$$

n bezeichne die Zahl des Tages im Jahr, angefangen beim 1. Januar. Zusätzlich zur Deklination ist die geographische Breite ausschlaggebend für die Berechnung des Einstrahlungswinkels. Der Winkel φ gibt die Abweichung von der Äquatorebene an. Der Zusammenhang der beiden Winkel sind in Abbildung A.4 zu sehen.

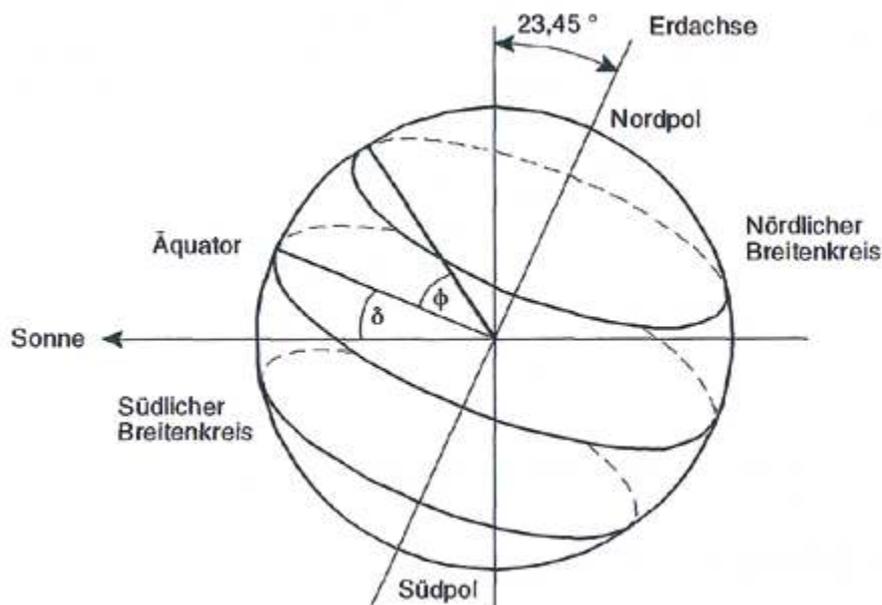


Abbildung A.4: Veranschaulichung der Deklination und des Breitengrades. ⁽²⁰⁾

Soll nun die tägliche extraterrestrische Einstrahlung H_d auf eine Ebene Fläche berechnet werden, so ergibt sich Gleichung (77).

$$H_d = \int_{t_{sr}}^{t_{rr}} S \, dt \quad (77)$$

Dabei ist mit t_{sr} der Zeitpunkt des Sonnenaufganges und mit t_{rr} der Zeitpunkt des Sonnenunterganges benannt, die wie nachfolgend beschrieben errechnet werden können.

Zunächst muss jedoch der Azimutwinkel ψ und der Höhenwinkel ϑ definiert werden. Sie geben die Höhe des Sonnenstandes und dessen Abweichung von Süden an (vgl. Abbildung A.5).

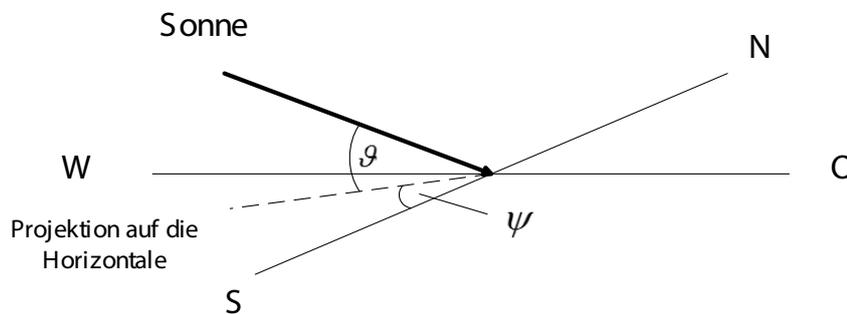


Abbildung A.5: Veranschaulichung des Azimut- und Höhenwinkels. ⁽²⁰⁾

Der Höhenwinkel wird nach Gleichung (78) berechnet.

$$\sin \vartheta = \cos \varphi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \varphi \cdot \sin \delta \quad (78)$$

Der Stundenwinkel ω gibt hierbei die Zeitabhängigkeit des Höhenwinkels an. Er beträgt $15^\circ/\text{h}$ und wird nach Gleichung (79) berechnet.

$$\omega = (t_{lt} - 720 \text{ min}) \cdot \frac{0,25^\circ}{\text{min}} \quad (79)$$

Dabei wird die wahre Ortszeit t_{lt} in Minuten angegeben. Mit der Bedingung $\vartheta = 0$ für Sonnenauf- und Sonnenuntergang ergibt sich aus Gleichung (78) für ω_{sr} und ω_{rr} Gleichung (80). Der Stundenwinkel wird um 12:00 Uhr Ortszeit Null. Per Definition ist er vormittags negativ und nachmittags positiv.

$$\cos(-\omega_{sr}) = \cos \omega_{rr} = \frac{\sin \varphi \cdot \sin \delta}{\cos \varphi \cdot \cos \delta} = -\tan \varphi \cdot \tan \delta \quad (80)$$

Das Einsetzen von Gleichung (79) in Gleichung (80) ergibt für die beiden Zeitpunkte die Gleichungen (81) und (82).

$$t_{sr} = -\arccos(-\tan \varphi \cdot \tan \delta) \cdot \frac{\text{min}}{0,25^\circ} + 720 \text{ min} \quad (81)$$

$$t_{rr} = \arccos(-\tan \varphi \cdot \tan \delta) \cdot \frac{\text{min}}{0,25^\circ} + 720 \text{ min} \quad (82)$$

Der Vollständigkeit halber ist in Gleichung (83) die Berechnung von ψ gegeben, sofern eine zweiachsige Nachführung der Anlagenfläche gewollt ist.

$$\sin \psi = \frac{\cos \delta \cdot \sin \omega}{\cos \vartheta} \quad (83)$$

Zu beachten ist, dass ϑ und ψ nicht mit α und β aus Kapitel 4 verwechselt werden.

Die bisherigen Betrachtungen galten der extraterrestrischen Strahlung auf eine horizontale Fläche. Um auf die Erde zu gelangen muss die Strahlung die Atmosphäre durchqueren und wird dabei wie in Kapitel 4 beschrieben reflektiert oder ähnliches. Abhängig von der durchquerten Luftmasse ändern sich also die Bestandteile der Strahlung und ihre Intensität. Je flacher die Sonne am Horizont ist (je kleiner also ϑ), desto größer ist AM. Zur Ermittlung von AM dient Gleichung (84). Diese Gleichung gilt ab $\vartheta > 10^\circ$, z drückt den Höhenunterschied zum Meeresspiegel aus.

$$AM = \frac{1}{\sin \vartheta} \cdot (1 - 0,1 \cdot z) \quad (84)$$

Ist die Einstrahlungssumme auf eine ebene Fläche bereits bekannt, so kann sie mit Hilfe von Gleichung (39) auf eine geneigte Fläche umgerechnet werden. Dazu wird der Wert von $R(\beta)$ benötigt, der für verschiedene Standorte unterschiedlich groß ist. Für die drei relevanten Standorte Gießen, Potsdam und München sind deshalb die Werte von $R(\beta)$ angegeben in Tabelle A.10.

Tabelle A.10: $R(\beta)$ für ausgewählte Standorte. ⁽²⁰⁾

Ort	β	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Juni	Juli	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Gießen	30°	1,33	1,31	1,16	1,09	1,02	0,99	1,00	1,05	1,13	1,22	1,32	1,35
	45°	1,44	1,39	1,16	1,06	0,96	0,92	0,94	1,01	1,13	1,26	1,38	1,45
	60°	1,48	1,41	1,12	0,99	0,87	0,82	0,84	0,92	1,07	1,24	1,41	1,50
München	30°	1,47	1,35	1,19	1,08	1,01	0,98	1,00	1,05	1,16	1,27	1,38	1,48
	45°	1,60	1,44	1,21	1,05	0,95	0,92	0,93	1,01	1,15	1,31	1,47	1,64
	60°	1,7	1,47	1,18	0,97	0,85	0,81	0,83	0,92	1,10	1,30	1,51	1,73
Potsdam	30°	1,40	1,30	1,19	1,09	1,03	1,00	1,01	1,07	1,16	1,26	1,33	1,44
	45°	1,56	1,38	1,21	1,07	0,98	0,94	0,95	1,03	1,16	1,32	1,43	1,56
	60°	1,60	1,40	1,18	0,99	0,89	0,84	0,85	0,95	1,11	1,31	1,47	1,61



Anhang

Tabelle B.11: Genehmigungsregelungen der Bundesländer bezüglich der Errichtung von KWEAs. Modifiziert nach ^(231,317).

Bundesland	Paragraph	Regelung
Baden-Württemberg	§ 50 Abs. 1 LBO BaWü i. V. m. Nr. 22 des Anhangs	Verfahrensfreistellung für Kleinwindanlagen bis 10 m Nabenhöhe; Besonderheit: Bei Dachmontagen wird die Höhe ab Mastfuß angelegt
Bayern	Art. 57 Abs. 1 Nr. 4 a BayBO	Verfahrensfreistellung für Kleinwindanlagen bis 10 m Gesamthöhe
Berlin	§ 62 Abs. 1 Nr. 4 a BauO Bln	Keine Freistellung für Kleinwindanlagen unter 10 m Höhe
Brandenburg	§ 55 Abs. 4 Nr. 4 BgbBO	Keine Freistellung für Kleinwindanlagen unter 10 m Höhe
Bremen	§ 65 Abs. 1 BremBO i. V. m. Abs. 4 Nr. 4.2 des Anhangs	Keine Freistellung für Kleinwindanlagen unter 10 m Höhe
Hamburg	§ 60 Abs. 2 HBauO i. V. m. Anlage 2 Abs. 5 Nr. 5.1	Keine Freistellung für Kleinwindanlagen unter 10 m Höhe
Hessen	§ 55 HBO i. V. m. Anlage 2 Abs. 5 Nr. 5.1	Verfahrensfreistellung für Kleinwindräder bis 10 m Gesamthöhe in Gewerbe- und Industriegebieten
Mecklenburg-Vorpommern	§ 61 Abs. 1 Nr. 4 a LBauO M-V	Keine Freistellung für Kleinwindanlagen unter 10 m Höhe
Niedersachsen	§ 69 Abs. 1 NBauO i. V. m. Abs. 4 Nr. 4.2 des Anhangs	Keine Freistellung für Kleinwindanlagen unter 10 m Höhe
Nordrhein-Westfalen	§ 65 Nr. 18 BauO NRW	Genehmigungsfreistellung für Kleinwindanlagen bis 10 m Gesamthöhe außerhalb von Wohn- und Mischgebieten
Rheinland-Pfalz	§ 62 Abs. 1. Nr. 4 b LBauO	Genehmigungsfreistellung für Kleinwindanlagen bis 10 m Gesamthöhe
Saarland	§ 61 Abs. 1 Nr. 4 a LBO	Verfahrensfreistellung für Kleinwindanlagen bis 10 m Gesamthöhe
Sachsen	§ 61 Abs. 1 Nr. 4 a SächsBO	Verfahrensfreistellung für Windenergieanlagen bis zu 10 m Höhe, gemessen von der Geländeoberfläche bis zum höchsten Punkt der vom Rotor bestrichenen Fläche, und einem Rotordurchmesser bis 3 m, außer in reinen Wohngebieten
Sachsen-Anhalt	§ 60 Abs. 1 Nr. 4 f BauO LSA	Verfahrensfreistellung für Windkraftanlagen bis zu einer Gesamthöhe von 10 m
Schleswig-Holstein	§ 69 Abs. 1 Nr. 33 LBO	Keine Freistellung für Kleinwindanlagen unter 10 m Höhe
Thüringen	§ 63 Abs. 1 Nr. 4 a ThürBO	Verfahrensfreistellung für Windenergieanlagen bis zu 10 m Höhe, gemessen von der Geländeoberfläche bis zum höchsten Punkt der vom Rotor bestrichenen Fläche und einem Rotordurchmesser bis zu 3 m, außer in reinen Wohngebieten und im Außenbereich, soweit es sich um geschützte Teile von Natur und Landschaft im Sinne des § 20 Abs. 2 des Bundesnaturschutzgesetzes oder des § 26 a Abs. 2 des Thüringer Gesetzes für Natur und Landschaft handelt

Tabelle B.12: Technische Daten von Batteriesystemen.

Bezeichnung	Hersteller	Nennkapazität [Ah]	Nennspannung [V]	Größe (L × B × H) [mm]	Gewicht [kg]	Preis [€]	Lebensdauer
Ortsfeste Gitterplatten-Batterien (geschlossen)							
OGi EB 12 110	Schorisch Systems	105	12	273 × 204 × 358	44,2	k.A.	15 a
OGi EB 6215	Schorisch Systems	213	12	273 × 204 × 358	41,2	k.A.	15 a
OGi EB 6350	Schorisch Systems	340	12	381 × 204 × 358	62,3	k.A.	15 a
Ortsfeste Panzerplatten-Batterien (geschlossen)							
12V 2 OPzS 100 LA	Schorisch Systems	100	12	273 × 204 × 358	35	k.A.	15 a
6V 4 OPzS 200 LA	Schorisch Systems	200	6	273 × 204 × 358	41	k.A.	15 a
6V 6 OPzS 300 LA	Schorisch Systems	300	6	381 × 204 × 358	63	k.A.	15 a
4 OPzS 200 LA	Schorisch Systems	210	2	105 × 208 × 395	16,6	k.A.	15 a
5 OPzS 350 LA	Schorisch Systems	380	2	126 × 208 × 511	26,7	k.A.	15 a
7 OPzS 490 LA	Schorisch Systems	530	2	168 × 208 × 511	35,4	k.A.	15 a
7 OPzS 700 LA	Schorisch Systems	750	2	147 × 208 × 686	47,2	k.A.	15 a
10 OPzS 1000 LA	Schorisch Systems	1.140	2	212 × 235 × 686	73,2	k.A.	15 a
14 OPzS 1750 LA	Schorisch Systems	1.800	2	212 × 277 × 836	114	k.A.	15 a
20 OPzS 2500 LA	Schorisch Systems	2.800	2	215 × 490 × 812	184	k.A.	15 a
24 OPzS 3000 LA	Schorisch Systems	3.350	2	215 × 580 × 812	217	k.A.	15 a
Ortsfeste Kupferstreckmetall-Batterien (geschlossen)							
3 OCSM 240 LA	Schorisch Systems	240	2	126 × 208 × 522	20,9	k.A.	20 a
7 OCSM 560 LA	Schorisch Systems	560	2	168 × 208 × 522	36,1	k.A.	20 a
9 OCSM 1035 LA	Schorisch Systems	1.035	2	215 × 235 × 698	71,4	k.A.	20 a
11 OCSM 1595 LA	Schorisch Systems	1.595	2	215 × 277 × 848	108,7	k.A.	20 a
20 OCSM 2900 LA	Schorisch Systems	2.900	2	215 × 490 × 824	191	k.A.	20 a
24 OCSM 3480 LA	Schorisch Systems	3.480	2	215 × 580 × 824	217	k.A.	20 a

Fortsetzung Tabelle B.12.

Bezeichnung	Hersteller	Nennkapazität [Ah]	Nennspannung [V]	Größe (L × B × H) [mm]	Gewicht [kg]	Preis [€]	Lebensdauer
Ortsfeste Großoberflächenplatten-Batterien (geschlossen)							
4 GroE 100	Schorisch Systems	100	2	182 × 153 × 41	19,7	k.A.	25 a
8 GroE 200	Schorisch Systems	200	2	182 × 228 × 41	33,2	k.A.	25 a
5 GroE 500	Schorisch Systems	500	2	328 × 268 × 590	95	k.A.	25 a
10 GroE 1000	Schorisch Systems	1.000	2	328 × 268 × 590	140	k.A.	25 a
15 GroE 1500	Schorisch Systems	1.500	2	328 × 348 × 590	197	k.A.	25 a
20 GroE 2000	Schorisch Systems	2.000	2	328 × 438 × 590	258	k.A.	25 a
25 GroE 2500	Schorisch Systems	2.500	2	328 × 573 × 590	325	k.A.	25 a
Ortsfeste Gitterplatten-Gel-Batterien (verschlossen)							
GEL A706/105	Schorisch Systems	105	6	282 × 178 × 272	25,3	k.A.	12 a
GEL A706/210	Schorisch Systems	210	6	285 × 232 × 327	42,9	k.A.	12 a
GEL A706/280	Schorisch Systems	280	6	250 × 232 × 327	39	k.A.	12 a
Ortsfeste Gitterplatten-VRLA-Batterien (verschlossen)							
4 OPzV 240	Schorisch Systems	294	2	105 × 208 × 399	19	k.A.	Wartung
8 OPzV 960	Schorisch Systems	1.131	2	212 × 193 × 690	66	k.A.	Wartung
12 OPzV 1700	Schorisch Systems	1.959	2	212 × 277 × 840	117	k.A.	Wartung
24 OPzV 3500	Schorisch Systems	3.919	2	214 × 578 × 816	238	k.A.	Wartung
L6V110	Schorisch Systems	112	6	272 × 166 × 190	23	k.A.	12 a
L2V375	Schorisch Systems	375	2	209 × 202 × 265	26,5	k.A.	12 a
L2V575	Schorisch Systems	575	2	209 × 270 × 265	37,7	k.A.	12 a
M 12 V 105 FT	Schorisch Systems	100	12	511 × 110 × 238	35,8	k.A.	12 a
M 6 V 200 FT	Schorisch Systems	200	6	376 × 131 × 250	34	k.A.	12 a
Diverse							
ESL200-12	GPM	200	12	211 × 520 × 238	66	250,18	20 a
ESL180-12FT	GPM	180	12	319 × 530 × 125	59	263,43	12 a
NSB125	NorthStar	132	12	274,6 × 344,7 × 172,7	49,7	300	10–15 a
NSB170FT	NorthStar	170	12	320 × 560 × 125	59,1	456,25	10–15 a
BTG12-150D	Effekta	150	12	483 × 170 × 242	45,4	247,63	k. A.
BTL12-200	Effekta	200	12	195 × 130 × 159	10,2	215,88	k. A.



Anhang

Tabelle C.13: Kommerziell erhältliche stationäre und tragbare FCs. mCHP: Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung. Modifiziert nach ⁽¹⁸⁵⁾.

Netzgekoppelte Systeme und mCHP			
Hersteller (Land)	Produktname	Typ	Leistung [kW]
Ballard Power Systems (Kanada)	FCgen-1300	PEMFC	2–11
Ballard Power Systems (Kanada)	CLEARgen	PEMFC	Vielfache von 500
Bloom Energy (USA)	ES-5400	SOFC	100
Bloom Energy (USA)	ES-5700	SOFC	200
Bloom Energy (USA)	UPM-570	SOFC	160
Ceramic Fuel Cells (Australien)	BlueGen	SOFC	2
Ceramic Fuel Cells (Australien)	Gennex	SOFC	1,5
ClearEdge Power (USA)	PureCell System Model 5	PEMFC	5
ClearEdge Power (USA)	PureCell System Model 400	PAFC	400
Eneos CellTech (Japan)	ENE-FARM	PEMFC	0,25–0,7
FuelCell Energy (USA)	DFC 300	MCFC	300
FuelCell Energy (USA)	DFC 1500	MCFC	1.400
FuelCell Energy (USA)	DFC 3000	MCFC	2.800
FuelCell Energy (USA)	DFC-ERG	MCFC	Multi-MW
Heliocentris Fuel Cells AG (Deutschland)	Nexa 1200	PEMFC	1,2
Horizon Fuel Cell Technologies (Singapur)	GreenHub Powerbox	PEMFC	0,5–2
Hydrogenics (Kanada)	HyPM Rack	PEMFC	2–200
Hydrogenics (Kanada)	CommScope FC cabinet	PEMFC	2–16
Panasonic (Japan)	ENE-FARM	PEMFC	0,2–0,75 (236)
Toshiba (Japan)	ENE-FARM	PEMFC	0,25–0,7
Backup und dezentrale Systeme			
Hersteller (Land)	Produktname	Typ	Leistung [kW]
Altery Systems (USA)	Freedom Power System	PEMFC	5–30
Ballard Power Systems (Kanada)	ElectraGen-ME	PEMFC	2,5–5
Ballard Power Systems (Kanada)	ElectraGen-H2	PEMFC	1,7/2,5/5
Dantherm Power (Dänemark)	DBX 2000	PEMFC	1,7
Dantherm Power (Dänemark)	DBX 5000	PEMFC	5
Horizon Fuel Cell Technologies (Singapur)	H-Series	PEMFC	0,012–5
Hydrogenics (Kanada)	HyPM XR Power Modules	PEMFC	4,5/8,5/12,5
ReliOn (USA)	E-200	PEMFC	0,175–0,525
ReliOn (USA)	E-1000x	PEMFC	1–4
ReliOn (USA)	E-1100	PEMFC	1,1–4,4
ReliOn (USA)	E-1100v	PEMFC	1,1
ReliOn (USA)	E-2200x	PEMFC	2,2–17,5
ReliOn (USA)	E-2500	PEMFC	2,5–20
ReliOn (USA)	T-2000	PEMFC	0,1–12 (318)
SFC Energy (Deutschland)	EFOY Pro 800	DMFC	0,045
SFC Energy (Deutschland)	EFOY Pro 2400	DMFC	0,11
Horizon Fuel Cell Technologies (Singapur)	MINIPAK	PEMFC	bis zu 2
Horizon Fuel Cell Technologies (Singapur)	HYDROPAK	PEMFC	50
Horizon Fuel Cell Technologies (Singapur)	HYMERA	PEMFC	150–200
Horizon Fuel Cell Technologies (Singapur)	HYDROMAX	PEMFC	180
Lilliputian Systems (USA)	Nectar™	SOFC	2,5
myFC (Schweden)	PowerTrek	PEMFC	2,5–5
SFC Energy (Deutschland)	EFOY COMFORT Series 80	DMFC	40
SFC Energy (Deutschland)	EFOY COMFORT Series 140	DMFC	72
SFC Energy (Deutschland)	EFOY COMFORT Series 210	DMFC	105

Tabelle C.14: Kommerziell erhältliche KWEAs. **Cut-in wind speed:** Windgeschwindigkeit ab der der Rotor sich zu drehen beginnt. Modifiziert nach ⁽¹⁹¹⁾. Systeme, die in Deutschland nicht verfügbar sind und/oder einer Gesamthöhe von 10 m überschreiten, wurden nicht in diese Zusammenfassung aufgenommen. * Diese Modelle schienen nicht beim Hersteller verfügbar zu sein. † Die Angaben der Nennwindgeschwindigkeiten waren in der Quelle fehlerhaft (16–18 m/s) und wurden beim Hersteller recherchiert. ⁽³¹⁹⁾ ‡ Es war nicht ermittelbar, ob die Modelle dieses Herstellers in Deutschland verfügbar sind. § Dieser Wert der Quelle ist als „03“ angegeben, sodass dort ein fehlendes Komma vermutet wird.

Hersteller	Nennleistung [kW]	Nennwindgeschwindigkeit [m/s]	Cut-in wind speed [m/s]	Generatorausgangsspannung [V] (Anzahl der Phasen)	Garantie [a]	Preis [€]	Preis/Leistung [€/kW]
Ampair	0,1	15	3	n. v. AC (2)	2	685	6.850
Ampair	0,3	11	3	n. v. AC (3)	2	1.300	4.333
Ampair	0,6	11	2,5	n. v. AC (3)	2	2.300	3.833
Ampair	6	11	2,5	n. v. AC (3)	2	14.000	2.333
Cyclone Wind Generators	0,8*	n. v.†	2–3	12, 24, 48 AC (3)	5	2.200	2.750
Cyclone Wind Generators	1,6	13 [†]	2,5–3,5	12, 24, 48, 250, 380 AC (3)	5	3.100–3.500	1.938–2.188
Cyclone Wind Generators	3,2	12 [†]	2,5–3,5	48, 250, 380 AC (3)	5	6.570	2.053
Cyclone Wind Generators	4,8	12 [†]	2,5–3,5	48, 250, 380 AC (3)	5	8.500	1.771
Cyclone Wind Generators	14,5*	n. v.†	2,5–3,5	48, 250, 380 AC (3)	5	34.000	2.345
Dongguan C&G Wind Power Co. Ltd.	0,4	12,3	2,8	12, 24 DC (k. A.)	3	516	1.290
Dongguan C&G Wind Power Co. Ltd.	0,6	12,4	2,8	12, 24 DC (k. A.)	3	568	947
Dongguan C&G Wind Power Co. Ltd.	1	12,5	3	24, 48 DC (k. A.)	3	823	823
Dongguan C&G Wind Power Co. Ltd.	3	12,5	3,5	110 DC (k. A.)	3	2.887	962
EasyWind GmbH	6	10,6	3	400 AC (3)	n. v.	k. A.	k. A.
EasyWind GmbH	7,5	11,5	3	120 DC (3)	n. v.	k. A.	k. A.
Eclectic Energy Ltd.	0,24	11	2,6	n. v.	2	1.050	4.375
Heyde Windtechnik	2,5	11	3	400 AC (3)	2	6.175	2.470
Heyde Windtechnik	2,5	11	3	48 AC (3)	2	6.295	2.518
Heyde Windtechnik	3,5	11	3	400 AC (3)	2	6.650	1.900
Heyde Windtechnik	3,5	11	3	48 AC (3)	2	6.770	1.934
Heyde Windtechnik	5	11	3	400 AC (3)	2	9.400	1.880
Landmark Power Concepts GmbH	0,25	11	3	n. v.	2	n. v.	n. v.
Landmark Power Concepts GmbH	0,6	11	3,5	n. v.	2	n. v.	n. v.
Landmark Power Concepts GmbH	1,5	12	3,5	n. v.	2	n. v.	n. v.
Landmark Power Concepts GmbH	3	12	3,5	n. v.	2	n. v.	n. v.
Landmark Power Concepts GmbH	6	12	3,5	n. v.	2	n. v.	n. v.

Fortsetzung Tabelle C.14.

Hersteller	Nennleistung [kW]	Nennwindgeschwindigkeit [m/s]	Cut-in wind speed [m/s]	Generatorausgangsspannung [V] (Anzahl der Phasen)	Garantie [a]	Preis [€]	Preis/Leistung [€/kW]
Landmark Power Concepts GmbH	7,5	13,4	3,4	n. v.	5	n. v.	n. v.
Landmark Power Concepts GmbH	10	16	3,4	n. v.	5	n. v.	n. v.
Sirena GmbH	0,5	12	2,5	40 DC (k. A.)	2	795	1.590
Sirena GmbH	2,5	12	2,5	230 AC (3)	2	4.995	1.998
Sirena GmbH	3	14	3,8	240 AC (3)	2	8.855	2.952
Solar-Wind-Team GmbH	0,15	13	1,8	12, 24 AC (3)	2	900	6.000
Solar-Wind-Team GmbH	0,5	13	2,8	48 AC (3)	2	1.800	3.600
Southwest Windpower	0,16	12,5	2,68	12, 24, 36, 48 DC (k. A.)	3	800 (nur Turbine)	5.000 (nur Turbine)
Southwest Windpower	0,9	12,5	3,4	12, 24, 36, 48 DC (k. A.)	5	1.720 (nur Turbine)	1.911 (nur Turbine)
Southwest Windpower	1	11,6	3,1	12, 24, 36, 48 DC (k. A.)	5	2.078 (nur Turbine)	2.078 (nur Turbine)
Southwest Windpower	2,4	13	3,5	120, 240 AC (1), 120, 208 AC (3) ⁽³²⁰⁾	5	16.500	6.875
Southwest Windpower	3	10,5	3,4	12, 24, 36, 48 DC (k. A.)	5	5.384 (nur Turbine)	1.795 (nur Turbine)
Superwind GmbH	0,35	12,5	3,5	12, 24, 48 DC	3	1.490	4.257
Taos Wind Energy [†]	0,6	12	2,6	24, 100 AC (3)	3	n. v.	n. v.
Taos Wind Energy [†]	1	12	2,6	24, 200 AC (3)	3	n. v.	n. v.
Taos Wind Energy [†]	2	12	2,6	48, 300 AC (3)	3	n. v.	n. v.
Urban Green Energy	0,3 [¶]	12	3,3	n. v. AC (3)	1–5	3.800	12.667
Urban Green Energy	1	12	3,3	n. v. AC (3)	1–5	7.600	7.600
Urban Green Energy	4	12	3,3	n. v. AC (3)	1–5	15.400	3.850
Vaigunth Ener Tek (p) Ltd.	0,55	9,3	3	60 DC (n. v.)	n. v.	n. v.	n. v.
Windtechnik Geiger GmbH	1,5	12	1,7	12–24, 24–48, 30–60 k. A. (k. A.)	n. v.	n. v.	n. v.
Windtechnik Geiger GmbH	5	13	2,5	50–200 k. A. (k. A.)	n. v.	n. v.	n. v.

Tabelle C.15: Kommerziell erhältliche PbA-Batterien. Die Selbstentladung gibt an, wann sich die Batterie bei 20 °C Lagerungstemperatur von vollgeladenem Zustand bis auf 50 % der Nennkapazität entladen hat. Die jeweils genannte Quelle bezieht sich auf die Herstellerangaben zum Modell (sofern nicht anders markiert), während der Preis immer von „idealo.de“ stammt. Stand: 11.2014. Modifiziert nach ⁽¹⁹³⁾. Ausgewählte Filter: Kapazität: ab 3.000 mAh; Spannung: 12 V.

Hersteller	Produktname	Kapazität [Ah]	gespeicherte Energie [Wh]	Selbstentladung [a]	Gewicht [kg]	Abmessungen [cm × cm × cm]	Preis [€] ⁽¹⁹³⁾	Herstellerquelle
Panasonic	LC-R123R4P	3,4	40,8	1,5	1,15	13,4 × 6,6 × 6,7	11,95–59,60	⁽³²¹⁾
Yuasa	NP7-12	7	84	1,4	2,65	15,1 × 9,75 × 6,5	14,45–40,95	⁽³²²⁾
Yuasa	NP4-12	4	48	1,4	1,75	9,0 × 7,0 × 10,6	14,79–24,90	⁽³²³⁾
Panasonic	LC-R124R5P	4,5	54	1,5	5,0	7,0 × 9,7 × 10,8	14,79–30,78	⁽³²¹⁾
Yuasa	NP3.2-12	3,2	38,4	k. A.	1,2	13,4 × 6,7 × 6,4	14,83–29,95	⁽³²⁴⁾
Panasonic	LC-R127R2P	7,2	85,2	1,5	2,50	15,1 × 6,45 × 10,0	14,89–44,84	⁽³²¹⁾
Yuasa	NPH5-12	5,07	60,8	k. A.	1,85	9,0 × 7,0 × 10,6	24,95–66,39	⁽³²⁵⁾
Panasonic	LC-RA1212P	12	144	1,5	3,85	15,1 × 9,8 × 10,0	26,10–62,18	⁽³²¹⁾
Yuasa	RE7-12L	7	84	k. A.	2,75	15,1 × 6,5 × 9,75	26,26–49,95	⁽³²⁶⁾
Yuasa	NP 12-12	12	144	1,4	4,05	15,1 × 9,75 × 9,8	27,95–70,20	⁽³²⁷⁾
Panasonic	LC-CA1212P	12	144	1,5	3,80	15,1 × 9,8 × 10,0	37,95–94,95	⁽³²⁸⁾
Yuasa	NP17-12I	17	204	k. A.	6,1	18,1 × 7,6 × 16,7	38,95–57,95	⁽³²⁹⁾
Panasonic	LC-CA1215P	15	160	1,5	4,20	15,1 × 9,8 × 10,0	39,79–57,95	⁽³²⁸⁾
Panasonic	LC-RA1215P1	15	160	1,5	4,15	15,1 × 9,8 × 10,0	41,49–58,75	⁽³²¹⁾
Yuasa	RE12-12	12	124	k. A.	4,15	15,1 × 9,8 × 9,8	44,05–63,99	⁽³³⁰⁾
Panasonic	LC-RA1215P	15	160	1,5	4,15	15,1 × 9,8 × 10,0	46,33–58,56	⁽³²¹⁾
Yuasa	NPL24-12I (FR)	24	288	k. A.	9,0	16,6 × 17,5 × 12,5	58,69–88,95	⁽³³¹⁾
Panasonic	LC-XD1217P	17	204	k. A.	6,5	18,1 × 7,6 × 16,7	58,89–65,25	⁽³³²⁾
Yuasa	NP24-12I	24	288	k. A.	9	16,6 × 17,5 × 12,5	59,43–84,95	⁽³³³⁾
Panasonic	LC-X1220P	20	240	1,5	6,6	18,1 × 7,6 × 16,7	62,29–84,25	⁽³³⁴⁾
Yuasa	NPC24-12I	24	288	k. A.	9,0	16,6 × 17,5 × 12,5	68,22–126,95	⁽³³⁵⁾
Panasonic	LC-X1228AP	28	336	1,5	11	16,5 × 12,5 × 17,5	69,90–107,00	⁽³³⁶⁾

Fortsetzung Tabelle C.15.

Hersteller	Produkt-name	Kapazität [Ah]	gespei- cherte Energie [Wh]	Selbstent- ladung [a]	Gewicht [kg]	Abmes- sungen [cm × cm × cm]	Preis [€] <small>(193)</small>	Hersteller- quelle
Panasonic	LC-XC1222AP	28	336	1,5	10,5	16,5 × 12,5 × 17,5	81,99– 84,49	(328)
Yuasa	NP 38-12	38	456	1,4	14,2	19,7 × 16,5 × 17,0	84,90– 118,49	(337)
Panasonic	LC-X1238APG	38	456	1,5	13	19,7 × 16,5 × 17,5	93,09– 245,00	(338)
Yuasa	NPL38-12I (FR)	38	456	k. A.	14,0	19,7 × 16,5 × 17,0	93,90– 160,31	(339)
Yuasa	NPC38-12I	38	456	k. A.	14,0	19,7 × 16,5 × 17,0	93,99– 191,38	(340)
Panasonic	LC-X1242AP	42	504	k. A.	16	19,7 × 16,5 × 17,5	99,50– 129,95	(341)
Panasonic	LC-R1233P	33	396	1,5	12	19,56 × 13,0 × 18,0	101,49– 169,96	(342)
Panasonic	LC-XC1228P	28	336	1,5	10,5	16,5 × 12,5 × 17,95	106,90– 149,95	(328)
Panasonic	LC-XC1238P	38	456	1,5	15,0	19,7 × 16,5 × 17,5	130,99– 190,63	(328)
Yuasa	NP65-12I (FR)	65	780	k. A.	23,0	35,0 × 16,6 × 17,4	164,27– 223,79	(343)
Panasonic	LC-X1275P	75	900	k. A.	24	35,0 × 16,6 × 17,5	207,31– 303,95	(344)
Panasonic	LC-XB12100P	100	1.200	k. A.	37,0	40,7 × 17,3 × 23,6	261,90– 302,95	(345)
Panasonic	LC-X12120P	120	1.440	1,5	35,5	40,7 × 17,3 × 23,6	338,00– 384,95	(346)

Tabelle C.16: Kommerziell erhältliche Dieselgeneratoren. Die angegebene Leistung bezieht sich auf den einphasigen Betrieb, außer bei mit „3-ph“ markierten Modellen. Der Verbrauch bezieht sich auf 75 % Last. Die jeweils genannte Quelle bezieht sich auf die Herstellerangaben zum Modell (sofern nicht anders markiert), während der Preis immer von „idealo.de“ stammt. Stand: 10.2014. Modifiziert nach ⁽¹⁹⁹⁾. * Auf der Herstellerseite existierten Links zum Produktdatenblatt, die jedoch zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts nicht verfügbar waren. † Der Hersteller weißt auf Folgendes hin: Laut Richtlinie 2000/14/EG nicht für öffentliche Areale zugelassen (nur mit Schallschutzvorrichtung). ‡ Für die Dauerleistung war ausschließlich ein Wert in kW verfügbar, während die max. Leistung in kVA angegeben war.

Hersteller	Produktname	Dauerleistung	max. Leistung	Gewicht [kg]	Abmessungen [cm × cm × cm]	Verbrauch [L/h]	Preis [€] (199)	Herstellerquelle
Draper	2.2kVA/2.0kW Petrol Inverter Generator – Stock no. 22544	1,6 kW	2,0 kW	22	56,0 × 33,0 × 46,0	k. A.	798,60	⁽³⁴⁷⁾
Matrix	PG 6000-D-Silent	3,0 kW	3,3 kW	165	95,5 × 57,5 × 86,5 ⁽³⁴⁸⁾	2,3	882,99–1.999,90	⁽³⁴⁹⁾
Berlan	BSTE-5500DE3-ATS	4,5 kW	5,0 kW	170	95,0 × 56,0 × 71,0	1,7	889,95–949,95	n. v. ⁽³⁵⁰⁾
Zipper	ZI-STE7500D	2,0 kVA	2,3 kVA	105	74,0 × 51,0 × 65,0	2,4	899,00–989,00	⁽³⁵¹⁾
Güde	GSE 4000 DSG	1,8 kW	2,0 kW	105	73,0 × 50,0 × 66,0	1,0	911,05–1.108,89	⁽³⁵²⁾
Güde	GSE 5500 DSG	3,2 kW	3,5 kW	141	95,5 × 57,5 × 86,5	2,2	969,00–1.329,78	⁽³⁰²⁾
Einhell	BT-PG 5000 DD	3,0 kW	3,3 kW	143,6 ⁽³⁵³⁾	95,5 × 55,0 × 83,5 ⁽³⁵⁴⁾	2,0	1.075,00–1.399,99	^{(355)*}
ITC Power	DG6000L/E	4,5 kVA	5 kVA	118	72,0 × 48,0 × 60,0	2,4	1099,99	⁽³⁵⁶⁾
Einhell	RT-PG 5000 DD	3,0 kW	3,3 kW	143,2	93 × 52 × 69	1,3	1.211,50–1.499,00	n. v. ⁽³⁵⁷⁾
Genyx	G5000DT	4,2 kW	5,0 kW	183	96 × 58 × 87	1,8	1.399,99	n. v. ⁽³⁵⁸⁾
SDMO	DIESEL 4000 C	k. A.	3,4 kW	70	k. A.	0,9	1.570,00–1.750,00	⁽³⁵⁹⁾
Pramac	E4500†	3,0 kW	3,5 kW	54	76,0 × 54,0 × 56,0	1,0	1.630,00	⁽³⁶⁰⁾
Güde	ED 3200 C	2,2 kW‡	2,6 kVA‡	56	k. A.	0,8	1.695,00	n. v. ⁽³⁶¹⁾
SDMO	DIESEL 4000 E XL C	k. A.	3,4 kW	84	k. A.	0,9	2.130,00–2.290,00	⁽³⁵⁹⁾
Pramac	E6000†	3,2 kW	4,1 kW	96	76,0 × 54,0 × 56,0	1,3	2.306,00	⁽³⁶⁰⁾
Dometic	T 2500H	2,0 kW	2,2 kW	50	53,0 × 29,0 × 38,5	1,2	2.419,00–3.169,00	⁽³⁶²⁾
SDMO	DIESEL 6000 E XL C	k. A.	5,2 kW	103	k. A.	1,2	2.420,00–2.600,00	⁽³⁵⁹⁾
Kípor	ID6000	5,0 kW	5,5 kW	168	87,5 × 53,0 × 75,0	1,6	2.449,00–2.499,95	⁽³⁶³⁾
Pramac	P4500i	3,8 kW	4,3 kW	74	58,0 × 52,7 × 61,8	1,7	3.453,00–3.928,96	⁽³⁶⁴⁾
Dometic	T 4000H	3,5 kW	3,8 kW	102	66,0 × 35,5 × 48,0	2,3	3.898,98–5.199,00	⁽³⁶⁵⁾
Dometic	TEC 30	2,5 kW	2,9 kW	69,5	48,4 × 40,6 × 46,2	0,7	4.738,00–5.995,00	⁽³⁶⁶⁾

Fortsetzung Tabelle C.16.

Hersteller	Produktname	Dauerleistung	max. Leistung	Gewicht [kg]	Abmessungen [cm × cm × cm]	Verbrauch [L/h]	Preis [€] (199)	Herstell- erquelle
SDMO	DIESEL 6000 E SILENCE	k. A.	5,2 kW	198	k. A.	1,2	4.780,00	(359)
SDMO	DIESEL 10000 E XL C	k. A.	9,0 kW	162	k. A.	2,1	4.800,00	(359)
SDMO	DIESEL 15000 TE XL C	k. A.	3,7 kW	174	k. A.	2,1	4.990,00	(359)
SDMO	DIESEL 6500 TE SILENCE	k. A.	2,3 kW	198	k. A.	1,2	4.590,00– 5.300,00	(359)
Dometic	TEC 40D	3,5 kW	3,9 kW	96,5	76,5 × 45,7 × 46,7	1,4	5.298,70– 6.795,00	(367)
Pramac	P6000s	4,4 kW	5,4 kW	203	97,0 × 58,0 × 92,7	1,4	5.956,28	(368)
SDMO	XP-T8HKM-ALIZÉ (3-ph)	k. A.	7,5 kW	340	150 × 76 × 103 (369)	2,6	7.225,00– 7.900,00	(359)
SDMO	XP-T9HK-ALIZÉ (3-ph)	k. A.	9,0 kW	365	150 × 76 × 103 (370)	2,6	7.250,00– 7.900,00	(359)
SDMO	XP-T12KM-ALIZÉ (3-ph)	k. A.	9,6 kW	385	150 × 76 × 103 (371)	4,2	7.500,00– 8.150,00	(359)
SDMO	XP-T6KM-ALIZÉ (3-ph)	k. A.	5,5 kW	390	150 × 76 × 103 (372)	1,7	8.090,00– 8.870,00	(359)
SDMO	XP-T15HK-ALIZÉ (3-ph)	k. A.	12,0 kW	442	175 × 77,5 × 123 (373)	4,2	8.400,00– 9.000,00	(359)
SDMO	XP-T12K-ALIZÉ (3-ph)	k. A.	9,2 kW	535	175 × 77,5 × 123 (374)	2,5	9.060,00– 9.875,00	(359)
SDMO	J33 (3-ph)	k. A.	26,4 kW	750	170,0 × 89,6 × 122,1	5 ⁽³⁷⁵⁾	9.150,00	(376)
Pramac	GBW 15 (3-ph)	10 kW	13 kW	436	164,5 × 87,0 × 107,2	3,0	9.260,00– 9.264,15	(377)
SDMO	XP-T9KM-ALIZÉ (3-ph)	k. A.	8,6 kW	544	175 × 77,5 × 123 (378)	2,5	9.420,00	(359)
SDMO	XP-T16K-ALIZÉ (3-ph)	k. A.	12,8 kW	554	175 × 77,5 × 123 (379)	3,4	9.900,00– 10.700,00	(359)
SDMO	J33 schalliso- liert (3-ph)	k. A.	26,4 kW	970	208,0 × 96,0 × 141,5	5	11.150,00	n. v. ⁽³⁷⁵⁾
SDMO	J110K (3-ph)	k. A.	88 kW	1.187	195,0 × 108,4 × 133,0	16,5 ⁽³⁸⁰⁾	15.980,00– 18.540,00	(381)

Tabelle C.17: Günstigste Gesamtlösungen für Solarakkus zur Deckung des minimalen Tagesenergiebedarfs der jeweiligen Szenarien (vgl. Tabelle 6.6). Die Selbstentladung gibt an, wann sich die Batterie bei 20 °C Lagerungstemperatur von vollgeladenem Zustand bis auf 50 % der Nennkapazität entladen hat. Die jeweils genannte Quelle bezieht sich auf die Herstellerangaben zum Modell (sofern nicht anders markiert), während der Preis immer von „idealo.de“ stammt. Stand: 11.2014. Modifiziert nach ⁽²¹⁴⁾.

Szenario 1 (1.071,9 Wh/d)								
Modell	Kapazität [Ah]	Preis/Stück [€]	Anzahl	Gesamtpreis [€]	Preis/Kapazität [€/Ah]			
110AH 12V C100	120	108,90	1	108,90	0,91			
SOLAR SMF W120S	120	122,90	1	122,90	1,02			
SOLAR SMF W100S	100	124,90	1	124,90	1,25			
Szenario 2 (2.313 Wh/d)								
Modell	Kapazität [Ah]	Preis/Stück [€]	Anzahl	Gesamtpreis [€]	Preis/Kapazität [€/Ah]			
110AH 12V C100	120	108,90	2	217,80	0,91			
SOLAR SMF W120S	120	122,90	2	245,80	1,02			
SOLAR SMF W100S	100	124,90	2	249,80	1,25			
Szenario 3 (7.699 Wh/d)								
Modell	Kapazität [Ah]	Preis/Stück [€]	Anzahl	Gesamtpreis [€]	Preis/Kapazität [€/Ah]			
110AH 12V C100	120	108,90	6	653,40	0,91			
SOLAR SMF W120S	120	122,90	6	737,40	1,02			
SOLAR SMF W100S	100	124,90	7	874,30	1,25			
Szenario 4 (103.100 Wh/d)								
Modell	Kapazität [Ah]	Preis/Stück [€]	Anzahl	Gesamtpreis [€]	Preis/Kapazität [€/Ah]			
110AH 12V C100	120	108,90	72	7.840,80	0,91			
SOLAR SMF W120S	120	122,90	72	8.848,80	1,02			
SOLAR SMF W100S	100	124,90	86	10.741,40	1,25			
Modellübersicht								
Hersteller	Produktname	Kapazität [Ah]	gespeicherte Energie [Wh]	Selbstentladung [a]	Gewicht [kg]	Abmessungen [cm × cm × cm]	Preis [€] ⁽²¹⁴⁾	Herstellerquelle
BSA Batteries	110AH 12V C100	120	1.440	k. A.	24	35,3 × 19,0 × 17,5	108,90–139,90	n. v. ⁽³⁸²⁾
Winner	SOLAR SMF W120S	120	1.440	k. A.	23,35	35,3 × 19,0 × 17,5	122,90–149,90	⁽³⁸³⁾
Winner	SOLAR SMF W100S	100	1.200	k. A.	18,15	27,8 × 19,0 × 17,5	124,90–134,90	⁽³⁸⁴⁾

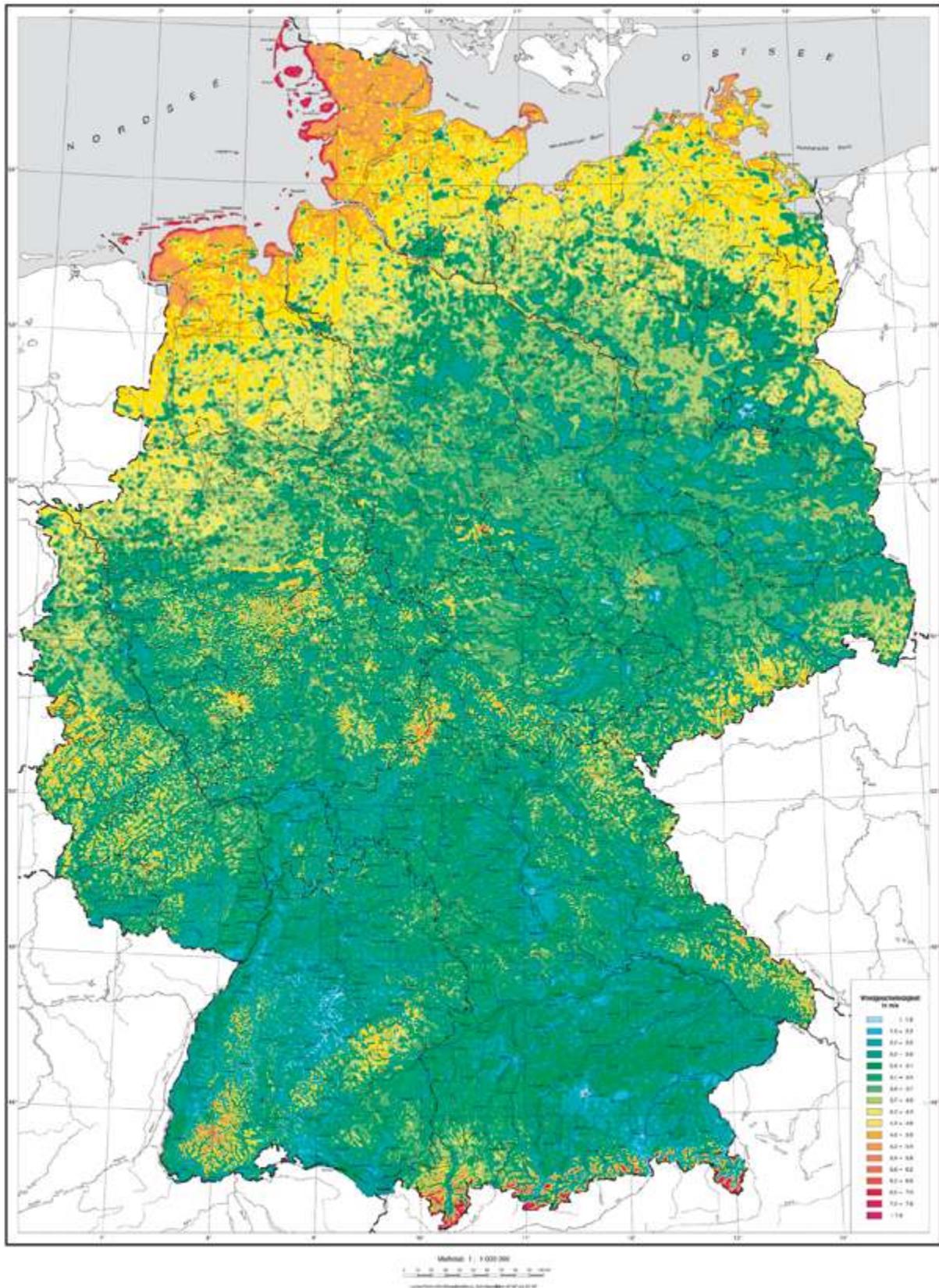


Abbildung C.6: Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in der Bundesrepublik Deutschland in einer Höhe von 10 m über dem Grund. Bezugszeitraum 1981–2000. Modifiziert nach ⁽²²⁵⁾.



Abbildung C.7: Karten der zur Windenergiegewinnung in Deutschland nutzbaren Flächen. Grün: Flächen ohne Restriktionen (7,9 %); Gelb: Nutzbarer Wald außerhalb von Schutzgebieten (4,4 %); Orange: Nutzbare Flächen innerhalb von Schutzgebieten (10,1 %); Rot: Nicht nutzbare Flächen (77,6 %).
(226)

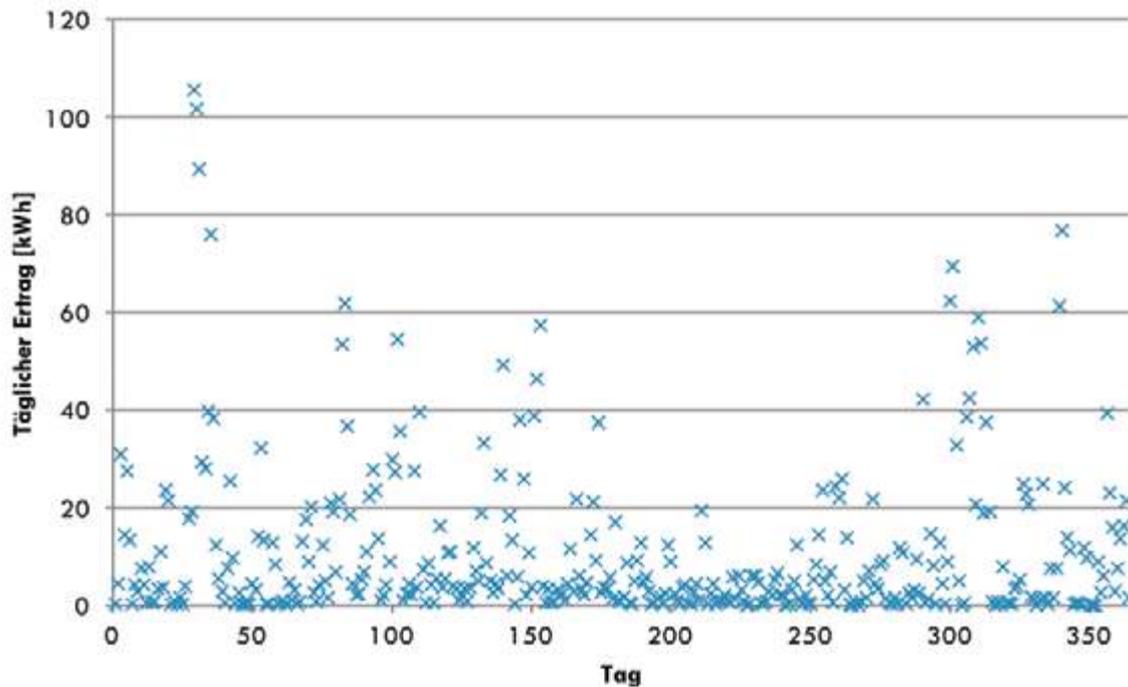


Abbildung C.8: Simulierte tägliche Erträge des 6 kW-Modells der Firma Ampair am Standort 74713 Neckar-Odenwald-Kreis im Jahr 2013 mit einer Nabenhöhe von 10 m.

Tabelle C.18: Verkaufspreise für FC-mCHP-Systeme exklusive Subventionen und Installationskosten. Modifiziert nach ⁽²³⁹⁾. * Alle ENE-FARM-Systeme beinhalten einen Heißwasserspeicher und eine 10-Jahres-Garantie. † Das BlueGen-System beinhaltet eine 2-Jahres-Garantie. ‡ Preisangaben eines anonymen europäischen Herstellers für Erdgas-PEMFCs der 1 kW-Klasse.

System	Typ	el. Leistung [kW]	Jahr	Preis [€]
Panasonic ENE-FARM	PEMFC	0,75	2014	15.770* ⁽¹⁸⁵⁾
Toshiba ENE-FARM	PEMFC	0,7	2012	15.850*
Eneos ENE-FARM	PEMFC	0,7	2011	16.460*
Eneos ENE-FARM	SOFC	0,7	2011	16.460*
Kyocera ENE-FARM	SOFC	0,7	2012	16.760*
BlueGen (Ceramic Fuel Cells Ltd.)	SOFC	1,5	2011–2012	23.180†
anonym‡	PEMFC	ca. 1	2010	40.770
CE5 (Ceramic Fuel Cells Ltd.)(241)	PEMFC	5	2012	50.580
Sulzer Hexis	SOFC	1	2000–2005	54.360
Plug Power	PEMFC	5	2002–2006	56.620
GS Fuel Cell, FuelCell Power, HyoSung	PEMFC	1	2010	58.130

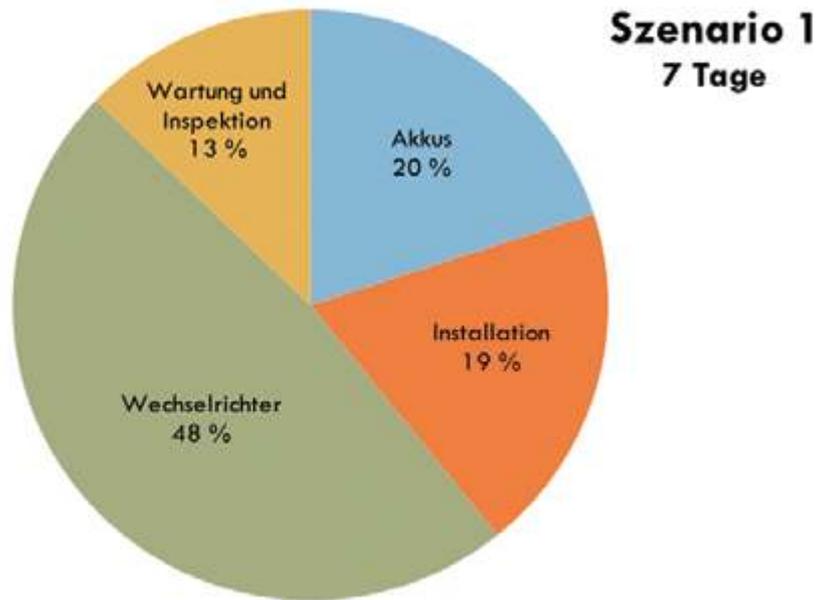


Abbildung C.9: Anteile der Kostenteilbereiche an den Gesamtkosten für Szenario 1 unter den in Kapitel 6.2.2.5 beschriebenen Annahmen bei einer Abdeckungsdauer von 7 Tagen.

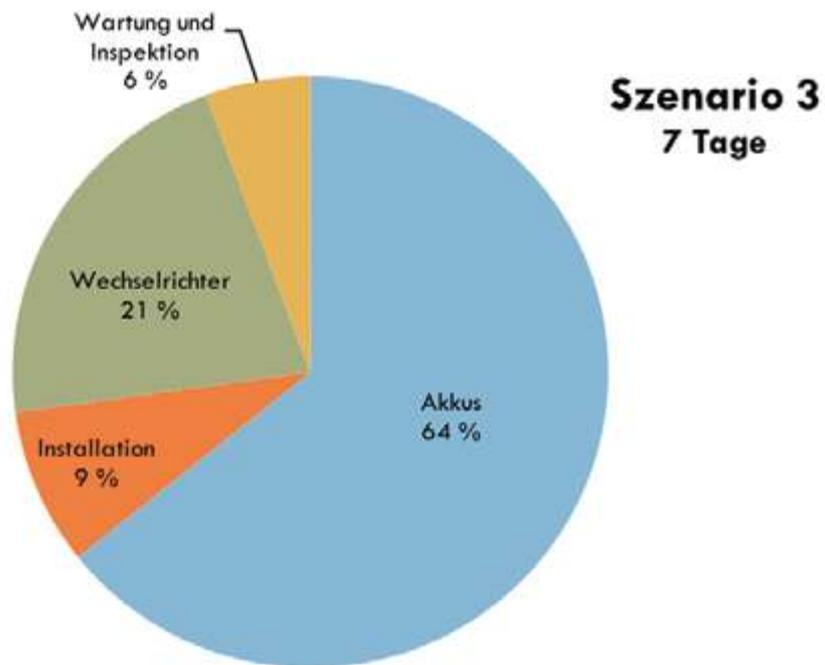


Abbildung C.10: Anteile der Kostenteilbereiche an den Gesamtkosten für Szenario 3 unter den in Kapitel 6.2.2.5 beschriebenen Annahmen bei einer Abdeckungsdauer von 7 Tagen.

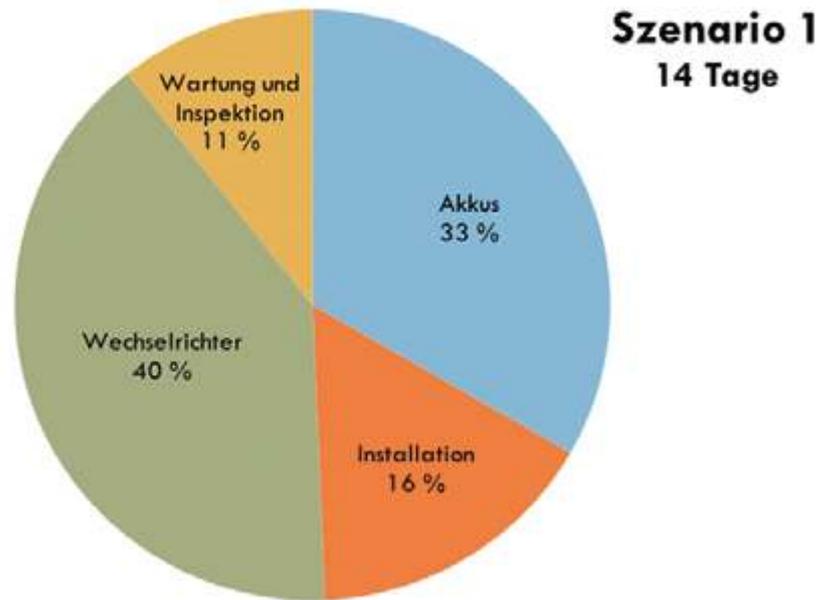


Abbildung C.11: Anteile der Kostenteilbereiche an den Gesamtkosten für Szenario 1 unter den in Kapitel 6.2.2.5 beschriebenen Annahmen bei einer Abdeckungsdauer von 14 Tagen.

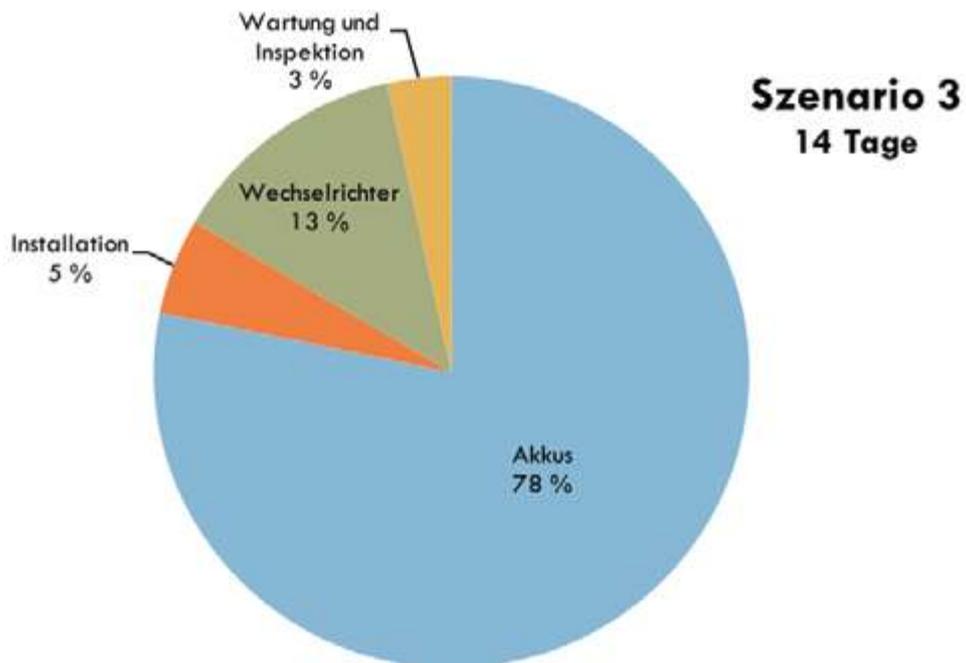


Abbildung C.12: Anteile der Kostenteilbereiche an den Gesamtkosten für Szenario 3 unter den in Kapitel 6.2.2.5 beschriebenen Annahmen bei einer Abdeckungsdauer von 14 Tagen.

Tabelle C.19: Genehmigungsregelungen der Bundesländer bezüglich der Errichtung von KWEAs. Modifiziert nach ^(231,317).

Bundesland	Paragraph	Regelung
Baden-Württemberg	§ 50 Abs. 1 LBO BaWü i. V. m. Nr. 22 des Anhangs	Verfahrensfreistellung für Kleinwindanlagen bis 10 m Nabenhöhe; Besonderheit: Bei Dachmontagen wird die Höhe ab Mastfuß angelegt
Bayern	Art. 57 Abs. 1 Nr. 4 a BayBO	Verfahrensfreistellung für Kleinwindanlagen bis 10 m Gesamthöhe
Berlin	§ 62 Abs. 1 Nr. 4 a BauO Bln	Keine Freistellung für Kleinwindanlagen unter 10 m Höhe
Brandenburg	§ 55 Abs. 4 Nr. 4 BgbBO	Keine Freistellung für Kleinwindanlagen unter 10 m Höhe
Bremen	§ 65 Abs. 1 BremBO i. V. m. Abs. 4 Nr. 4.2 des Anhangs	Keine Freistellung für Kleinwindanlagen unter 10 m Höhe
Hamburg	§ 60 Abs. 2 HBauO i. V. m. Anlage 2 Abs. 5 Nr. 5.1	Keine Freistellung für Kleinwindanlagen unter 10 m Höhe
Hessen	§ 55 HBO i. V. m. Anlage 2 Abs. 5 Nr. 5.1	Verfahrensfreistellung für Kleinwindräder bis 10 m Gesamthöhe in Gewerbe- und Industriegebieten
Mecklenburg-Vorpommern	§ 61 Abs. 1 Nr. 4 a LBauO M-V	Keine Freistellung für Kleinwindanlagen unter 10 m Höhe
Niedersachsen	§ 69 Abs. 1 NBauO i. V. m. Abs. 4 Nr. 4.2 des Anhangs	Keine Freistellung für Kleinwindanlagen unter 10 m Höhe
Nordrhein-Westfalen	§ 65 Nr. 18 BauO NRW	Genehmigungsfreistellung für Kleinwindanlagen bis 10 m Gesamthöhe außerhalb von Wohn- und Mischgebieten
Rheinland-Pfalz	§ 62 Abs. 1. Nr. 4 b LBauO	Genehmigungsfreistellung für Kleinwindanlagen bis 10 m Gesamthöhe
Saarland	§ 61 Abs. 1 Nr. 4 a LBO	Verfahrensfreistellung für Kleinwindanlagen bis 10 m Gesamthöhe
Sachsen	§ 61 Abs. 1 Nr. 4 a SächsBO	Verfahrensfreistellung für Windenergieanlagen bis zu 10 m Höhe, gemessen von der Geländeoberfläche bis zum höchsten Punkt der vom Rotor bestrichenen Fläche, und einem Rotordurchmesser bis 3 m, außer in reinen Wohngebieten
Sachsen-Anhalt	§ 60 Abs. 1 Nr. 4 f BauO LSA	Verfahrensfreistellung für Windkraftanlagen bis zu einer Gesamthöhe von 10 m
Schleswig-Holstein	§ 69 Abs. 1 Nr. 33 LBO	Keine Freistellung für Kleinwindanlagen unter 10 m Höhe
Thüringen	§ 63 Abs. 1 Nr. 4 a ThürBO	Verfahrensfreistellung für Windenergieanlagen bis zu 10 m Höhe, gemessen von der Geländeoberfläche bis zum höchsten Punkt der vom Rotor bestrichenen Fläche und einem Rotordurchmesser bis zu 3 m, außer in reinen Wohngebieten und im Außenbereich, soweit es sich um geschützte Teile von Natur und Landschaft im Sinne des § 20 Abs. 2 des Bundesnaturschutzgesetzes oder des § 26 a Abs. 2 des Thüringer Gesetzes für Natur und Landschaft handelt

Impressum

Herausgeber

Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe
Provinzialstraße 93
53127 Bonn
Postfach 18 67
53008 Bonn

Telefon: +49 (0) 228 99550-0
Telefax: +49 (0) 228 99550-1620
E-Mail: BBK-Abteilung-II@bbk.bund.de
Internet: www.bbk.bund.de

Stand

Dezember 2018

Gestaltung

Fink & Fuchs AG, Wiesbaden

Urheberrechte

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Eine Vervielfältigung dieses Werkes oder von Teilen dieses Werkes ist nur in Grenzen des geltenden Urheberrechtsgesetzes erlaubt. Zitate sind bei vollständigem Quellenverweis jedoch ausdrücklich erwünscht.

Titelbild

Dipl.-Ing. Endrik Waldhaim, verbunden mit einem besonderen Dank des Herausgebers.

ISBN-Nr.

3-939347-76-0
978-3-939347-76-7

