

Leitfaden Rahmenanforderungen Lithium-Ionen Großspeicher

Stand: November 2016

Version 1.0

Bundesverband Energiespeicher e.V. (BVES)

1. Inhaltsverzeichnis

1. Inhaltsverzeichnis
2. Einleitung und Zielsetzung des Leitfadens
 - 2.1 Mögliche Anwendungen für Großspeicher
3. Anwendungsbereich des Leitfadens
 - 3.1 Rahmenparameter für Großspeicher
 - 3.2 Anleitung zur Anwendung des Fragenkatalogs Großspeicher
4. Fragenkatalog mit den Themenschwerpunkten zu den einzelnen Projektphasen
 - a) Standort /Architektur
 - b) Gebäude /Raumkonstruktion
 - c) E-Technik (Mittelspannung, Nieder-spannung, Speichersystem)
 - d) Klimatechnik/Kühlung
 - e) Sicherheit (Zutritt, Brandschutz, Alarmierungssystem)
 - f) Schnittstelle: Übergabepunkt zum Verteilnetzbetreiber
5. Schlusswort
6. Quellenverzeichnis

2. Einleitung und Zielsetzung des Leitfadens

Zahlreiche Großspeicherprojekte sind derzeit in der Planung, es fehlt jedoch häufig noch an vertieften Erfahrungen und gesichertem Know-how bei der Umsetzung. Auch wird die Komplexität solcher Projekte immer wieder unterschätzt. Der „Leitfaden Rahmenanforderungen Li-Ionen Großspeicher“ des BVES soll hier für Transparenz sorgen und einen Überblick über die zu beachtenden Projektschritte und Bereiche geben.

Zielsetzung des Leitfadens ist es, Informationen rund um den gesamten Lebenszyklus eines Großspeichers – von der Projektentwicklung, Planung, Bau, Errichtung und Betrieb bis zum Rückbau - zu vermitteln, um die Durchführung von Großspeicherprojekten zu erleichtern.

Aufgrund der Vielschichtigkeit der Projektkonstellationen sowie der breiten Einsatzmöglichkeiten von Großspeichern gibt es bei jedem Projekt individuelle und spezifische Anforderungen. Daher beschränkt sich dieser Leitfaden auf einen Fragenkatalog zu den einzelnen Projektschritten.

Die im Leitfaden aufgelisteten Fragen und die dazu gehörigen Erläuterungen sollen den Zielgruppen helfen, einerseits die Projektlaufzeit zu verkürzen und andererseits Risiken und Fehler bei der Planung, Genehmigung und Inbetriebnahme zu minimieren. Da jedes Speicherprojekt individuell betrachtet werden muss, gibt der Leitfaden keine Antworten vor, sondern richtet das Augenmerk in Form von Fragestellungen auf die Aspekte, die gemeinsam mit dem Projektentwickler betrachtet werden müssen.

Letztendlich soll der Leitfaden dazu beitragen, Großspeicher in das Stromnetz zu integrieren und zu Akzeptanz und Wirtschaftlichkeit dieser Produkte beizutragen. Ein besonderes Augenmerk liegt hierbei auf sicherheitstechnischen Aspekten.

Die sicherheitstechnischen Anforderungen für Zellen und Module inklusive Batteriemanagementsystem für Li-Ionen Hausspeicher wurden im „Sicherheitsleitfaden Li-Ionen Hausspeicher, Version 1.0, 11/2014“ beschrieben und sind nicht Gegenstand dieses Leitfadens.

Im folgenden Katalog wird mehrfach auf ein Sicherheitskonzept sowie auf eine Risiko- und Fehleranalyse verwiesen. Solche Dokumente sind durch den Planer zu erstellen und durch den Transporteur, den Errichter sowie den Betreiber fortzuschreiben. Sie sollten möglichst alle unten genannte Teilsysteme im Zusammenhang betrachten. Geplante Erweiterungen des Systems (z.B. des Speichers) sollten ebenfalls mit betrachtet werden.

Der „Leitfaden Rahmenanforderungen Lithium-Ionen Großspeicher“ konzentriert sich auf die Rahmenbedingungen, die bei Planung, Bau und Betrieb eines Großspeichers relevant sind. Ein Aspekt sind mögliche Risiken und deren Vermeidung.

Der Leitfaden soll den aktuellen Stand der Technik abbilden, da Großspeicher-Projekte in ihrer Komplexität nicht komplett durch die Normung erfasst sind. Bestehende Normungslücken können so auch gegenüber den Normungsgremien adressiert werden.

Der Leitfaden wurde von einer Fachgruppe des BVES erstellt, die sich aus Projektierern, Speicher- sowie Komponenten-Herstellern und Prüfinstituten zusammensetzt.

Der BVES als Industrieverband bündelt die Interessen der Speicher-Branche und bringt damit Transparenz in den Wachstumsmarkt Speicher. Damit sich dieser nachhaltig entwickeln kann, ist es von Anfang an wichtig, einheitliche und vergleichbare Rahmenbedingungen zu adressieren, so die Position des BVES.

2.1 Mögliche Anwendungen für Großspeicher

Großspeicher können für eine Vielzahl von Anwendungen eingesetzt werden. Viele dieser Anwendungen dienen insbesondere der Netzstabilität und unterstützen damit eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende.

Je nach Anwendung können sich aber für den Speicher entsprechende und auch unterschiedliche Anforderungen ergeben. Damit verbundene Fragen sind etwa: Handelt es sich um einen Energie- oder einen Leistungsspeicher? Ergeben sich aus der individuellen Anwendung weitere und spezifische Anforderungen etwa an die Messtechnik (Genauigkeit, Geschwindigkeit, Auflösung etc.)? Welche Anforderungen bestehen durch die jeweilige Anwendung an die Kommunikation (Protokoll, Anbindung, Sicherheit, Datenvolumen etc.) oder an die Infrastruktur (Lüftung, Klimatisierung, Zugang, Wartung etc.)?

Mögliche Anwendungsfälle sind etwa:

Netzdienstleistungen

Frequenzregelung, Primär- und Sekundärregelleistung, Blindleistungskompensation, Fahrplannerfüllung, Energiehandel, etc.

Autarkie-Services

Inselbetrieb, Quartierspeicher, Eigenverbrauch (Power/Timeshifting), etc.

Industriedienstleistungen

Peak Shaving, Anschlussleistungsbegrenzung, Ersatz-/Notstrombetrieb, Energiemanagement, Eigenverbrauch (Power/Timeshifting), Primärregelleistung etc.

Infrastrukturdienstleistungen

Spannungsstabilisierung, Power Boosting (Schwarzstart, Bereitstellung hoher Leistung in schwach ausgebauten Netzen), Netzausbauvermeidung, Unterstützung dezentrale Energieversorgung, Quartierspeicher, etc.

3. Anwendungsbereich des Leitfadens

Hinweis: Über die im Leitfaden genannten Hinweise und Anforderungen gelten zusätzliche gesetzliche wie normative Vorgaben sowohl für die eingesetzten Komponenten als auch für das Gesamtsystem oder für das Gebäude und weitere Teile. Diese Anforderungen sind niedergelegt z.B. in der Niederspannungsrichtlinie, im Produktsicherheitsgesetz, im Batteriegesetz, der EMV Richtlinie, den UN-Transporttests sowie weiteren Vorgaben.

3.1 Rahmenparameter für Großspeicher

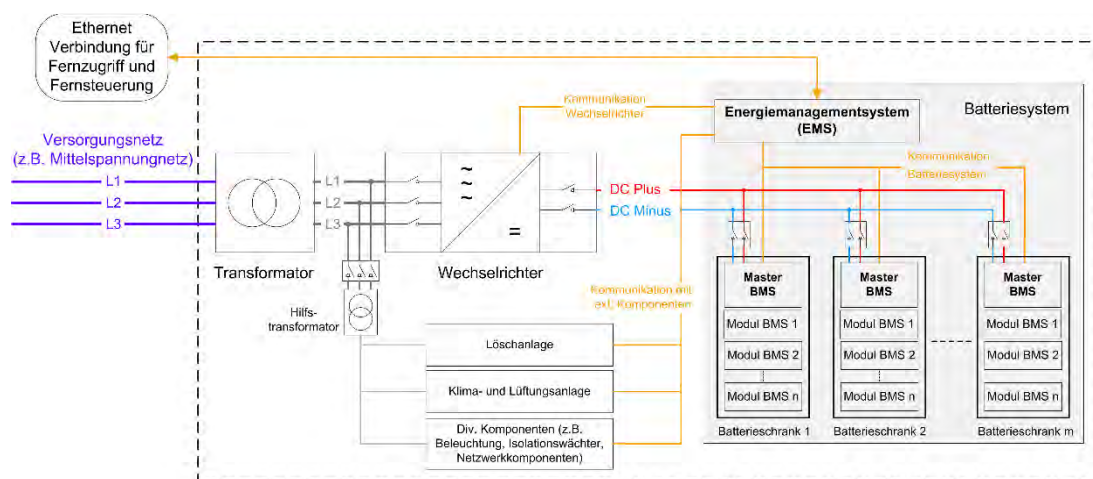
Für diesen Leitfaden wurden für einen Großspeicher folgende Rahmenparameter festgelegt:

Leistung/Kapazität > 30kW/30kWh: Die Obergrenze für Hausspeicher liegt erfahrungsgemäß bei der genannten Grenze. Entsprechend beginnt oberhalb dieser Grenze der Bereich der Großspeicher. Dies ist allerdings lediglich eine Richtgröße.

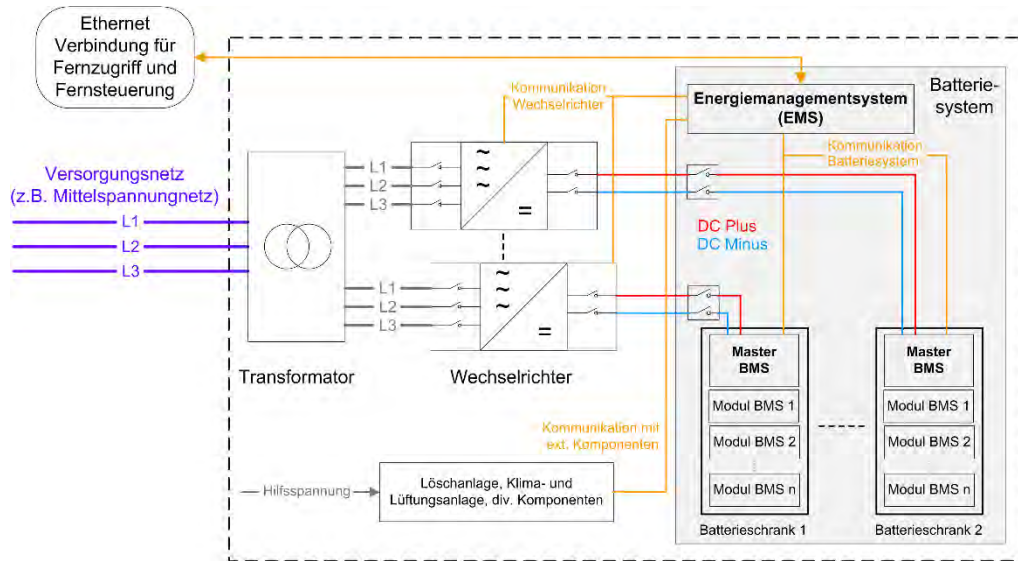
Aufstellungsort: Entscheidend für die Aufstellung eines Großspeichers ist ein abgeschlossener elektrischer Betriebsraum bzw. Batterieraum für den Speicher (und dessen Systemkomponenten), der nur für geschultes Personal zugänglich ist. Ein Großspeicher kann grundsätzlich in jeder Art von Gebäude (z.B. Wohn-, Gewerbe-, Lager- oder Industriegebäude) sowie freistehend oder im Container untergebracht werden.

Systemtopologie: Bei einem Großspeicher handelt es sich nicht um eine Kompaktanlage, bei der alle Komponenten in einem Schaltschrank untergebracht sind. Heute sind Großspeicher i.d.R. individuell geplante Elektrosystemanlagen bestehend aus mehreren Einheiten/Komponenten wie z.B. Batterieschränken (kaskadierbar) mit BMS, DC/DC Wandlern, Wechselrichtereinheit mit/ohne Netzstörungskomponenten, Niederspannungsanlage, Transformator, Mittelspannungsanlage, Zählereinheit, Container/Gebäude mit Klima- sowie Brandüberwachungseinheit und IT Infrastruktur.

Blockschaltbild für ein DC gekoppeltes Speichersystem



Blockschaltbild für ein AC gekoppeltes Speichersystem



Bildquelle: ads-tec GmbH

3.2 Anleitung zur Anwendung des Fragenkatalogs Großspeicher

Der Fragenkatalog berücksichtigt Themen aus allen Lebenszyklus-/Projektphasen:

Life Cycle Steps



Bildquelle: TÜV Rheinland LGA

Die technischen Fragestellungen zu den Systemkomponenten eines Großspeichers inklusive seiner Peripherie sollten von Beginn (→ Projektentwicklung) an berücksichtigt und in den einzelnen Projektphasen regelmäßig überprüft werden.

Die Kapitel wurden wie folgt gruppiert:

- Standort/Architektur
- Gebäude/Raumkonstruktion
- E-Technik: [Mittel-, Niederspannungsanlage, Speichersystem (Inverter, BMS, Batteriemodule, Zellen, Sicherheitselemente)]
- Klimatechnik/Kühlung
- Sicherheit (Zutritt, Brandschutz, Alarmierungssystem)
- Schnittstelle: Übergabepunkt zum Verteilnetzbetreiber

Innerhalb der jeweiligen Kapitel ist die Anordnung der aufgeführten Punkte chronologisch entsprechend der Projektphasen zu betrachten.

Neben den jeweiligen Fragestellungen findet der Leser in der Spalte Anmerkungen/Hinweise entsprechende Erläuterungen, warum der genannte Aspekt relevant ist und welche Gesichtspunkte er umfasst. Im Quellenverzeichnis werden weiterführende Informationen wie bspw. geltende Normen aufgeführt.

4. Fragenkatalog mit den Themenschwerpunkten zu den einzelnen Projektphasen

Anmerkung: Der Leitfaden baut auf der Vergabe –und Vertragsordnung für Bauleistungen (VOB) als auch auf der Honorarordnung für Architekten und Ingenieure (HOAI) auf. Er bildet deshalb nur die Fragestellungen ab, die sich aus der Planung, Errichtung und Anwendung für Großspeicher ergeben.

Nr.	a) Standort /Architektur	Anmerkungen /Hinweise
1	Umwelteinflüsse: Liegt der Standort in einer seismologisch aktiven Zone? Besteht Lawinengefahr am Standort des Speichers? Besteht Überflutungsgefahr für den Speicher?	Umwelteinflüsse können die Funktion des Speichers stark beeinträchtigen. Die auftretenden Kräfte für vorhersehbare Erdbeben (100-Jahres-Ereignis?) sollten bspw. berücksichtigt werden. Bei bestehender Gefährdung ist das Gebäude entsprechend zu schützen.
2	Umwelteinflüsse: Gibt es eine hohe Salzkonzentration in der Umgebungsluft?	Weitere Umwelteinflüsse können entscheidende Auswirkungen auf die Funktion des Speichers haben. Eine hohe Salzkonzentration etwa kann Korrosion in den metallischen Komponenten des Speichersystems verursachen. Ein entsprechender Korrosionsschutz für diese Komponenten sollte vorgesehen werden.
3	Logistische Anforderungen: Ist der Transport sperriger Bauteile/ ggf. von Gefahrgut am Standort möglich und erlaubt?	Zum Bau des Speichers ist möglicherweise der Transport sperriger Bauteile oder auch von Gefahrgut notwendig. Hierfür sind spezielle Genehmigungen erforderlich und teils nur bestimmte Transportwege zulässig. Um Verzögerungen zu vermeiden, sollten frühzeitig die Planungen begonnen und Genehmigungen eingeholt werden.
4	Standortanalyse: Sind Brand- und Gefahrgutstätten (Pipeline, Raffinerien, Tanklager etc.) in der Nähe?	Brand- und Gefahrgutstätten in der Umgebung des geplanten Speichers erhöhen die Gefahr eines Umgebungsbrandes. Wenn dies gegeben ist, sollte dies bei der Feuerschutzklasse (F) für den Speicher berücksichtigt werden, um den Speicher vor Umgebungsbränden zu schützen. (Feuerschutzklassen F30/60/90/120 bedeuten die Zeit in Minuten die der Speicher vor Feuer geschützt ist)
5	Sind hohe Störquellen in Form von elektromagnetischen Wellen am Aufstellungsort vorhanden?	Bei ungewöhnlich hohen Störquellen kann ggf. das auf Industrieanforderungen getestete Speichersystem beeinträchtigt werden. Daher sind entsprechende Messungen sinnvoll. Wenn eine Gefahr besteht, sind ggf. Störschutzmaßnahmen erforderlich.
6	Wer sind weitere Nutzer des Objektes?	Zutritt zum Gebäude bzw. zum Batterieraum

	Wer hat Zugang zum Gebäude und/oder zum Batterieraum?	sollte nur für befugtes Personal bestehen und es sollten geeignete Zutrittsbeschränkungseinrichtungen verwendet werden. Ggf. ist eine Überwachung zum Schutz vor Einbruch, Diebstahl oder Tieren sinnvoll.
7	Ist eine Überwachung der Zuwegung möglich?	Auch über die Zuwegung könnten sich unbefugte Personen Zutritt verschaffen; deshalb ist je nach Beschaffenheit eine Einhegung oder eine Überwachung der Zuwegung sinnvoll.
8	Ist die entsprechende Infrastruktur für Wartungsarbeiten berücksichtigt?	Für die Durchführung von Wartungsarbeiten sind Zugänglichkeit und ggf. ein separater Arbeitsraum zu berücksichtigen.
9	Ist Lärmschutz erforderlich? Gibt es Schallimmission an das Umfeld?	Beim Betrieb eines Speichers kann es beispielsweise durch die Lüftung oder Klimatisierung zu einer Geräuscentwicklung kommen. Bezüglich einer eventuellen Lärmbelästigung, ist die TA Lärm zu beachten.

Nr.	b) Gebäude/Raumkonstruktion	Anmerkungen /Hinweise
1	Steht der Speicher im Gebäude oder freistehend im Container? Bei Gebäuden: Was ist das Nutzungskonzept des Gebäudes?	Die Konfiguration eines bestehenden Gebäudes muss bei Einbau eines Speichers an die Erfordernisse dieser neuen Nutzung angepasst werden. So kann es etwa wegen der Nutzung als Speicherstandort notwendig werden, eine gesonderte Blitzschutzanlage einzubauen.
2	Welche Fertigungszeit ist vorgesehen?	Die Zeitplanung ist Teil der Bau- und Projektplanung.
3	Ist ein Vandalismus-Schutz sinnvoll?	Der Vandalismus-Schutz ist standortabhängig, bspw. gibt es explizite Vorgaben für öffentliche Einrichtungen. Die Bauart ist gemäß VdS Schadenverhütung GmbH zu prüfen (VdS 5478 Türen und Fenster)
4	Sind ausreichend und normkonforme Fluchtwege vorhanden? Wird eine Notbeleuchtung (Fluchtweg-Beleuchtung) benötigt?	In elektrischen Betriebsräumen kann es zu einem Brand kommen. Die Möglichkeit der Flucht von Personen muss gewährleistet sein. Dies ist wichtig, um Sicherheit im Schadensfall zu gewährleisten. Die spezifischen Anforderungen an elektrische Betriebsräume inklusive Fluchtwegen variieren teils von Bundesland zu Bundesland.
5	Welche Versicherungen sind empfehlenswert?	Für den Speicher können verschiedene Versicherungen relevant sein, bspw. eine Feuerschutzversicherung oder eine übergreifende Gefahrenabdeckung, z.B. gegen Schaden durch falsche Bedienung (Maschinenbruchdeckung). Dies kann auch von der Betriebsweise des Speichers abhängen. Eine Planung des

		Versicherungsschutzes mit entsprechender fachlicher Beratung im Vorfeld ist empfehlenswert.
6	Welche Gebäude/Raumkonstruktionsteile können wiederverwendet werden?	Es kann sowohl unter ökologischen als auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten sinnvoll sein, Teile der Raumkonstruktion wiederzuverwenden. Dies sollte von Anfang an in das Entsorgungskonzept einbezogen werden.
10	Wie hoch sind die Rückbaukosten?	Beim Rückbau des Speichers entstehen Kosten (z.B. Personalkosten, Entsorgungskosten, Transportkosten). Es ist sinnvoll, sich die Rückbaukosten bereits bei Errichtung anbieten zu lassen, um sie bei Rückstellungen zu berücksichtigen. Eine Anlagenbuchhaltung ist empfehlenswert.

Nr.	c) E-Technik (Mittelspannung, Niederspannung, Speichersystem)	Anmerkungen /Hinweise
1	Sind die vorgesehene Betriebsweise und die Leistungsanforderung des Speichers definiert?	Verschiedene Betriebsweisen/Einsatzarten des Speichers erfordern teils spezielle Konfigurationen von Leistung und Performance des Speichers bis hin zu gesonderten technischen Anforderungen an Aufbau und Konzeption. Um nachträgliche Probleme zu verhindern, ist es sinnvoll, gleich beim Projektstart die gewünschten Betriebsweisen und die entsprechenden Leistungsanforderungen des Speichers zu definieren (z.B. Betriebsweise: Peak Shaving, Island Mode, PRL-Betrieb, Diesel Offset, Schwarzstartfähigkeit etc.;; z.B. Leistungsanforderung: Energieinhalt, Wirk- und Blindleistung)
2	Wird eine unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) für die Eigenversorgung benötigt? Ist ein Notstromsystem geplant?	Je nach Sicherheitskonzept und je nach Geschäftsmodell sowie abhängig von der technischen Konstruktion des Systems (welche Leistung hat das System, für welche Anwendung ist es vorgesehen?) kann eine USV bspw. notwendig sein, um auch bei Netzausfall die Klimatisierung der Batterie zu gewährleisten.
3	Erfüllen die Gehäuse die Anforderungen an Schutz des Speichers vor äußeren Einwirkungen?	Relevant sind hier: IP-Code: International Protection (Schutzarten durch Gehäuse; z.B. Schutz vor Staub, Berührung und Wasser) nach DIN EN 60529 IK-Code: Stoßfestigkeitsgrad (Schutzarten durch Gehäuse für elektrische Betriebsmittel gegen äußere mechanische Beanspruchungen) nach DIN EN 2262.

		Welche Schutzklassen erforderlich sind, hängt u.a. vom Aufstellungsort ab (wie hoch ist die zu erwartende Belastung durch Staub und/oder Wasser? Wie hoch ist die Wahrscheinlichkeit eines Erdbebens? ...)
4	Welche Abnahmeverfahren sind sinnvoll/notwendig und welche zeitliche Abfolge ist geplant?	Am Ende des Aufbaus bezeugt und dokumentiert eine Abnahme die korrekte Umsetzung der vereinbarten Vertragsbestandteile des Bauprojekts. Die Installation muss ohne Restmängel abgeschlossen sein, alle erforderlichen Genehmigungen müssen vorliegen. Zum Beispiel kann folgendes geprüft werden (auch andere Szenarien sind zwischen Hersteller und Betreiber spezifizierbar): <ul style="list-style-type: none"> a) Eigenschaften bestimmter Komponenten, z.B. beim Stromrichter die Leistung, Verluste, Schiefasten, Abschaltzeiten, Harmonische und weitere Eigenschaften b) Kundenabnahme des Gesamtsystems vor Ort. Prüfung der vorher im Vertrag definierten Eigenschaften wie z.B. Energieinhalt, Leistung, Efficiency usw.
5	Welche Voraussetzungen müssen vor der Inbetriebnahme vorliegen und wer muss in den Prozess der Inbetriebnahme integriert werden? Wer ist qualifiziert und befugt, um die Inbetriebnahme durchzuführen? Gibt es ein Inbetriebnahme-Protokoll?	Vor der Inbetriebnahme sollte die Abnahme erfolgt und protokolliert sein. Bei Inbetriebnahme sollten alle Projektunterlagen inklusive der aktuellen Betriebsanleitungen und Einweisungsprotokolle übergeben werden. Der Betreiber oder eine Person, die für den Betrieb der Anlage zuständig ist, sollte bei dieser Einweisung anwesend sein und vom Errichter umfassend in die Technik und den Betrieb eingewiesen werden. Ein Inbetriebnahme-Protokoll ist empfehlenswert.
6	Wurden die neuen Anforderungen an energiesparende Transformatoren beachtet?	Diese Anforderungen sind in der Ökodesign-Verordnung EU Nr.548/2014 und der Ökodesign-Richtlinie 2009/125/EG formuliert.
7	Welche Sicherheitsabstände sind für die Transformatoren erforderlich?	Beim Einbau von Transformatoren müssen Sicherheitsabstände gemäß der Normung beachtet werden. (EN 60076-3:2013 und EN60076-11:2014)
8	Ist ein Ausbau des Speichers geplant bzw. möglich (Skalierbarkeit)? Was ist die maximale Endausbaustufe?	Viele Speichersysteme sind skalierbar aufgebaut und bieten dadurch die Möglichkeit einer späteren Erweiterung. Der potenzielle Endausbau sollte im Sicherheitskonzept berücksichtigt werden. Ebenso ist zu berücksichtigen, ob die

		Komponenten für eine Erweiterung ausgelegt sind.
9	Wie sieht das Konzept für Blitz- und Überspannungsschutz aus?	Der Blitz- und Überspannungsschutz ist relevant für die Sicherheit des Speichersystems im Falle von Blitzeinschlag. Empfehlenswert ist ein koordinierter Aufbau mit LPZ (Lighting Protection Zone) 2 für alle Geräte und Anlagen im Inneren (DIN VDE 0184).
10	Welche Typzulassungen und Konformitätserklärungen liegen von den Untersystemen vor?	Um ein sicheres Gesamtsystem zu gewährleisten, sollten Komponenten mit entsprechenden Nachweisen und Zertifikaten verwendet werden.
11	Welche Garantiezeit wird für die Komponenten der Anlage gefordert?	Die Garantiezeiten der einzelnen Komponenten können variieren, dies sollte im Vorfeld geprüft und berücksichtigt werden.
12	Wie sieht der Wartungsbedarf für einzelne Komponenten (Container, Leistungs- und Steuerungselektronik, Rack, Modul, Zelle und Peripherie) des Speichersystems aus?	Der Wartungsbedarf einzelner Komponenten kann variieren. Die Wartungsintervalle sollten darauf abgestimmt werden. Der Verschleiß der Komponenten und entsprechend das Wartungsintervall kann bspw. von Parametern wie Zyklenzahl oder Betriebsstunden abhängen.
13	Müssen Arbeiten unter Spannung ausgeführt werden?	Wenn bei der Wartung Arbeiten unter Spannung ausgeführt werden müssen, bestehen besondere Gefährdungen für das Personal. Hier sind entsprechende Sicherheitsvorkehrungen zu berücksichtigen wie bspw. Schutzkleidung. (siehe hierzu „Sicherheit bei Arbeiten an elektrischen Anlagen - DGUV Information 203-001 (bisher BGI 519)“). Welche Arbeiten unter Spannung ausgeführt werden müssen, hängt auch von der Konfiguration des Speichers ab.
14	Werden die notwendigen Ersatzteile / Verbrauchsartikel vor Ort vorgehalten? Falls ja, wie werden diese gelagert?	Je nach Verschleiß ist damit zu rechnen, dass Komponenten des Speichersystems ausgetauscht werden müssen. Es kann sinnvoll sein, diese vor Ort zu lagern, um sie bei Bedarf umgehend erneuern zu können. Sollten bspw. Batterie-Ersatzmodule vorgehalten werden, sind aufgrund des Feuerschutzes spezielle Lagerräume notwendig. Eine Übersicht der Ersatzteile /Verbrauchsartikel einschließlich fachgerechter Entsorgung ist anzuraten.
15	Ist die Rücknahme und Entsorgung des Speichersystems und der Komponenten geregelt?	Es ist von Beginn an zu berücksichtigen, welche Richtlinien bei der Entsorgung einzuhalten sind. Eine freiwillige Branchenlösung in Deutschland wird bspw. von der GRS (Gemeinsame

	Rücknahmesystem Service Gesellschaft mbH) angeboten.
--	--

Nr.	d) Klimatechnik/Kühlung	Anmerkungen /Hinweise
1	Wie ist das Klimasystem ausgelegt und dimensioniert? Welche Heiz- bzw. Kühlleistung wird für einzelne Komponenten benötigt?	Für einen sicheren Betrieb des Speichers sind in der Regel bestimmte Temperaturvorgaben einzuhalten. Hierbei muss sowohl die Betriebs- als auch die Umgebungstemperatur berücksichtigt werden. Auch bei einem möglichen Ausfall des Klimasystems sollte ein sicherer Betrieb weiterhin gewährleistet sein, bspw. durch ausreichende Luftzufuhr und -zirkulation. Zu prüfen ist, ob in unterschiedlichen Räumen unterschiedliche Temperaturanforderungen herrschen. Ein Fokus sollte auf der Batterie liegen, besonders wichtig ist für den sicheren Betrieb die Einhaltung des Temperatur-Betriebsfensters der Zelle.
2	Welche Bereiche müssen klimatisiert werden?	Je nach Aufbau des Systems besteht die Klimatisierungsnotwendigkeit nur für den Batterieraum oder für den gesamten Container.
3	Welcher Wert muss für die Luftfeuchtigkeit eingehalten werden?	Die maximale zulässige Luftfeuchtigkeit der Komponenten des Systems kann variieren und muss entsprechend berücksichtigt werden.
4	Wer übernimmt den Bau und die Inbetriebnahme der Klimatechnik/Kühlung?	Eine Zusammenarbeit mit entsprechenden Generalunternehmern und Lieferanten ist empfehlenswert. Sollte der Speicher in ein bestehendes Gebäude eingebaut werden, kann bei der Klimatisierung ggf. auf bestehende Strukturen aufgebaut werden.
5	Wie wird die Klimatisierung überwacht und wer ist im Sinne der Gewährleistung im Schadensfall in der Beweispflicht?	Um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten, ist eine Überwachung der Klimatisierung ratsam. Überwachung und Gewährleistung sollten von Beginn an vertraglich geregelt werden.
6	Wird das Kühlmittel von einer Fachfirma entsorgt?	Da Kühlmittel muss in der Regel gesondert entsorgt werden. Zu prüfen ist, ob bereits beim Kauf ein Rücknahmeabkommen mit dem Vertreiber des Produktes sinnvoll ist.

Nr.	e) Sicherheit (Zutritt, Brandschutz, Alarmierungssystem)	Anmerkungen /Hinweise
1	Wie sieht das Brandschutzkonzept aus?	In elektrischen Betriebsräumen kann es zu einem Brand kommen. Sowohl ein Konzept für Brand von innen (verursacht durch die

		Batterie oder ihre Komponenten), als auch für Brand von außen (Umgebungsbrand) ist empfehlenswert. Zum Brandschutzkonzept kann bspw. eine Sprinkleranlage gehören. Ein frühzeitiger Kontakt mit der Feuerwehr ist grundsätzlich empfehlenswert, um diese zu informieren und etwa mit den Räumlichkeiten vertraut zu machen, ebenso eine Prüfung der Notrufmöglichkeiten.
2	Bei Bestand: Muss das Brandschutzkonzept des Gebäudes aktualisiert werden?	Ein ggf. bereits bestehendes Konzept muss an die entsprechenden Anforderungen des Speichers angepasst werden.
3	Ist eine Brandmeldeanlage erforderlich?	Eine Brandmeldeanlage verhilft dazu, Brände frühzeitig zu erkennen, eine frühzeitige Einbindung der Feuerwehr zu ermöglichen und damit größere Schäden zu vermeiden. Entsprechende Kosten sind einzuplanen.
4	Welches Löschmittel ist speziell für die Batterie vorgesehen?	Die chemische Zusammensetzung der Batterie kann variieren, entsprechend ist das geeignete Löschmittel auszuwählen. Je nach Löschsystem können Erstickungsgefahren auftreten, z.B. bei Stickstoff. Auch das Löschsystem muss regelmäßig gewartet werden, die Kosten sind mit einzuplanen.
5	Wie sind die Löschsysteme angebunden?	Es kann bspw. unterschiedliche Systeme für Batterie und Komponenten geben. Ein Gesamtkonzept in Abstimmung mit Fachpartnern ist empfehlenswert.
6	Können an dem Aufstellungsort des Speichers Umgebungsbrände, z.B. durch andere Geräte entstehen?	Wenn eine solche Gefahr besteht, sollte ein Schutz gegen Umgebungsbrand vorgesehen werden. Möglich sind die Feuerschutzklassen F30/60/90/120 z.B. für den Container oder den Schaltschrank, sie kann je nach Systemkonfiguration variieren. (DIN 4102)
7	Wurde eine Absprache mit der ortsansässigen Feuerwehr durchgeführt?	Sinnvoll ist eine Unterweisung der Feuerwehr in die örtlichen Gegebenheiten, i.d.R. ist die Durchführung einer Abnahme und Vorlage eines SDS (Safety Data Sheet) erforderlich.
8	Bietet der Speicher einen Schutz gegen die Ausbreitung interner Brände?	Siehe hierzu die Informationen im Sicherheitsleitfaden Li-Ionen Hausspeicher, Version 1.0 November 2014
9	Ist eine Detektion von ausgasenden Batterien notwendig?	Dieser Punkt sollte bereits in der Fehler- und Risikoanalyse berücksichtigt werden.
10	Fordert die Risikoanalyse eine Vorkehrung für Frischluftzufuhr im Falle einer Ausgasung der Batterien?	Dieser Punkt sollte bereits in der Fehler- und Risikoanalyse berücksichtigt werden. Sollte eine Frischluftzufuhr erforderlich sein, muss diese in die Planung mit einbezogen werden.
11	Wie werden die im Havarie Fall entstehenden toxischen und ggf. explosiven Gase behandelt?	Es kann – beispielsweise durch fehlerhaften Betrieb – zum Ausgasen der Batterie kommen. In diesem Fall kann ein Abluftkanalsystem sinnvoll sein, welches eine direkte Ableitung

		nach draußen gewährleistet.
12	Wurden sicherheitstechnische Abnahmen abgehalten?	Sicherheitstechnische Abnahmen könnten bspw. die Feuerlöschanlage, Zugangskontrolle (Türen), Notbeleuchtung u.ä. beinhalten. Eine Checkliste sollte in der Fehler- und Risikoanalyse enthalten sein.
13	Welche besonderen Anforderungen an den Arbeitsschutz bestehen durch das System / den Aufstellungsort?	Je nach Aufstellungsort und Systemkonfiguration können verschiedene Anforderungen auftreten, bspw. bei Arbeiten unter Spannung. Auch ist das Tragen einer persönlichen Schutzausrüstung (PSA) empfehlenswert.
14	Muss das Personal besonders geschult werden? Sind spezielle Qualifikationen notwendig?	Je nach Aufstellungsort und Systemkonfiguration können verschiedene Anforderungen an das Personal bestehen, so zum Beispiel eine Schaltberechtigung. Dementsprechend sollten für die Mitarbeiter Schulungspläne und –Nachweise vorliegen. Ggf. sollte ein verantwortlicher Ansprechpartner für den Betrieb und im Störfall festgelegt werden.
15	Welche Termine müssen eingehalten werden?	Die Erstellung eines Zeitplans für alle Projektphasen ist empfehlenswert. So kann es beispielsweise einen festgelegten Termin für den Anschluss und/oder die Einspeisung geben.
16	Ist das Training von Notfallsituationen vorgesehen?	Um einen reibungslosen Ablauf im Notfall zu ermöglichen, ist es empfehlenswert, das Verhalten in Notfallsituationen zu trainieren. Hier sollten neben dem Personal auch lokale Polizei, Feuerwehr und ggf. Anwohner/ Nachbarn eingebunden werden.
17	Wie ist die Wartung und Störungsbeseitigung geplant?	Um einen reibungslosen Ablauf bei Wartung und Störungen zu gewährleisten, sind folgende Punkte empfehlenswert: Engagieren eines Service Centers Erstellen eines Wartungsplans mit Wartungsfenstern/-Intervallen Erstellen von Wartungsverträgen mit qualifiziertem Personal Ggf. ist es sinnvoll, zur Wartung einen Fernzugang für die Möglichkeit einer Ferndiagnose zu installieren. Auch die Wartungsintervalle des Überwachungssystems sollten eingeplant werden.
18	Ist eine Technische Dokumentation inkl. Handbücher vorhanden und ausreichend?	Technische Handbücher sollten für das Personal zugänglich sein.

Nr.	f) Schnittstelle: Übergabepunkt zum Verteilnetzbetreiber	Anmerkungen /Hinweise
-----	--	-----------------------

1	Sind die örtlichen Netzanschlussbedingungen bekannt?	Die örtlichen Netzanschlussbedingungen sind für den Anschluss des Speichers bindend. Sie sind beim Verteilnetzbetreiber (VNB) erhältlich, dieser sollte rechtzeitig im Voraus angesprochen werden.
2	Wurde eine Betriebsgenehmigung beantragt?	Für den Betrieb eines Speichers ist eine Betriebsgenehmigung erforderlich. Auch hier ist der VNB zu kontaktieren, die Beantragung muss gemäß den TAB (Technische Anschlussbedingungen) erfolgen.
3	Wie sieht der Übergabe/Anschlusspunkt für die Mittelspannung aus?	Auch hier gelten die Vorgaben des VNB gemäß den TAB sowie die derzeitige BDEW-Richtlinie.
4	Welche Wicklungsform und Schaltgruppe des Transformators liegt vor bzw. wird vom Energieversorgungsunternehmen (EVU) gefordert?	Die Transformatoren müssen den Forderungen des jeweiligen EVUs entsprechen. Hier sollte rechtzeitig Kontakt mit dem örtlichen EVU aufgenommen werden.
5	Ist die vorgesehene Betriebsweise des Speichers mit dem Netzbetreiber geklärt?	Je nach Betriebsweise kann eine Genehmigung des Netzbetreibers erforderlich sein. Hier sollte rechtzeitig Kontakt mit dem örtlichen Netzbetreiber aufgenommen werden.
6	Ist der Anschluss an das Versorgungsnetz möglich?	Der Anschluss an das Versorgungsnetz ist notwendig, damit der Speicher bspw. in dieses einspeisen kann. Wichtig sind hierfür z.B. Aspekte wie Leitungsauslegung und verfügbare Netzkurzschlussleistung. Hier sollte rechtzeitig Kontakt mit dem örtlichen Netzbetreiber aufgenommen werden.
7	Wird für den Betrieb des Speichers eine Zählermessung benötigt? Wenn ja, welcher Art?	Zur Erbringung von Systemdienstleistungen (bspw. Regelenergie, Peak Shaving ...) ist ein RLM-Zähler (Registrierte-Leistungs-Messung) notwendig. Auch werden ab einem Verbrauch von ca. 120.000 kWh / Jahr i. d. R. RLM-Zähler verbaut, die alle 15 Minuten Werte wie Verbrauch, Leistung und Blindarbeit erfassen und auch zusätzlich die Leistung in kW messen. Ggf. vorhandene Messeinrichtungen sollten entsprechend auf Nutzbarkeit überprüft und bei Bedarf ersetzt oder ergänzt werden.
8	Wird eine Hilfsspannungsversorgung benötigt?	Eine Hilfsspannungsversorgung ist grundsätzlich zusätzlich zum Anschluss des Speichersystems empfehlenswert, um bspw. bei Wartungsarbeiten eine Stromversorgung zu gewährleisten.
9	Ist eine Kommunikationsanbindung erforderlich z.B. zu einem Leitstand, zum VNB oder für Fernwartung? Wenn ja: wie muss diese ausgeführt sein, abgesichert werden etc.?	Der Verteilnetzbetreiber (VNB) schreibt laut TAB Mittelspannung 2008 auf Mittelspannungsebene eine Kommunikationsanbindung zwischen der Erzeugungsanlage und dem Leitsystem vor. Die Details sind mit dem örtlichen VNB zu

	klären.
--	---------

Schlusswort

Der Leitfaden wurde innerhalb des Jahres 2016 erstellt. Die Normung bzw. weitere Vorschriften und Regelungen befinden sich in ständiger Weiterentwicklung. Die aufgeführten Normen und Vorschriften sind deshalb regelmäßig auf ihre Gültigkeit und Anwendung hin zu überprüfen, anzupassen und ggf. zu ersetzen.

Dieser Leitfaden wurde von Mitgliedern des BVES erstellt. Er erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit bzw. auf Erfüllung der Konformität mit nationalen, normativen Anforderungen und europäischen Richtlinien. Die Anwendung des Leitfadens ist freiwillig.

In Abhängigkeit vom technischen Design und Aufstellungsort des Großspeichers sind ggf. nicht alle Aspekte dieses Leitfadens anwendbar.

5. Quellenverzeichnis:

- Seite 3, Einleitung: BVES Sicherheitsleitfaden 11/2014; V1.0
- a) 9: TA Lärm -Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm 26. August 1998 (GMBI Nr. 26/1998 S.503)
- b) 3: VdS Schadenverhütung GmbH 5478 Türen und Fenster
- c) 3: DIN EN 60529:2014-09; Schutzarten durch Gehäuse (IP-Code)
- c) 3: DIN EN 62262:1999-01; Schutzarten durch Gehäuse für elektrische Betriebsmittel (Ausrüstung) gegen äußere mechanische Beanspruchungen (IK-Code)
- c) 6: Nr. 548/2014 der EU Kommission zur Umsetzung der Ökodesignrichtlinie 2009/125/EG
- c) 7: DIN EN 60076-3:2014 Leistungstransformatoren – Teil 3: Isolationspegel, Spannungsprüfungen und äußere Abstände in Luft
- c) 7: DIN EN 60076-11:2005 Leistungstransformatoren – Teil 11: Trockentransformatoren
- c) 12: Sicherheit bei Arbeiten an elektrischen Anlagen - DGUV Information 203-001 (bisher BGI 519)
- c) 9: DIN VDE 0184:20015-10 Überspannungen und Schutz bei Überspannungen in Niederspannungs-Starkstromanlagen mit Wechselspannungen- Allg. grundlegende Informationen
- e) 6: DIN 4102 Brandverhalten von Baustoffen und Bauteilen
- f) 2,3: TAB Technische Anschlussbedingungen / Anschlussregeln
 - TAB Niederspannungsnetz 2007 (BDEW: Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz)
 - TAB Mittelspannung 2008 (BDEW: Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz)

SICHERHEITSLFITFADEN

Li-Ionen-Hausspeicher

Stand: Version 1.0

Ausgabe: 11/2014



Sicherheitsleitfaden Li-Ionen-Hausspeicher

Stand: Version 1.0

Ausgabe: 11/2014

Inhaltsverzeichnis

Inhalt.....	2
1. Allgemeine Bemerkungen	4
2. Anwendungsbereich.....	4
2.1 Details zur Identifikation von Lithium-Ionen-Systemen.....	5
3. Begriffe, Definitionen	6
3.1 Abschalten	6
3.2 Anode und Kathode.....	6
3.3 Batterie	6
3.4 Batterie-Management-System (BMS)	7
3.5 Dendriten.....	7
3.6 Derating.....	7
3.7 Eigensicheres Batteriespeichersystem	7
3.8 Kurzschluss intern/extern.....	7
3.9 Plating.....	8
3.10 Separator	8
3.11 SoC und SoH	8
3.12 Tiefentladung	9
3.13 Überladung.....	9
3.15 Sicherheitsmechanismen in Zellen.....	10
3.16 System Batterie, Umrichter und Steuerung incl. Gehäuse.....	11
3.17 Zelle Lithium-Ionen-zelle als einzelne elektrochemische Einheit.....	11
4. Zellauswahl, Systemdesign und Betrieb.....	11

4.1 Zellauswahl und Zellverarbeitung	11
4.2 Notwendige Informationen des Zellherstellers für den Batteriehersteller	12
4.3 Betriebsfenster	12
4.4 Einzelzellüberwachung	13
4.5 Maßnahmen beim Verlust der Eigensicherheit.....	14
5. Prüfung der Einhaltung dieser Schutzziele in einem Batteriesystem durch akkreditierte Labore	14
6. Schutzzielkatalog	15
6.1 Schutzziele für die Zelle	15
6.2 Schutzziele für die Batterie.....	16
6.3 Schutzziele fürs System	18
6.4 Allgemeine Schutzziele	20

1. Allgemeine Bemerkungen

Dieser Sicherheitsleitfaden für Li-Ionen Hausspeichersysteme wurde unter Beteiligung nachfolgender Institutionen erstellt: Bundesverband Energiespeicher e.V. (BVES), Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar), Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke (ZVEH), Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS) sowie StoREgio Energiespeichersysteme e.V.. Die Erstellung erfolgte unter fachlicher Begleitung durch TÜV Rheinland, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., CETECOM ICT Services GmbH, Karlsruher Institut für Technologie (KIT) und ZVEI - Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e. V.

Die Anforderungen dieses Sicherheitsleitfadens erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Neben den hier aufgeführten Normen und Standards in Abschnitt 6 können auch andere Normen und Standards herangezogen werden, sofern diese mindestens die gleichen oder strengere Kriterien fordern.

Herstellern wird empfohlen, die Schutzziele in Kapitel 6 zu berücksichtigen und im Rahmen einer Risikoanalyse auch allgemeine Gefahrenquellen zu betrachten (siehe Anhang 6.4 Allgemeine Schutzziele).

Über die Anforderungen dieses Sicherheitsleitfadens hinaus, gelten weiter gesetzliche Vorgaben wie z. B. Niederspannungsrichtlinie, Produktsicherheitsgesetz, Batteriegesetz, EMV-Richtlinie, UN-Transporttests und andere.

Die Anwendung dieses Sicherheitsleitfadens ist freiwillig. Die Aktualisierung an den zukünftigen Stand der Technik des Leitfadens ist vorgesehen. Anmerkungen können bei den Geschäftsstellen der beteiligten Organisationen eingereicht werden.

2. Anwendungsbereich

Dieser Katalog legt Schutzziele fest für Batteriespeichersysteme mit und ohne Einbeziehung von Umrichtern auf Basis von wiederaufladbaren Lithium-Ionenzellen (Sekundär-Lithium-Ionenzellen) für die Nutzung als stationäre Heimspeicher - z. B. für die Verwendung in Kombination mit Photovoltaik-Anwendungen.

Zum Oberbegriff Lithium-Ionenzelle gehören wiederaufladbare Zellen, die zur Energiespeicherung die Interkalation von Lithium-Ionen in geeignete Wirtsmaterialien (z. B. Graphit oder Titanat) nutzen.

Nicht im Anwendungsbereich dieses Sicherheitsleitfadens sind alle nicht wiederaufladbaren Batterien (sog. Primärbatterien) und wiederaufladbare Batterien auf Basis von Zellen, die nicht mit Interkalation vom Lithium funktionieren. Dazu zählen u. a. Lithium-Metallzellen (kurz oft auch LMP genannt), sog. Konversionssysteme mit Lithium wie z. B. Lithium-Schwefel und Lithium-Luftzellen, Nickel-Cadmium-Zellen und bleibasierte Zellen, Hochtemperaturzellen (z. B. Natrium-Schwefel, kurz NaS) und Redox-Flow-Systeme.

Anmerkung: Lithium-Metallzellen (LMP) sind Lithium-Ionenzellen ähnlich und zeichnen sich zum Teil durch eine deutlich höhere Energiedichte (Kapazität in Wh pro Volumen- oder Gewichtseinheit) aus, aber nutzen metallisches Lithium auf der Anode statt Interkallation. Eine höhere Energiedichte und

metallisches Lithium gehen jedoch bei Energiespeichern derzeit mitunter mit kritischerem Verhalten im Fehlerfall einher. Da eine hohe Energiedichte bei stationären Speichern in vielen Fällen nicht das Hauptkriterium ist, sollte die Wahl der Zellentechnologie für zertifizierte stationäre Speicher sorgfältig abgewägt werden. Die Schutzziele bleiben aber in allen Fällen gleich.

2.1 Details zur Identifikation von Lithium-Ionen-Systemen

Lithium-Ionenzellen sind der Oberbegriff für eine Reihe unterschiedlicher Systeme, die sich u. a. durch die Zusammensetzung der Kathode, der Anode und des Elektrolyten unterscheiden.

Bei der Typisierung gibt es kein einheitliches Benennungssystem. So können Buchstaben in typischen Kurzbezeichnungen hauptsächlich Anoden oder Kathodenmaterialien bzw. Verbindungen bezeichnen, alternativ Dotierungen oder Elektrolytformen. Auch wenn „L“ oder „Li“ nicht in der Kurzbezeichnung vorkommen, ist in Lithium-Ionenzellen trotzdem Lithium enthalten. Weitere Metalle sind oft als Oxid oder Phosphatverbindung enthalten. Siehe Tabelle 1.

Beispiele:

- Definition über die Kathode:
Eine Zelle mit Graphit-Anode und einer Kathode aus Lithium, Nickel, Mangan und Cobalt kann unter verschiedenen Abkürzungen benannt werden oder mit einer chemischen Formel, die meist die Zusammensetzung des Aktivmaterials der Kathode darstellt: NMC, NCA
- Definition über die Anode:
Eine Zelle mit Titanat-Anode kann die Bezeichnung LTO (Lithium-Titanat-Oxid) haben. Das Kathodenmaterial (z. B. NCA, LFP) wird dabei nicht definiert und ggf. separat angegeben.
- Definition über den Elektrolyten:
Lithium-Polymer, kurz LiPo bezeichnet eine Lithium-Ionenzelle mit polymerisiertem (festem oder gelförmigem) statt flüssigem Elektrolyt. Damit ist weder ein bestimmtes Anoden- noch Kathodenmaterial beschrieben.

Nicht ausschließlich, aber häufig sind Batterien auf Basis dieser Lithium-Ionenzellen aufgebaut:

- LFP bzw. Lithium-Eisenphosphat kurz auch Eisenphosphat-Zellen genannt
- LMO bzw. Lithium-Manganoxid
- LTO bzw. Lithium-Titanatoxid
- NCA bzw. Lithium-Nickel-Cobalt-Aluminiumoxid
- NMC bzw. Lithium-Nickel-Mangan-Cobaltoxid,
- Ausnahme: LMP wird zum Teil für Lithium-Metall-Polymer-Zellen (nicht im Anwendungsbereich dieses Leitfadens) als auch für Lithium-Manganphosphat genutzt.

Weiterhin enthält eine Lithium-Ionenzelle Komponenten, von denen einige brennbar sind (z. B. Elektrolyt, Graphit). Daher kann per se kein Lithium-Ionenzelltyp als nicht brennbar bezeichnet werden.

Tabelle 1: Häufigste in Lithium-Ionen-Zellen- oder Batteriebezeichnungen vorkommende Buchstaben oder Abkürzungen.

Kurzzeichen in Zelltypen	Element-symbol	Bedeutung	A: Anode K: Kathode E: Elektrolyt
A	Al	Aluminium	K
C	Co	Cobalt	K
F	Fe	Eisen	K
L	Li	Lithium	K, A, E
M	Mn	Mangan	K
N	Ni	Nickel	K
O	O	Oxid eines oder mehrerer Kathodenmetalle	K
P	P	Phosphat eines oder mehrerer Kathodenmetalle	K
P / Po / Polymer		Elektrolyt in polymerisierter statt flüssiger Form	E
S	Si	Siliziumverbindung im Anodengraphit	A
T	Ti	Titan bzw. Titanatverbindung	A
Y	Y	Yttrium	K

Lithium-Ionenbatterien sind bei korrekter Beschriftung ebenfalls an ihrer UN-Klassifizierung (UN3480 oder UN3481) für Gefahrguttransport zu erkennen.

3. Begriffe, Definitionen

3.1 Abschalten

Unter Abschalten wird in dieser Richtlinie verstanden, dass Laden und Entladen sicher unterbunden werden. Das BMS darf für die Überwachung und Diagnose weiter betrieben werden.

3.2 Anode und Kathode

Die Begriffe Anode und Kathode werden in diesem Leitfaden für die Elektroden der einzelnen Lithium-Ionenzellen verwendet, folgen der Definition für elektrochemische Elemente und sind nicht zu verwechseln mit den Anschlussbenennungen von elektronischen Bauteilen (z. B. einer Halbleiterdiode), deren Pol mit dem positiveren Potential als Anode bezeichnet wird. Bei einer Spannungsmessung ist die Kathode einer Lithium-Ionenzelle positiv gegenüber ihrer Anode.

Anmerkung: Bei elektrochemischen Elementen wird die Elektrode als Anode bezeichnet, bei der die Oxidationsreaktion (Elektronenabgabe eines Atoms oder Ions an den Ableiter) beim Entladen der Zelle stattfindet. Siehe auch IEC 60050-482 International Electrotechnical Vocabulary – Part 482: Primary and secondary cells and batteries.

3.3 Batterie

Batteriedefinition in diesem Leitfaden: Vollständige eigensichere Einheit aus miteinander verschalteten Zellen und Schutzeinrichtungen.

Batterie-Submodul: Submodul aus miteinander verschalteten Zellen, das nur für den Gebrauch in einer Batteriebaueinheit vorgesehen ist, aber auch transportsicher sein muss (=> best. Schutzeinrichtungen für UN38.3 T.1-T.5, nicht T.7).

3.4 Batterie-Management-System (BMS)

Das BMS erfüllt neben anderen Funktionen bzgl. Batteriesicherheit drei wichtige Aufgaben:

- Messen und Überwachen der einzelnen Zellspannungen und -temperaturen (siehe auch 4.4 Einzelzellüberwachung)
- Steuern der Schutzeinrichtungen, z. B. Relais
- Kommunikation mit anderen Systemen, z. B. Umrichter und Steuerung

3.5 Dendriten

Dendriten sind metallische Lithium-Abscheidungen, die von der Anode zur Kathode wachsen und so zellinterne Kurzschlüsse verursachen können, die durch äußere Maßnahmen und Schutzbeschaltung nicht unterbunden werden können. Je nach Zellart, -größe und -ladezustand gehören interne Kurzschlüsse somit zu den kritischsten Fehlerzuständen. Starkes Dendritenwachstum ist die Folge von z. B. Plating (siehe 3.9), Inhomogenitäten zwischen den Elektroden oder Verunreinigungen des Elektrodenmaterials während der Herstellung bzw. anderer Fehler im Herstellungsprozess oder auch von unsachgemäßem Verbau der Lithium-Ionenzellen. Bei starkem lokalem Dendritenwachstum, sog. Dendritennestern, können sich Zellen auch mechanisch deutlich verändern. Das zeigt sich z. B. in einer Dickenzunahme oder Ausbuchtungen des Zellgehäuses.

3.6 Derating

Derating (dt. Drosseln oder Lastminderung) bezeichnet bei Batterien die gesteuerte Stromreduktion in Abhängigkeit von anderen Parametern (hauptsächlich der Temperatur), um Zellschädigungen (u. a. Plating oder Überhitzung) zu vermeiden (siehe auch 4.3 Betriebsfenster - Abbildung 1).

3.7 Eigensicheres Batteriespeichersystem

Eigensichere Batteriespeichersysteme, Batterien oder Wechselrichter sind dadurch gekennzeichnet, dass im Einfehlerfall kein unsicherer Zustand auftreten kann. Dies beinhaltet Fehler, die sowohl von außen als auch durch Fehler im System bei bestimmungsgemäßer oder vorhersehbarer Verwendung (z. B. interner Kurzschluss, Ausfall einer Elektronikkomponente) verursacht werden können.

Ein unsicherer Zustand ist dann gegeben, wenn Gefahren (z. B. mechanisch, chemisch, thermisch elektrisch) für Personen oder Sachen bestehen können. Situationen, bei denen Gefahren für Personen oder Sachen bestehen können, sollen benannt sowie auch die entsprechenden Gegenmaßnahmen zur Risikominimierung beschrieben sein (z. B. in den Installations- und Betriebsanweisungen). Sind sowohl die Batterie als auch der Wechselrichter/das Ladegerät bestimmungsgemäß eingesetzt und jeweils eigensicher, ist auch das System als eigensicher zu betrachten. Siehe auch 4.5 Maßnahmen beim Verlust der Eigensicherheit

3.8 Kurzschluss intern/extern

Je nach Abschnitt des Sicherheitsleitfadens bezeichnen interner und externer Kurzschluss unterschiedliche Fehler.

Tabelle 2

	Kurzschluss intern	Kurzschluss extern
Zelle	Ein Kurzschluss innerhalb einer oder mehrerer Zellen, z. B. durch Defekt des Separators, gebildete Dendriten oder Durchbohren mit einem leitenden Objekt.	Eine oder mehrere Zellen werden an ihren Polen kurzgeschlossen.
Batterie	Ein Kurzschluss über eine, mehrere oder alle verschalteten Zellen innerhalb einer Batterie.	Kurzschluss an den äußeren Polen einer Batterie, mehrere miteinander in Reihe verschaltete Batteriemodule oder bei einem der Module.
System	Ein Kurzschluss von Gleich- oder Wechselstromleitungen innerhalb einer Kombination von Batterie und Umrichter – z. B. durch starke Beschädigung eines gemeinsamen Gehäuses oder Anschlussfehler.	Ein Kurzschluss am AC- oder DC-Ausgang des Systems

3.9 Plating

Plating (dt. Metallüberzug oder Plattierung) bezeichnet in diesem Leitfaden den ungewünschten Effekt der Abscheidung von metallischem Lithium auf der Anode statt der Einlagerung der Lithium-Ionen im Anodenmaterial (z. B. Graphit). Es wird hauptsächlich verursacht durch für den jeweiligen Graphittyp zu hohe Ladeströme oftmals im Zusammenspiel mit zu tiefen Temperaturen (siehe auch 4.3 Betriebsfenster - Abbildung 1), reduziert die intrinsische Sicherheit der Lithium-Ionenzellen deutlich und zieht weitere Effekte nach sich (z. B. verstärktes Dendritenwachstum, Innenwiderstandszunahme, Kapazitätsverlust).

3.10 Separator

Der Separator ist eine ionendurchlässige Membran, die Anode und Kathode elektrisch voneinander trennt. Defekte des Separators wie z. B. Schrumpfen bei starker Hitzeentwicklung oder durch den Separator gewachsene Dendriten, führen zu zellinternen Kurzschlüssen.

Sicherheitsvorteile bieten Separatoren, die auch bei hohen Temperaturen oder internen Kurzschlüssen formstabil bleiben und Anode und Kathode sicher trennen.

3.11 SoC und SoH

SoC – State-of-Charge ist der Kennwert für den Ladezustand von Zellen und Batterien. Er wird meist in % von der verfügbaren Kapazität angegeben, die durch Alterung mit der Zeit abnimmt. In stationären Batteriesystemen wird der Prozentwert oft übersetzt in kWh.

SoH – State-of-Health ist die Bezeichnung für den Alterungszustand von Batterien und Zellen. Er wird u. a. dazu genutzt, die Performance der gealterten Zelle im Vergleich zum Neuzustand anzugeben.

Beide Werte können nicht direkt gemessen werden. Die Berechnung erfolgt im Batterie-Management-System aus vorhandenen Messwerten wie z. B. Strom, Spannungsdifferenzen und Temperatur.

3.12 Tiefentladung

Tiefentladung (engl. Deep Discharge) bzw. Tiefentladungsprüfungen werden in verschiedenen Normen unterschiedlich definiert:

- Eine Zelle oder Batterie wird mit einer Last bis zu einer Spannung unterhalb ihrer Entladeschlussspannung entladen (siehe auch 4.3 Betriebsfenster - Abbildung 1).
- Eine Zelle wird mit einer Spannungsquelle einer Umpollung ausgesetzt, z. B. um ihre Fähigkeit zu testen einer Falschpolung standzuhalten (engl. Forced Discharge).
- a) oder b) je nach Zellverhalten.

Eine Tiefentladung gemäß a) ist in der Anwendung als Serienprodukt unter bestimmten Umständen denkbar.

Eine forcierte Tiefentladung gegebenenfalls bis zur Umpolung ist innerhalb einer Batterie auch bei richtiger Polung aller Zellen möglich.

Beispiel: Eine oder mehrere Zellen in einer Reihenschaltung haben deutlich weniger Kapazität als die anderen Zellen (z. B. durch ungleichmäßige Alterung) und werden einer Umpollung ausgesetzt, weil die Batterie entladen wird bis auch die Zellen mit größerer Kapazität leer sind.

In diesem Leitfaden bezeichnet daher Option a) die Tiefentladung als zu vermeidenden Fehler, wobei Tests zum Tiefentladeverhalten nach b) durchgeführt werden können.

Hinweis: Lithium-Ionen-Zellen können auch nach einer kompletten Tiefentladung wieder eine Leerlaufspannung (engl. OCV - Open-circuit voltage) aufbauen, die innerhalb des erlaubten Betriebsfensters liegt. Daher kann allein durch eine Spannungsmessung beim Einschalten des BMS nicht in allen Fällen sicher ausgeschlossen werden, dass eine oder mehrere Zellen vorher tiefentladen waren. Um das Wiederaufladen sicher zu verhindern, kann die Zelle z. B. durch eine kurze Entladung getestet werden.

3.13 Überladung

Überladung (engl. Overcharge) wird in verschiedenen Normen unterschiedlich definiert:

- Eine oder mehrere Zellen eines Batteriesystems werden durch eine größere Spannung als die Ladeschlussspannung geladen (siehe auch 4.3 Betriebsfenster - Abbildung 1).
- Eine Zelle oder Batterie wird mit höherem Strom geladen als vom Zellhersteller spezifiziert. Mehr als beim Entladen muss die Temperaturabhängigkeit des max. Ladestromes berücksichtigt werden (siehe 3.14 Überstrom).

In diesem Leitfaden wird a) als Überladung (engl. Overcharge) und b) als Überstrom (engl. Overcurrent) bezeichnet.

3.14

Überstrom

In vielen Datenblättern sind die max. Ströme für Puls- und Dauerstrom nur als einzelne Werte über den gesamten Temperatureinsatzbereich angegeben. Folgt man nur diesen Angaben, kann man trotzdem in den Zellen beim Ladevorgang Plating (siehe 3.9 Plating) erzeugen, wenn man im unteren Grenzbereich der Zelltemperatur mit dem lt. Datenblatt erlaubten max. Strom, je nach Zelle und Angaben auch mit geringeren Strömen, lädt. In vielen Fällen müssen also detailliertere Werte der Zellen berücksichtigt werden, als die auf dem Datenblatt angegebenen. Das gilt vor allem für den Ladevorgang.

Überstrom beim Laden bezeichnet einen für die jeweilige Zelltemperatur zu hohen Puls- oder Dauerstrom. Speziell beim Laden im unteren Bereich des Temperaturfensters von Lithium-Ionenzellen müssen bei den meisten Arten die Ladeströme reduziert werden (siehe 3.6 Derating), um Plating (siehe 3.9 Plating) zu vermeiden.

Überstrom beim Entladen ist weniger temperaturkritisch. Er liegt vor, wenn die vom Hersteller festgelegten Maximalwerte für Puls- und Dauerstrom überschritten werden.

3.15 Sicherheitsmechanismen in Zellen

Bei einigen Lithium-Ionenzelltypen sind Sicherheitsmechanismen innerhalb des Zellgehäuses verbaut, die nicht bei allen Technologien zwingend notwendig sind, die auch bei parallel geschalteten Zellen die Sicherheit deutlich erhöhen können. Dies sind z. B.:

- **PTC** (positive temperature coefficient):
Bauteil, dessen elektrischer Widerstand bei steigender Temperatur größer wird, um den Lade- oder Entladestrom zu begrenzen.
- **CID** (circuit interrupt device oder current interrupt device):
Bei Gasdruck innerhalb der Zelle (z. B. durch begonnene Überladung und steigender Temperatur) wird der elektrische Kontakt zu einem der Pole unterbrochen und dadurch weitere Fehler (z. B. Brand) vermieden.

In nahezu allen Zellen ist zusätzlich als Schutz gegen unkontrolliertes Bersten oder Explodieren der Zelle eine Schutzmaßnahme vorhanden, z. B. eine Berstscheibe, ein Sicherheitsventil oder eine andere Sollbruchstelle. Bei zu hohen Temperaturen und/oder intensiven Zersetzungsvorgängen baut der Elektrolyt soviel Gasdruck in der Lithium-Ionenzelle auf, dass die Zellverpackung bzw. das Zellgehäuse dem nicht mehr standhält. Bei vollständig gekapselten Batteriegehäusen sollten nicht nur die Zellen sondern auch das Gehäuse eine Vorrichtung zur Vermeidung von zu hohem Überdruck aufweisen.

3.16 System

Batterie, Umrichter und Steuerung inkl. Gehäuse

3.17 Zelle

Lithium-Ionenzelle als einzelne elektrochemische Einheit.

4. Zellauswahl, Systemdesign und Betrieb

In bestehenden Normen und Betriebsanleitungen der jeweiligen Systeme sind viele, überwiegend elektrotechnische Sicherheitsanforderungen abgedeckt und müssen berücksichtigt werden. Ein möglichst sicheres System muss ebenfalls die elektrochemischen Charakteristika und Gefährdungspotentiale der verbauten Zellen (u. a. mögliche Schädigungen und deren Folgen) berücksichtigen. Dazu zählt u. a. die richtige Betriebsweise, angemessene Absicherung und die entsprechende Komponentenauswahl.

4.1 Zellauswahl und Zellverarbeitung

Die Auswahl der Lithium-Ionenzellen, die zu Batteriesystemen verbaut werden, gehört zu den wichtigsten Entscheidungen bei der Komponentenwahl des Herstellers.

Zellbeschädigungen und Brände, die durch äußere Einflüsse auf die Zelle (z. B. Fehlbetrieb) entstehen, können durch gute Batteriekonstruktion, entsprechende Betriebsweise und Schutzelemente vermieden werden. Aber Probleme innerhalb von Zellen, die durch mangelnde Herstellungs- und/oder Materialqualität, ggf. zusätzlich bauartbedingt verursacht werden, können durch Sicherheitsmechanismen außerhalb der Zellen kaum bis gar nicht eingedämmt werden.

Neben hochwertigen und gut aufeinander abgestimmten Elektrodenmaterialien mit hohem Reinheitsgrad sind auch die Herstellungsmethode und Gehäuseart entscheidend, um möglichst sichere Lithium-Ionenzellen zu fertigen.

Herstellung

Qualitativ hochwertige Zellen werden heute nahezu ausnahmslos vollautomatisch und in streng kontrollierten Umgebungsbedingungen (u. a. sehr geringe Luftfeuchtigkeit) hergestellt. Die Gründe dafür sind u. a.:

- Halbzeuge (u. a. durch Beschichtungen und Foliendicken der Elektroden des Separators im Mikrometerbereich), die außerhalb der Zellverpackung/das Zellgehäuse leicht beschädigt werden, können und müssen entsprechend mit hoher Sorgfalt verbaut werden.
- Homogenität, Präzision (z. B. genaue Ausrichtung zwischen Anode und Kathode) und Vermeidung von Verunreinigungen (z. B. durch Hautfett bei Berührung) sind wichtige Voraussetzungen für möglichst sichere Zellen.

Insbesondere bei teilautomatisierten Herstellungsverfahren ist eine höhere Sorgfalt anzuwenden, da z. B. kleine Defekte im Separator oder andere sich nicht unbedingt immer bei der Qualitätskontrolle zeigen, aber im Betrieb sicherheitskritisch werden können. In jedem Fall sind ein geeignetes Qualitätsmanagement sowie eindeutige Kennzeichnungen der einzelnen Zellen (z. B. Chargen-Nr. etc.)

notwendig, um sicherheitskritischen Vorkommnissen vorzubeugen und negative Auswirkungen im Falle eines Fehlers einzugrenzen und zu vermeiden.

Hinweis: Mit steigender Zellkapazität und oder der Energiedichte steigt die Auswirkung eines internen Kurzschlusses.

Gehäuseart

In Lithium-Ionenzellen muss die Feuchtigkeit so gering wie möglich gehalten werden, weil sie neben starker Alterung auch sicherheitskritische Effekte (z. B. frühere Gasbildung) hat. Die Zelle inkl. aller Gehäusebestandteile muss eine sehr hohe Beständigkeit gegen das Eindringen von Feuchtigkeit haben, z. B. ein Gehäuse aus Metall, eine Außenfolie mit Aluminiumschicht oder eine entsprechende Wandstärke. Generell ist bei jeder Gehäuseart und der Ausführung des Designs eine spezifische Betrachtung der Wärmeableitung zu berücksichtigen, um unter anderem im Fall eines internen und externen Kurzschlusses den Hitzestau und seine Auswirkungen zu vermeiden.

4.2 Notwendige Informationen des Zellherstellers für den Batteriehersteller

Lithium-Ionenzellen unterscheiden sich u. a. durch die eingesetzten Anoden- und Kathodenzusammensetzungen (siehe Tabelle 1), die Bauart (siehe 4.1 Zellauswahl), die Additive im Elektrolyt und andere Bestandteile. Somit sind die für die Einhaltung der Betriebsfenster (siehe auch 4.3 Betriebsfenster - Abbildung 1) notwendigen Angaben zu Spannungsbereichen und Temperaturfenstern zum Laden und Entladen inkl. den maximalen Strömen überwiegend zell- bzw. herstellerspezifisch. Die Zellspezifikation und Verarbeitungshinweise des Herstellers, die für Assemblierung zu Batterien und den sicheren Betrieb in allen für die Zellen spezifizierten Temperaturbereichen notwendig sind, gehen meist weit über die häufig vereinfachten oder zusammengefassten Werte auf den Zelldatenblättern hinaus.

Notwendige sicherheitsrelevante Informationen sind vom Zellhersteller an den Batteriehersteller bereit zu stellen. Diese können sein:

- Lade- und Entladeschlussspannung
- Zu erwartende mechanische Veränderungen der Zellen während der Alterung beim Betrieb mit den zu erwartenden Lade- und Lastprofilen und dem vorgegebenen Temperaturbereich im Batteriemodul. Dazu zählen z. B. lokale Dickenzunahme an bestimmten Stellen des Zellgehäuses bzw. der Zellverpackung, die beim Design des Batteriemodules berücksichtigt werden müssen.
- Parameter bzw. Verlaufs- oder Abhängigkeitskurven für eingebaute Sicherheitsmechanismen wie z. B. PTC oder CID
- Empfohlene und maximale Lade- und Entladeströme bei unterschiedlichen Zelltemperaturen (engl. Derating table)

4.3 Betriebsfenster

Lithium-Ionenzellen haben Vorgaben des Herstellers zum Betriebsfenster (Spannung, Temperatur, Strom) und Lagerbedingungen (vor allem Temperatur und SoC), die eingehalten werden müssen. Andernfalls werden sie irreversibel geschädigt, verändern sich selbst nach Rückkehr in ihr Betriebsfenster weiter und werden in Folge unsicherer. Sie verhalten sich dann nicht mehr so sicher wie bei vorher bestandenen Tests und können bei weiterem Betrieb auch selbst zur Fehlerquelle (z. B.

interne Kurzschlüsse, Freisetzung von Gas, Brand) werden. Zum Schutz muss daher eine Lithium-Ionenbatterie im Hausbereich nach einer Zellschädigung abgeschaltet werden und darf sich bis zu einer fachlichen Überprüfung und Instandsetzung (durch vom System-Hersteller autorisierte Fachkraft) nicht wieder einschalten lassen.

Hinweis: Im Qualitätsmanagement des System-, Batterie- und Zellherstellers sollte sichergestellt werden, dass die Lithium-Ionenzellen auch beim Transport nicht außerhalb des erlaubten Lagertemperaturbereichs transportiert oder gelagert werden.

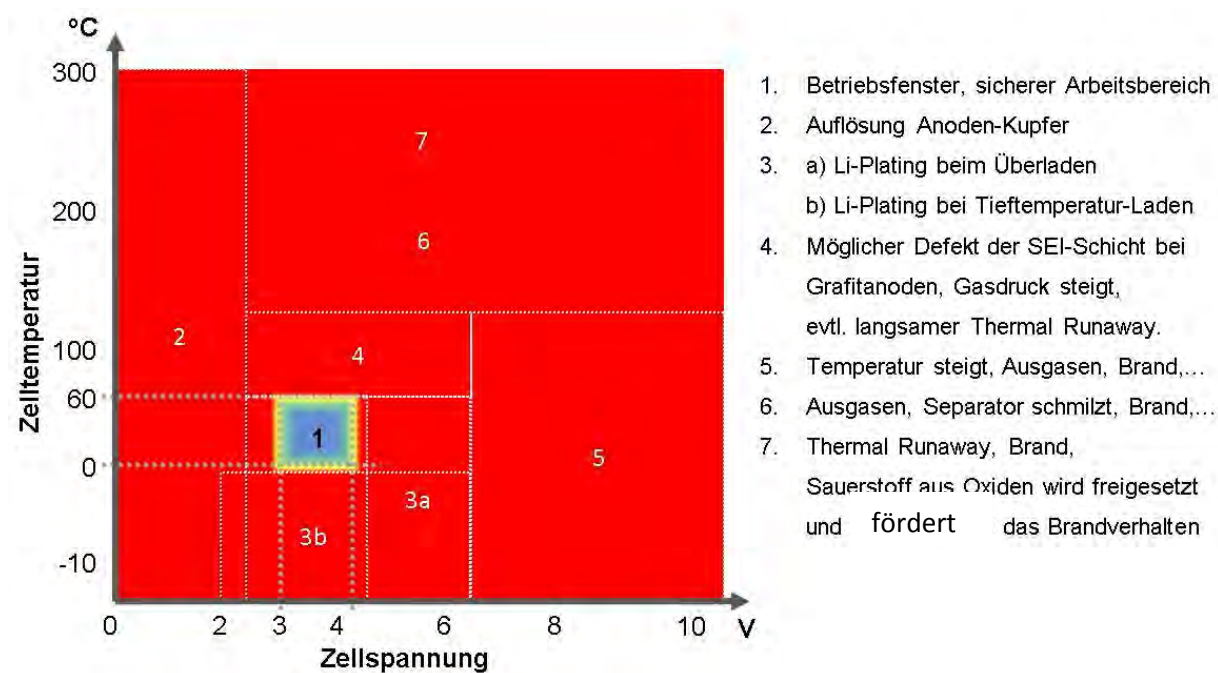


Abbildung 1: Schematisches Betriebsfenster für ein Beispiel einer Lithium-Ionenzelle (NMC) mit Graphit-Anode. (Reale Werte können hiervon abweichen)

Die nummerierten Fehlerbereiche 2-7 sind nur zur besseren Übersicht unterteilt. In der Praxis sind sie nicht abgegrenzt, sondern gehen ineinander über oder überlappen.

4.4 Einzelzellüberwachung

Probleme in Batterien beginnen oft in einer einzelnen Lithium-Ionenzelle, deren Versagen sich dann innerhalb der Batterie ausbreiten kann. Zur sicheren Einhaltung der Betriebsfenster (siehe 4.3 Betriebsfenster) kann es daher erforderlich sein, dass Temperatur und Spannung jeder einzelnen Zelle in einer Batterie überwacht werden.

Je nach Bauart und Aufstellungsort ist es nicht gegeben, dass alle Zellen innerhalb einer Batterie die gleiche Temperatur haben. Die Zellspannungen in einer Reihenschaltung können aus verschiedenen Gründen (z. B. unterschiedliche Alterung) voneinander abweichen.

4.5 Maßnahmen beim Verlust der Eigensicherheit

Bei jedem Fehler, der zum Verlust der Eigensicherheit führt, darf das System nicht mehr weiter betrieben werden. Ein Fehler besteht auch dann, wenn eine oder mehrere Zellen die vom Hersteller vorgegebenen sicheren Betriebsfenster verlassen haben und nicht deaktiviert werden können.

5. Dokumentation der Einhaltung dieser Schutzziele in einem Batteriesystem durch akkreditierte Labore

Wenn die Konformität mit diesem Sicherheitsleitfaden erklärt und beworben wird, ist diese mit entsprechenden Prüfberichten von akkreditieren Laboren zu belegen.

Bereits absolvierte Tests bei dafür akkreditierten Prüflaboren im Rahmen anderer Batterieprüfungen (z. B. Transporttests nach UN38.3, EMV-Prüfungen des Batterie-Management-Systems) werden bei den entsprechenden Schutzziele berücksichtigt und müssen nicht erneut validiert werden.

6. Schutzzielkatalog

6.1 Schutzziele für die Zelle

Nr.	Gefahrenquellen	Angestrebtes Schutzziel	Welche Normen decken dies ab	Mögliche präventive Maßnahmen	Mögliche korrektive Maßnahmen	Maßnahmen auf der nächst höheren Ebene notwendig?	Sind Maßnahmen auf der nächst höheren Ebene verpflichtend?
6.1.1	Kurzschluss Extern	Bei externem Kurzschluss darf kein Feuer usw. auftreten (beschrieben durch: Hazard Level 4 nach EUCAR darf nicht überschritten werden)	UN38.3	Auswahl der Technologie/Zelle mit entsprechenden Zertifikaten, CID, beschichtete Separatoren ...	Additive im Elektrolyten als Flammenschutz, Begrenzung des Wirkungsradius chemisch aggressiver Substanzen, Notentlüftung, Berstscheibe etc. Ausgleich der internen Druckverhältnisse	Auffangen des Elektrolyten Gehäuse muss Ventile für Gasbehandlung haben Maßnahmen zur Verhinderung eines externen Kurzschluss sind notwendig	Ja
6.1.2	Kurzschluss Intern	Negative Auswirkungen eines internen Kurzschlusses vermeiden. (Interner Kurzschluss kann auf Zellebene nicht vermieden und auch nicht sicher präventiv detektiert werden)		Auswahl der Materialien, Qualitätsmanagementsystem des Zellherstellers (vollautomatische Herstellung), mechanischer Aufbau der Zellen, beschichtete Separatoren, Dicke und Art der Separatoren	Additive im Elektrolyten als Flammenschutz, Notentlüftung, Berstscheibe etc. Ausgleich der internen Druckverhältnisse	Schutzmaßnahmen auf nächster Ebene zwingend (z. B. Gehäuse) Betriebsweise muss so gestaltet werden, dass interne Kurzschlüsse soweit wie möglich vermieden werden	Ja
6.1.3	Überladung	Negative Auswirkungen einer Überladung vermeiden (dies kann allein auf Zellebene nicht gelöst werden)		Auslösung „Sollbruchstelle“ bei Druckaufbau, ggf. mit CID Überladefähigkeit der Zelle muss im Sicherheitskonzept aufgeführt werden.	Additive im Elektrolyten als Flammschutz Notentlüftung, Berstscheibe etc. Ausgleich der internen Druckverhältnisse	Überladeschutz auf Pack- oder Systemebene	Ja
6.1.4	Tiefentladung	Negative Auswirkungen einer Tiefentladung vermeiden. (dies kann allein auf Zellebene nicht gelöst werden)	Forced Discharge nach UN38.3		Notentlüftung, Berstscheibe etc. Ausgleich der internen Druckverhältnisse	Tiefentladeschutz auf Pack- oder Systemebene	Ja

6.1.5	Überstrom	Bei Überstrom darf kein Feuer usw. auftreten (beschrieben durch: Hazard Level 4 nach EUCAR darf nicht überschritten werden)		Auswahl von entsprechend qualitativ hochwertigen und typgeprüften Technologie/Zelle, CID, beschichtete Separatoren Derating Kurven des Zellherstellers müssen im Sicherheitskonzept angegeben werden.	Additive im Elektrolyten als Flammenschutz, Begrenzung des Wirkungsradius chemisch aggressiver Substanzen Notentlüftung, Berstscheibe etc. Ausgleich der internen Druckverhältnisse	Die Deratingkurve muss entsprechend berücksichtigt werden	Ja
6.1.6	Übertemperatur	Zelle darf niemals Temperaturen über den vom Hersteller erlaubten Werten ausgesetzt werden.	UN38.3 DIN EN 62619 5.5/6.1 (Herstellerangaben können von den UN-Tests abweichen)	Auslösung „Sollkontaktunterbrechung“ bei Übertemperatur z. B. PTC, CID Temperaturgeführte Transportkette	Additive im Elektrolyten als Flammenschutz Notentlüftung, Berstscheibe etc. Ausgleich der internen Druckverhältnisse	Übertemperatur auf Pack-ebene überwachen, ggf. Maßnahmen (Stilllegung, Erholung nach Herstellerangaben) einleiten	Ja
6.1.7	Zu tiefe Temperatur	Zelle darf niemals Temperaturen unterhalb der vom Hersteller erlaubten Werte ausgesetzt werden.	UN38.3 DIN EN 62619 6.1.4.4 (Herstellerangaben können von den UN-Tests abweichen)	Lagerung, Heizung etc.		Untertemperatur auf Packebene überwachen, ggf. Maßnahmen (Stilllegung, Erholung nach Herstellerangaben) einleiten.	Ja
6.1.8	Mechanische Schäden	Mechanisch beschädigte Zellen dürfen nicht im System verbaut werden. Umgang mit gebrauchten Zellen wird im Leitfaden nicht abgedeckt	UN38.3 definiert Impact/Crush-Test (Handling der Zellen ist entscheidend)	Sachgerechte Handhabung, Transport, Lagerung, Montage	QM-System zur Erkennung von beschädigten Zellen	Mechanischer Schutz muss vorgesehen werden	Ja
6.1.9	Produktions- und Designfehler	Vermeidung von sicherheitsrelevanten Produktions- und Designfehlern	E DIN EN 62619 Kap. 5.6 (Qualitätssicherungsplan)	Prozeduren und Prozess für die Inspektion der Materialien und Komponenten. Auch die Anforderungen an die qualitative Handhabung (Montage) einschließlich der Qualifikation (der fertigenden Personen) sind festzulegen. Regelmäßige Qualitätsaudits sind notwendig	Regelmäßige wiederholte Qualitätsaudits	Es sind die gleichen Maßnahmen notwendig	Ja

6.2 Schutzziele für die Batterie

Nr.	Gefahrenquellen	Angestrebtes Schutzziel	Welche Normen decken dies ab	Mögliche präventive Maßnahmen	Mögliche korrektive Maßnahmen	Maßnahmen auf der nächst höheren Ebene notwendig?	Sind Maßnahmen auf der nächst höheren Ebene verpflichtend?

6.2.1	Kurzschluss Extern	Sichere, schnelle Abschaltung der Batterie Kein Wiedereinschalten ohne Überprüfung durch Schutzbeschaltung und/oder geschulte Fachkraft	DIN EN 61427-2 ADR für den Transport DIN EN 62109-1 Abs.14.8	Konstruktive Maßnahmen um externe Kurzschlüsse zu vermeiden, z. B. Pack ist außen spannungsfrei, Transportkappen	Sicherungskonzept unter Berücksichtigung der Zelleigenschaften	Maßnahmen sind sinnvoll und je nach Konstruktion auch notwendig. Einfehlersicherheit entweder auf Packebene oder zusammen im System ist notwendig.	Nein
6.2.2	Kurzschluss Intern	Konstruktive Vermeidung sichere, schnelle Abschaltung der Batterie und kein Wiedereinschalten		Konstruktive Maßnahmen um interne Kurzschlüsse zu vermeiden, Isolationskoordination und IP-Schutzklassen	Sicherungskonzept unter Berücksichtigung der Zelleigenschaften; Sicherheitskonzept für parallelgeschaltete Zellen	Nein	Nein
6.2.3	Überladung Überspannung	Sichere, schnelle Abschaltung der Batterie Kein Wiedereinschalten ohne Überprüfung der Zellspannungen	DIN EN 62619 Abs. 5.5.2	Einzelzellenüberwachung ist notwendig (unter Berücksichtigung der auftretenden Ripple-Ströme) parallelgeschaltete Zellen können über eine Spannungsmessung überwacht werden	Abschaltung bei Überspannung Kommunikation mit dem Ladegerät, um dies zu verhindern	Ladegerät sollte dies verhindern	Nein
6.2.4	Tiefentladung	Extern: sichere, schnelle Abschaltung der Batterie nach dem Erreichen der Entladeschlussspannung (Einzelzellspannungen). Kein Wiedereinschalten nach Tiefentladung und ohne Überprüfung der Zellspannungen unter Berücksichtigung, dass die OCV u. U. trotz vorheriger Zell-Tiefentladung im erlaubten Bereich ist (siehe 3.12, letzter Absatz) Intern: erkennen, verhindern, kommunizieren, kein Wiedereinschalten	DIN EN 61427-2 Abs. 8.3	Herstellerangaben beim Wiedereinschalten müssen berücksichtigt werden BMS (z. B. redundant, mit BMS-Überwachung) und System sollten Tiefentladungen verhindern	Gegen Wiedereinschalten sichern gemäß den Herstellerangaben.	Abschalten und nicht wieder zuschalten bei Kommunikationsausfall	Nein
6.2.5	Überstrom	Sichere Abschaltung der Batterie nach den Derating-Vorgaben des Herstellers	DIN EN 62619 Abs. 6.1.4.2	Temperaturabhängige Stromüberwachung und Trennen bei Überstrom	Abschalten bei Überstrom	Lade- und Entladestromreduzierung	Nein
6.2.6	Übertemperatur	Sichere Abschaltung der Batterie im Betrieb beim Überschreiten der maximal zulässigen Herstellerangaben, die einen Schaden in der Zelle verursachen. Kein Wiedereinschalten, wenn maximale Temperatur überschritten wurde.		Die Umweltbedingungen müssen benannt und beachtet werden.	Abschalten bei Übertemperatur	Abschalten des Lade-Entladebetriebs	Nein

6.2.7	Zu tiefe Temperatur	Sichere Abschaltung der Batterie bzw. kein Wiedereinschalten der Batterie sobald die minimal zulässigen Herstellerangaben, die zu einem Schaden der Zelle führt, unterschritten werden.	DIN EN 61427 (Lagerung)	Die Umweltbedingungen müssen benannt und beachtet werden.	Abschalten bei Untertemperatur	Abschalten des Lade-Entladebetriebs	Nein
6.2.8	Mechanische Schäden	Keine Inbetriebnahme von sichtbar/zu vermutend beschädigten Module/Packs		Verpackungsvorschrift, Handling, mechanische Konstruktion	Qualitätsmanagement System muss die Erkennung defekter Module ermöglichen		Nein
6.2.9	Defekte Zelle im Pack	Eine defekte Zelle im Pack darf keinen sich ausbreitenden Fehler zur Folge haben.	DIN EN 62619 8.3.3	Erkennen einer defekten Zelle und Abschalten (Bei einem internen Kurzschluss und hohem SOC kann auch die Zwangsentladung sinnvoll sein) Parallelgeschaltete Zellen können wie eine Einzelzelle behandelt werden.	Eindämmung möglicher Ausbreitung auf die Systemebene	Weitere Ausbreitung durch Konstruktion eindämmen	Nein
6.2.10	Produktions- und Designfehler	Vermeidung von sicherheitsrelevanten Produktions- und Designfehlern	E DIN EN 62619 Kap. 5.6 (Qualitätssicherungsplan)	Prozeduren und Prozess für die Inspektion der Materialien und Komponenten insbesondere der Zelle siehe 6.1.9.	Regelmäßige wiederholte Qualitätsaudits		

6.3 Schutzziele fürs System

Nr.	Gefahrenquellen	Angestrebtes Schutzziel	Welche Normen decken dies ab	Mögliche präventive Maßnahmen	Mögliche korrektive Maßnahmen
6.3.1	Kurzschluss Extern (Batterieseitig)	Vermeidung von externen Kurzschlüssen und im Kurzschlussfall einen sicheren Zustand erhalten.	UN38.3, EN 50272-2, IEC 62619, DIN EN 62109-1	Abdeckung der Kontaktpole und Abschaltung und gegen Wiedereinschalten gesichert im Transport, isoliertes Werkzeug, Körperschmuck entfernen (Hinweis in Installationsanleitung), Gehäuse mit entsprechendem IP-Schutz, Abschottung der stromführenden Systembauteile mit Berührungsschutz (IPXXB intern)	Überstromsicherungen
6.3.2	Überladung / Überspannung (Batterieseitig)	Überspannung und Überladung muss im System redundant (1 Fehlersicher) verhindert werden	UN38.3, EN 50272-2, IEC 62619, DIN EN 62109-1	Überwachung der Zellspannungen und Ausschluss von Überladung oder Überspannung durch Batteriemanagementsystem(BMS), BMS muss auch bei eigenem Fehler in sicheren Zustand schalten. Überwachung der Kommunikation, um Überladung sicher zu verhindern. Mehrstufige Überwachung im Lade-/Entladegerät	

6.3.3	Tiefentladung	Vermeidung von Tiefentladung zur Erhaltung des sicheren Zustandes. Nach einer Tiefentladung ist Laden zu vermeiden. Der sichere Betriebsbereich der Module/Packs muss eingehalten werden.	UN38.3, EN 50272-2, IEC 62619, DIN EN 62109-2	Überwachung der Zellspannungen und Ausschluss von Tiefentladung durch Batteriemanagementsystem(BMS), BMS muss auch bei eigenem Fehler in sicheren Zustand schalten. Überwachung der Kommunikation, um Tiefentladung sicher zu verhindern. Mehrstufige Überwachung im Lade-/Entladegerät	Abschalten der Batterie oder des Ladegeräts
6.3.4	Überstrom	Vermeidung von Überströmen von außen, DC und AC (Hausnetz, Wechselrichter, induktive Lasten) sowie Querströme zwischen Modulen/Packs	UN38.3, IEC 62619	Balancing zwischen Zellen und zwischen Modulen/Packs zur Vermeidung von Querströmen, Hinweise in Installationsanleitung zur Auswahl der Überstromsicherungen. Stromüberwachung und Ausschluss von Überstrom z. B. durch Abschaltung der Batterie oder des Ladegerätes Derating in Abhängigkeit der Zelltemperatur durch das Lade/Entladegerät	Überstromsicherungen Abschalten der Batterie oder des Ladegeräts
6.3.5	Über- und Untertemperatur	Es gelten die gleichen Schutzziele wie auf der Batterieebene	DIN EN 62619 6.1.4.4	Derating durch Reduzieren des Lade- oder Entladestroms, Heizung der Batterie, Kühlung der Batterie, Aufstellungsort Auswahl (indoor, outdoor, beschattet usw.)	Abschaltung bei Über- und Untertemperatur
6.3.6	Mechanische Schäden von außen	Ausreichende Widerstandsfähigkeit der Konstruktion gegen Schwingung, Vibration, Schock.	UN38.3, DIN EN 50272, DIN EN 62109-1, Schlagprüfung IK nach IEC 62262	Entsprechend stabile Konstruktion von Gehäuse, Transportgriffen, Befestigungspunkten, gedämpfte Lagerung kritischer Komponenten im System, Schockindikatoren für Transport, Warnhinweise am Gerät, Hinweise in Installationsanleitung zu sicherem Transport und sicherer Aufstellung	
6.3.7	Mechanische Schäden von innen	Einwirkungen im Betrieb (z. B. thermisch, mechanisch) darf nicht zum Lösen von Bauteilen und unsicheren Zuständen führen	UN38.3, VDE AR 2510-2/-50, IEC 62619,	Wahl der Komponentenfixierung unter Berücksichtigung der thermischen, chemischen und mechanischen Einwirkungen (Wachstum der Zellen im Betrieb berücksichtigen) und Eigengewicht, Markierungen zum Ermitteln gelöster Schraubverbindungen, Schraubensicherungslack, selbstsichernde Muttern	
6.3.8	Fehlinstallation	Fehlinstallationen dürfen nicht zu unsicheren Zuständen führen. (z. B. Verpolung, fehlerhafte Befestigung) Bevorzugt sind diese durch konstruktive Maßnahmen und fehlertolerantes Design zu vermeiden.	VDE AR 2510-2/-50, IEC 62619	Hinweise in Installationsanleitung und am Gerät, konstruktive Vermeidung von Verpolung, eindeutige Kennzeichnung aller Anschlüsse, Produktschulungen	
6.3.9	Fehlbedienung	Fehlbedienung darf nicht zu unsicheren Zuständen führen. Die Bedienung sollte fehlertolerant und selbstbeschreibend sein.	VDE AR 2510-2/-50, IEC 62619	Hinweise in Installationsanleitung und am Gerät, fehlertolerante und selbsterklärende Bedienung, Risikoanalyse vorhersehbarer Fehlbedienung	

6.3.10	Gefährliche Berührspannung	Gefährliche Berührspannungen dürfen im Einfehlerfall nicht auftreten!	VDE AR 2510-2/-50, VDE 0100/410, EN 50272-2, IEC 62619, DIN EN 62109-1	Isolation, Einhaltung der normativen Luft- und Kriechstrecken, Schutzleiter sind so anzuschließen, dass dieser bei Kabelzug zuletzt gelöst wird, geerdete Gehäuse, Berührschutz für Teile mit gefährlichen Berührspannungen.	FI-Schutz
6.3.11	Missbrauch	Verschlusstechniken und Reinigungshinweise sind so auszuführen, dass Missbrauch verhindert wird	UN38.3, VDE AR 2510-2/-50, VDE 0100/410, EN 50272-2, BATSO 02, IEC 62619	(Warn)Hinweise in Installationsanleitung und am Gerät, Risikoanalyse zur vorhersehbaren Fehlanwendung, konstruktive Vermeidung von Missbrauch, Geräteöffnung nur mit Spezialwerkzeug	Ggf. Abschaltung bei unzulässiger Geräteöffnung
6.3.12	Unklarer Betriebszustand	Unklare Betriebszustände sind im Design zu vermeiden.	VDE AR 2510-2	Hinweise in Installationsanleitung und am Gerät zum Verhalten bei Fehlermeldungen oder unklaren Betriebszuständen	
6.3.13	Schadstoffemissionen (gasförmig, flüssig, fest)	Schadstoffhaltige Flüssigkeiten dürfen das System nicht verlassen. Gefährliche Gase müssen (im Havariefall) ausreichend abgeleitet werden.	UN38.3, VDE AR 2510-2/-50, EN 50272-2, BATSO 02, IEC 62619	Konstruktive Maßnahmen um Schadstoffe einzuschließen, aufzufangen oder kontrolliert abzuleiten (Auffangwannen, Tropfschutz, Entlüftungsöffnungen usw.), ggf. Verdünnung durch entsprechende aktive Lüftung, Gehäuse mit entsprechendem IP-Schutz	
6.3.14	Unzureichende funktionale Sicherheit. Fehler in der Gefährdungsanalyse und/oder der Risikobewertung	Korrekte Gefährdungsanalyse, Risikobewertung und richtige Festlegung der Sicherheits-Integritätslevel (SIL), richtige Dimensionierung der Abschaltetelemente, Einfehlersicherheit bei sicherheitsrelevanten Funktionen.	E DIN EN 62619, DIN EN 61508	Durch das Prüflabor überprüfte funktionale Sicherheit	Produktrevison (z. B. Software- und/oder Hardware-Updates), Rückrufaktionen bei sehr kritischen Fehlern
6.3.15	Produktions- und Designfehler	Vermeidung von sicherheitsrelevanten Produktions- und Designfehlern	E DIN EN 62619 Kap. 5.6 (Qualitätssicherungsplan)	Prozeduren und Prozess für die Inspektion der Materialien und Komponenten insbesondere der Zelle siehe 6.1.9.	Regelmäßige wiederholte Qualitätsaudits

6.4 Allgemeine Schutzziele

Nr.	Gefahrenquellen	Angestrebtes Schutzziel	Welche Normen decken dies ab	Mögliche präventive Maßnahmen	Mögliche korrektive Maßnahmen
6.4.1	Unzulängliche mechanische Verarbeitung	Sicheres und stabiles mechanisches Design (keine scharfen Ecken und Kanten, Quetschstellen) zur sicheren Installation, Handhabung und Betrieb sowie Kontrolle während der Installation auf mechanische Einwirkungen.	IEC 62619,		QM-System

6.4.2	Vandalismus	Grundschutz gegen Aufbruchsversuche und äußere mechanische oder körperliche Kräfte einschließlich Benutzung von einfachen Werkzeugen (RC2 = Schraubendreher, Zange, Keil etc.) sobald das System öffentlich oder durch dritte zugänglich ist, beziehungsweise dafür vorgesehen ist.	EN 50272-2, Schlagprüfung IK IEC 62262	Stabile Gehäuse, Anbringen von Schlössern, Materialauswahl, Auswahl Aufstellungsort (abschließbare Räume etc.). Eindeutige Hinweise an den Aufstellungsort in der Installationsanleitung.	
6.4.3	Brand	Brand von innen und außen; grundlegende Widerstandsfähigkeit gegen Hitze/Feuer, Vermeidung von Brandübertritt von innen nach außen sowie bersten. Vermeidung von Weiterleitung von äußeren Bränden	EN 50272-2, EN 61010-1; BATSO 02, E-VDE AR 2510-50, o.a.	Vermeidung von Brandbeschleunigung, geeignete Designauswahl (Gehäuse, Abschottungen etc.), Anforderungen an Aufstellort in Installationsanleitung, Materialauswahl des Gehäuses, Aufbau entsprechend der von der Landesbauordnung geforderten Brandschutzvorschriften.	
6.4.4	Blitz/Überspannung	Kurzfristige/transiente Überspannung/-Strom darf keinen Einfluss auf die Systemsicherheit haben, Berücksichtigung von Selektivität	VDE 0100/440, VDE 0185-305, IEC 62619	Überspannungsschutz(grob, mittel, fein) (sicherheitsrelevantes BMS erfordert ggf. Feinschutz)	
6.4.5	Verschmutzung	Vermeidung von unsicheren Betriebszuständen durch Verschmutzungen wie Staub/Flüssigkeiten und Fremdkörper	IEC 62619 E-VDE AR 2510-50	Luft- und Kriechstrecken in Abhängigkeit des voraussichtlichen Verschmutzungsgrades, Kennzeichnungen müssen dauerhaft sichtbar sein, Zuluffiltereinsatz und regelmäßige Wartung, Gehäuse mit entsprechendem IP-Schutz	Filterwechsel, Reinigung, Sichtprüfung
6.4.6	Druck	Wenn im System Druck aufgebaut wird, muss dieser abfangen/kompensiert oder kontrolliert abgebaut werden können, kein unsicherer Betriebszustand durch äußeren Luftdruck/Luftdruckwechsel	UN38.3, EN 50272-2, IEC 62619	Einsatz von Überdruckventilen oder sonstigen Maßnahmen zur Druckregulierung, Hinweise zum Aufstellort in der Installationsanleitung (Höhenlagen)	
6.5.7	Besondere Anforderungen aus der Umgebung (Korrosion, Gase, Überschwemmung)	Bei entsprechend vorgesehenen Aufstellbedingungen in korrosiver Atmosphäre oder bei Überschwemmungsgefahr, sind besondere Anforderungen an das Design des Systems zu berücksichtigen.	E-VDE AR 2510-2, BATSO 02	Eindeutige Hinweise zum Aufstellort in der Installationsanleitung, Wahl der Isolierungen in Abhängigkeit von den Umgebungsbedingungen	
6.4.8	Einhaltung gesetzlicher Vorgaben	Einhaltung der Niederspannungsrichtlinie, Produktsicherheitsgesetz, Batteriegesezt, EMV-Richtlinie, UN-Transporttests, Gefahrgutverordnung und andere			

STROMSPEICHER

Inspektion 2Q18



Studie

Stromspeicher-Inspektion 2018

Autoren

Johannes Weniger

Selina Maier

Lena Kranz

Nico Orth

Nico Böhme

Volker Quaschnig



**Hochschule für Technik
und Wirtschaft Berlin**

University of Applied Sciences

Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin
Fachbereich 1 – Ingenieurwissenschaften Energie und Information
Forschungsgruppe Solarspeichersysteme
Wilhelminenhofstr. 75a
12459 Berlin

Version

Version 1.1 (November 2018)

Webseite

www.stromspeicher-inspektion.de

Förderung

Diese Studie entstand im Forschungsprojekt
„Bewertung und Optimierung der Energieeffizienz
von Photovoltaik-Batteriesystemen (EffiBat)“.

gefördert durch



Deutsche
Bundesstiftung Umwelt

www.dbu.de

Inhaltsverzeichnis

VORWORT	4
1 NOTWENDIGKEIT DER EFFIZIENTEN SOLARSTROMSPEICHERUNG	6
2 SCHWERPUNKTE UND METHODIK DER STUDIE	9
2.1 Recherche der Datenblätter	9
2.2 Systemeigenschaften gemäß Effizienzleitfaden	10
2.3 Simulationsbasierte Systembewertung	12
3 ANALYSE DER DATENBLÄTTER	16
3.1 Angaben zur Speicherkapazität.....	16
3.2 Angaben zum Wirkungsgrad	19
4 VERGLEICH DER SYSTEMEIGENSCHAFTEN	22
4.1 Dimensionierungsverluste.....	24
4.2 Umwandlungsverluste	25
4.3 Regelungsverluste	32
4.4 Bereitschaftsverluste	34
5 SYSTEMBEWERTUNG MIT DEM SYSTEM PERFORMANCE INDEX	38
5.1 Bewertungsmethodik.....	39
5.2 Systemvergleich.....	42
6 DISKUSSION	48
7 SCHLUSSFOLGERUNGEN	50
LITERATURVERZEICHNIS	52
ANHANG	55

Vorwort

Trotz regulatorischer Hindernisse durch die Bundesregierung lässt sich der Siegeszug von dezentralen Solarstromanlagen und Speichersystemen nicht mehr aufhalten. In Deutschland wurden bislang mehr als 100.000 Photovoltaik (PV)-Anlagen in Kombination mit Batteriesystemen zur Stromversorgung von Gebäuden errichtet. Jede zweite neu errichtete PV-Anlage im Wohngebäudebereich wird derzeit bereits mit einem Batteriespeicher ausgerüstet. Wie gut Speichersysteme die Energiewende voranbringen, hängt allerdings entscheidend von der Effizienz der Stromspeicherung ab.

Bei der Suche nach einem passenden und effizienten Stromspeicher sind Verbraucher, Installateure und Planer auf belastbare Angaben der Hersteller in Produktbroschüren und Datenblättern angewiesen. Mehrere Unternehmen haben sich auf die Fahne geschrieben, das Speichersystem mit „branchenführendem Systemwirkungsgrad“, das „effizienteste Speichersystem am Markt“ oder den „effizientesten Stromspeicher der Welt“ anzubieten. Was fehlt, ist jedoch in der Regel ein Nachweis anhand von Labor- oder Feldmessdaten. Zudem sind selbst in Fachbüchern Mythen zur Effizienz unterschiedlicher Systemkonzepte zu finden.

Beim Einsatz von Batteriesystemen in Wohngebäuden ist in den vergangenen Jahren ein Trend zu größeren Speicherkapazitäten erkennbar. Gelegentlich hört man, dass die Systemauslegung viel wichtiger sei, als die Effizienz der Speichersysteme. Dass die Steigerung der Eigenversorgung durch größere Batteriespeicher jedoch kein Naturgesetz ist, zeigen die Ergebnisse dieser Studie.

Das übergeordnete Ziel der Stromspeicher-Inspektion 2018 ist es, die Vergleichbarkeit der am Markt erhältlichen PV-Speichersysteme zu verbessern und auf die Relevanz der Systemeffizienz aufmerksam zu machen. Für den ersten Schwerpunkt dieser Studie (vgl. Bild 1) wurden die Angaben zur Speicherkapazität und zum Wirkungsgrad in den Datenblättern von 60 Speicherherstellern und Systemanbietern verglichen. Eine Auswahl der analysierten Produkte ist auf dem Deckblatt dieser Studie dargestellt. Insgesamt wurden 45 unterschiedliche Bezeichnungen zur Angabe der Speicherkapazität in den 60 Datenblättern gefunden. In Anbetracht dessen ist offensichtlich, dass ein verlässlicher Vergleich der Größe der Batteriespeicher anhand der Herstellerangaben derzeit nicht möglich ist.



Bild 1 Inhaltliche Schwerpunkte der Stromspeicher-Inspektion 2018.

Mit dem Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme wurde unter Federführung des Bundesverbands Solarwirtschaft (BSW) und Bundesverbands Energiespeicher (BVES) eine einheitliche Vergleichsbasis zwischen den Systemen geschaffen. Aus den standardisierten Labormessungen nach dem Effizienzleitfaden gehen nicht nur relevante Effizienzparameter, sondern auch Messwerte zur nutzbaren Speicherkapazität hervor. Bislang sind diese Messergebnisse jedoch nur in Ausnahmefällen öffentlich verfügbar.

Vor diesem Hintergrund wurden die 60 in Deutschland aktiven Hersteller und Anbieter von PV-Speichersystemen zur Teilnahme an der vorliegenden Studie eingeladen. Zehn Unternehmen sind dem Aufruf gefolgt und beteiligen sich mit Prüfberichten gemäß Effizienzleitfaden von insgesamt 20 Systemen an der Studie. Zusammengerechnet haben die beteiligten Unternehmen in Deutschland einen Marktanteil von über 50%.

Auf Basis der bereitgestellten Labormesswerte wurden einerseits die einzelnen Systemeigenschaften verglichen. Andererseits wurde die Effizienz der PV-Speichersysteme mit dem System Performance Index (SPI) bewertet. Die Ergebnisse widersprechen weit verbreiteten Pauschalaussagen zur Wahl der Speichergröße und Relevanz der Speicherverluste. Die Studie zeigt ebenfalls auf, was beim Speicherkauf zu beachten ist, damit der Einsatz eines Speichersystems sowohl finanziell als auch ökologisch sinnvoll ist.

Wir danken allen an der Stromspeicher-Inspektion 2018 teilnehmenden Unternehmen. Mehrere Hersteller haben sich für die anonymisierte Darstellung ihrer Ergebnisse in der Studie entschieden. Durch die namentliche Erwähnung ihrer Produkte tragen insbesondere die folgenden fünf Unternehmen zu mehr Transparenz im Speichermarkt bei:



KOSTAL

RCT
power



Spannende Erkenntnisse bei der Lektüre dieser Studie wünscht Ihnen die Forschungsgruppe Solarspeichersysteme der HTW Berlin.

1 Notwendigkeit der effizienten Solarstromspeicherung

Im Dezember 2015 wurde unter Beteiligung der deutschen Bundesregierung auf dem UN-Klimagipfel in Paris ein völkerrechtlich bindendes Abkommen verhandelt, dessen Ziel die Begrenzung der globalen Erwärmung auf 1,5 °C ist. Seit Beginn der Industrialisierung ist die mittlere Temperatur in Deutschland um knapp 1 °C angestiegen (vgl. Bild 2). Das Jahr 2014 war nicht nur in Deutschland, sondern auch weltweit das bislang wärmste Jahr seit Beginn der Klimaaufzeichnungen. Ohne die Abkehr von der Nutzung fossiler Brennstoffe und die drastische Reduzierung der damit verbundenen Treibhausgasemissionen erwarten Klimaforscher vom IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) einen Anstieg der weltweiten Durchschnittstemperatur um bis zu 5 °C bis zum Jahr 2100 [1].

Um die vereinbarten Klimaschutzziele zu erreichen und die globale Erwärmung auf 1,5 °C zu begrenzen, sind die weltweiten Treibhausgasemissionen aus dem Energiesektor sowie aus der Land- und Forstwirtschaft bis 2035 auf null zu senken [2]. Die Senkung des Energiebedarfs sowie die Dekarbonisierung der Energieversorgung muss hierfür einen wesentlichen Beitrag leisten [3]. Mehrere Studien zeigen, dass die Photovoltaik (PV) bereits 30% bis 70% des weltweiten elektrischen Energiebedarfs zu wettbewerbsfähigen Kosten decken kann [4], [5]. Der vermehrte Einsatz von Solarstromanlagen wird somit eine zentrale Rolle beim globalen Klimaschutz einnehmen.

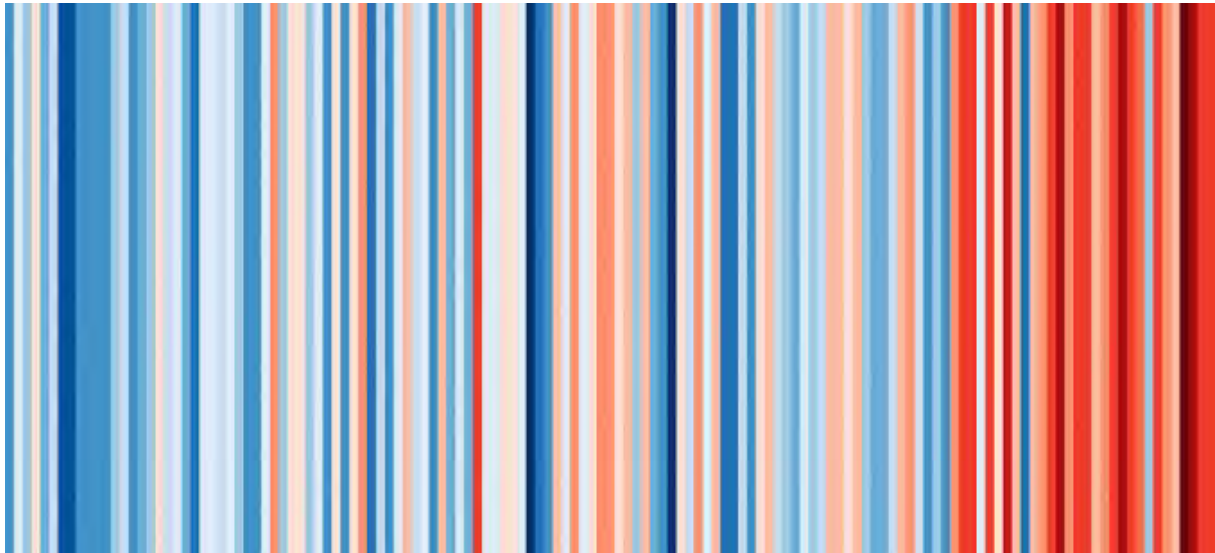


Bild 2 Visualisierung der jährlichen Durchschnittstemperatur in Deutschland zwischen 1881 und 2017 (Grafik: Ed Hawkins/klimafakten.de, Daten: Deutscher Wetterdienst).

Das technisch-wirtschaftliche Potenzial von PV-Anlagen auf Dachflächen in Deutschland wird mit bis zu 240 Gwp angegeben [6]. Zur Erschließung des Potenzials müssen bei einer Nutzungsdauer der PV-Anlagen von bis zu 30 Jahren allein auf Gebäuden in Deutschland PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 8 Gwp pro Jahr errichtet werden. Die zu erwartenden Erzeugungsspitzen der PV-Anlagen sollten möglichst zur Energieversorgung der Gebäude vor Ort genutzt werden. Zum Ausgleich der tageszeitlichen Unterschiede zwischen der Solarstromerzeugung und dem Stromverbrauch der Gebäude sind insbesondere Batteriesysteme

geeignet. Ein PV-Speichersystem mit einer PV-Nennleistung von 5 kWp und einem Batteriespeicher mit einer Speicherkapazität von 5 kWh kann in deutschen Ein- und Zweifamilienhäusern mehr als die Hälfte des jährlichen Stromverbrauchs bereitstellen [7]. Bei einem Stromverbrauch von 5000 kWh pro Jahr müssen dann weniger als 2500 kWh pro Jahr aus dem Netz bezogen werden. Wird die PV-Generatorleistung auf 10 kWp und die Speicherkapazität auf 10 kWh verdoppelt, steigt die erzielbare Eigenversorgung sogar auf über 75%.

PV-Batteriesysteme können aber nicht nur einen wesentlichen Beitrag zur Stromversorgung von Wohngebäuden leisten, sondern auch die Wärme- und Verkehrswende voranbringen. Die Vorteile des Einsatzes von PV-Batteriesystemen in privaten Haushalten mit Elektrofahrzeugen wurden bereits in mehreren Studien aufgezeigt [8], [9]. Zu erwähnen sei hier insbesondere die Reduzierung der Kohlendioxidemissionen der Elektrofahrzeuge durch die Ladung mit Solarstrom vom Dach. In Kombination mit Wärmepumpen können PV-Batteriesysteme auch zur treibhausgasarmen Trinkwassererwärmung und Raumheizung beitragen. Für eine hohe solare Deckung des Stromverbrauchs der Wärmepumpen sollten diese möglichst in Zeiten mit überschüssiger PV-Energie betrieben werden [10].

Über die Einsatzmöglichkeiten zur Gebäudeenergieversorgung hinaus können Batteriesysteme aktiv zur Kappung der solaren Erzeugungsspitzen eingesetzt werden und somit die Netzintegration der PV-Anlagen voranbringen [11]. Dezentrale Batteriesysteme wirken dem durch die PV-Anlagen verursachten Anstieg der Netzspannung unmittelbar am Ort der Verursachung entgegen [12]. Durch die Erbringung von Systemdienstleistungen tragen Batteriesysteme sogar zur Verbesserung der Netzstabilität auf überregionaler Ebene bei. Als vielversprechend wird die kombinierte Nutzung der dezentralen PV-Batteriesysteme zur Bereitstellung von Primärregelleistung und zur Eigenversorgung der Wohngebäude erachtet [13].

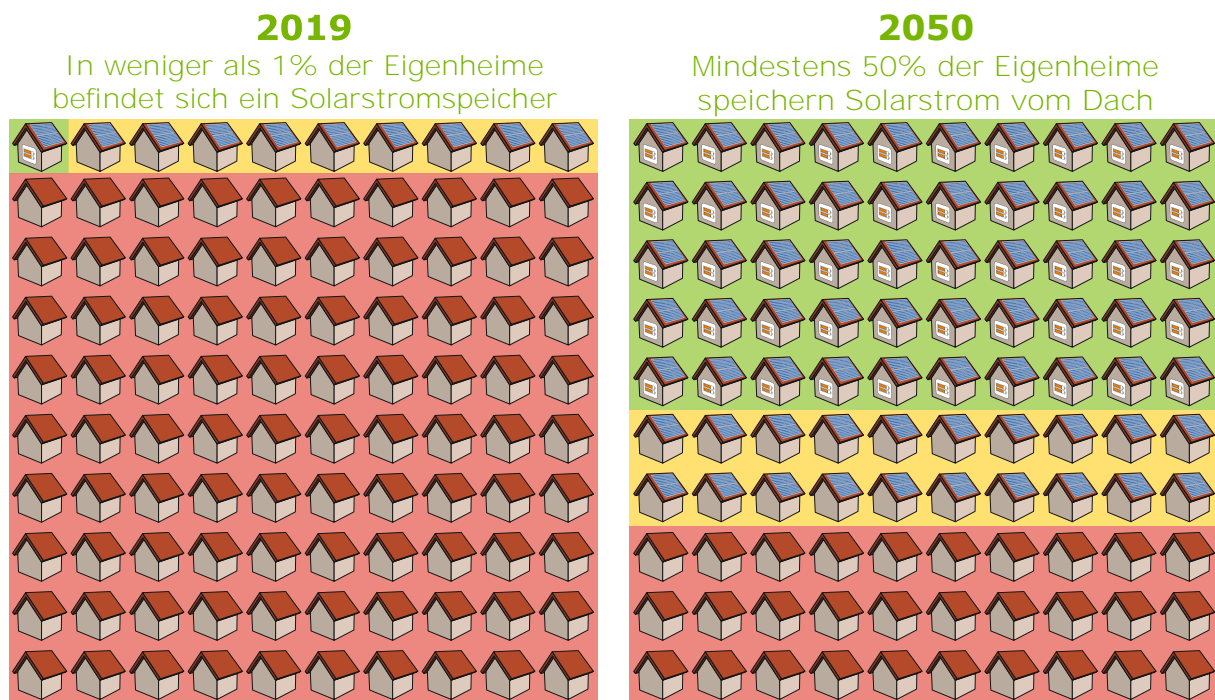


Bild 3 Vision 2050: Solarstromspeicher in jedem zweiten Ein- und Zweifamilienhaus in Deutschland.

Aufgrund der vielfältigen Einsatzmöglichkeiten ist absehbar, dass PV-Batteriesysteme zukünftig ein fester Bestandteil der Gebäudeenergie-technik sein werden. Die Speichertechnologie könnte somit langfristig in der Mehrzahl der 16 Mio. Ein- und Zweifamilienhäuser in Deutschland Einzug halten (vgl. Bild 3). Für einen ambitionierten Klimaschutz sollten bis 2050 mindestens 8 Mio. Ein- und Zweifamilienhäuser mit PV-Speichersystemen ausgerüstet werden. Hierzu müssen ab 2030 mindestens 400.000 PV-Speichersysteme pro Jahr in Deutschland errichtet werden (vgl. Bild 4). Ausgehend von derzeit rund 40.000 neu errichteten Speichersystemen pro Jahr muss sich die Anzahl der Neuinstallationen bis 2030 um jährlich 20% erhöhen.

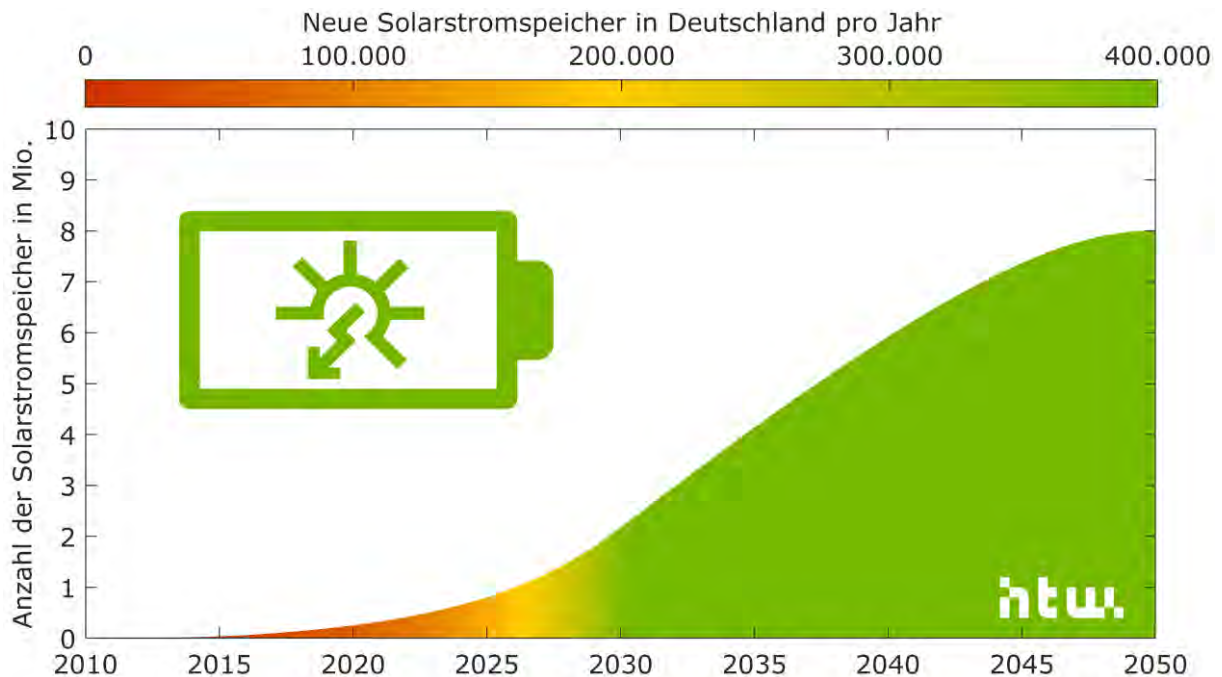

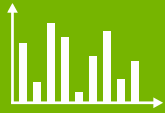


Bild 4 Szenario der HTW Berlin: Damit sich bis 2050 8 Mio. Ein- und Zweifamilienhäuser durch Solarstrom überwiegend selbst versorgen, müssen ab 2030 in Deutschland jährlich 400.000 Solarstromspeicher errichtet werden (Rahmenbedingungen: 20% jährliches Marktwachstum bis 2030, Betriebsdauer der Stromspeicher 20 Jahre).

Sowohl aus ökonomischen als auch aus ökologischen Gründen sollten Batteriesysteme im Betrieb eine hohe Effizienz aufweisen. Damit der Speichereinsatz die durch das PV-System erzielte Umweltentlastung nur wenig beeinträchtigt, sind geringe Speicherverluste entscheidend [14]. Je höher die Energieeffizienz der Batteriesysteme ist, desto geringer sind die Kohlendioxid-, Schwefeldioxid- und Stickoxidemissionen der fossilen Kraftwerke, die aufgrund der restlichen Netzversorgung insbesondere in den Wintermonaten anfallen [15]. Vor diesem Hintergrund ist der Einsatz von hocheffizienten PV-Batteriesystemen von zentraler Bedeutung.

2 Schwerpunkte und Methodik der Studie

Ein Ziel dieser Studie ist es, die Effizienz von unterschiedlichen PV-Speichersystemen vergleichbar zu machen. Die inhaltlichen Schwerpunkte der Stromspeicher-Inspektion 2018 sind daher:

- 1 Analyse der Angaben zur Speicherkapazität und zum Wirkungsgrad in den Datenblättern** 
- 2 Vergleich der Systemeigenschaften auf Basis der bereitgestellten Prüfberichte gemäß Effizienzleitfaden** 
- 3 Simulationsbasierte Bewertung der PV-Speichersysteme mit dem System Performance Index (SPI)** **SPI**

Im Folgenden wird das methodische Vorgehen der einzelnen Schwerpunkte näher beschrieben.

2.1 Recherche der Datenblätter

Im ersten Schwerpunkt dieser Studie werden frei zugängliche Datenblätter der PV-Speichersysteme und relevanten Systemkomponenten analysiert. Der Fokus liegt dabei auf dem Vergleich der unterschiedlichen Begrifflichkeiten zur Angabe der Speicherkapazität und der Effizienz.

Insgesamt konnten mehr als 60 Anbieter und Hersteller von PV-Speichersystemen, Batterie-wechselrichtern und Batteriespeichern für Wohngebäude in Deutschland identifiziert werden. Im August 2018 wurden insgesamt 140 Datenblätter recherchiert, die auf den Internetseiten der Hersteller zu finden waren. Da einige Anbieter für jedes Produkt separate Datenblätter bereitstellen und sich die Begrifflichkeiten zwischen den einzelnen Datenblättern eines Herstellers selten unterscheiden, wurde lediglich ein Datenblatt pro Hersteller in der weitergehenden Untersuchung berücksichtigt. Dabei wurden die Angaben zur Güte der Einstellung des Betriebspunkts der maximalen Leistungsabgabe (engl. maximum power point, MPP) und damit die aufgeführten MPP-Wirkungsgrade der Wechselrichter außer Acht gelassen.

Im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion 2018 werden die Datenblattangaben anonymisiert analysiert. Daher sind die in Kapitel 3 aufgezeigten Beispiele ohne Angabe des Herstellers aufgeführt.

2.2 Systemeigenschaften gemäß Effizienzleitfaden

In einem weiteren Schwerpunkt vergleicht diese Studie die Systemeigenschaften, die sich aus Labormessungen gemäß dem „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme“ ableiten lassen. Mit der Einführung des Effizienzleitfadens (Version 1.0) im März 2017 wurde erstmals ein einheitliches Prüfverfahren zur Charakterisierung von PV-Speichersystemen im Labor definiert [16]. Die beschriebenen Prüfbedingungen und Testprozeduren erlauben einerseits die einheitliche Bestimmung der nutzbaren Speicherkapazität und des Batteriewirkungsgrads. Andererseits lassen sich aus den Labormesswerten die nominalen Leistungen sowie die Wirkungsgradkennlinien der einzelnen Energieumwandelungspfade ableiten. Des Weiteren gehen aus der Messung Systemparameter hervor, die die Güte der Systemregelung anhand der stationären und dynamischen Regelungsabweichungen beschreiben. Hinzu kommen Messwerte zur Leistungsaufnahme der Systemkomponenten im Standby-Betrieb. Der Effizienzleitfaden macht zudem Vorschläge zur Vereinheitlichung der Begrifflichkeiten und Darstellung der Systemeigenschaften in Datenblättern (vgl. Anhang A.1). In diesen Datenblättern sind die wesentlichen Messergebnisse der Prüfberichte zusammengefasst.

Ausgangspunkt für die Analyse der Systemeigenschaften im Rahmen dieser Studie ist die Recherche von Prüfberichten und Datenblättern gemäß Effizienzleitfaden. Da diese bisher nur in Einzelfällen öffentlich zugänglich sind, wurden Ende Juli 2018 die 60 in Deutschland aktiven Systemanbieter und Speicherhersteller um die Bereitstellung der nach dem Effizienzleitfaden ermittelten Labormesswerte gebeten. Die Hersteller wurden per E-Mail über die auf den Webseiten aufgeführten Adressen zur kostenfreien Teilnahme an der Studie eingeladen. In der Einladung wurde darauf hingewiesen, dass die Teilnehmer der Studie nach Abschluss der Untersuchungen eine vertrauliche Analyse erhalten, aus der das Abschneiden Ihrer Produkte innerhalb der Bandbreite der analysierten Systeme hervorgeht. Nach der Sichtung der vertraulichen Analyse konnten sich die Hersteller entscheiden, ob ihre Ergebnisse in der Studie anonymisiert oder unter Angabe der Produktbezeichnung aufgeführt werden.

Zehn Hersteller sind dem Aufruf gefolgt und beteiligen sich mit Prüfberichten und Datenblättern von insgesamt 20 Systemen an der Studie. Zum einen sind darunter Systeme mit unterschiedlichen leistungselektronischen Komponenten und gleichem Batteriespeicher. Zum anderen Systeme mit identischem Wechselrichter und unterschiedlicher Batterie. Sowohl AC-, DC- und PV-gekoppelte Speichersysteme sind unter den 20 Systemen vertreten (vgl. Bild 8). Um die gewünschte Anonymität des an der Studie beteiligten Anbieters von PV-gekoppelten Systemen zu ermöglichen, wird das analysierte PV-gekoppelte System den DC-gekoppelten Systemen zugeordnet.

Die Mehrzahl der Hersteller hat die Charakterisierung der Systeme nach dem Effizienzleitfaden bei Prüfinstituten durchführen lassen. Ein Hersteller hat die Messungen hingegen selbst vorgenommen. Laut den Prüfberichten wurden die Systeme nach den Vorgaben des Effizienzleitfadens (Version 1.0) vermessen.

Bei der Analyse der Messergebnisse auf Basis der bereitgestellten Prüfberichte wurden die Änderungen im Effizienzleitfaden 2.0 (Stand: Oktober 2018) bereits weitgehend berücksichtigt.

Anpassungen der Prüfbedingungen konnten jedoch nicht berücksichtigt werden, da die Messungen bereits durchgeführt wurden. Die überarbeitete Version 2.0 des Effizienzleitfadens wird voraussichtlich Anfang 2019 veröffentlicht.

Im Mittelpunkt des zweiten Schwerpunkts dieser Studie steht unter anderem der Vergleich der Umwandlungswirkungsgrade der Systeme. Es wird darauf hingewiesen, dass im Rahmen dieser Studie lediglich die Wirkungsgrade der Wechselrichter bei nominaler PV-Eingangsspannung analysiert werden. Die nominale Eingangsspannung eines PV-Wechselrichters oder PV-Batteriewechselrichters ist in der Regel in den Datenblättern vom Hersteller angegeben.

Die Umwandlungswirkungsgrade der leistungselektronischen Systemkomponenten werden nach Effizienzleitfaden an acht Stützpunkten erfasst, die zur Auslastung des Energieumwandlungspfad bei 5%, 10%, 20%, 25%, 30%, 50%, 75% und 100% der jeweiligen nominalen Leistung führen. Im Labor lassen sich diese Stützstellen aufgrund von Eigenarten der Systeme und stochastischen Abweichungen nicht immer exakt einstellen.

Aus dem Wirkungsgrad und der Eingangsleistung oder der Differenz zwischen der Eingangs- und Ausgangsleistung lässt sich die resultierende Verlustleistung bestimmen. Bild 5 zeigt die Abhängigkeit der Verlustleistung von der spezifischen Ausgangsleistung für die drei Umwandlungspfade eines DC-gekoppelten Systems. Die Verlustleistungen der einzelnen Pfade an den acht Messpunkten wurden mithilfe der im Prüfbericht tabellarisch aufgeführten Umwandlungswirkungsgrade und Eingangsleistungen berechnet. Im unteren Leistungsbereich dominieren die leistungsunabhängigen Leerlaufverluste die resultierende Verlustleistung. Im oberen Leistungsbereich sind es in die Schaltverluste und ohmschen Verluste der leistungselektronischen Komponenten, die linear oder quadratisch mit dem Strom zunehmen [17].

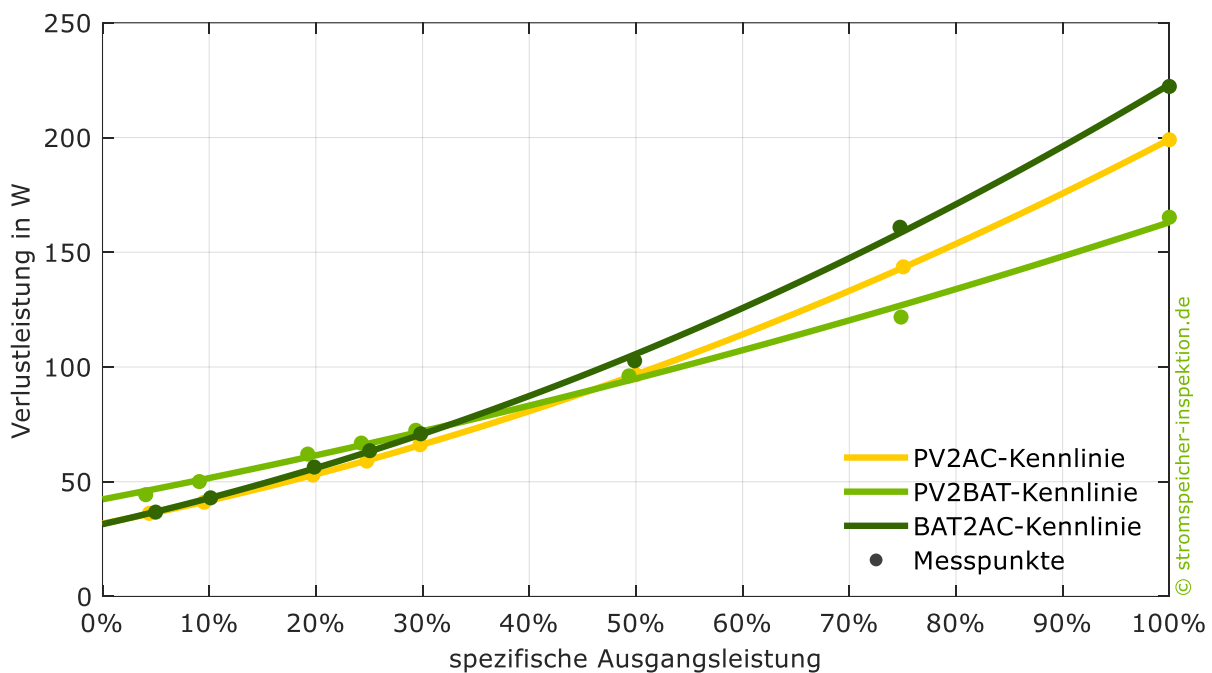


Bild 5 Messwerte und resultierende Kennlinien der Verlustleistung für die einzelnen Umwandlungspfade eines DC-gekoppelten PV-Speichersystems in Abhängigkeit von der spezifischen Ausgangsleistung, normiert auf die jeweilige Bemessungsausgangsleistung (Beispiel: System E6, siehe Anhang A.1).

In der Regel lässt sich die Leistungsabhängigkeit der Verlustleistung durch eine quadratische Gleichung mit hinreichender Genauigkeit annähern [17]. Aus der quadratischen Gleichung kann im Anschluss der Umwandlungswirkungsgrad in Abhängigkeit von der Eingangs- oder Ausgangsleistung ermittelt werden. In dieser Studie werden die resultierenden Wirkungsgradkennlinien in Kapitel 4.2 als Funktion der absoluten Ausgangsleistung analysiert. Dabei ist zu beachten, dass sich ein unstetiger Verlauf der Wirkungsgradkennlinie durch den gewählten Ansatz nicht abbilden lässt. Dies ist vereinzelt bei Systemen der Fall, die bestimmte Systemkomponenten je nach Höhe der Auslastung zu- oder abschalten. Kleinere Abweichungen zwischen den gemessenen und den aus der quadratischen Gleichung berechneten Wirkungsgraden können auch durch Messungenauigkeiten hervorgerufen werden.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die in den Prüfberichten aufgeführten Messergebnisse nach bestem Wissen und Gewissen in dieser Studie berücksichtigt wurden. In Einzelfällen wurden nicht plausible Werte der in den Prüfberichten aufgeführten Systemeigenschaften außer Acht gelassen. Abschließend ist zu erwähnen, dass die Umwandlungsverluste und die Verluste aufgrund der ungenauen MPP-Regelung für die vom PV-Generator ausgehenden Umwandlungspfade in der Studie nicht separat betrachtet werden. Die MPPT-Wirkungsgrade sind somit in den aufgeführten Umwandlungswirkungsgraden enthalten.

Bei vielen Systemen sind derzeit keine Angaben zur Standby-Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems in den bereitgestellten Prüfberichten oder Datenblättern zu finden, weshalb dieser Aspekt nicht näher untersucht wird. Der Standby-Verbrauch des Batteriemanagementsystems bleibt daher auch in der simulationsbasierten Systembewertung außer Acht. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass im realen Betrieb relevante Bereitschaftsverluste durch die in den Lithium-Ionen-Batterien integrierte Elektronik entstehen können [18].

2.3 Simulationsbasierte Systembewertung

Im Mittelpunkt des dritten Schwerpunkts dieser Studie steht der Vergleich der Gesamteffizienz der verschiedenen PV-Speichersysteme. Unter Berücksichtigung der nach Effizienzleitfaden ermittelten Systemeigenschaften wird hierfür basierend auf dem „Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (PerMod 2.0)“ (Stand: Oktober 2018) ein modellbasierter Simulationstest durchgeführt [19]. Mit PerMod 2.0 kann das Betriebsverhalten von AC-, DC- und PV-gekoppelten PV-Batteriesystemen (vgl. Bild 8) in einsekündiger Auflösung über den Zeitraum von einem Jahr simuliert werden.

Im Gegensatz zu vorangegangenen modellbasierten Effizienzanalysen beschränkt sich PerMod 2.0 auf die Systemparameter, die in den Datenblättern gemäß Effizienzleitfaden 2.0 enthalten sind (vgl. Anhang A.1). Da aus einem standardisierten Prüfverfahren in einem überschaubaren Messzeitraum nicht alle Systemeigenarten hervorgehen können, lassen sich diese somit auch nicht vollständig in einem darauf aufbauenden Simulationstest berücksichtigen. Aus Gründen der besseren Reproduzierbarkeit wird auf eine systemspezifische Anpassung der Modellparameter oder Modellstruktur verzichtet.

Ein belastbarer Vergleich der Effizienz unterschiedlicher PV-Speichersysteme ist nur möglich, wenn die Systeme identischen Betriebsbedingungen ausgesetzt sind. Dem steht jedoch gegenüber, dass insbesondere die leistungselektronischen Komponenten der am Markt erhältlichen PV-Speichersysteme für unterschiedliche Einsatzbedingungen ausgelegt sind. In dieser Studie beschränkt sich die Systembewertung auf den ersten Referenzfall für PV-Speichersysteme [20]. Das zugrundeliegende Referenzgebäude hat folgende Eigenschaften:

- Elektrischer Energieverbrauch des Wohngebäudes: 5010 kWh/a
- DC-Nennleistung des PV-Generators: 5 kWp

Systeme, die aufgrund der Dimensionierung der leistungselektronischen Komponenten nicht für den Einsatz in dem Referenzgebäude in Frage kommen, können im Systemvergleich nicht berücksichtigt werden.

Dem Referenzfall liegen zudem Zeitreihen der PV-Leistungsabgabe und der elektrischen Last in einsekündiger Auflösung über den Zeitraum von einem Jahr zugrunde. Das elektrische Haushaltlastprofil wurde einem frei verfügbaren Datensatz (Nr. 31 aus [21]) entnommen. Die Zeitreihe der Leistungsabgabe des PV-Generators wurde auf Basis von meteorologischen Daten der Universität Oldenburg aus dem Jahr 2014 erstellt [22]. Auf Grundlage der horizontal erfassten Messdaten der Bestrahlungsstärke wurde die Bestrahlungsstärke auf einem südlich ausgerichteten und um 35° geneigten PV-Generator durch geometrische Zusammenhänge sowie mit dem Modell von Klucher berechnet [23]. Zusätzlich wurde die Lufttemperatur bei der Berechnung der Leistungsabgabe des PV-Generators nach Beyer et al. [24] berücksichtigt. Der resultierende DC-Jahresertrag des PV-Generators beträgt $1055 \text{ kWh}/(\text{kWp}\cdot\text{a})$.

Bild 6 veranschaulicht die Vorgehensweise zur simulationsbasierten Systembewertung im Rahmen dieser Studie. Die Grundlage der Simulation des realen Systemverhaltens bilden die gemäß Effizienzleitfaden ermittelten Messwerte der Speicherkapazität und der weiteren Systemeigenschaften. Die Systembewertung basiert darauf, das simulierte Betriebsverhalten des realen Systems mit dem idealen Betriebsverhalten eines verlustfreien PV-Batteriesystems zu vergleichen. In beiden Fällen ist dabei die Speicherkapazität des Batteriespeichers identisch.

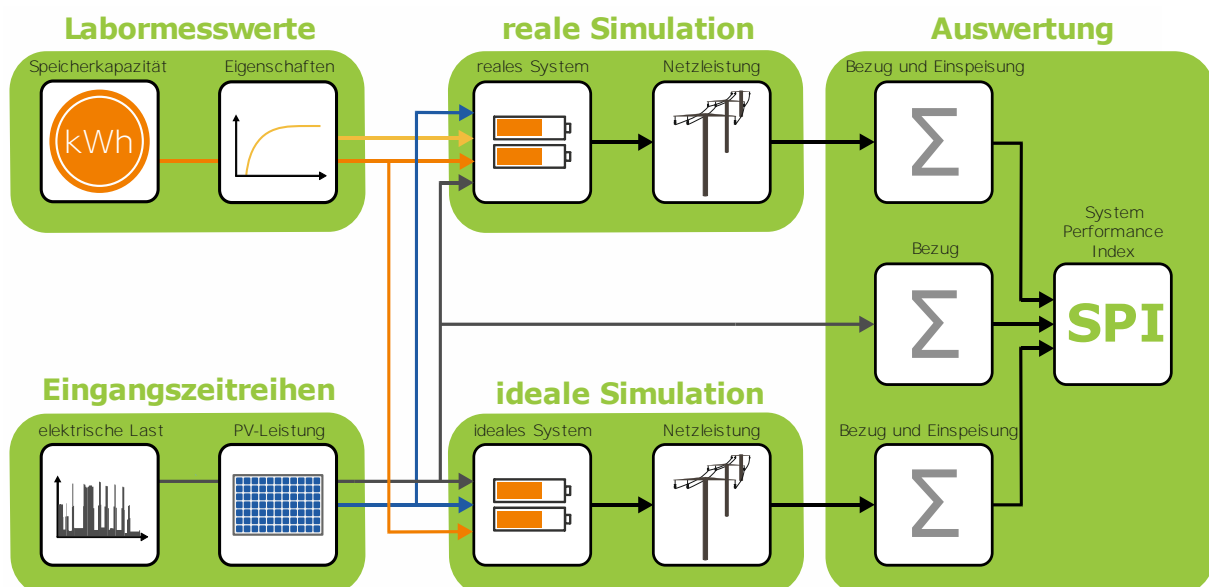


Bild 6 Vereinfachtes Blockdiagramm zur simulationsbasierten Systembewertung mit dem System Performance Index (SPI).

In dieser Studie wird die in der Batterie speicherbare Energie als Speicherkapazität und die DC-seitig entnehmbare Energie als nutzbare Speicherkapazität bezeichnet (vgl. Bild 7). Die Speicherkapazität wird aus dem nach Effizienzleitfaden bestimmten Mittelwert der während der Ladung vom Batteriespeicher aufgenommenen Energie und während der Entladung abgegebenen Energie berechnet. Dabei wird von einer Gleichverteilung der Umwandlungsverluste auf den Lade- und Entladevorgang ausgegangen [25], [26].

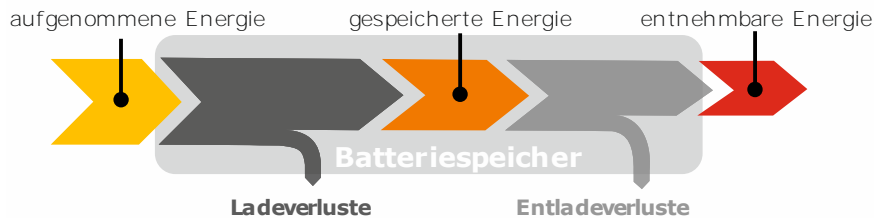


Bild 7 Definition der gespeicherten Energie als „Speicherkapazität“ und entnehmbaren Energie als „nutzbare Speicherkapazität“ in dieser Studie.

Zusätzlich zu den Labormesswerten sind für die Simulation des realen und idealen Systemverhaltens die bereits zuvor beschriebenen Eingangszeitreihen der elektrischen Last und Leistungsabgabe des PV-Generators notwendig. Verluste aufgrund der Dimensionierung der Leistungselektronik, Energieumwandlung, Regelung oder andere Verlustursachen treten dabei im Idealfall nicht auf. Um eine Vergleichbarkeit zwischen den unterschiedlichen Systemtopologien zu erzielen, wird der PV-Wechselrichter im verlustfreien Idealfall bei AC- und PV-gekoppelten Batteriesystemen ebenfalls als verlustfrei betrachtet. Somit sind die erzielbaren Betriebsergebnisse des idealen Speichersystems unabhängig von der Systemtopologie und variieren lediglich je nach Speicherkapazität des Batteriespeichers.

Aus der Simulation des Betriebsverhaltens des realen und idealen PV-Batteriesystems lässt sich für beide Fälle in jedem Zeitschritt die resultierende Leistungsaufnahme bzw. -abgabe am Netzanschlusspunkt bestimmen (vgl. Bild 6). Im Anschluss kann daraus die in das Netz eingespeiste sowie die aus dem Netz bezogene Energie während des einjährigen Betrachtungszeitraums ermittelt werden. Ziel des Simulationstests ist es, die durch die Verluste des realen Systems hervorgerufene Abnahme der Netzeinspeisung und Zunahme des Netzbezugs zu bestimmen. Im Vergleich zu anderen Bilanzierungsgrenzen hat die Bilanzierung der Energiesummen am Netzanschlusspunkt den Vorteil, dass sich dadurch sowohl bei AC- und DC- als auch bei PV-gekoppelten Systemen sämtliche Verlustmechanismen berücksichtigen lassen.

Mit dem System Performance Index (SPI) wurde an der HTW Berlin eine Effizienzkennzahl entwickelt, die ein PV-Batteriesystem anhand des resultierenden Energieaustauschs mit dem Netz bewertet und dabei die unterschiedliche ökonomische Wertigkeit der Netzeinspeisung und des Netzbezugs berücksichtigt [27], [28]. Die Grundlage des SPI bildet die Berechnung der bilanziellen Stromkosten C , die sich aus den Netzbezugskosten C_{G2AC} abzüglich der Einnahmen aus der Netzeinspeisung R_{AC2G} ergeben:

$$C = C_{G2AC} - R_{AC2G} = E_{G2AC} \cdot p_{G2AC} - E_{AC2G} \cdot p_{AC2G} \quad (1)$$

Die durch den Netzbezug verursachten Kosten C_{G2AC} ergeben sich aus dem Produkt des Netzbezugspreises p_{G2AC} und der aus dem Netz bezogenen Energie E_{G2AC} . Die Netzeinspeiserlöse

R_{AC2G} werden aus der Einspeisevergütung p_{AC2G} und der in das Netz eingespeisten Energie E_{AC2G} ermittelt.

Zur Bestimmung des SPI dienen die bilanziellen Stromkosten C_{REF} des Referenzgebäudes ohne Einsatz eines PV-Batteriesystems als Vergleichsmaßstab. Diese werden mit den durch das ideale, verlustfreie PV-Batteriesystem erzielten bilanziellen Stromkosten $C_{PVBS,IDEAL}$ verglichen. Daraus lässt sich das im verlustfreien Idealfall erzielbare Kosteneinsparungspotenzial $\Delta C_{PVBS,IDEAL}$ bestimmen. Der SPI setzt dieses ideale Potenzial mit der durch das reale PV-Batteriesystem erzielten Kosteneinsparung $\Delta C_{PVBS,REAL}$ ins Verhältnis:

$$SPI = \frac{\Delta C_{PVBS,REAL}}{\Delta C_{PVBS,IDEAL}} = \frac{C_{REF} - C_{PVBS,REAL}}{C_{REF} - C_{PVBS,IDEAL}} \quad (2)$$

Zusammengefasst ergibt sich:

$$SPI = \frac{\text{Kosteneinsparung des realen Systems}}{\text{Kosteneinsparung des idealen Systems}} \quad (3)$$

Unter Berücksichtigung von Gleichung (1) resultiert folgender Zusammenhang:

$$SPI = \frac{E_{G2AC,REF} \cdot p_{G2AC} - E_{G2AC,REAL} \cdot p_{G2AC} + E_{AC2G,REAL} \cdot p_{AC2G}}{E_{G2AC,REF} \cdot p_{G2AC} - E_{G2AC,IDEAL} \cdot p_{G2AC} + E_{AC2G,IDEAL} \cdot p_{AC2G}} \quad (4)$$

Wird sowohl der Nenner als auch der Zähler in Gleichung (4) durch den Netzbezugspreis p_{G2AC} dividiert, ergibt sich für den SPI schließlich:

$$SPI = \frac{E_{G2AC,REF} - E_{G2AC,REAL} + E_{AC2G,REAL} \cdot p}{E_{G2AC,REF} - E_{G2AC,IDEAL} + E_{AC2G,IDEAL} \cdot p} \quad \text{mit } p = \frac{p_{AC2G}}{p_{G2AC}} \quad (5)$$

Der SPI ist somit nur vom Verhältnis p der Einspeisevergütung p_{AC2G} zum Bezugspreis p_{G2AC} abhängig. In dieser Studie wird der SPI entsprechend den Vorgaben des Referenzfalls bei einer Einspeisevergütung von 12 ct/kWh und einem Netzbezugspreis von 30 ct/kWh ermittelt [29].

3 Analyse der Datenblätter

In diesem Kapitel werden die 60 Datenblätter der PV-Speichersysteme und der relevanten Systemkomponenten analysiert. Dabei steht der Vergleich der auf den Datenblättern aufgeführten Begrifflichkeiten zur Angabe der nutzbaren Speicherkapazität und des Wirkungsgrads im Vordergrund. Unter den untersuchten Systemen befinden sich integrierte und modulare Systeme mit AC-, DC- und PV-Generatorkopplung des Batteriespeichers (vgl. Bild 8). Namensgeber für die einzelnen Konzepte sind die jeweiligen Verknüpfungspunkte, an denen der Batteriespeicher mit dem PV-Generator verbunden ist. Integrierte Komplettsysteme beinhalten neben den leistungselektronischen Systemkomponenten auch den Batteriespeicher. Bei modularen Systemkonzepten werden oftmals die Batteriewechselrichter (AC-gekoppelt) und PV-Batteriewechselrichter (DC-gekoppelt) separat zum Batteriespeicher angeboten. Produkte ohne Batteriespeicher enthalten folglich auch keine Angaben zur nutzbaren Speicherkapazität.

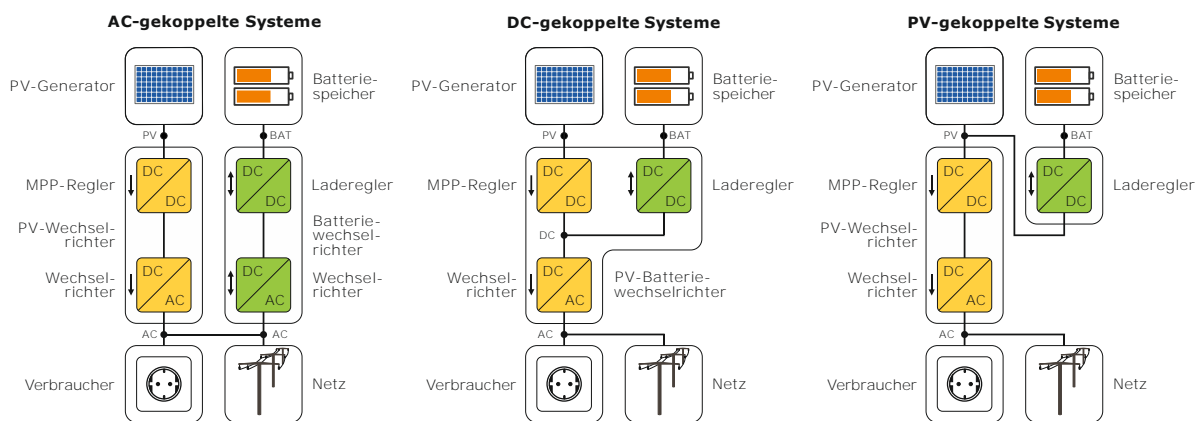


Bild 8 Systemtopologien zur elektrischen Verknüpfung des PV-Generators mit dem Batteriespeicher in Wohngebäuden.

3.1 Angaben zur Speicherkapazität

Zum Vergleich der Größe von unterschiedlichen Batteriespeichern ist die Angabe der nutzbaren Speicherkapazität unerlässlich. In den vergangenen Jahrzehnten wurde insbesondere bei Bleibatterien die entnehmbare Ladungsmenge in der Einheit Amperestunden (Ah) als Speicherkapazität angegeben. Da die Unterschiede in der nominalen Batteriespannung zunehmend größer werden, ist es naheliegend, eher die entnehmbare Energie in Kilowattstunden (kWh) als Vergleichsgröße für Batteriespeicher heranzuziehen. Der nutzbare Energieinhalt eines Speichers wird umgangssprachlich in der Speicherbranche auch als Speicherkapazität [30] oder nutzbare Batteriekapazität [31] bezeichnet. Auch wenn es in Hinblick auf die korrekte Verwendung von physikalischen Größen nicht begrüßenswert ist, folgt diese Studie der gängigen Praxis und bezeichnet die DC-seitig während des Entladevorgangs entnehmbare Energie eines Batteriespeichers als nutzbare Speicherkapazität mit der Einheit kWh.

Grundsätzlich ist die nutzbare Speicherkapazität von der häufig auf Datenblättern aufgeführten nominalen Speicherkapazität zu unterscheiden. Das Verhältnis von der nutzbaren Speicherkapazität zur nominalen Speicherkapazität wird auch als Entladetiefe (engl. depth of

discharge, DOD) bezeichnet [30]. Die Höhe der zulässigen Entladetiefe und somit der Unterschied zwischen der nominalen und nutzbaren Speicherkapazität variiert je nach Batteriehersteller und Systemanbieter. Die Einschränkung des zulässigen Spannungs- bzw. Ladezustandsbereichs der Batterien hat unter anderem folgende Gründe:

- **Alterungsschutz:** Da hohe Batteriespannungen die chemischen Zersetzungsprozesse in Lithium-Ionen-Batterien beschleunigen, kann durch die Verringerung der maximalen Ladespannung einer Lithium-Ionen-Batterie in der Regel deren kalendarische Lebensdauer erhöht werden.
- **Tiefenentladeschutz:** In den Wintermonaten verweilen Batteriespeicher oft über mehrere Tage hinweg bei geringen Ladezuständen. Insbesondere durch die Standby-Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems (BMS) oder durch die DC-seitige Standby-Leistungsaufnahme der leistungselektronischen Systemkomponenten werden die Batteriezellen oftmals weiter entladen, wodurch sich die Batteriespannung weiter verringert. Um die zulässige untere Spannungsgrenze nicht zu unterschreiten, wird ein Teil der nominalen Speicherkapazität zum Schutz vor Tiefenentladung des Batteriespeichers vorgehalten.
- **Ersatzstromreserve:** PV-Speichersysteme mit Ersatzstromfunktion sollen auch in den solarertragsarmen Wintermonaten kurzzeitige Stromausfälle überbrücken können. Ersatzstromfähige PV-Speichersysteme verfügen daher oftmals über eine zusätzliche Kapazitätsreserve für den Notstrom- oder Netzersatzbetrieb, die im Normalbetrieb nicht genutzt wird. Unter Umständen variiert die Höhe der Reserve im Jahresverlauf, sodass im Winter ein größerer Kapazitätsbereich für die Ersatzstromfunktion vorgehalten wird als im Sommer [32].
- **Alterungsreserve:** Einige Hersteller schränken zudem bereits zu Beginn der Nutzungsdauer den zulässigen Ladezustandsbereich stärker ein. Mit der alterungsbedingten Abnahme der nominalen Speicherkapazität während der Nutzungsdauer wird dieser Bereich vergrößert. Da sich der Kapazitätsverlust durch eine höhere zulässige Entladetiefe kompensieren lässt [33], bleibt die für den Systembetreiber nutzbare Speicherkapazität unverändert.

Aufgrund dieser Einschränkungen der nominalen Speicherkapazität ist ein Vergleich des Energieinhalts von unterschiedlichen Batteriespeichern auf Basis der nutzbaren Speicherkapazität zu bevorzugen. Wie Bild 9 zeigt, geht aus den Angaben auf den Datenblättern jedoch nicht immer hervor, ob es sich bei den aufgeführten Werten um die nominale oder nutzbare Speicherkapazität handelt. Die Darstellung veranschaulicht anhand der Größe der aufgeführten Bezeichnungen deren Häufigkeit in den recherchierten Datenblättern. Dabei wurden lediglich die Angaben berücksichtigt, deren Zahlenwerte in der Einheit kWh oder Wh aufgeführt sind. Speicherkapazitätsangaben mit der Einheit Ah wurden ignoriert. Es gilt zu beachten, dass Anbieter von Batteriewechselrichtern für AC-gekoppelte Systeme oder von PV-Batteriewechselrichtern für DC-gekoppelte Systeme berechtigterweise keine Angaben zur Speicherkapazität

machen. Bei Systemen mit Batteriespeicher finden sich hingegen in den Datenblättern teilweise sogar mehrere Speicherkapazitätsangaben.

Insgesamt wurden 45 unterschiedliche Bezeichnungen in den Datenblättern gefunden, die in Zusammenhang mit der Angabe der Speicherkapazität stehen. Mit insgesamt fünf Erwähnungen sind die „nutzbare Kapazität“ und „Nennkapazität“ am häufigsten aufgeführt. Die „Speicherkapazität“ und „Kapazität“ ist in vier Datenblättern zu finden. In drei Datenblättern ist der Energieinhalt des Batteriespeichers mit der „nutzbaren Batteriekapazität“ angegeben. Darüber hinaus gibt es eine Reihe von weiteren Bezeichnungen und Wortzusammensetzungen, die nur ein- oder zweimal genannt sind.



Bild 9 Häufigkeit der Angaben zur Speicherkapazität in den Datenblättern der 60 Hersteller und Anbieter von PV-Speichersystemen.

Im Rahmen der Datenblattanalyse wurden in Hinblick auf die mangelnde Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Angaben zur Speicherkapazität folgende Beispiele identifiziert:

- Aus der Angabe der „Speicherkapazität“ oder „Kapazität“ geht nicht hervor, ob es sich dabei um die nominale oder nutzbare Speicherkapazität handelt.
- Einige Hersteller geben auf den Datenblättern lediglich die nominale Speicherkapazität an. Fehlt die Angabe der nutzbaren Speicherkapazität oder Entladetiefe, lässt sich aus den Datenblättern keine Aussage über die Höhe der entnehmbaren Energie treffen.
- In mehreren Datenblättern ist sowohl die „Nennkapazität“ als auch die „Entladetiefe“, aber nicht die „nutzbare Speicherkapazität“ aufgeführt. Somit wird von Laien erwartet, dass Sie durch die Multiplikation beider Größen die DC-seitig aus dem Batteriespeicher entnehmbare Energie selbst ermitteln.
- In einem Datenblatt wird die „Speicherkapazität“ und die „max. Entladetiefe (DOD)“ mit 70% angegeben. Dabei ist jedoch unklar, ob die Einschränkung des Ladezustandsbereichs bereits in der „Speicherkapazität“ berücksichtigt ist.
- Ein Hersteller verwendet die Fußnote „80% nutzbar“, um am Ende des Datenblatts auf die Einschränkung der angegebenen Speicherkapazität hinzuweisen.

- In einem Datenblatt findet sich der Hinweis, dass ein Teil der Kapazität „für den Schutz der Batterie vor Tiefentladung reserviert“ ist. Ob die angegebene „nutzbare Kapazität“ sich dadurch nochmals verringert oder dieser Aspekt bereits in dem aufgeführten Wert berücksichtigt ist, bleibt offen.
- In den Datenblättern von separaten Batteriespeichern fehlt in der Regel der Hinweis, dass die nutzbare Speicherkapazität von den Einstellungen der Systemregelung abhängig ist und je nach Wechselrichter variieren kann.
- Nur wenige Hersteller geben in den Datenblättern die Prüfbedingungen an, unter denen die angegebene Speicherkapazität ermittelt worden ist.

3.2 Angaben zum Wirkungsgrad

In vielen Datenblättern wird zur Beschreibung der Effizienz der Leistungselektronik der maximale Wirkungsgrad herangezogen. Außer Acht bleibt dabei, dass die Umwandlungswirkungsgrade der leistungselektronischen Komponenten zahlreichen Abhängigkeiten unterliegen:

- **Leistungsabhängigkeit:** Die Umwandlungseffizienz eines Wechselrichters hängt von dessen Auslastung ab. Für die typischen geringen Umwandlungswirkungsgrade im unteren Leistungsbereich sind die Leerlaufverluste der Steuerungselektronik und anderer Wechselrichterkomponenten verantwortlich [34]. Dagegen gewinnen die Schaltverluste der Leistungshalbleiter sowie die ohmschen Verluste mit zunehmender Leistung an Bedeutung [17]. Die meisten Wechselrichtertopologien erzielen im mittleren oder oberen Leistungsbereich die höchsten Wirkungsgrade.
- **Spannungsabhängigkeit:** Darüber hinaus beeinflusst der Unterschied zwischen der Eingangs- und Ausgangsspannung eines leistungselektronischen Bauteils den resultierenden Umwandlungswirkungsgrad [35]. Weitverbreitete transformatorlose Wechselrichter mit integriertem Hochsetzsteller erreichen ihr Wirkungsgradmaximum bei DC-seitigen Eingangsspannungen nahe dem Spitzenwert der Netzspannung [36]. Die dabei anliegende Zwischenkreisspannung entspricht meist annähernd der von den Herstellern definierten Bemessungseingangsspannung. Bei einphasig an das Netz angebotenen Geräten liegt diese oft bei 360 V, bei dreiphasigen Geräten je nach Topologie bei rund 600 bis 700 V [37]. Unterschreitet die DC-seitige Eingangsspannung die Zwischenkreisspannung, ist der Hochsetzsteller aktiv. Der Wirkungsgrad des Wechselrichters ist dann umso schlechter, je geringer die Eingangsspannung ist [35]. Dagegen sinkt bei Wechselrichtern mit integriertem 50-Hz-Transformator der Wirkungsgrad mit zunehmender Eingangsspannung [35]. Somit variiert die Spannungsabhängigkeit der Umwandlungseffizienz je nach Wechselrichtertechnologie.
- **Temperaturabhängigkeit:** Je höher die Temperatur eines Wechselrichters ist, desto geringer fällt in der Regel dessen Umwandlungswirkungsgrad aus [38]. Wechselrichter erzielen daher bei sehr niedrigen Umgebungstemperaturen die höchsten Wirkungsgrade. Bei Geräten mit aktiver Kühlung gilt es auch den Einfluss der Leistungsaufnahme des Lüfters auf den Wirkungsgrad zu beachten.

Neben der Umwandlungseffizienz der leistungselektronischen Komponenten wird auch der Wirkungsgrad des Batteriespeichers von der Leistung und Temperatur beeinflusst. Dies ist bei der Interpretation der häufig in den Datenblättern angegebenen Maximalwirkungsgrade zu berücksichtigen.

Bild 10 stellt die Häufigkeit der einzelnen Wirkungsgradangaben in den analysierten Datenblättern anhand deren Größe dar. Der „max. Wirkungsgrad“ ist mit elf Erwähnungen mit Abstand am häufigsten zu finden. Auch die Angabe des Wirkungsgradmaximums für die einzelnen Systemkomponenten „Batterie“ oder „Wechselrichter“ ist weitverbreitet. Des Weiteren ist der sogenannte „europäische Wirkungsgrad“ in vielen Datenblättern aufgeführt, der die mittlere Effizienz von PV-Wechselrichtern bei typischen Einstrahlungsverhältnissen in Mitteleuropa angibt [39].



Bild 10 Häufigkeit der Angaben zum Wirkungsgrad in den Datenblättern der 60 Hersteller und Anbieter von PV-Speichersystemen.

Folgende Beispiele wurden im Hinblick auf die mangelnde Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Wirkungsgradangaben identifiziert:

- In zahlreichen Datenblättern ist kein Wirkungsgrad aufgeführt, was suggeriert, dass die Umwandlungsverluste irrelevant sind.
- In der Regel werden die Betriebsbedingungen nicht genannt, unter denen die auf den Datenblättern angegebenen „maximalen Wirkungsgrade“ erzielt werden.
- Vereinzelt werden Wirkungsgrade aufgeführt, ohne den Energieumwandlungspfad zu benennen, auf den sich der angegebene Wert bezieht.
- Bei DC-gekoppelten PV-Speichersystemen werden oftmals nur Wirkungsgrade für die Umwandlung der DC-Leistung des PV-Generators in netzkonforme AC-Leistung angegeben. Wirkungsgrade für den Lade- oder Entladebetrieb sind nicht aufgeführt.

- Der europäische Wirkungsgrad wird oft bei DC-gekoppelten Systemen aufgeführt, obwohl diese Größe aufgrund des Einflusses der Batterie auf die Auslastung des Wechselrichters wenig aussagekräftig ist.
- In den Datenblättern von zwei DC-gekoppelten Systemen ist der „max. Wirkungsgrad (PV – Batterie – Netz)“ angegeben. Dabei ist unklar, ob sich der Wert auf die Verkettung der Wirkungsgrade während der Ladung, Speicherung und Entladung bezieht oder ob nur der Maximalwert der drei beteiligten Umwandlungspfade angegeben ist.
- In einem Datenblatt ist der „max. Wirkungsgrad“ des Batteriemoduls mit 99,2% angegeben. Unter welchen Betriebsbedingungen sich dieser Spitzenwirkungsgrad erreichen lässt, wird nicht im Datenblatt erwähnt.

Es bleibt festzuhalten, dass die Angabe von maximalen Wirkungsgraden in den Datenblättern die Regel und die Darstellung der Leistungsabhängigkeit der Wirkungsgrade die Ausnahme ist. Neben der Umwandlungseffizienz wirken sich weitere Systemeigenschaften auf die resultierende Gesamtsystemeffizienz aus. Wichtige Parameter, wie z. B. die Standby-Leistungsaufnahme der Systemkomponenten, fehlen allerdings zumeist in den Datenblättern. Lediglich jedes dritte analysierte Datenblatt enthält einen Wert für den Standby-Verbrauch. Angaben zur Einschwingzeit und Genauigkeit der Systemregelung sind nur vereinzelt zu finden.

Zusammenfassung der Erkenntnisse zu den Datenblattangaben

- Derzeit sind in den Datenblättern keine einheitlichen Bezeichnungen zur Angabe der Speicherkapazität oder der Wirkungsgrade zu finden.
- Ein verlässlicher Vergleich der PV-Speichersysteme ist anhand der Datenblätter heute nur in Einzelfällen möglich.
- Die für unterschiedliche Geräte angegebenen Speicherkapazitäten und Umwandlungswirkungsgrade sind nur selten unter identischen Prüfbedingungen ermittelt worden.
- Werden Angaben zur Effizienz gemacht, ist oft nur der maximale Wirkungsgrad aufgeführt. Maximalwirkungsgrade sind jedoch im Vergleich zu den Wirkungsgraden im unteren Leistungsbereich von geringerer Relevanz.
- Insbesondere bei separaten Batteriespeichern stellt sich die Frage, ob die angegebene Kapazität in Kombination mit dem verwendeten Wechselrichter gilt. Zusätzliche Einstellungen des Batteriewechselrichters reduzieren oft nochmals die aus dem Batteriespeicher entnehmbare Energie.
- Ist die nutzbare Speicherkapazität nicht im Datenblatt aufgeführt, lohnt sich auch hier die Nachfrage beim Hersteller.

4 Vergleich der Systemeigenschaften

Die Analyse der Datenblätter im vorherigen Kapitel zeigt auf, dass eine Vereinheitlichung der Begrifflichkeiten überfällig ist. Der Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme macht entsprechende Vorschläge, wie die einzelnen Systemparameter zu bezeichnen sind. In diesem Kapitel steht die Analyse dieser Systemeigenschaften im Fokus. Dabei werden lediglich PV-Speichersysteme berücksichtigt, für die Prüfberichte gemäß Effizienzleitfaden vorliegen. Zehn der angefragten 60 Hersteller und Systemanbieter haben Prüfberichte für die Stromspeicher-Inspektion 2018 zur Verfügung gestellt (vgl. Kapitel 2.2). Unter den insgesamt 20 Systemkonfigurationen sind einerseits Systeme mit unterschiedlicher Leistungselektronik und gleichem Batteriespeicher. Andererseits sind auch Systeme mit gleichem Wechselrichter, aber unterschiedlichen Batteriespeichern vertreten.

Sowohl in diesem als auch im darauffolgenden Kapitel werden die Ergebnisse anonymisiert aufgeführt. Hierzu werden Systemkürzel verwendet, die sich aus einem je nach Hersteller variierenden Buchstaben und einer Zahl für die jeweilige Systemkonfiguration zusammensetzen. Im Anhang A.2 sind die Systemkürzel den Produktbezeichnungen zugeordnet, sofern sich der jeweilige Hersteller für eine namentliche Erwähnung in der Studie entschieden hat.

Bild 11 stellt die entsprechend Effizienzleitfaden 2.0 ermittelte nutzbare Speicherkapazität der Batteriespeicher für die jeweilige Systemkonfiguration dar. Bei den Systemen A1 bis D1 ist der Batteriespeicher AC-seitig über einen separaten Batteriewechselrichter an das PV-System angebunden (vgl. Bild 8). Direkt in den DC-Zwischenkreis der PV-Batteriewechselrichter oder über einen separaten PV-Wechselrichter sind die Batteriespeicher der Systeme E1 bis I1 eingebunden.

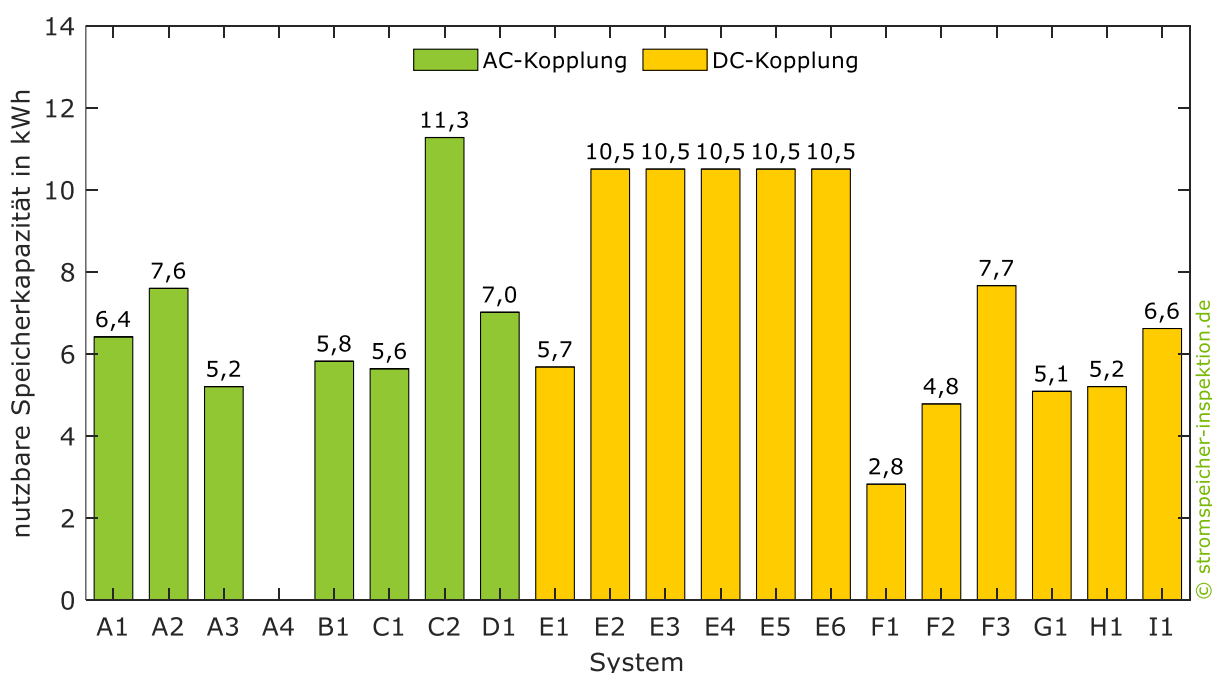


Bild 11 Nutzbare Speicherkapazität und Systemtopologie für die 20 analysierten Systeme (System A4: AC-gekoppelter Batteriewechselrichter ohne Batteriespeicher).

Bei den modularen Systemen der Hersteller A, E, F und H können die Batteriewechselrichter oder PV-Batteriewechselrichter mit Batterien von unterschiedlichen Anbietern kombiniert werden. Die nutzbaren Speicherkapazitäten können daher je nach Konfiguration variieren. Da es sich bei A4 nur um einen Batteriewechselrichter ohne Speicher handelt, ist in Bild 11 keine Angabe zur nutzbaren Speicherkapazität für dieses System zu finden. Die nutzbare Speicherkapazität der Systeme mit Batteriespeicher liegt im Bereich von 2,8 kWh (F1) bis 11,3 kWh (C2). Bei den DC-gekoppelten Systemen E2 bis E6 ist ein Batteriespeicher mit 10,5 kWh eingebunden. Das AC-gekoppelte System A3 sowie das DC-gekoppelte System H1 sind ebenfalls mit dem gleichen Batteriespeicher ausgestattet. Bei den Systemen F1 bis F3 variiert mit der Anzahl der Batteriemodule auch die nutzbare Speicherkapazität.

Im Folgenden werden die gemäß Effizienzleitfaden ermittelten Eigenschaften der 20 Systeme vorgestellt. Die unterschiedlichen Systemeigenschaften sind dabei bestimmten Verlustmechanismen zugeordnet. Eine Systemeigenschaft ruft Verluste hervor, wenn sie während des Betriebs eines PV-Speichersystems die Netzeinspeisung verringert oder den Netzbezug erhöht [28].

Die Verluste in netzgekoppelten PV-Batteriesystemen lassen sich in fünf Kategorien unterteilen (vgl. Bild 12). Zum einen kommt es durch die Dimensionierung der Systemkomponenten zu Verlusten, die aus der Begrenzung der Leistungselektronik resultieren. Zum anderen ist die Energieumwandlung in den leistungselektronischen Komponenten und im Batteriespeicher mit Umwandlungsverlusten behaftet. Hinzu kommen Regelungsverluste, die im Wesentlichen durch die zeitlich verzögerte und ungenaue Leistungsaufnahme und -abgabe des Batteriespeichers zustande kommen. Der Vollständigkeit halber sind an dieser Stelle auch die Energiemanagementverluste aufgeführt, die sich aus der Begrenzung der Netzeinspeiseleistung und der damit verbundenen Abregelung der Leistungsabgabe des PV-Generators ergeben. Die Energiemanagementverluste werden in der simulationsbasierten Systembewertung in Kapitel 5 näher betrachtet.

Die Leistungsaufnahme der Komponenten im Standby-Betrieb hat Bereitschaftsverluste zur Folge. Sofern keine Alterungsreserve in der Systemregelung implementiert ist (vgl. Kapitel 3.1), nimmt die nutzbare Speicherkapazität des Batteriespeichers während der Nutzungsdauer ab. Da der Fokus dieser Studie auf der Analyse der Energieeffizienz im Neuzustand auf Basis der nach Effizienzleitfaden ermittelten Messergebnisse liegt, werden die Alterungsverluste nicht näher betrachtet.

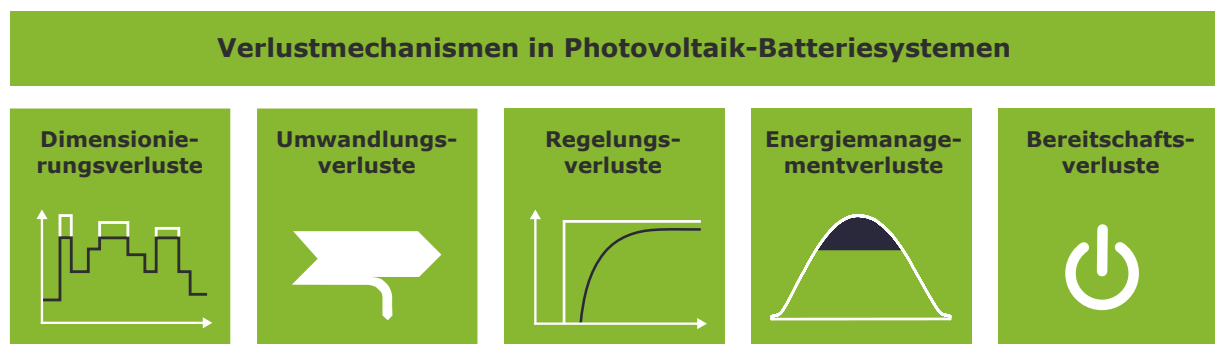


Bild 12 Überblick über die Verluste von PV-Speichersystemen.

4.1 Dimensionierungsverluste

Die Begrenzung der maximalen PV-Eingangsleistung des PV-Wechselrichters bzw. PV-Batteriewechselrichters bei DC-gekoppelten Systemen hat in der Praxis Einfluss auf den erzielbaren Ertrag des PV-Generators. Wie Tabelle 1 darstellt, variiert die nominale PV-Eingangsleistung der analysierten DC-gekoppelten Systeme zwischen 4,3 kW (E5) und 10,3 kW (E4). Die Höhe der damit verbundenen Dimensionierungsverluste lässt sich nicht pauschal angeben, da diese unter anderem von der Größe des angeschlossenen PV-Generators abhängen. Wird die Leistungsabgabe des PV-Generators zu sehr durch die Dimensionierung des Wechselrichters beschränkt, können jedoch relevante Ertragsverluste entstehen.

Tabelle 1 PV-Bemessungseingangsleistung der DC-gekoppelten Systeme.

	E1	E2	E3	E4	E5	E6	F1	F2	F3	G1	H1
Leistung in kW	6,2	6,2	8,0	10,3	4,3	5,7	5,1	5,1	5,1	6,2	4,7

Des Weiteren wird die Leistungsfähigkeit eines PV-Speichersystems von der nominalen Lade- und Entladeleistung des Batteriespeichers beeinflusst. Bild 13 verdeutlicht für die 20 Systemkonfigurationen die Limitierung der Lade- und Entladeleistung. Zudem sind die den Systemen zugeordneten Punkte je nach nutzbarer Speicherkapazität eingefärbt. Bei den meisten Systemen ist ein Zusammenhang zwischen der Größe des Batteriespeichers und der nominalen Lade- und Entladeleistung zu erkennen. Die Systeme D1 und I1 haben mit 1,7 und 2,1 kW die geringste maximale Ladeleistung, obwohl die nutzbaren Speicherkapazitäten der Produkte mit 7,0 und 6,6 kWh eher im mittleren Bereich der analysierten Systembandbreite liegen.

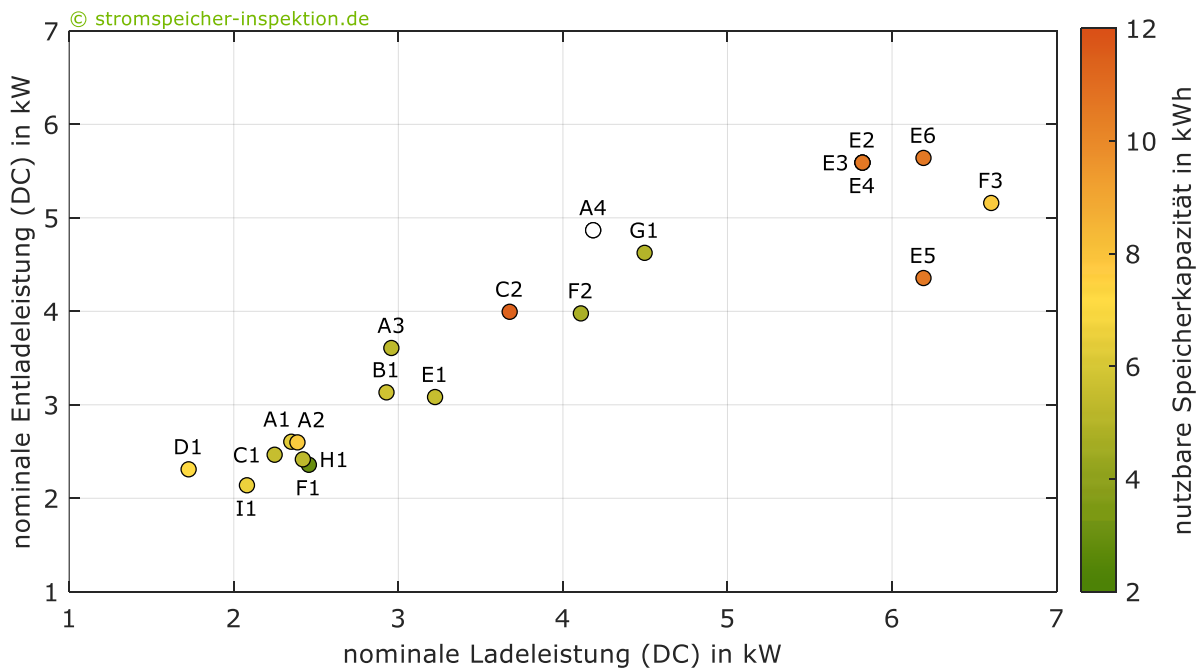


Bild 13 Nominale Lade- und Entladeleistung sowie nutzbare Speicherkapazität der einzelnen Systemkonfigurationen.

Eine zu stark beschränkte Batterieladeleistung führt unter Umständen dazu, dass sich nicht die gesamten PV-Energieüberschüsse speichern lassen. Dagegen hat die Limitierung der Batterieentladeleistung zur Folge, dass Lastspitzen nur teilweise durch den Batteriespeicher gedeckt werden. Wie Bild 13 zeigt, ist die Entladeleistung bei etwa einem Drittel der untersuchten Systeme auf 2 bis 3 kW begrenzt. Die DC-gekoppelten Systeme E2 bis E4 sowie E6 und F3 können im Entladebetrieb Leistungen oberhalb von 5 kW bereitstellen.

In der Regel sinkt der Energiedurchsatz durch den Batteriespeicher, je geringer dessen maximale Lade- und Entladeleistung ist [40]. Die reine Fokussierung auf hohe Lade- und Entladeleistung ist jedoch nicht zielführend, da die Überdimensionierung der leistungselektronischen Komponenten höhere Effizienzeinbußen im Leistungsbereich unterhalb von 1 kW zur Folge haben kann. Auch beim Einsatz von PV-Speichersystemen in privaten Haushalten mit Elektrofahrzeugen ist eine nominale Entladeleistung des Batteriespeichers von 3 bis 4 kW in den meisten Fällen ausreichend [9].

4.2 Umwandlungsverluste

Jede Energieumwandlung innerhalb der Systemkomponenten ist verlustbehaftet. Die resultierenden Umwandlungsverluste ergeben sich aus der Differenz zwischen der zugeführten und abgegebenen Energie der jeweiligen Systemkomponente. Bild 14 veranschaulicht die einzelnen Energieumwandlungspfade der drei Systemtopologien. Des Weiteren sind die Kurzbezeichnungen der Messstellen abgebildet, die zur Beschreibung der Energieumwandlungspfade dienen. Namensgebend für die Pfadkürzel ist die Energieflussrichtung von der Quelle zur (engl. to, kurz 2) Senke.

Der PV2AC-Pfad beschreibt die Umwandlung der DC-Leistungsabgabe des PV-Generators in netzkonforme AC-Leistung. Die damit verbundenen Verluste fallen bei AC- und PV-gekoppelten Systemen im separaten PV-Wechselrichter an. Ferner treten bei AC-gekoppelten Systemen Umwandlungsverluste im Batteriewechselrichter während des Ladevorgangs (AC2BAT-Pfad) und Entladevorgangs (BAT2AC-Pfad) auf.

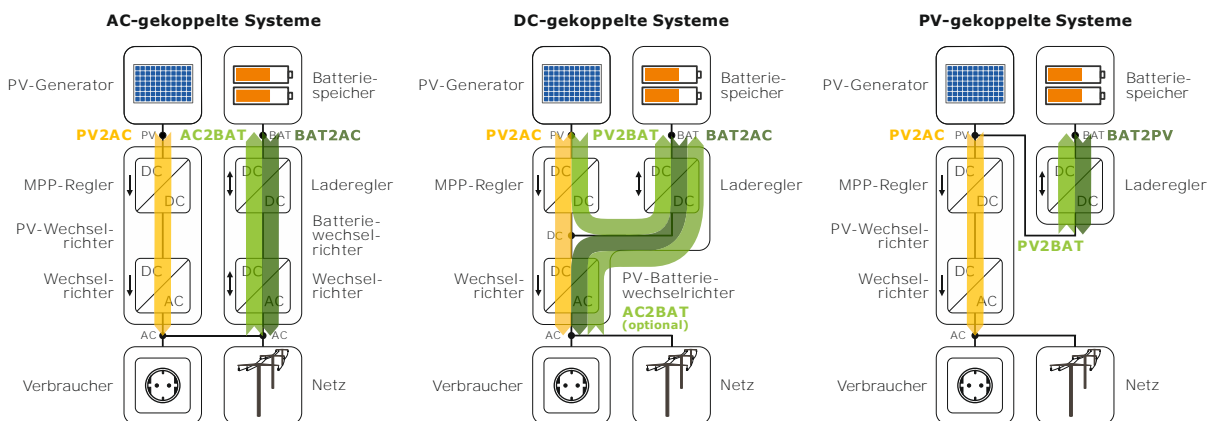


Bild 14 Energieumwandlungspfade der einzelnen Systemtopologien.

PV-gekoppelte Batteriespeicher sind über einen DC/DC-Steller, der als Laderegler dient, zwischen dem PV-Generator und dem PV-Wechselrichter eingebunden. Die Verluste des PV2BAT- und BAT2PV-Umwandlungspfads lassen sich daher dem Lade- bzw. Entladeregler zuschreiben. Bei der DC-Kopplung hingegen sind alle leistungselektronischen Komponenten in einem Gerät vereint. Dies geschieht durch die Anbindung des Batteriespeichers über einen bidirektionalen Laderegler am DC-Zwischenkreis des PV-Batteriewechselrichters. Im PV-Batteriewechselrichter fallen somit die Verluste der Umwandlungspfade PV2AC, PV2BAT und BAT2AC an. DC-gekoppelte Systeme, die über einen bidirektionalen Umrichter verfügen und folglich AC-seitig Energie aufnehmen können, verfügen zusätzlich über den AC2BAT-Umwandlungspfad (vgl. Bild 14).

Dass die Umwandlungseffizienz der leistungselektronischen Komponenten von der Höhe der Eingangs- und Ausgangsspannung abhängt, wurde bereits in Kapitel 3.2 erläutert. Die Wirkungsgradverläufe unterschiedlicher PV-Speichersysteme sollten daher nicht ohne vorherigen Blick auf die zulässigen Spannungsbereiche des PV-Generators und Batteriespeichers verglichen werden. Bild 15 veranschaulicht den Batteriespannungsbereich der unterschiedlichen Systemkonfigurationen, der durch die minimale und maximale Batteriespannung vorgegeben wird. Für die DC-gekoppelten Systeme ist außerdem die nominale PV-Eingangsspannung eingezeichnet. Da System A4 keinen Batteriespeicher beinhaltet, ist stattdessen der zulässige Eingangsspannungsbereich des Batteriewechselrichters dargestellt. An die Batteriewechselrichter der Systeme A3 bis D1 sowie an das DC-gekoppelte System H1 sind Niedervolt-Batteriespeicher mit einem Spannungsbereich zwischen 40 und 60 V angebunden.

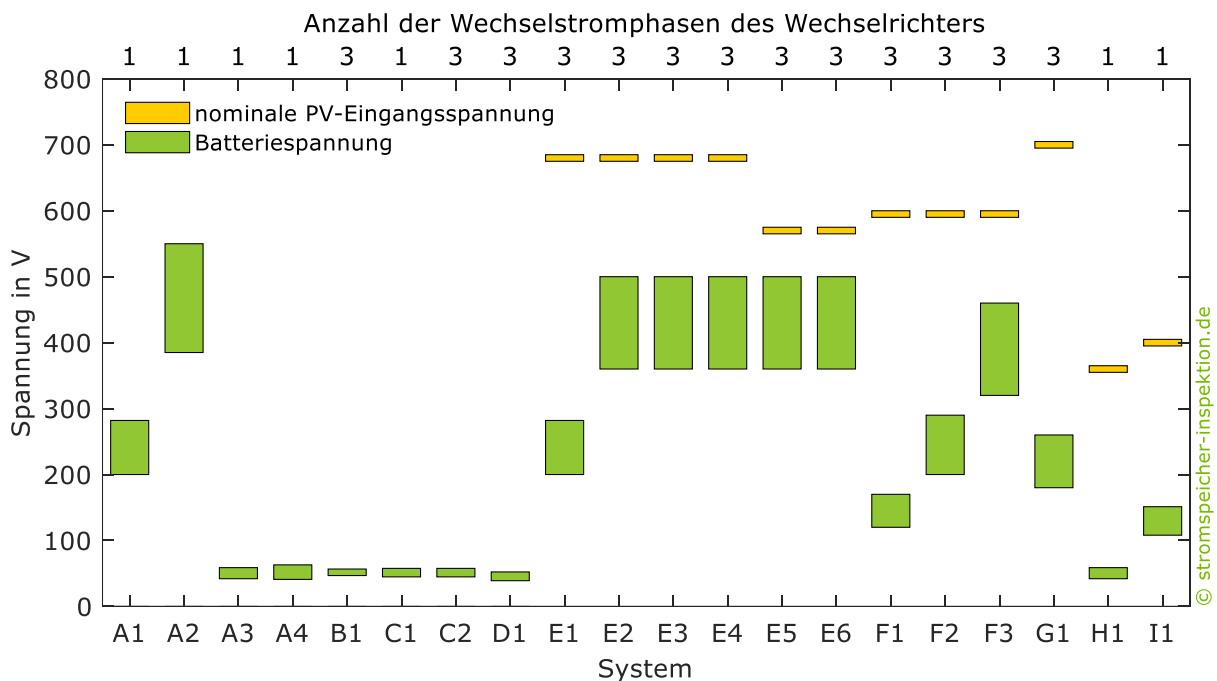


Bild 15 Batteriespannungsbereich der 20 Systemkonfigurationen sowie nominale PV-Eingangsspannung der DC-gekoppelten Systeme.

Die anderen Systemkonfigurationen verfügen über Hochvolt-Batteriespeicher mit einer Batteriespannung oberhalb von 100 V. Bei Hochvolt-Batterien ohne integrierten DC/DC-Wandler resultiert die Klemmenspannung aus der Anzahl der in Reihe geschalteten Batteriezellen. Für

baugleiche Hochvolt-Batteriesysteme ohne integrierten DC/DC-Wandler gilt daher: Je höher die nutzbare Speicherkapazität ist, desto höher ist auch die Batteriespannung.

Beim Vergleich von Bild 11 und Bild 15 wird dieser Zusammenhang insbesondere bei den Systemen E1 und E2 sowie F1 bis F3 ersichtlich. Mit einem zusätzlichen DC/DC-Wandler lässt sich die an den Klemmen des Batteriespeichers anliegende Spannung von der internen Batteriespannung entkoppeln. Dies ist bei System A2 der Fall, bei dem der im Batteriespeicher integrierte Hoch- bzw. Tiefsetzsteller eine Batteriespannung von bis zu 550 V vorgeben kann.

Die Spannung des Batteriespeichers und die resultierende Spannungsdifferenz zum DC-Zwischenkreis wirken sich auf die Wahl des Systemkonzepts der Leistungselektronik aus [41]. Während DC/DC-Wandler kleine Spannungsunterschiede überbrücken können, lassen sich große Spannungsunterschiede über das Wicklungsverhältnis eines Transformators überwinden [42]. Beim Einsatz von Niedervolt-Batterien in AC-gekoppelten Systemen wird daher häufig auf eine einstufige Wechselrichterbrücke in Kombination mit einem Niederfrequenz-Transformator zurückgegriffen [43]. Zur Einbindung von Niedervolt-Batteriespeichern in DC-gekoppelte Systeme ist in der Regel ebenfalls eine transformatorbasierte Spannungsanpassung erforderlich [37], [41]. Demgegenüber können Hochvolt-Batterien aufgrund des geringeren Übersetzungsverhältnisses zwischen der Batterie- und der DC-Zwischenkreisspannung über einen bidirektionalen DC/DC-Wandler eingebunden werden.

Bei einphasigen Wechselrichtern ist meist eine DC-Zwischenkreisspannung von 360 V erforderlich, wohingegen bei dreiphasigen Wechselrichtern 600 bis 700 V benötigt werden [37]. Die höchsten Wirkungsgrade werden bei Eingangsspannungen nahe der DC-Zwischenkreisspannung erreicht [36]. Dementsprechend liegt die von den Herstellern definierte nominale PV-Eingangsspannung der dreiphasigen PV-Batteriewechselrichter der DC-gekoppelten Systeme E1 bis G1 zwischen 570 und 700 V (vgl. Bild 15). Im Vergleich dazu haben die einphasigen Wechselrichter der Systeme H1 und I1 eine nominale PV-Eingangsspannung von nur 360 bzw. 400 V. Aus Bild 15 geht ebenfalls hervor, dass die Netzanbindung der Systeme A1 bis A4 sowie C1 einphasig und der Systeme B1, C2 und D1 dreiphasig ausgeführt ist. Die nominale PV-Generatorspannung ist für diese AC-gekoppelten Systeme nicht aufgeführt, da die Einbindung des PV-Generators über einen separaten PV-Wechselrichter erfolgt.

Aus den zuvor dargestellten Zusammenhängen lässt sich ableiten, dass die im Labor ermittelten Umwandlungswirkungsgrade eines PV-Speichersystems nicht losgelöst von der untersuchten Systemkonfiguration betrachtet werden sollten. Zum einen kann in der Praxis die aus der Verschaltung des PV-Generators resultierende Eingangsspannung deutlich unter der nominalen PV-Eingangsspannung liegen, weshalb aufgrund der erforderlichen Spannungshochsetzung zusätzliche Verluste entstehen. Zum anderen ermöglicht die Wahl einer Batteriekonfiguration mit geringer Spannungsdifferenz zum DC-Zwischenkreis bei Hochvolt-Batterien geringe Umwandlungsverluste [44]. Es gilt daher zu beachten: Je geringer die Batteriespannung ist, desto geringer ist folglich die Umwandlungseffizienz der Leistungselektronik im Lade- und Entladebetrieb.

Neben den Verlusten der Leistungselektronik treten Umwandlungsverluste im Batteriespeicher auf. Diese sind einerseits auf die leistungsabhängige Effizienz der Batteriezellen zurückzuführen. Andererseits ist dafür die Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems (BMS) während des Lade- sowie Entladevorgangs verantwortlich. Beide Faktoren beeinflussen den mittleren Wirkungsgrad eines Batteriespeichers. Tabelle 2 stellt die Batteriewirkungsgrade für die untersuchten Systemkonfigurationen dar, die aus den Prüfberichten nach den Vorgaben des Effizienzleitfadens 2.0 bestimmt wurden. Im Mittel resultiert für die 19 Systeme mit Batteriespeicher ein Batteriewirkungsgrad von 94,6%. Der Unterschied zwischen dem niedrigsten Wert (F1) und höchsten Wert (C1 und C2) liegt immerhin bei rund 8 Prozentpunkten. Je nach System verringert sich die vom Batteriespeicher abgegebene Energie im Vergleich zur zugeführten Energie durch die Batterieverluste demnach um durchschnittlich 2,2 bis 10,3%.

Tabelle 2 Batteriewirkungsgrade der Systeme mit Batteriespeicher (Angabe in %).

A1	A2	A3	B1	C1-C2	D1	E1	E2-E6	F1	F2	F3	G1	H1	I1
94,8	91,5	96,3	93,8	97,8	96,2	94,8	95,3	89,7	91,5	92,5	92,6	96,3	94,4

Im Folgenden wird die leistungsabhängige Umwandlungseffizienz der einzelnen Energieumwandlungspfade analysiert, die gemäß Effizienzleitfaden bei nominaler PV-Eingangsspannung (PV2AC und PV2BAT) sowie im mittleren Ladezustandsbereich (PV2BAT, AC2BAT, BAT2AC und BAT2PV) ermittelt wurde. Dargestellt sind die aus der quadratischen Gleichung der Verlustleistung abgeleiteten Wirkungsgradkennlinien (vgl. Kapitel 2.2).

Bild 16 zeigt den typischen Verlauf der PV2AC-Wirkungsgrade über der AC-seitigen Ausgangsleistung für die DC-gekoppelten Systeme. Ergänzend ist der Wirkungsgrad für den PV-Wechselrichter W1 dargestellt, der zur simulationsbasierten Effizienzbewertung der AC-gekoppelten Systeme in Kapitel 5 verwendet wird.

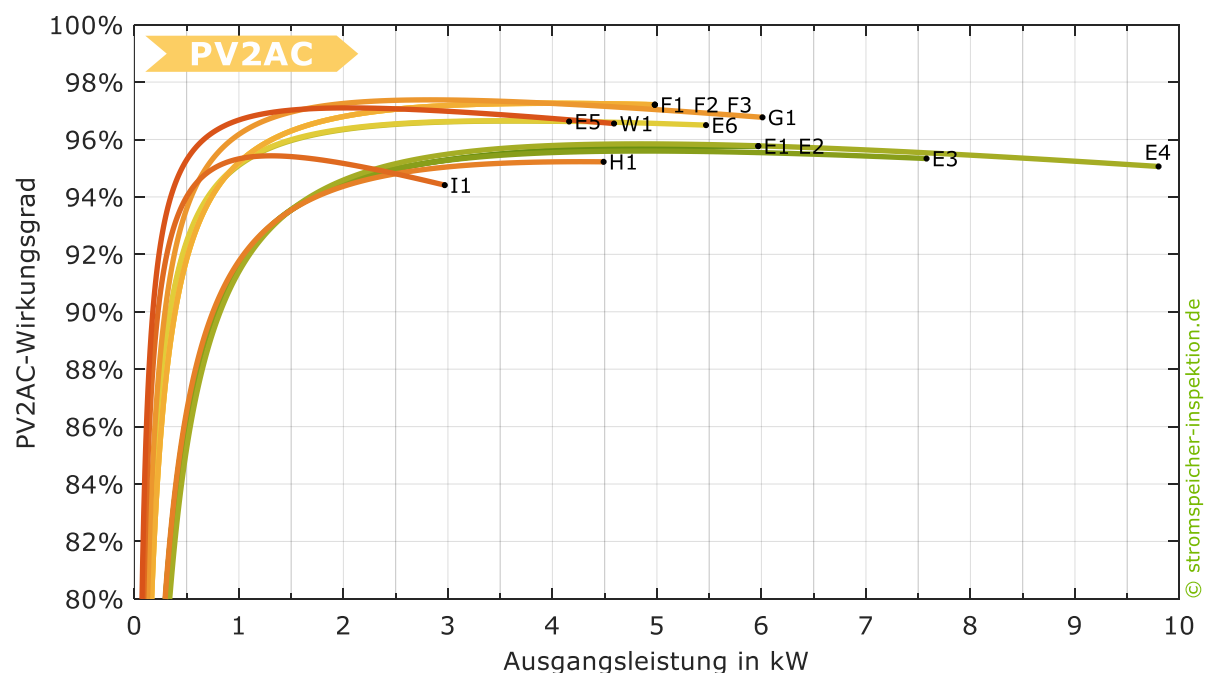


Bild 16 PV2AC-Wirkungsgradkennlinien der DC-gekoppelten Systeme sowie des PV-Wechselrichters W1.

Die Zuweisung der Systemkürzel erfolgt bei der Bemessungsausgangsleistung und dem zugehörigen Wirkungsgrad. Identische PV2AC-Wirkungsgradverläufe ergeben sich für die Systeme F1 bis F3 sowie E1 und E2. Bei der jeweiligen PV2AC-Bemessungsleistung erreichen die Systeme Wirkungsgrade zwischen 94,4% (I1) und 97,2% (F1 bis F3). Je nach Zusammensetzung der Verlustleistungsbestandteile steigt oder fällt der Wirkungsgrad zunächst bei geringeren Auslastungen. Da die konstanten Leerlaufverluste im unteren Leistungsbereich an Relevanz gewinnen, verschlechtern sich die Umwandlungswirkungsgrade bei Ausgangsleistungen unterhalb von 1 kW deutlich. Bei einer Ausgangsleistung von 0,5 kW liegt der PV2AC-Wirkungsgrad nur noch im Bereich zwischen 85,3% (E4) und 95,3% (W1).

Der PV2BAT-Wirkungsgrad beschreibt die Umwandlungseffizienz der DC-gekoppelten Systeme im Ladebetrieb (vgl. Bild 14). Bild 17 stellt die PV2BAT-Wirkungsgradkennlinien aufgetragen über der batterie-seitigen Ladeleistung gegenüber. Werden die Systeme mit der maximalen Ladeleistung beaufschlagt, ergeben sich PV2BAT-Wirkungsgrade zwischen 92,0% (H1) und 98,6% (F3). Bei den Systemen mit Hochvolt-Batteriespeicher (E1 bis G1 sowie I1) fällt der Wirkungsgrad bei geringen Ladeleistungen in der Regel aufgrund der zunehmenden Dominanz der Leerlaufverluste ab. Beim Vergleich der Wirkungsgradkennlinien der Systeme E1 und E2 sowie F1 bis F3 wird ersichtlich: Je höher die nutzbare Speicherkapazität und somit die Batteriespannung der Hochvolt-Batterien ist (vgl. Bild 11 und Bild 15), desto höher ist die Ladeeffizienz der Leistungselektronik. Obwohl bei den Systemen F1 und F3 mit einer maximalen Batteriespannung von 170 bzw. 460 V der gleiche PV-Batteriewechselrichter eingesetzt wird, kommt System F3 im Vergleich zu F1 daher auf einen um bis zu 1 Prozentpunkt höheren PV2BAT-Wirkungsgrad. Bis zu einer Ladeleistung von 0,6 kW erreicht das System I1 die höchste Ladeeffizienz, oberhalb davon weist F3 die geringsten Effizienzeinbußen auf. Zudem fällt auf, dass das System H1 mit einer Batteriespannung von unter 60 V sein Wirkungsgradmaximum im Gegensatz zu den meisten Hochvolt-Varianten nicht bei der Nennleistung erzielt.

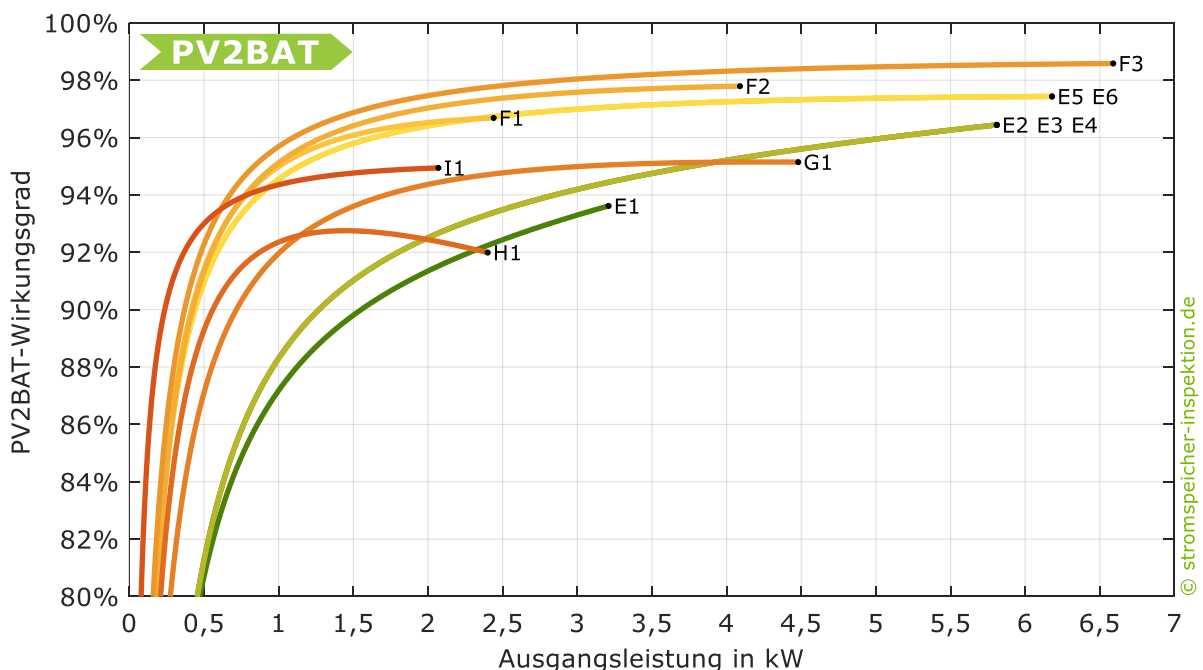


Bild 17 PV2BAT-Wirkungsgradkennlinien der DC-gekoppelten Systeme.

Die Umwandlungsverluste von AC-gekoppelten Systemen fallen während des Ladevorgangs im Batteriewechselrichter (AC2BAT-Umwandlungspfad) an (vgl. Bild 14). In Bild 18 ist die Leistungsabhängigkeit des AC2BAT-Wirkungsgrads der AC-gekoppelten Systeme dargestellt. Die DC-gekoppelten Systeme des Herstellers F können zur Batterieladung auch AC-seitig Energie aufnehmen. Da die AC2BAT-Wirkungsgradkennlinie von System F2 im Prüfbericht angegeben ist, stellt Bild 18 diese ebenfalls dar. Systemkonfiguration A2 erreicht mit einem Maximalwirkungsgrad von 96,4% die höchste Umwandlungseffizienz im Ladebetrieb. Bei System A1 kommt der gleiche Batteriewechselrichter zum Einsatz. Allerdings ist bei dieser Systemkonfiguration die Batteriespannung um fast die Hälfte geringer, wodurch der AC2BAT-Wirkungsgrad im Vergleich zu System A2 um bis zu 1,3 Prozentpunkte geringer ausfällt. Das Teillastverhalten der Batteriewechselrichter für Niedervolt-Batterien (A3 bis D1) unterscheidet sich von den Hochvolt-Batteriewechselrichtern (A1 und A2). Die meisten Batteriewechselrichter mit einer DC-Eingangsspannung bis 60 V erzielen die maximale Effizienz zwischen 25% und 50% der nominalen Ladeleistung.

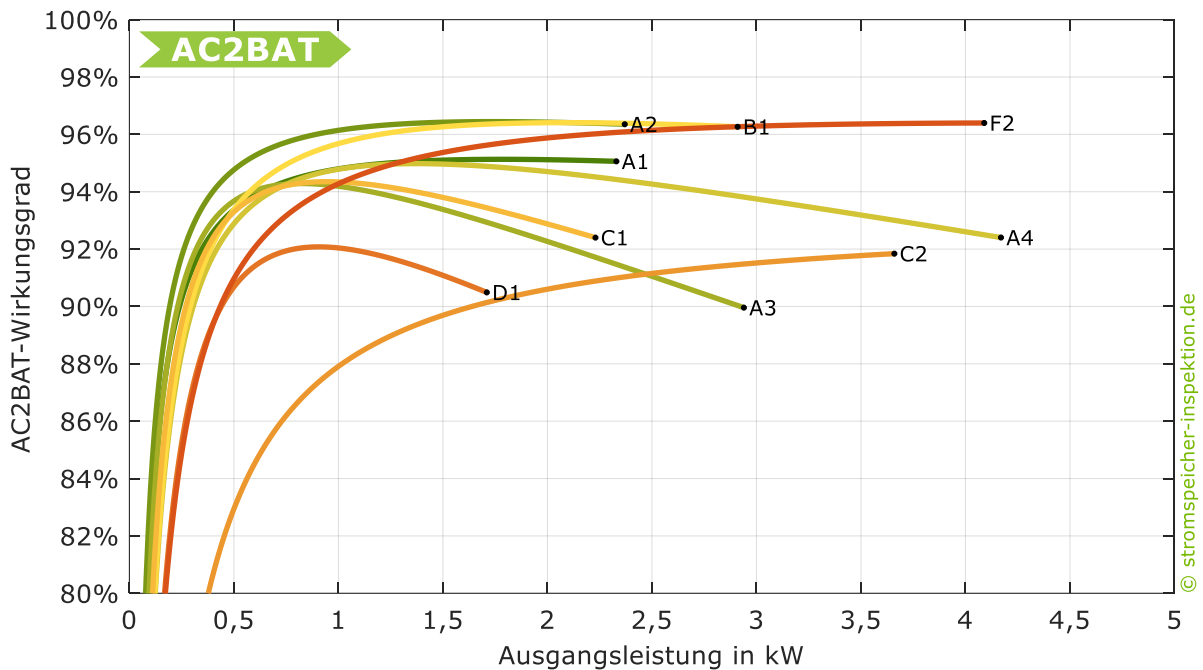


Bild 18 AC2BAT-Wirkungsgradkennlinien der AC-gekoppelten Systeme sowie des DC-gekoppelten Systems F2.

Beim Vergleich der AC2BAT-Wirkungsgradkennlinien (Bild 18) mit den BAT2AC-Wirkungsgradkennlinien der AC-gekoppelten Systeme in Bild 19 wird deutlich, dass die Wirkungsgradverläufe der Batteriewechselrichter im Lade- und Entladebetrieb nahezu identisch sind. Aufgrund der hohen Batteriespannung erzielt der Batteriewechselrichter der Systemkonfiguration A2 mit 96,5% auch den höchsten Umwandlungsgrad beim Entladen. Allerdings geht die hohe Umwandlungseffizienz der Leistungselektronik zulasten eines niedrigeren Batteriewirkungsgrads von 91,5% (vgl. Tabelle 2), der auf den im Batteriespeicher integrierten DC/DC-Wandler zurückzuführen ist. Dieses Beispiel zeigt, dass die Umwandlungseffizienz einzelner Systemkomponenten nicht losgelöst von der Effizienz der anderen Komponenten betrachtet werden sollte.

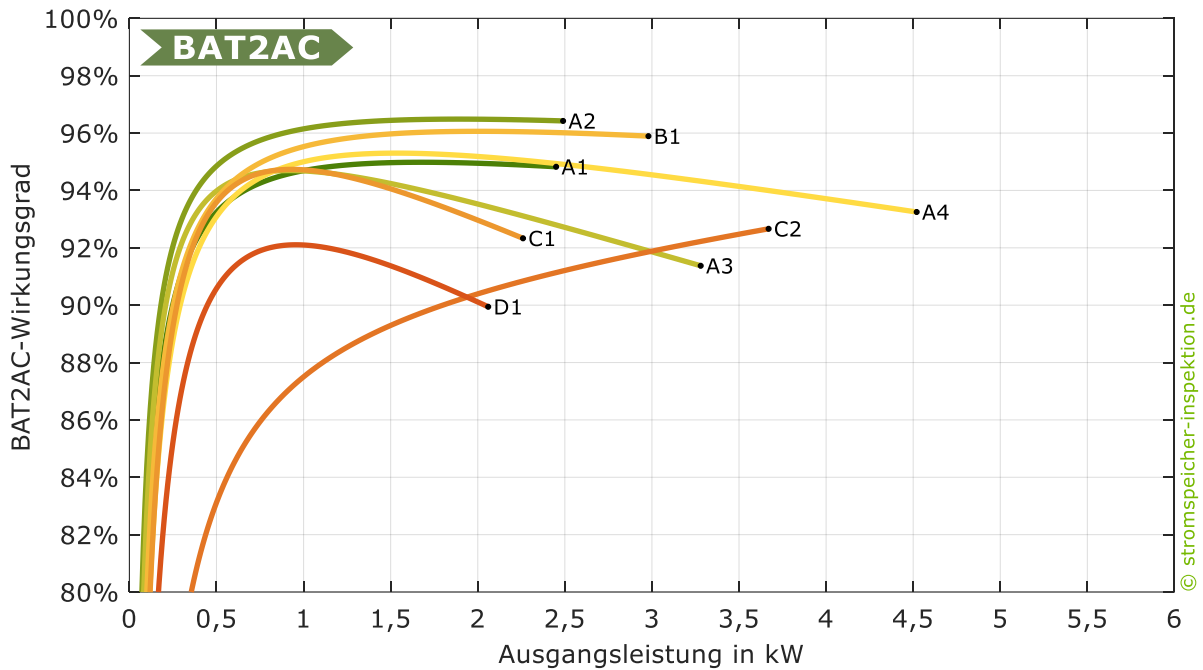


Bild 19 BAT2AC-Wirkungsgradkennlinien der AC-gekoppelten Systeme.

Mit Ausnahme der Systeme C2 und D1 erreichen alle AC-gekoppelten Systeme bei einer AC-Leistungsabgabe von 0,5 kW BAT2AC-Wirkungsgrade zwischen 93 und knapp 95%. Eine hohe Umwandlungseffizienz in diesem Leistungsbereich ist wichtig, da sich Batteriespeicher in Privathaushalten insbesondere in den Abend- und Nachtstunden häufig mit wenigen hundert Watt entladen. In einem durchschnittlichen Haushalt werden jährlich 60% der vom Batteriesystem AC-seitig abgegebenen Energie bei Entladeleistungen unterhalb von 1 kW bereitgestellt [40]. Immerhin rund ein Drittel der jährlichen AC-Energieabgabe entfällt auf Leistungen unter 0,5 kW. Die DC-gekoppelten Systeme erreichen bei einer AC-Ausgangsleistung von 0,5 kW Umwandlungswirkungsgrade zwischen 83,9 und 92,3% (vgl. Bild 20).

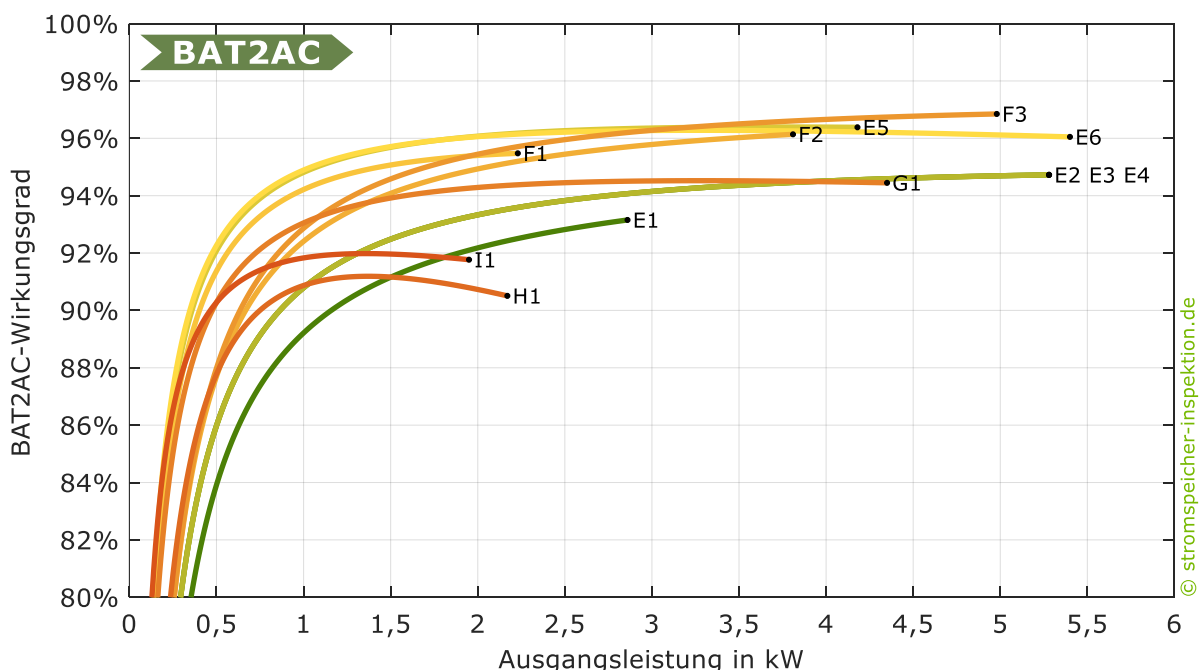


Bild 20 BAT2AC-Wirkungsgradkennlinien der DC-gekoppelten Systeme.

Den im Vergleich zu AC-gekoppelten Systemen geringeren Ladeverlusten der DC-gekoppelten Systeme stehen somit höhere Entladeverluste gegenüber. Angesichts der Relevanz der Teillastwirkungsgrade sind bei einer Ausgangsleistung von 1 kW Umwandlungswirkungsgrade oberhalb von 95% anzustreben. Dieser Wert kann als messbarer Indikator für ein gutes Teillastverhalten der Leistungselektronik dienen.

Zudem muss darauf hingewiesen werden, dass System I1 eine separate AC-Hilfsenergieversorgung hat (vgl. Tabelle 3). Diese Leistungsaufnahme ist weder im Batteriewirkungsgrad noch in den Leerlaufverlusten der leistungselektronischen Komponenten enthalten. Eine reine Fokussierung auf die Umwandlungswirkungsgrade, ohne die Leistungsaufnahme der weiteren Systemkomponenten zu berücksichtigen, ist daher nicht sinnvoll.

4.3 Regelungsverluste

Neben den Dimensionierungs- und Umwandlungsverlusten treten regelungsbedingte Verluste auf. Im Idealfall kann die Systemregelung Energieflüsse zwischen dem Netz und dem Wohngebäude während des Lade- und Entladevorgangs durch Anpassung der Batterieleistung unterbinden. Die am Netzanschlusspunkt über alle drei Phasen bilanzierte Leistung beträgt dann 0 W. Ein ideales, verlustfreies Speichersystem reagiert zudem ohne Zeitverzug auf kurzzeitige Schwankungen der elektrischen Last und der PV-Leistungsabgabe. In der Praxis ist dies aufgrund von Verzögerungen in der Messwerterfassung und -verarbeitung jedoch nicht möglich [45]. Die Ladung und Entladung des Batteriespeichers lässt sich somit nicht immer exakt an die momentane Leistungsbilanz des Wohngebäudes anpassen.

Die dynamischen Regelungsabweichungen werden laut Effizienzleitfaden mit der mittleren Tot- und Einschwingzeit der Systemregelung beschrieben [16]. Die Totzeit gibt an, wie schnell der Batteriespeicher nach einem Leistungssprung damit beginnt, seine Leistung anzupassen. Im Mittel benötigen die 20 analysierten Systeme 1,5 s, bis mit der Anpassung der Batterieleistung begonnen wird. Die Systeme C1 und C2 sowie E1 bis E4 kommen auf besonders geringe Totzeiten von unter 1 s (vgl. Bild 21), da die Leistung am Netzanschlusspunkt bei diesen Systemen analog mithilfe von Messwandlern erfasst wird. Dass die digitale Leistungsmessung ebenfalls geringe Totzeiten von unter 1 s ermöglicht, zeigen unter anderem die Systeme der Hersteller G und I. Dagegen ist die Totzeit der Systeme F1 bis F3 mit 5 s am längsten.

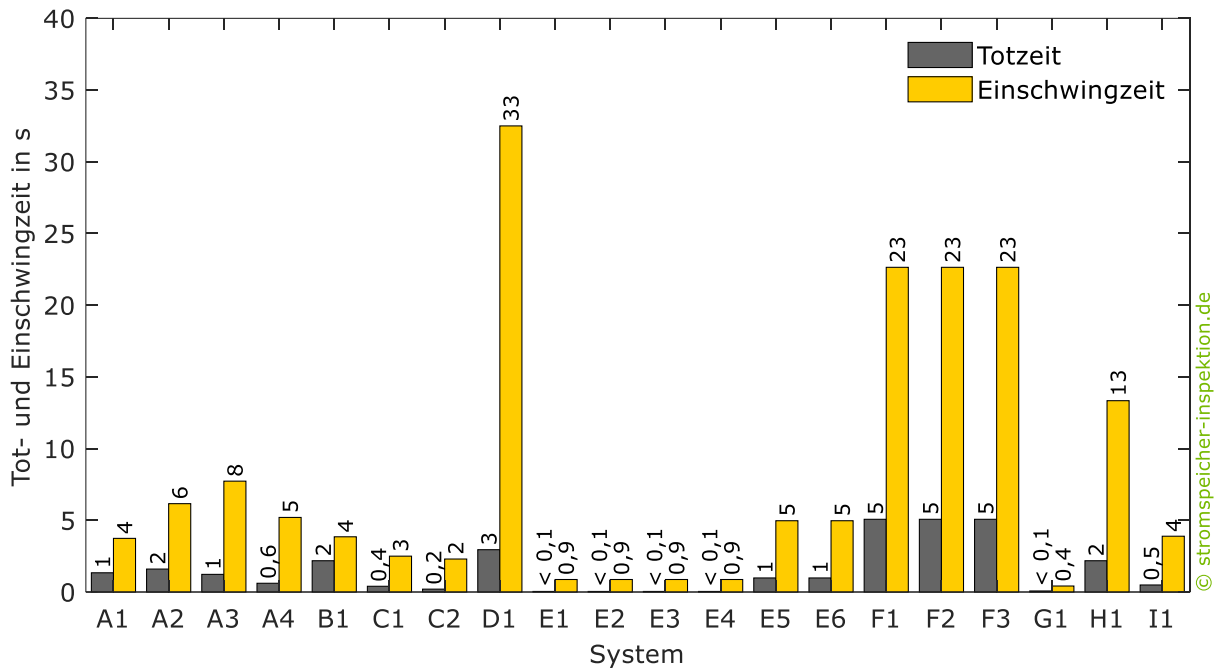


Bild 21 Messwerte der mittleren Tot- und Einschwingzeit der analysierten Systeme.

Bis der eingeschwungene Zustand erreicht ist, benötigen die 20 Systeme inkl. der Totzeit im Mittel 8,1 s. Der Einschwingvorgang der Batterieleistung ist meistens aus regelungstechnischen Gründen gedämpft [46]. Infolgedessen vergehen je nach System zwischen 0,4 und 33 s, bis sich nach einem Leistungssprung der neue Sollwert der Batterieleistung einstellt. Die resultierenden Leistungsdefizite oder -überschüsse werden bis zum Erreichen des eingeschwungenen Zustands durch das Netz ausgeglichen. Tendenziell ist dieser unerwünschte Energieaustausch mit dem Netz umso größer, je langsamer die Systemregelung ist [47].

Darüber hinaus lassen sich in der Praxis selbst in Zeiten mit konstanter PV-Leistungsabgabe und elektrischer Last Regelungsabweichungen beobachten [48], [49]. Das liegt einerseits an der zum Teil unpräzisen Erfassung der Leistungsmesswerte. Andererseits kann in der Software auch eine beabsichtigte Sollwertabweichung implementiert sein, die den negativen Effekten der Regelungsträgheit entgegenwirkt. Die sich daraus ergebenden stationären Regelungsabweichungen werden ebenfalls durch das Netz ausgeglichen.

Bild 22 zeigt die mittleren stationären Regelungsabweichungen der analysierten Systeme im Lade- und Entladebetrieb, die gemäß Effizienzleitfaden 1.0 gemessen wurden. Wie im aktualisierten Effizienzleitfaden 2.0 beschrieben, wurden für die Auswertung allerdings die Abweichungen bei nominaler Lade- und Entladeleistung außer Acht gelassen. Im Idealfall wird während der Ladung und Entladung des Batteriespeichers weder Leistung in das Netz eingespeist noch Leistung aus dem Netz bezogen. Die Systeme der Hersteller A, F, G und I sind in der Lage, die Netzeinspeise- bzw. Netzbezugsleistung bei stationären Verhältnissen auf unter 10 W zu begrenzen. Dagegen speist System D1 zeitgleich zur Batterieladung durchschnittlich 42 W in das Netz ein. Zu erklären ist dies durch eine zu gering eingestellte Ladeleistung des Batteriespeichers. Die Batterieladeleistung des DC-gekoppelten Systems H1 übersteigt hingegen die verfügbare überschüssige PV-Leistung. In der Folge wird AC-seitig zu wenig Leistung abgegeben, sodass zur Versorgung der elektrischen Verbraucher während des Ladevorgangs im Mittel 41 W aus dem Netz bezogen werden.

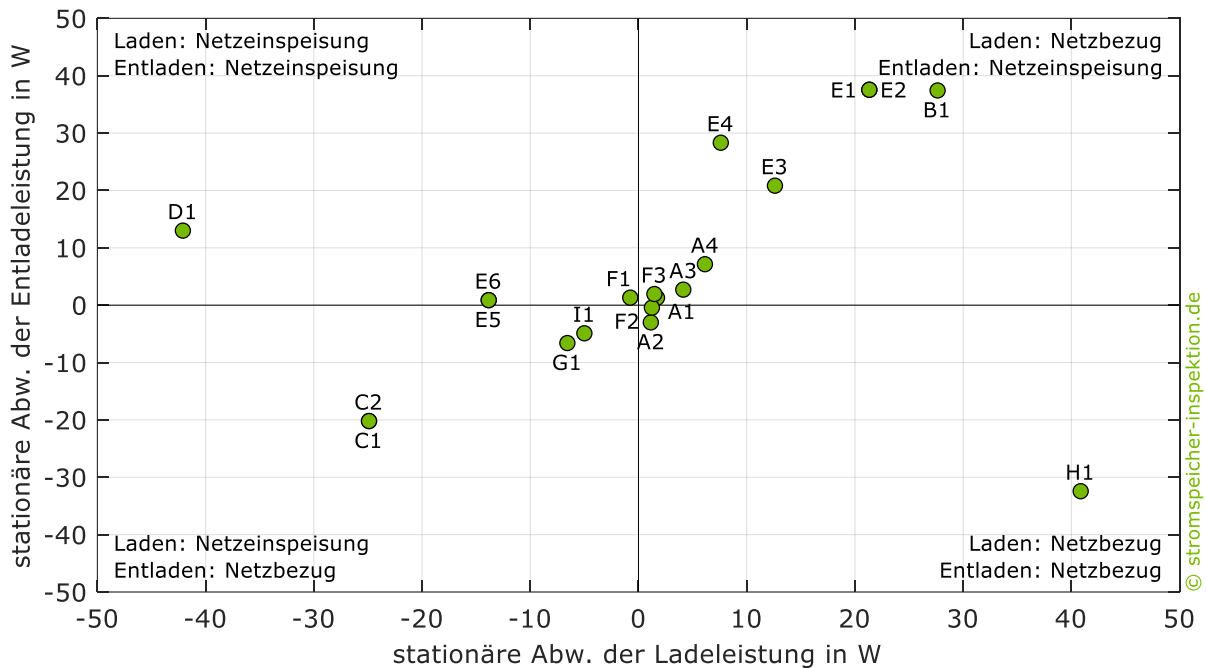


Bild 22 Mittlere stationäre Abweichung der Systeme im Lade- und Entladebetrieb sowie die daraus resultierenden Energieflüsse am Netzanschlusspunkt.

Die AC-seitige Entladeleistung der Systeme B1 sowie D1 bis E4 übersteigt die zu deckende Last inklusive der Leistungsaufnahme der weiteren Systemkomponenten. Dadurch werden während der Entladung des Batteriespeichers zwischen 13 und 38 W in das Netz eingespeist. System H1 zeigt im Entladefall ein gegensätzliches Verhalten: Da AC-seitig zu wenig Leistung abgegeben wird, werden gleichzeitig durchschnittlich 32 W zur Lastdeckung aus dem Netz bezogen. Regelungsbedingte Leistungsdefizite oder Leistungsüberschüsse auf der AC-Seite haben somit immer einen unerwünschten Anstieg des Energieaustauschs mit dem Netz zur Folge.

4.4 Bereitschaftsverluste

Zusätzlich zu den Systemverlusten während des Lade- und Entladevorgangs ist die Leistungsaufnahme der einzelnen Systemkomponenten im Bereitschaftsbetrieb (Leerlauf und ggf. Standby) mit Verlusten verbunden. Verfügen die Systemkomponenten über einen energiesparenden Standby-Modus, kann die Leistungsaufnahme des Systems je nach Betriebszustand variieren [48]. Da sich die Auswertungen in dieser Studie an den Vorgaben des Effizienzleitfadens 2.0 orientieren, wird lediglich die Standby-Leistungsaufnahme der PV-Speichersysteme analysiert.

Befindet sich der Batteriespeicher im vollgeladenen Zustand, nehmen die Batteriewechselrichter der AC-gekoppelten Systeme A1 bis D1 eine AC-Leistung zwischen 1 und 21 W auf (vgl. Bild 23). Da die AC-seitige Leistungsaufnahme in diesem Betriebszustand durch das PV-System gedeckt wird, verringert sich folglich die in das Netz eingespeiste Leistung um den gleichen Betrag. Einige AC- sowie DC-gekoppelte Systeme versorgen sich zudem im oberen Ladezustandsbereich zusätzlich aus dem Batteriespeicher. Dadurch kommt es bei einigen Systemen zur permanenten Batterieentladung mit bis zu 40 W.

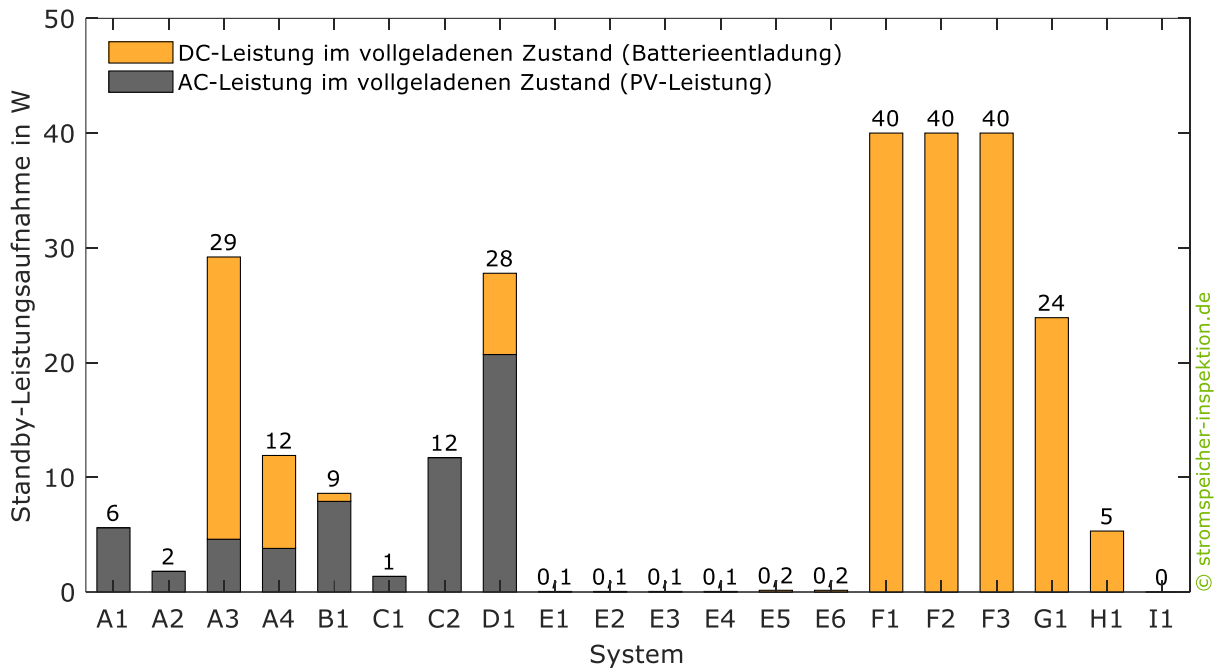


Bild 23 AC- und DC-seitige Leistungsaufnahme der Systeme im vollgeladenen Zustand.

Die DC-gekoppelten PV-Batteriewechselrichter des Herstellers E werden im vollgeladenen Zustand der Batterie lediglich durch den PV-Generator versorgt, weshalb keine Leistung aus dem Batteriespeicher entnommen wird.

Ist der Batteriespeicher komplett entladen, gibt in der Regel auch der PV-Generator keine Leistung ab. Die AC-Leistungsaufnahme der PV-Speichersysteme, die bei den 20 untersuchten Geräten zwischen 0,1 und 20,7 W liegt (vgl. Bild 24), wird dann durch das Netz gedeckt.

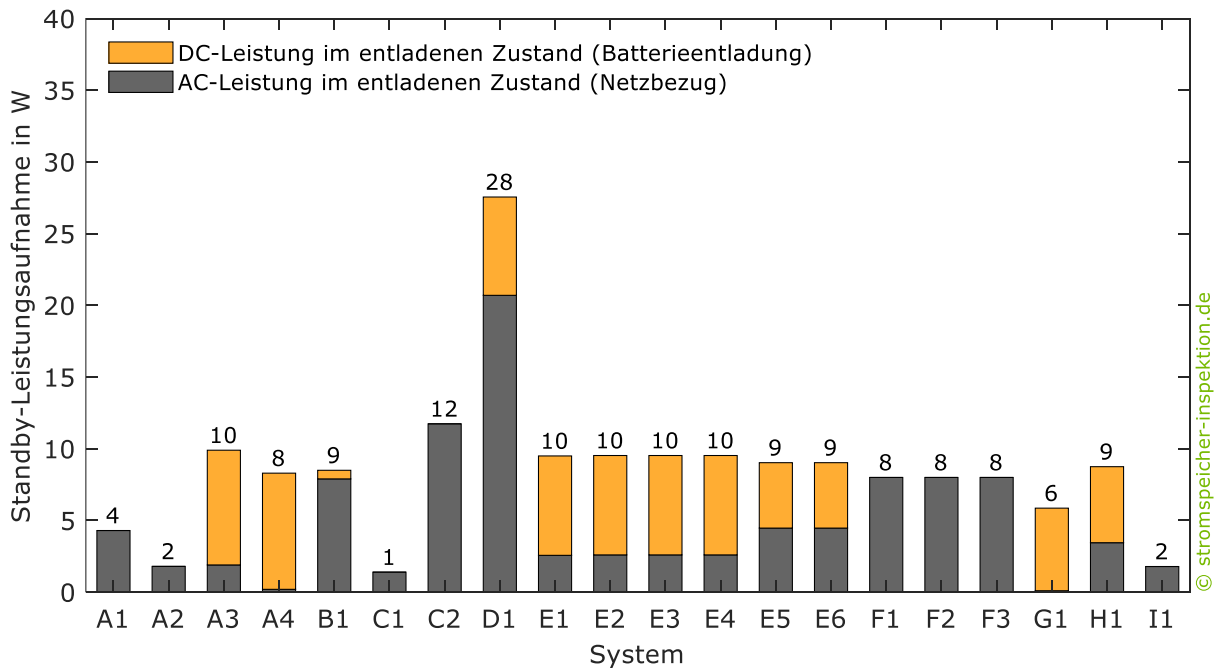


Bild 24 AC- und DC-seitige Leistungsaufnahme der Systeme im entladenen Zustand.

Zusätzlich zur AC-seitigen Standby-Leistung versorgen sich knapp drei Viertel der untersuchten Systeme im Standby-Modus mit bis zu 8 W aus dem Batteriespeicher (vgl. Bild 24). Infol-

gedessen verringert sich der Ladezustand des Batteriespeichers. Je nachdem wie groß die Reserve im Batteriespeicher zum Schutz vor Tiefenentladung ist (vgl. Kapitel 3.1), muss der DC-seitige Standby-Verbrauch des Wechselrichters unter Umständen anschließend durch die Nachladung des Batteriespeichers mit Netzstrom kompensiert werden. Andernfalls wird bei nächster Gelegenheit mehr PV-Energie zur erneuten Vollladung des Batteriespeichers benötigt.

Ob die Standby-Leistung der Systeme AC- oder DC-seitig anfällt, wirkt sich unterschiedlich auf den Energieaustausch mit dem Netz aus. Die Höhe der resultierenden Bereitschaftsverluste wird außerdem von der Verweilzeit der Batterie im vollgeladenen sowie entladenen Zustand bestimmt. Während sich ein Batteriespeicher je nach Systemkonfiguration jährlich zwischen 2000 und 4000 h im entladenen Zustand befindet [50], verweilt er im vollgeladenen Zustand nur 1000 bis 2000 h. Die Standby-Leistung im entladenen Zustand hat daher einen größeren Einfluss auf die Systemeffizienz als die Standby-Leistung im vollgeladenen Zustand.

Neben dem PV-Generator, dem Batteriespeicher und den leistungselektronischen Systemkomponenten ist zum Betrieb eines PV-Speichersystems üblicherweise ein zusätzlicher Leistungssensor am Netzanschlusspunkt erforderlich. Je nach System können zudem externe Energiemanager oder für den Netzersatzbetrieb erforderliche Umschalteneinrichtungen einen relevanten Energieverbrauch verursachen. Die Verluste dieser weiteren Systemkomponenten werden der Vollständigkeit halber ebenfalls den Bereitschaftsverlusten zugeordnet.

Die in Tabelle 3 aufgeführte Leistungsaufnahme der weiteren Systemkomponenten für die Systeme A1 bis H1 ist lediglich auf den installierten AC-Leistungssensor am Netzanschlusspunkt zurückzuführen. Zu erwähnen ist, dass die Standby-Leistung der notwendigen PV-Wechselrichter der AC-gekoppelten Systeme nicht in Tabelle 3 enthalten ist. Die Standby-Leistung des PV-Wechselrichters W1 beträgt in den Nachtstunden 1 W.

Tabelle 3 Leistungsaufnahme der weiteren Systemkomponenten.

A1-A4	B1	C1-C2	D1	E1-E4	E5-E6	F1-F3	G1	H1	I1
3 W	2 W	0 W	5 W	0 W	2 W	1 W	0,4 W	0 W	13 W

Da die Leistungsmessung bei den Systemen C1 und C2, E1 bis E4 sowie H1 analog mit Messwandlern erfolgt, fallen außerhalb des PV-Speichersystems keine zusätzlichen Verluste an. Die anderen AC- und DC-gekoppelten Systeme setzen digitale Zähler ein, deren Leistungsaufnahme zwischen 1 und 5 W variiert. Der digitale Zähler des Systems I1 benötigt zum Betrieb rund 5 W. Zusammen mit der AC-Hilfsenergieversorgung ergibt sich für dieses System gemäß Effizienzleitfaden 2.0 eine Leistungsaufnahme der weiteren Systemkomponenten von 13 W. Da die Leistungsaufnahme der weiteren Systemkomponenten über das gesamte Jahr hinweg anfällt, ist eine niedrige Leistungsaufnahme der Energiezähler sowie der ggf. erforderlichen AC-Hilfsenergieversorgung von entscheidender Bedeutung für eine hohe Systemeffizienz.

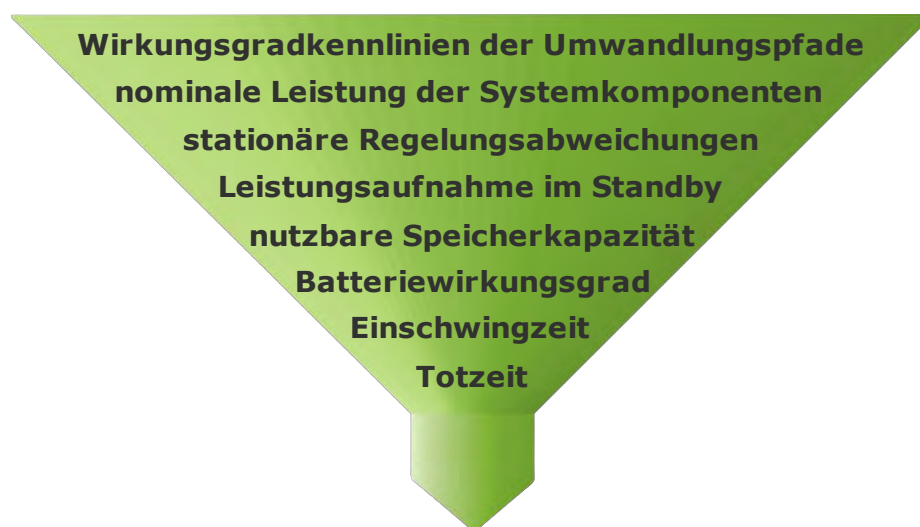
Zusammenfassung der Erkenntnisse zu den Systemeigenschaften

- Eine zu starke Beschränkung der Lade- und Entladeleistung auf unter 2 kW kann die Leistungsfähigkeit eines PV-Speichersystems beeinträchtigen.
- Die reine Fokussierung auf hohe Lade- und Entladeleistungen ist allerdings wenig sinnvoll, da damit in der Regel höhere Umwandlungsverluste im relevanten Leistungsbereich unter 1 kW verbunden sind.
- Bei einer Ausgangsleistung von 1 kW sind Umwandlungswirkungsgrade der Leistungselektronik oberhalb von 95% ein Indiz für ein sehr gutes Teillastverhalten der Wechselrichter.
- Tendenziell sind die Umwandlungsverluste bei DC-gekoppelten Systemen umso geringer, je kleiner die Unterschiede zwischen der PV-Eingangsspannung, DC-Zwischenkreisspannung und Batteriespannung sind.
- Daher steigt bei Hochvolt-Batterien mit zunehmender Anzahl der in Reihe verschalteten Batteriemodule die Lade- und Entladeeffizienz der Leistungselektronik.
- Bei einer AC-Leistungsabgabe von 0,5 kW beträgt der Umwandlungswirkungsgrad der DC-gekoppelten Systeme im Entladebetrieb im Mittel 88,5%, wohingegen die AC-gekoppelten Systeme in diesem Fall eine Umwandlungseffizienz von durchschnittlich 92% erzielen.
- Der meist höheren Ladeeffizienz der DC-gekoppelten Systeme steht daher im Vergleich zu AC-gekoppelten Systemen oft eine geringere Entladeeffizienz entgegen.
- Je langsamer und je ungenauer die Systemregelung ist, desto größer ist der unerwünschte Energieaustausch mit dem Netz.
- Da Batteriespeicher häufiger entladen als vollständig geladen sind, hat die Standby-Leistung im entladenen Zustand einen größeren Einfluss auf die Systemeffizienz als die Standby-Leistung im vollgeladenen Zustand.

5 Systembewertung mit dem System Performance Index

Die detaillierte Analyse der Systemeigenschaften im vorherigen Kapitel macht deutlich, dass die Bewertung der Gesamtsystemeffizienz anhand einzelner Systemparameter schwierig ist. Um PV-Speichersysteme hinsichtlich der Energieeffizienz vergleichen zu können, ist daher eine geeignete Kennzahl erforderlich. Viele bisher verwendete Vergleichsgrößen, wie z. B. der sogenannte Systemnutzungsgrad, lassen jedoch den Energieaustausch zwischen dem Netz und dem Batteriespeicher außer Acht [28]. Ein Vergleich der Effizienz von unterschiedlich dimensionierten Systemen anhand des Systemnutzungsgrads ist zudem nicht zu empfehlen, da der Energiedurchsatz und somit die Verluste des Batteriespeichers mit zunehmender Speicherkapazität größer ausfallen [43]. Zudem gibt es mit dem Eigenverbrauchsanteil eine Vergleichsgröße, die sich durch höhere Umwandlungsverluste steigern lässt [51], [52]. Je ineffizienter ein AC-gekoppeltes Batteriesystem ist, desto höher ist daher der erreichbare Eigenverbrauchsanteil [28]. Auch die Verkettung von Wirkungsgradkennlinien und Belastungshäufigkeiten der einzelnen Umwandlungspfade ist nicht zielführend [53]. Eine Begründung hierfür kann in der doppelten Auslastung einzelner leistungselektronischer Systemkomponenten bei DC-gekoppelten PV-Batteriesystemen gesucht werden. Des Weiteren ist der topologieübergreifende Vergleich der Effizienz von PV-Speichersystemen mit vielen Kennzahlen nur eingeschränkt möglich.

Mit dem System Performance Index (SPI) wurde daher an der HTW Berlin eine neue Effizienz-kennzahl entwickelt, die den Vergleich verschiedener Systemtopologien ermöglicht und die Schwächen der bestehenden Kennzahlen umgeht [28]. Wird der SPI auf Basis eines modellbasierten Simulationstests bestimmt, lassen sich die zuvor analysierten und nach dem Effizienzleitfaden ermittelten Systemeigenschaften berücksichtigen (vgl. Bild 25).



System Performance Index (SPI)

Bild 25 Der System Performance Index (SPI) für PV-Speichersysteme fasst zahlreiche Verlustursachen in einer Kennzahl zusammen.

Das übergeordnete Ziel dieses Kapitels ist es, die Effizienz der untersuchten PV-Speichersysteme durch eine simulationsbasierte Bewertung mithilfe des SPI vergleichbar zu machen. Das Betriebsverhalten der einzelnen PV-Speichersysteme wird hierzu in einem Referenzgebäude unter identischen Betriebsbedingungen simuliert (vgl. Kapitel 2.3). Da die Systeme E3, E4 und E5 aufgrund der Dimensionierung des PV-Batteriewechselrichters (vgl. Tabelle 1) nicht für den Einsatz in dem Referenzgebäude mit einer PV-Generatorleistung von 5 kWp geeignet sind und System A4 keinen Batteriespeicher beinhaltet, wird der SPI für diese vier Systeme nicht ermittelt. Die Effizienzbewertung in diesem Kapitel wird daher für 16 PV-Speichersysteme, für die Prüfberichte gemäß Effizienzleitfaden vorliegen, durchgeführt.

5.1 Bewertungsmethodik

Der SPI basiert im Gegensatz zu anderen Kennzahlen auf dem Ansatz, die Energieverluste und demzufolge der Energieeffizienz der PV-Speichersysteme anhand des resultierenden Energieaustauschs mit dem Netz zu bewerten [28]. Ein wichtiges Bewertungskriterium der PV-Speichersysteme ist deren Fähigkeit, den Netzbezug der Wohngebäude zu reduzieren und zudem die Netzeinspeisung des PV-Systems möglichst wenig zu beeinträchtigen. Dabei ist die unterschiedliche ökonomische Wertigkeit der in das Netz eingespeisten Energie und der aus dem Netz bezogenen Energie zu berücksichtigen. Für diese Bewertungsmethodik spricht auch, dass bei der Anschaffung der PV-Speichersysteme in der Regel ökonomische Motive ausschlaggebend sind [48], [54]. Aus Sicht der Privatpersonen sollen daher durch den Einsatz der PV-Speichersysteme vorrangig die Stromkosten reduziert werden.

Der SPI baut auf der ökonomischen Bewertung des resultierenden Energieaustauschs mit dem Netz auf. Dazu wird zunächst auf Basis der im Labor ermittelten Systemeigenschaften der Betrieb des zu untersuchenden PV-Speichersystems im Referenzgebäude über den Zeitraum von einem Jahr simuliert (vgl. Kapitel 2.3). Dabei wird das reale Betriebsverhalten unter Berücksichtigung der einzelnen Verlustmechanismen mit dem idealen Betriebsverhalten verglichen (vgl. Bild 26). Aus der idealen Systemsimulation resultiert der unter verlustfreien Bedingungen theoretisch erzielbare Energieaustausch mit dem Netz. Durch den Vergleich der Betriebsergebnisse des idealen und realen PV-Speichersystems lässt sich die verlustbedingte Änderung der Netzeinspeisung und des Netzbezugs (vgl. Bild 27) ermitteln.

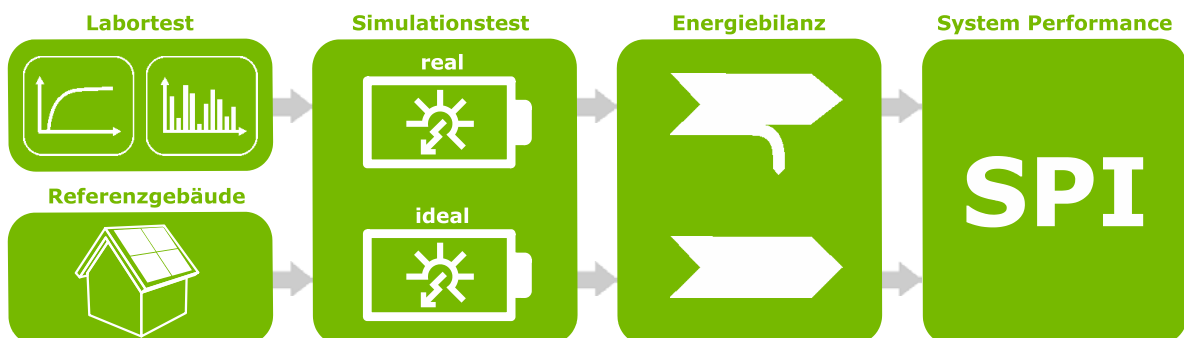


Bild 26 Vereinfachtes Blockdiagramm zur simulationsbasierten Systembewertung mit dem System Performance Index (SPI).

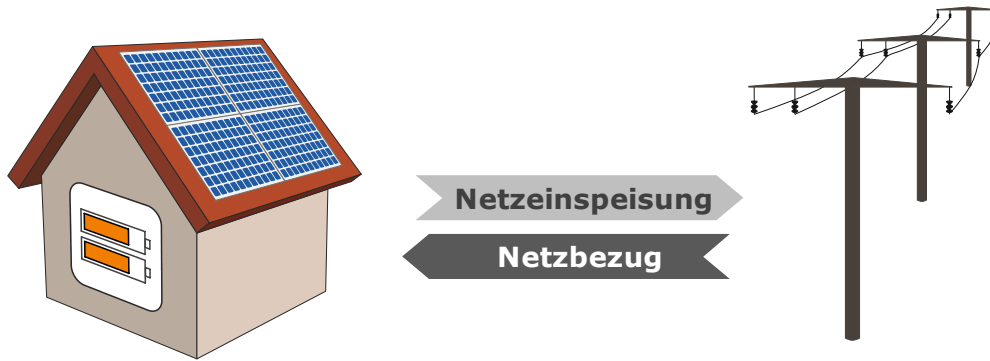


Bild 27 Charakterisierung der Systemeffizienz mit dem System Performance Index (SPI) anhand des resultierenden Energieaustauschs zwischen dem Gebäude und dem Stromnetz.

In dieser Studie wird der SPI aus der Energiebilanz des idealen und realen Systems entsprechend den Vorgaben des Referenzfalls bei einer Einspeisevergütung von 12 ct/kWh und einem Netzbezugspreis von 30 ct/kWh ermittelt [29]. Weiterhin liegt der Bewertungsmethodik zugrunde, dass die AC- und PV-gekoppelten Speichersysteme mit dem identischen PV-Wechselrichter W1 (siehe Anhang A.2) an den PV-Generator angebunden sind. Wie bereits in Kapitel 2.3 erläutert, wird im Folgenden die im Batteriespeicher speicherbare Energie zur Angabe der Größe des Batteriespeichers herangezogen und als Speicherkapazität definiert (vgl. Bild 7). Der Simulationstest wird mit dem „Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (PerMod Version 2.0)“ (Stand: Oktober 2018) durchgeführt (vgl. Kapitel 2.3).

Zur Veranschaulichung wird die Berechnung des SPI in Bild 28 für das System A1 in Kombination mit dem PV-Wechselrichter W1 auf Grundlage der ermittelten Betriebsergebnisse hergeleitet. Da das Referenzgebäude einen elektrischen Energieverbrauch von 5010 kWh/a hat, ergeben sich ohne Einsatz eines PV-Speichersystems Netzbezugskosten (exkl. der Grundgebühr) in Höhe 1503 €/a. Im verlustfreien Idealfall kann das System A1 mit einer Speicherkapazität von 6,6 kWh zusammen mit dem 5-kWp-PV-Generatar den Netzbezug auf 1801 kWh/a senken. Das ideale PV-Speichersystem kann zudem 2065 kWh/a in das Netz einspeisen. Ohne Berücksichtigung der Systemverluste ergeben sich Ausgaben für den Netzbezug in Höhe von 540 €/a und Einnahmen aus der Netzeinspeisung in Höhe von 248 €/a. Aus der Differenz zwischen den Ausgaben und Einnahmen resultieren die bilanziellen Kosten, die sich beim Einsatz des verlustfreien Systems A1 auf 292 €/a belaufen.

Im Vergleich zu den idealen Ergebnissen werden aufgrund der Verluste des realen Systems einerseits 300 kWh/a weniger in das Netz eingespeist und andererseits 292 kWh/a mehr aus dem Netz bezogen (vgl. Bild 28). In der Folge steigen beim Einsatz des realen PV-Speichersystems die bilanziellen Kosten um 124 €/a an. Im Vergleich zur Ausgangssituation ohne PV-Speichersystem wird daher nur eine Kosteneinsparung in Höhe von 1087 €/a erreicht. Das im Idealfall realisierbare Kosteneinsparungspotenzial liegt hingegen bei 1211 €/a. Der SPI setzt die durch das reale PV-Speichersystem erzielte Kosteneinsparung ins Verhältnis zur im verlustfreien Idealfall erzielbaren Kosteneinsparung (vgl. auch Kapitel 2.3):

$$SPI = \frac{\text{Kosteneinsparung des realen Systems}}{\text{Kosteneinsparung des idealen Systems}} \quad (6)$$

System A1 erzielt demnach zusammen mit dem PV-Wechselrichter W1 einen SPI von 89,8%.

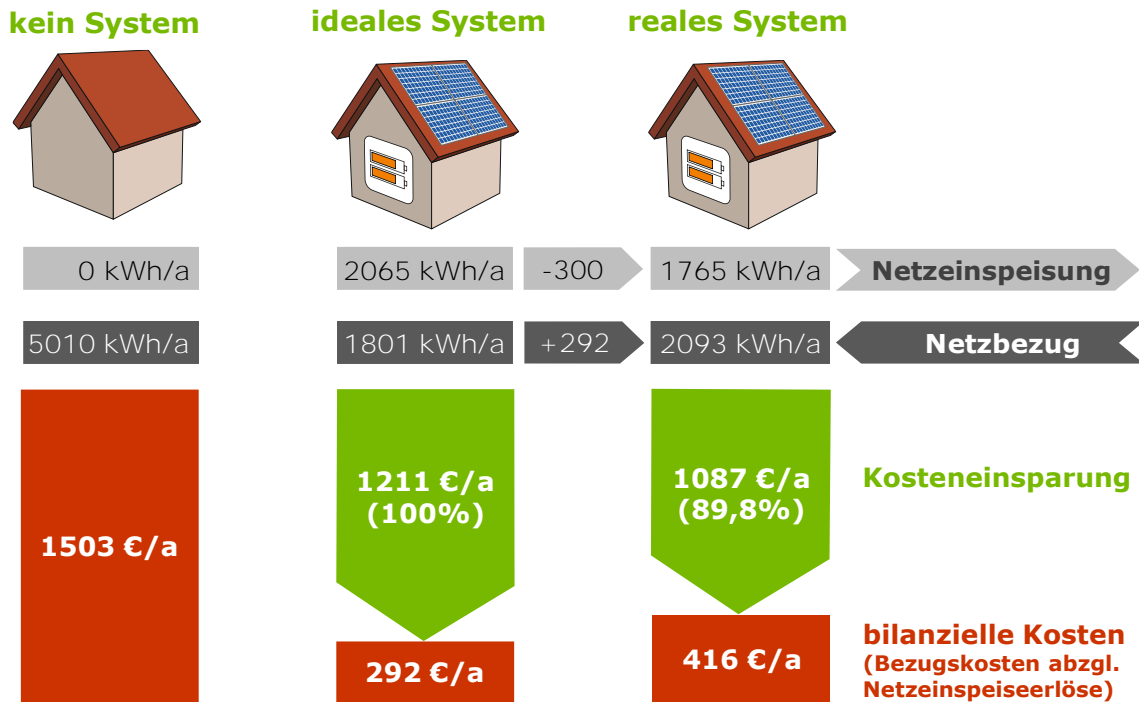


Bild 28 Herleitung des System Performance Index (SPI) anhand der energetischen und ökonomischen Betriebsergebnisse eines PV-Speichersystems im Referenzgebäude (Beispiel: System A1 mit einer Speicherkapazität von 6,6 kWh, Einspeisevergütung 12 ct/kWh, Netzbezugspreis 30 ct/kWh).

Aus dem ermittelten SPI lässt sich ableiten, wie sehr die Verluste die erzielbare Kosteneinsparung des jeweiligen PV-Speichersystems schmälern. Im SPI sind somit die finanziellen Einbußen aufgrund der verlustbedingten Erhöhung des Netzbezugs und verlustbedingten Verringerung der Netzeinspeisung berücksichtigt. Da das theoretische Kosteneinsparungspotenzial von der Größe des Batteriespeichers abhängt, variiert der Vergleichsmaßstab je nach Speicherkapazität. Daher erlaubt der SPI einen Vergleich der Energieeffizienz von PV-Speichersystemen mit unterschiedlicher Speicherkapazität [28].

Durch die simulationsbasierte Effizienzanalyse mit dem SPI lässt sich zudem die Relevanz der einzelnen Verlustmechanismen ermitteln. Hierzu werden ausgehend von einem idealen Systemverhalten die einzelnen Verlustursachen separat hinzugezogen und die jeweils hervorgerufene Änderung der Netzeinspeisung und des Netzbezugs ermittelt. Bild 29 schlüsselt auf, welchen Beitrag die einzelnen Verlustmechanismen an den Effizienzeinbußen des betrachteten Systems A1 haben. Wird das ideale Systemverhalten durch die nominale Leistung der Wechselrichter beaufschlagt, reduziert dies den SPI um 1,0 Prozentpunkte. Die Umwandlungsverluste verringern den SPI um insgesamt 7,3 Prozentpunkte und sind daher für den Großteil der Systemverluste verantwortlich. Die Batterieverluste (1,4 Prozentpunkte) sind gegenüber den Umwandlungsverlusten im PV-Wechselrichter (2,5 Prozentpunkte) und Batteriewechselrichter (3,4 Prozentpunkte) vergleichsweise gering. Für die Regelungsverluste sind im Wesentlichen die dynamischen Regelungsabweichungen verantwortlich. Zur Begrenzung der Netzeinspeiseleistung auf 70% der Nennleistung des PV-Generators muss ein Teil der erzeugten PV-Energie abgeregelt werden, woraus Energiemanagementverluste in Höhe von 0,4 Prozentpunkten resultieren. Die Bereitschaftsverluste der einzelnen Systemkomponenten bringen einen SPI-Verlust von insgesamt 1,0 Prozentpunkten mit sich.

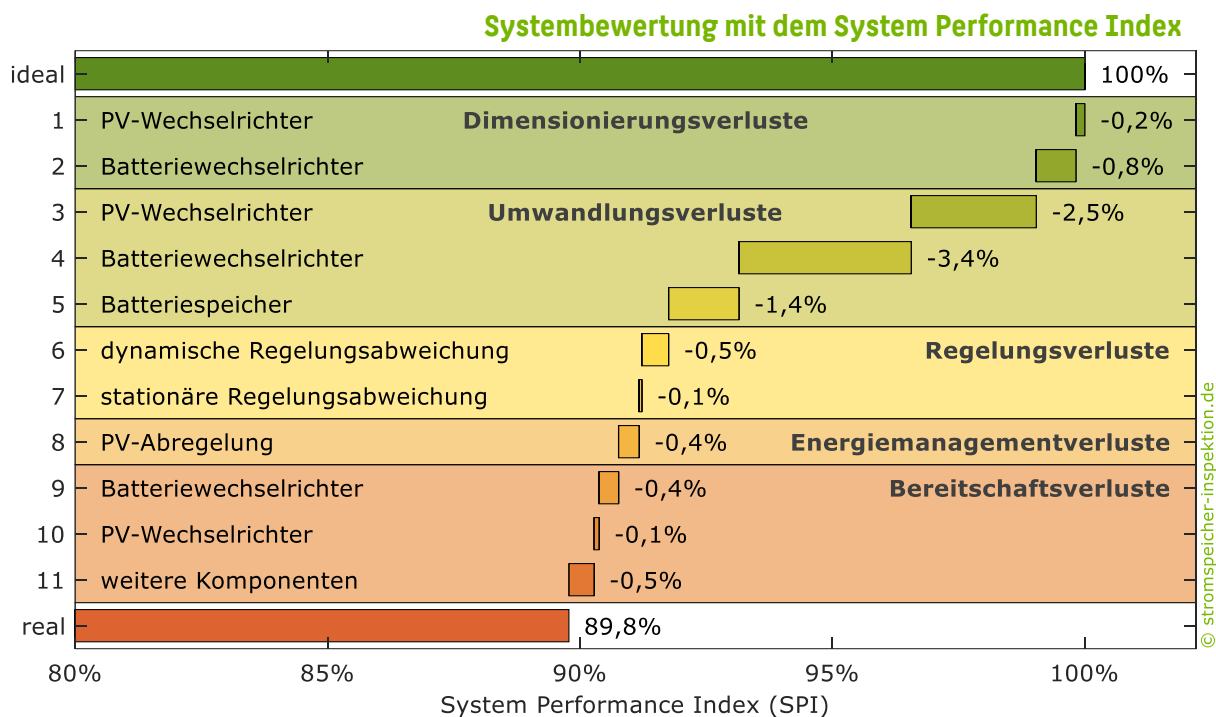


Bild 29 Einfluss der verschiedenen Verlustmechanismen auf den SPI eines AC-gekoppelten PV-Speichersystems (Beispiel: System A1 mit einer Speicherkapazität von 6,6 kWh).

Wie nachfolgend aufgezeigt wird, variiert je nach System die Zusammensetzung der SPI-Verluste. Zu erwähnen ist, dass in den Umwandlungsverlusten des PV-Wechselrichters sowie des PV-Batteriewechselrichters die Verluste aufgrund von Ungenauigkeiten der MPP-Regelung enthalten sind. Weitere Verluste resultieren zudem aus der in der Laderegulierung implementierten Hysterese, die im oberen Ladezustandsbereich einen häufigen Wechsel zwischen dem Ladevorgang und dem Standby-Betrieb verhindert. Die Nachladung des Batteriespeichers mit Solarstrom wird erst ermöglicht, wenn der Ladezustand nach vorheriger Vollladung auf 98% gesunken ist. Die damit verbundenen SPI-Verluste sind kleiner 0,1 Prozentpunkte und somit vernachlässigbar gering. Es ist zu beachten, dass die Verluste aufgrund der Laderegulierung zusammen mit den stationären Regelungsabweichungen aufgeführt sind.

5.2 Systemvergleich

Basierend auf einem Simulationstest mit dem SPI vergleicht dieser Abschnitt die Effizienz von 16 PV-Speichersystemen, für die Prüfberichte gemäß Effizienzleitfaden vorliegen. Bevor die SPI-Ergebnisse vorgestellt werden, erfolgt zunächst die Analyse der energetischen und ökonomischen Betriebsergebnisse. Die vorrangige Aufgabe eines Speichersystems beim Einsatz in Wohngebäuden ist es, den Netzbezug zu minimieren und dabei die Netzeinspeisung des PV-Systems möglichst wenig zu beeinträchtigen. Bild 30 zeigt die ermittelte Netzeinspeisung, die sich beim Einsatz der unterschiedlichen PV-Speichersysteme mit einer PV-Generatorleistung von 5 kWp im Referenzgebäude ergibt. Die in das Netz eingespeiste Energie ist hierzu über der Speicherkapazität aufgetragen, die dem Mittelwert der zugeführten und entnehmbaren Energie des Batteriespeichers entspricht (vgl. Kapitel 2.3). Tendenziell ist die Netzeinspeisung umso geringer, je größer der Batteriespeicher ist. Dieser Effekt kann mit dem erhöhten Energiedurchsatz durch den Batteriespeicher begründet werden.

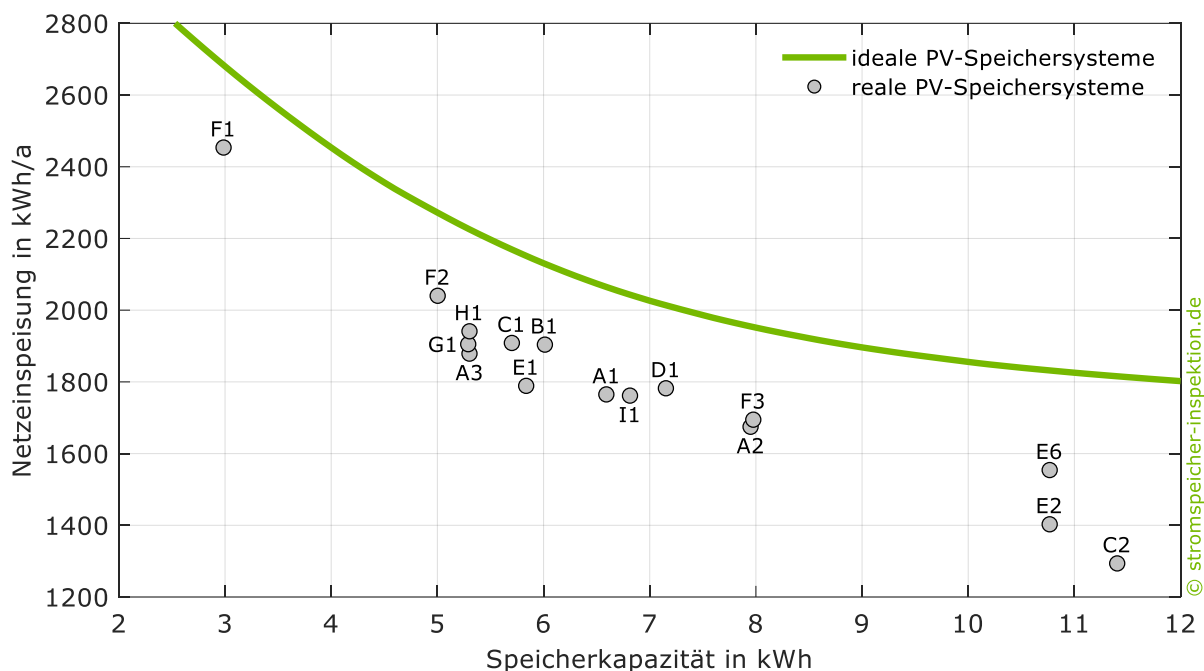


Bild 30 Netzeinspeisung des Referenzgebäudes mit idealen und realen PV-Speichersystemen in Abhängigkeit von der Speicherkapazität.

Mit zunehmender Speichergöße fällt jedoch die pro kWh Speicherkapazität zusätzlich im Batteriespeicher zwischengespeicherte Energie zunehmend geringer aus. Dadurch lässt sich auch beim Abfall der Netzeinspeisung ein Sättigungseffekt beobachten. Aus Bild 30 geht zudem hervor, dass die Verluste eines realen PV-Speichersystems im Vergleich zum idealen System mit gleicher Speicherkapazität die in das Netz eingespeiste Energie um etwa 230 kWh/a (F1) bis 500 kWh/a (C2) verringern. Insbesondere durch die höhere Umwandlungseffizienz kann System E6 gegenüber System E2 trotz des identischen Batteriespeichers 150 kWh/a mehr in das Netz einspeisen. Je höher die Verluste eines PV-Speichersystems sind, desto stärker wird somit die Netzeinspeisung beeinträchtigt.

Neben der Netzeinspeisung wird auch der verbleibende Netzbezug des Referenzgebäudes maßgeblich von den Systemverlusten und der Speicherkapazität bestimmt. Bild 31 zeigt daher einerseits den mit idealen PV-Speichersystemen theoretisch erzielbaren Netzbezug als Funktion der Speicherkapazität. Auch hier wird mit zunehmender Batteriegröße der bereits erläuterte Sättigungseffekt deutlich, weshalb sich der Netzbezug des Referenzgebäudes bei größeren Batteriespeichern nur noch wenig verringern lässt. In Summe steigt der Netzbezug durch die Systemverluste um 240 kWh/a (G1) bis 570 kWh/a (D1) an. Der beim Einsatz von System D1 resultierende Netzbezug in Höhe von 2320 kWh/a lässt sich im verlustfreien Idealfall mit einem nur halb so großen Batteriespeicher erzielen. Vergleicht man die Ergebnisse der realen Systeme untereinander, kommen weitere Erkenntnisse zutage. Obwohl die Batteriespeicher der Systeme G1 und H1 fast gleich groß sind, fällt bei dem effizienteren System G1 der Netzbezug um 200 kWh/a geringer aus. Das sind immerhin 4% des elektrischen Energieverbrauchs des Referenzgebäudes. Aus dem Vergleich der Ergebnisse der AC-gekoppelten Systeme A3 und D1 lässt sich sogar folgende Schlussfolgerung ziehen: Durch den Einsatz eines effizienten Systems lässt sich oftmals sogar mehr Netzbezug vermeiden, als durch ein ineffizientes System mit einem um 2 kWh größeren Batteriespeicher.

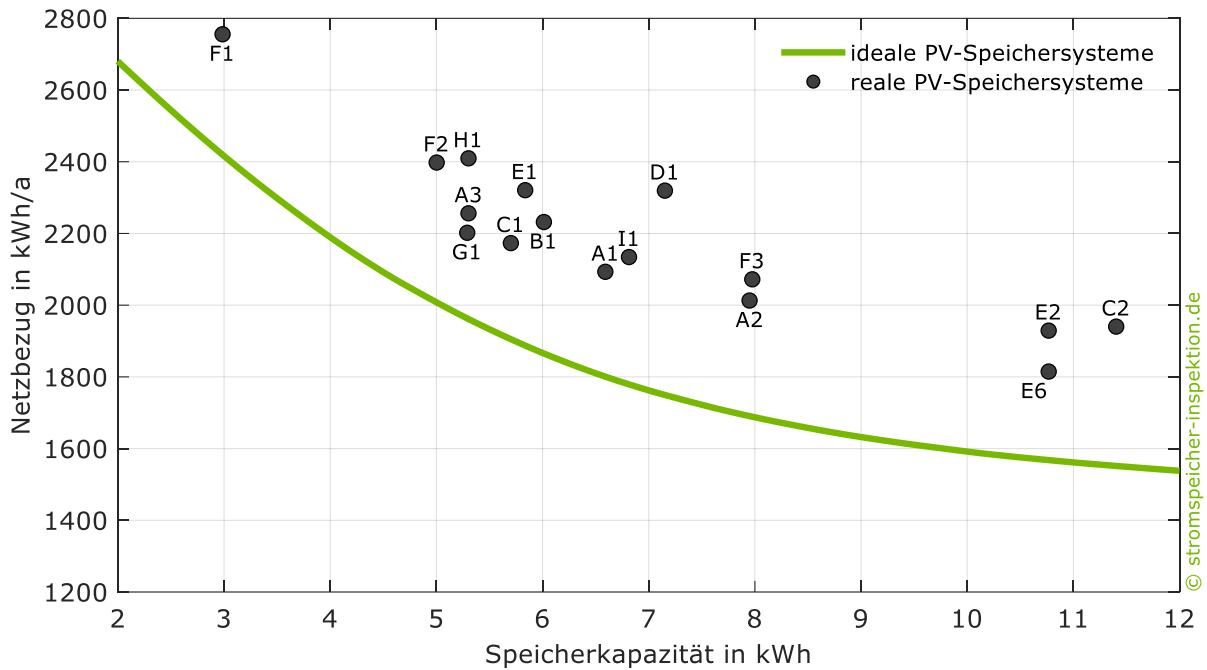


Bild 31 Netzbezug des Referenzgebäudes mit idealen und realen PV-Speichersystemen in Abhängigkeit von der Speicherkapazität.

Wird die unterschiedliche ökonomische Wertigkeit der Netzeinspeisung und des Netzbezugs berücksichtigt, lassen sich die Effekte der Systemverluste auf beide Energieflüsse anhand der bilanziellen Kosten (Netzbezugskosten abzüglich Netzeinspeiserlöse) und der daraus abgeleiteten Kosteneinsparung gemeinsam bewerten (vgl. Kapitel 5.1).

Bild 32 stellt einerseits die theoretisch erzielbare Kosteneinsparung der idealen PV-Speichersysteme mit Speicherkapazitäten zwischen 2 und 12 kWh dar. Andererseits ist die aus dem Simulationstest ermittelte Kosteneinsparung der realen PV-Speichersysteme aufgeführt, die im Vergleich zum Idealfall je nach System um 108 €/a (E6) bis 199 €/a (D1) geringer ausfällt.

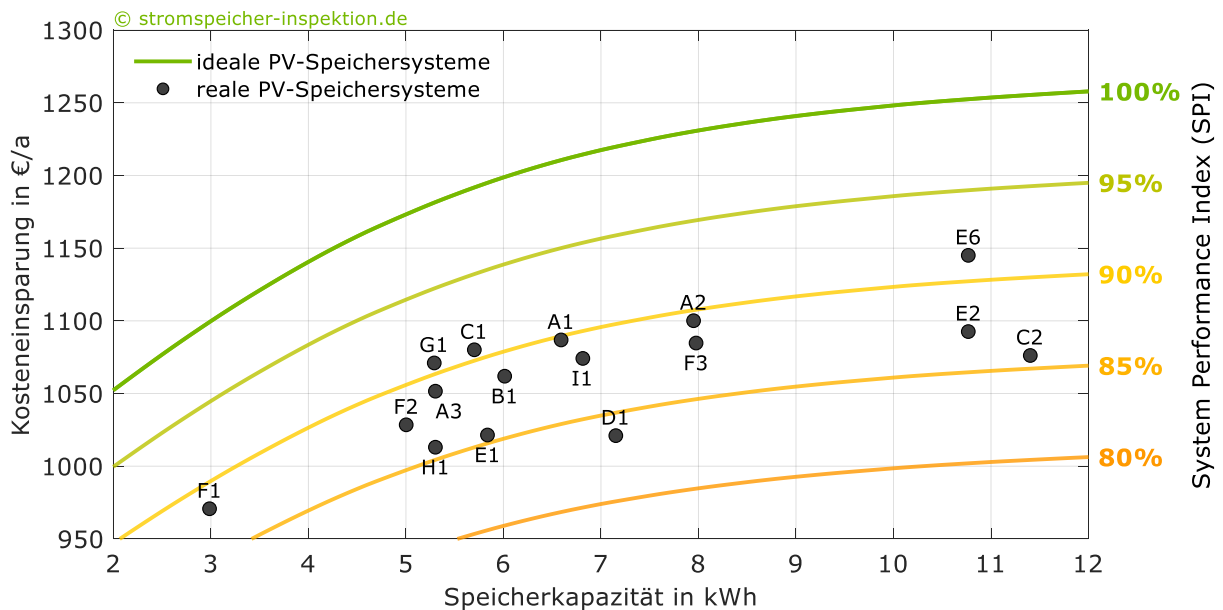


Bild 32 Resultierende Kosteneinsparung der idealen und realen PV-Speichersysteme gegenüber dem Referenzgebäude ohne PV-Speichersystem.

Aus Bild 32 lassen sich zudem folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- Das System C2 mit dem größten Batteriespeicher (11,4 kWh) erhöht gegenüber dem kleinsten System F1 mit 3 kWh aufgrund der vergleichsweise hohen Effizienzeinbußen die erzielbare Kosteneinsparung um lediglich 106 €/a.
- Bei gleich großem Batteriespeicher liegt der verlustbedingte Unterschied in der realisierbaren Kosteneinsparung bei bis zu 58 €/a (vgl. System G1 und H1).
- Die geringen Umwandlungs- und Bereitschaftsverluste des AC-gekoppelten Systems C1 ermöglichen es, dass mit diesem System erstaunlicherweise sogar mehr Kosten eingespart werden können, als mit dem doppelt so groß dimensionierten System C2.
- Bei den Systemen unterhalb von 8 kWh zeigt sich, dass hocheffiziente Systeme mit einem um 2 kWh kleineren Batteriespeicher im Vergleich zu ineffizienten Systemen größere Kosteneinsparungen erzielen können.

Des Weiteren ist in Bild 32 dargestellt, welche Kosteneinsparung je nach Speicherkapazität erforderlich ist, um beispielsweise 85% des idealen Einsparungspotenzials zu erreichen. Anhand der dargestellten Isolinien des SPI wird deutlich, dass dreiviertel der PV-Speichersysteme einen SPI zwischen 85 und 90% erzielen. Bild 33 stellt - sortiert nach der Höhe - den SPI der 16 PV-Speichersysteme aufgelöst nach der Systemtopologie dar. Drei Systeme realisieren mehr als 90% der Kosteneinsparungen, die sich im Idealfall mit verlustfreien Systemen gleicher Speicherkapazität ergeben. Das System E6 erzielt mit 91,4% den höchsten SPI, wohingegen System D1 mit 83,7% auf den niedrigsten SPI kommt. Der Unterschied im SPI der analysierten Systeme liegt somit bei knapp 8 Prozentpunkten. Beim Vergleich der Systemtopologien wird deutlich, dass es sowohl hocheffiziente als auch ineffiziente Geräte mit AC- und DC-Anbindung des Batteriespeichers gibt. Sowohl für die AC- als auch für die DC-gekoppelten Systeme ergibt sich ein mittlerer SPI von 88,1%.

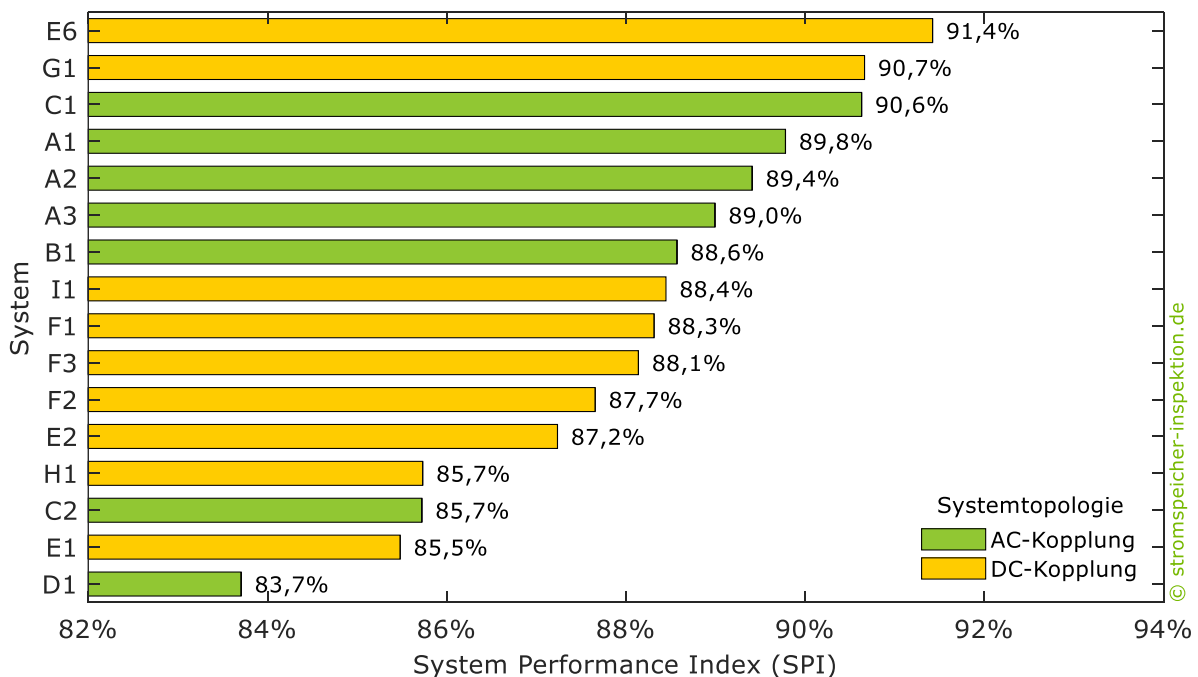


Bild 33 System Performance Index (SPI) der analysierten PV-Speichersysteme je nach Topologie.

Um den Ursachen für die SPI-Unterschiede nachzugehen, sind in Bild 34 die SPI-Verluste der einzelnen Verlustmechanismen für die untersuchten Systeme dargestellt. Mit einer mittleren SPI-Abnahme von 8,4 Prozentpunkten sind die Umwandlungsverluste der mit Abstand dominierende Verlustmechanismus. Für einen mittleren SPI-Verlust von 1,2 bzw. 1,1 Prozentpunkten sind die Bereitschafts- bzw. Regelungsverluste verantwortlich. Die Dimensionierungs- und Energiemanagementverluste reduzieren den SPI zusammen um etwa 1,1 Prozentpunkte.

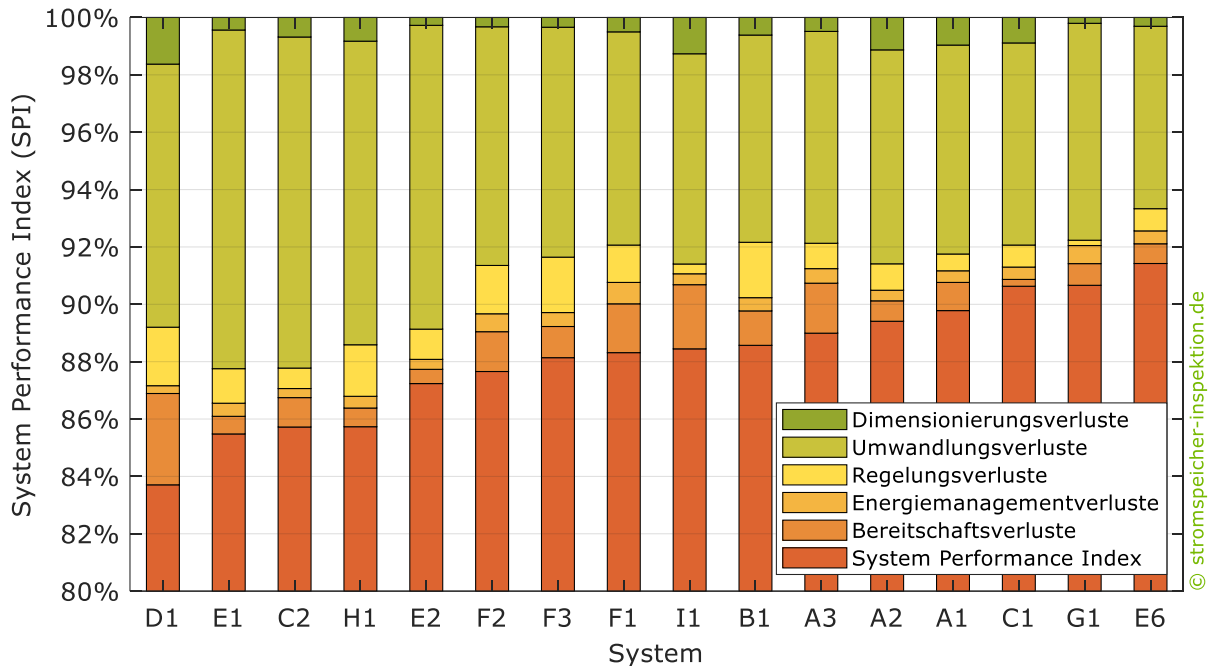


Bild 34 Beitrag der einzelnen Verlustmechanismen zur Reduktion des System Performance Index (SPI) für die untersuchten Systeme.

Je nach System kann die anteilige Zusammensetzung der SPI-Verluste allerdings unterschiedlich ausfallen. Mit 28 W hat System D1 eine vergleichsweise hohe Standby-Leistungsaufnahme (vgl. Kapitel 4.4), die für die überdurchschnittlich hohen Bereitschaftsverluste verantwortlich ist. Da bei System D1 die DC-seitige Lade- und Entladeleistung auf 1,7 bzw. 2,3 kW begrenzt ist (vgl. Kapitel 4.1), ist der dimensionierungsbedingte SPI-Verlust mit 1,6 Prozentpunkten bei diesem System am größten. Im Vergleich dazu erreicht System E6 in vielen Verlustkategorien die geringsten Verluste.

Zu erwähnen ist, dass ein SPI-Verlust von einem Prozentpunkt bei den untersuchten Systemen im Mittel einen finanziellen Verlust von rund 12 €/a verursacht. Bei einem mittleren SPI der 16 PV-Speichersysteme von 88,1% haben die Systemverluste im Durchschnitt finanzielle Einbußen in Höhe von 143 €/a zur Folge. Unter der Annahme von gleichbleibenden Strombezugspreisen fallen allein in den ersten zehn Betriebsjahren somit durch die Verluste der PV-Speichersysteme hochgerechnet in Summe 1430 € an. Dagegen verursachen die höheren Verluste von System D1 einen finanziellen Nachteil nach zehn Jahren von 1987 €/a. Beim System E6 mit dem höchsten SPI sind es lediglich 1074 €/a. Der finanzielle Vorteil von hocheffizienten PV-Speichersystemen kann somit bereits nach den ersten zehn Betriebsjahren immerhin fast 1000 € betragen.

Zusammenfassung der Erkenntnisse aus der Systembewertung

- Höhere Systemverluste lassen den Netzbezug ansteigen und verringern die Netzeinspeisung.
- Dimensionierungs- und Umwandlungsverluste sollten nicht isoliert voneinander betrachtet werden, da diese sich wechselseitig beeinflussen.
- Die Verluste im Batteriespeicher machen in der Regel nur einen Bruchteil der Gesamtsystemverluste aus.
- Durch den Einsatz eines effizienten Systems lässt sich unter Umständen sogar mehr Netzbezug vermeiden, als durch ein ineffizientes System mit einem um 2 kWh größeren Batteriespeicher.
- Die erzielbare Kosteneinsparung eines Speichersystems ist umso größer, je weniger Verluste anfallen.
- Die Umwandlungsverluste der Leistungselektronik dominieren die Gesamtsystemverluste.
- Sowohl für die AC- als auch für die DC-gekoppelten Systeme ergibt sich ein mittlerer SPI von 88,1%.
- Der finanzielle Vorteil von hocheffizienten PV-Speichersystemen kann bereits nach den ersten zehn Betriebsjahren bis zu 1000 € betragen.

6 Diskussion

Die Umwandlungswirkungsgrade unterschiedlicher PV-Speichersysteme sollten nicht ohne Betrachtung der nominalen PV-Eingangsspannungen und Batteriespannungen miteinander verglichen werden. Je größer der Unterschied zwischen der PV-Eingangsspannung, internen DC-Zwischenkreisspannung der Wechselrichter sowie der Batteriespannung ist, desto höher sind tendenziell die Effizienzverluste. DC-gekoppelte Systeme mit Hochvolt-Batterie sind daher unter Umständen effizienter als DC-Systeme mit Niedervolt-Batterie. Weiterhin ist davon auszugehen, dass dreiphasige DC-gekoppelte Systeme mit Niedervolt-Batterie aufgrund der noch größeren internen Spannungsdifferenz höhere Effizienzeinbußen aufweisen. Die resultierende Effizienz der Systeme ist letztlich weniger von der AC-, DC- oder PV-Kopplung des Batteriespeichers abhängig, sondern vielmehr von der internen Spannungsdifferenz der Systeme [55].

Bei Hochvolt-Systemen beeinflusst die Anzahl der in Reihe geschalteten Batteriemodule und somit die resultierende Batteriespannung maßgeblich die Höhe der Umwandlungsverluste der Leistungselektronik. Systeme mit größeren Speicherkapazitäten und Batteriespannungen nahe der internen DC-Zwischenkreisspannung können also eine bessere Systemeffizienz erzielen. Die aufgeführten SPI-Ergebnisse lassen sich aus diesem Grund nicht auf andere Systemkonfigurationen übertragen. Wie im Effizienzleitfaden 2.0 empfohlen sind die PV-Speichersysteme im Labor in Konstellationen mit mittleren Speicherkapazitäten zu vermessen. Es ist darauf hinzuweisen, dass dies nicht bei allen untersuchten Systemen zutrifft.

Weiterhin gilt es zu beachten, dass im Rahmen dieser Studie die Umwandlungseffizienz der PV-Speichersysteme bei der nominalen PV-Eingangsspannung verglichen worden ist, die je nach System variiert. In der Praxis wird die Spannung des PV-Generators unter anderem von der Anzahl der in Reihe verschalteten PV-Module vorgegeben. Die Effizienz der Wechselrichter hängt daher auch vom Verschaltungskonzept und von der Nennleistung des PV-Generators ab. Der Vergleich der Effizienz von PV-Speichersystemen mit variierender PV-Nennleistung zeigt jedoch, dass die Effizienzunterschiede zwischen den Systemen und somit die Rangfolge der Systeme untereinander oft unverändert bleiben [20], [53]. Über den analysierten Referenzfall hinaus ist zu beachten, dass ein ineffizienter Betrieb auch durch eine ungünstige Auslegung der leistungselektronischen Systemkomponenten hervorgerufen werden kann.

Die Belastbarkeit der simulationsbasierten Systembewertung hängt entscheidend von der Qualität der zugrunde liegenden Labormesswerte ab. Da aus den Labormessungen gemäß Effizienzleitfaden nicht sämtliche Eigenschaften und Besonderheiten der verschiedenen PV-Speichersysteme hervorgehen, lassen sich diese folglich auch nicht in der simulationsbasierten Systembewertung berücksichtigen (vgl. [56]). Die gute Reproduzierbarkeit der Messungen nach Effizienzleitfaden in unterschiedlichen Prüfinstituten konnte bereits nachgewiesen werden [57]. Darin konnte auch der relevante Einfluss der Temperatur auf die ermittelten Wirkungsgrade und Kapazitäten der Batteriespeicher aufgezeigt werden. Die Umgebungstemperatur beeinflusst zudem die elektrischen Eigenschaften und somit die Verluste der Leistungselektronik [58]. Eine hohe Umwandlungseffizienz der PV-Speichersysteme ist auch von Vorteil,

da dadurch die Betriebstemperatur der Halbleiter und Batteriezellen geringer ausfällt, was vorteilhaft für deren Lebensdauer ist [59]. Während der Nutzungsdauer muss aufgrund des Anstiegs der Batterie-Impedanz mit einem sinkenden Batteriewirkungsgrad gerechnet werden [60].

Je nach Wohngebäude variieren die Einsatzbedingungen der PV-Speichersysteme aufgrund des unterschiedlichen Verlaufs der Lastprofile [28]. In der Praxis ist auch die Betriebsweise der Speichersysteme und insbesondere die Ladestrategie von entscheidender Bedeutung. Eine effizienzoptimierte Systemregelung kann die Umwandlungsverluste dadurch verringern, indem der Betrieb der leistungselektronischen Komponenten im Teillastbereich vermieden wird [61]. Durch eine prognosebasierte Betriebsstrategie wird die Ladung der Batteriespeicher in Zeiten hoher PV-Leistungsabgabe verlagert, was die Abregelungsverluste aufgrund der erforderlichen Begrenzung der Einspeiseleistung verringert [11], [62]. Durch die verzögerte Speicherladung verringert sich auch die Verweilzeit der Batteriespeicher im maximalen Ladezustand. Bei Lithium-Batterien wirkt sich dies positiv auf die Batterielebensdauer aus, da dadurch die kalendarische Alterung verlangsamt wird [63], [64]. Effizienz- und lebensdaueroptimierte Energiemanagementstrategien haben zur Folge, dass sich die Auslastung der einzelnen Systemkomponenten ändert. Die Häufigkeit der unterschiedlichen Betriebszustände variiert somit je nach Energiemanagementstrategie [48].

7 Schlussfolgerungen

Bei der Auswahl eines geeigneten und hochwertigen PV-Speichersystems sollte nicht nur auf die Speicherkapazität, sondern vor allem auch auf die Effizienz geachtet werden. Das zeigen die Ergebnisse dieser Studie. Aus der Analyse der 60 Datenblätter geht jedoch hervor, dass derzeit nur selten einheitliche Bezeichnungen zur Angabe der Speicherkapazität und Wirkungsgrade zu finden sind. Wichtige Systemeigenschaften, wie z. B. die Umwandlungswirkungsgrade im Teillastbereich oder die Standby-Leistungsaufnahme der Systemkomponenten, fehlen allerdings meistens in den Datenblättern. Daher ist ein verlässlicher Vergleich der am Markt erhältlichen Solarstromspeicher anhand der Datenblätter zurzeit nicht möglich.

Mit dem Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme wurde eine einheitliche Basis für die Prüfung der Systeme im Labor geschaffen. In dieser Studie wurden die nach Effizienzleitfaden ermittelten Messwerte von 20 PV-Speichersystemen verglichen. Bei den effizienzbezogenen Systemeigenschaften konnte zum Teil eine beachtliche Streuung innerhalb der untersuchten Systembandbreite beobachtet werden.

Unter Berücksichtigung der Ergebnisse der simulationsbasierten Effizienzanalyse werden folgende fünf Anforderungen an hocheffiziente Speichersysteme für Wohngebäude formuliert:

- Bei einer Ausgangsleistung von 1 kW sind Umwandlungswirkungsgrade der Leistungselektronik oberhalb von 95% ein Indiz für ein sehr gutes Teillastverhalten. Alle Umwandlungspfade sollten diesen Wert erreichen.
- Ebenfalls erstrebenswert sind mittlere Batteriewirkungsgrade von über 95%.
- Die Standby-Leistungsaufnahme der PV-Speichersysteme sollte aufgrund der hohen Verweilzeit der Batteriespeicher im entladenen Zustand bei unter 5 W liegen.
- Geringe stationäre Regelungsabweichungen von weniger als 5 W während des Lade- und Entladevorgangs lassen auf eine sehr genaue Systemregelung schließen.
- Der Batteriespeicher sollte nach einem Leistungssprung in weniger als 2 s seine Leistungsaufnahme oder -abgabe anpassen.

Fünf Eigenschaften von hocheffizienten Speichersystemen

> 95% Wirkungsgrad der Leistungselektronik bei 1000 Watt

> 95% Batteriewirkungsgrad

< 5 W Leistungsaufnahme im Standby

< 5 W Stationäre Regelungsabweichungen

< 2 s Einschwingzeit der Systemregelung

Das vorrangige Ziel eines PV-Speichersystems ist es, den Energiebezug aus dem Netz zu senken. Die Speicherung des Solarstroms verringert allerdings auch die in das Netz eingespeiste Energie. Je geringer die Verluste eines PV-Speichersystems sind, desto mehr Solarstrom lässt

sich in das Netz einspeisen und desto weniger Strom muss aus dem Netz bezogen werden. Die Höhe der Effizienzeinbußen wirkt sich somit unmittelbar auf die Erlöse aus der Netzeinspeisung und auf die Ausgaben für den Netzbezug aus. Werden die mit einem realen PV-Speichersystem erzielbaren Kosteneinsparungen ins Verhältnis zu dem theoretischen Kosteneinsparungspotenzial gesetzt, resultiert daraus der System Performance Index (SPI).

Bild 35 stellt die Ergebnisse der simulationsbasierten Bewertung der 16 PV-Speichersysteme mit dem SPI dar. In der Darstellung sind außerdem die Produktbezeichnungen der Hersteller aufgeführt, die sich für die namentliche Erwähnung in der Studie entschieden haben. Drei PV-Speichersysteme konnten einen SPI von knapp über 90% erzielen. Die Bandbreite des SPI der analysierten Systeme liegt bei rund 8 Prozentpunkten. Beim Vergleich der Systemtopologien wird deutlich, dass es sowohl effiziente als auch ineffiziente Geräte mit AC- und DC-Anbindung des Batteriespeichers gibt (vgl. Bild 33). DC-gekoppelte Systeme können im Vergleich zu AC-gekoppelten Systemen zwar geringere Ladeverluste haben. Die höheren Umwandlungsverluste bei der Entladung des Batteriespeichers mit wenigen hundert Watt übersteigen jedoch oft die Effizienzvorteile im Ladebetrieb.

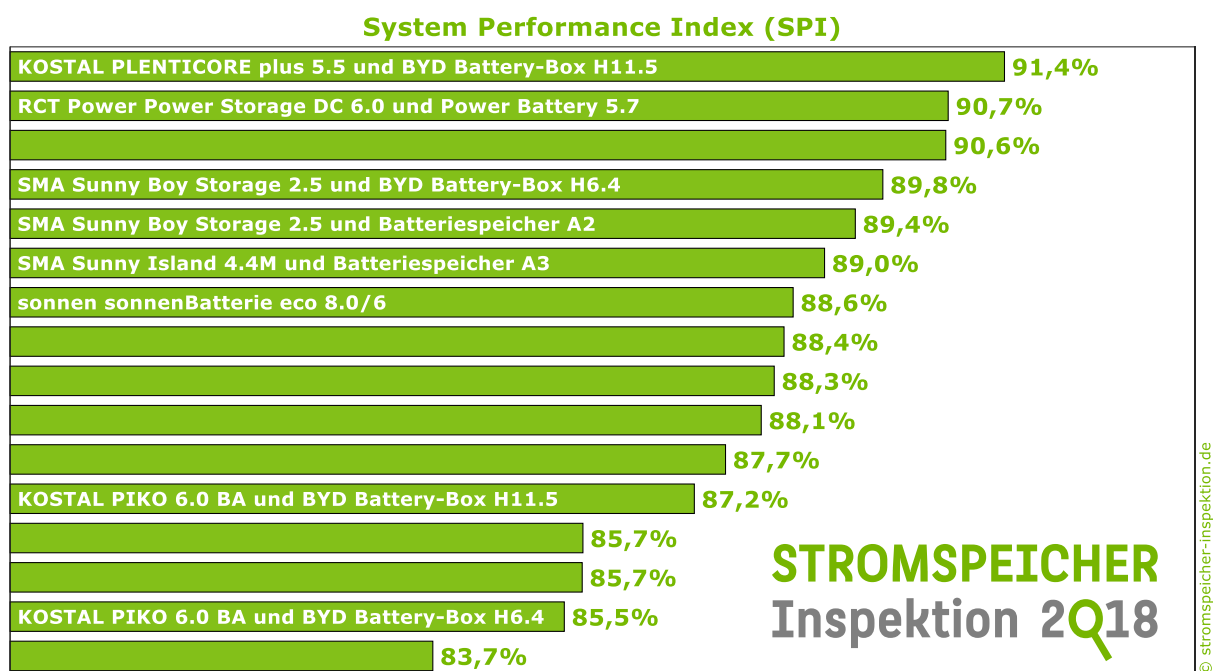


Bild 35 System Performance Index (SPI) der analysierten PV-Speichersysteme und Angabe der Produktbezeichnung für die namentlich aufgeführten Systeme.

Aus der simulationsbasierten Systembewertung geht außerdem hervor, dass verlustarme Systeme mit einem kleinen Batteriespeicher teilweise sogar mehr Netzbezug vermeiden können als größer ausgelegte Systeme mit geringerer Effizienz. Neben der Speicherkapazität sollte die Systemeffizienz daher ebenfalls ein wichtiges Auswahlkriterium beim Speicherkauf sein.

Abschließend lässt sich sagen, dass die Mehrheit der in dieser Studie untersuchten PV-Speichersysteme eine sehr gute Effizienz erzielt. Wie effizient die anderen erhältlichen Produkte Solarstrom speichern, bleibt offen. Um die Transparenz im Speichermarkt weiter zu erhöhen, sollten alle Hersteller die Karten offenlegen.

Literaturverzeichnis

- [1] IPCC, Hrsg., *Climate Change 2013: The Physical Science Basis*. New York: Cambridge University Press, 2013.
- [2] N. Höhne, T. Kuramochi, S. Sterl, und L. Röschel, „Was bedeutet das Pariser Abkommen für den Klimaschutz in Deutschland?“, Greenpeace e.V., Berlin, Kurzstudie, Feb. 2016.
- [3] T. Vandyck, K. Keramidas, B. Saveyn, A. Kitous, und Z. Vrontisi, „A global stocktake of the Paris pledges: Implications for energy systems and economy“, *Global Environmental Change*, Bd. 41, Nov. 2016.
- [4] F. Creutzig, P. Agoston, J. C. Goldschmidt, G. Luderer, G. Nemet, und R. C. Pietzcker, „The underestimated potential of solar energy to mitigate climate change“, *Nature Energy*, Bd. 2, Aug. 2017.
- [5] C. Breyer u. a., „Solar photovoltaics demand for the global energy transition in the power sector“, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Nov. 2017.
- [6] M. Braun, A. von Oehsen, Y.-M. Saint-Drenan, und T. Stetz, „Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung“, Fraunhofer Institut für Wind und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel, 2011.
- [7] T. Tjaden, J. Weniger, J. Bergner, F. Schnorr, und V. Quaschnig, „Einfluss des Standorts und des Nutzerverhaltens auf die energetische Bewertung von PV-Speichersystemen“, in *29. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2014.
- [8] F. Samweber u. a., „Sun2Car@GAP Endbericht“, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, 2014.
- [9] J. Weniger, N. Orth, S. Maier, und V. Quaschnig, „Speicherauslegung in Zeiten aufkommender Elektromobilität“, *pv magazine*, Nr. 06, S. 52–55, 2018.
- [10] T. Tjaden, F. Schnorr, J. Weniger, J. Bergner, und V. Quaschnig, „Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades in Einfamilienhaushalten“, in *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2015.
- [11] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, und V. Quaschnig, „Effekte der 50%-Einspeisebegrenzung des KfW-Förderprogramms für Photovoltaik-Speichersysteme“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW Berlin), Berlin, Studie, März 2016.
- [12] Predki, H., „System- und Marktintegration von Photovoltaik-Anlagen durch dezentrale Stromspeicher - Eine Analyse der technischen Potentiale und rechtlichen Rahmenbedingungen“, Leuphana Universität, Lüneburg, Juni 2013.
- [13] R. Hollinger, L. M. Diazgranados, und J. Sönnichsen, „Optimaler Einsatz eines Verbundes von Solar-Batterie-Systemen in der Primärregelung: Potential des Poolings und der regulativen Freiheitsgrade“, in *VDI-Berichte 2266*, Düsseldorf, 2015.
- [14] J. Moshövel u. a., „Analyse des wirtschaftlichen, technischen und ökologischen Nutzens von PV-Speichern“, ISEA, Dez. 2015.
- [15] R. L. Fares und M. E. Webber, „The impacts of storing solar energy in the home to reduce reliance on the utility“, *Nature Energy*, Bd. 2, 2017.
- [16] BVES - Bundesverband Energiespeicher e.V. und BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V., „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme“, Berlin, März 2017.
- [17] H. Laukamp, „Wechselrichter für Photovoltaik-Anlagen“, in *Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 1989.
- [18] J. Weniger, N. Orth, T. Tjaden, und V. Quaschnig, „Status quo der Energieeffizienz von PV-Speichersystemen“, in *PV-Symposium 2018*, Bad Staffelstein, 2018.
- [19] J. Weniger, T. Tjaden, N. Orth, und S. Maier, „Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (PerMod 2.0)“, *Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin*, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <http://pvspeicher.htw-berlin.de/permod> (ab Q2/2019).
- [20] J. Weniger, N. Orth, T. Tjaden, und V. Quaschnig, „Referenzfälle zur simulationsbasierten Bewertung der Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen“, gehalten auf der BVES Fachgruppe Effizienzleitfaden 1/2018, Kassel, 2018.
- [21] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger, und V. Quaschnig, „Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis“, *Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin*, 2015. [Online]. Verfügbar unter: <https://pvspeicher.htw-berlin.de/daten/>.
- [22] J. Kalisch, T. Schmidt, D. Heinemann, und E. Lorenz, „Continuous meteorological observations in high-resolution (1Hz) at University of Oldenburg in 2014“. PANGAEA - Data Publisher for Earth & Environmental Science, 2015.

- [23] T. M. Klucher, „Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces“, *Solar Energy*, Bd. 23, S. 111–114, Jan. 1979.
- [24] H. G. Beyer, G. Heilscher, und S. Bofinger, „Identification of a General Model for the MPP Performance of PV-Modules for the Application in a Procedure for the Performance Check of Grid Connected Systems“, in *19th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Paris, 2004, S. 3073–3076.
- [25] E. M. Krieger und C. B. Arnold, „Effects of undercharge and internal loss on the rate dependence of battery charge storage efficiency“, *Journal of Power Sources*, Bd. 210, S. 286–291, Juli 2012.
- [26] P. Fortenbacher, J. L. Mathieu, und G. Andersson, „Modeling and Optimal Operation of Distributed Battery Storage in Low Voltage Grids“, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017.
- [27] J. Weniger, T. Tjaden, J. Bergner, und V. Quaschnig, „Emerging Performance Issues of Photovoltaic Battery Systems“, in *32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, München, 2016, S. 2372–2380.
- [28] J. Weniger, T. Tjaden, und V. Quaschnig, „Vergleich verschiedener Kennzahlen zur Bewertung der energetischen Performance von PV-Batteriesystemen“, in *32. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2017.
- [29] N. Orth u. a., „Vergleich der Energieeffizienz verschiedener PV-Speichersystemkonzepte“, in *PV-Symposium 2018*, Bad Staffelstein, 2018.
- [30] M. Sterner und I. Stadler, Hrsg., *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*, 2. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2017.
- [31] J. Figgner, D. Haberschusz, K.-P. Kairies, O. Wessels, B. Tepe, und D. U. Sauer, „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 - Jahresbericht 2018“, Institut für Stromrichter-technik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen, Aachen, Jahresbericht, 2018.
- [32] SMA Solar Technology AG, „Planungsleitfaden - SMA Flexible Storage System mit Ersatzstromfunktion“, Niestetal, Planungsleitfaden.
- [33] G. Mulder, D. Six, B. Claessens, T. Broes, N. Omar, und J. V. Mierlo, „The dimensioning of PV-battery systems depending on the incentive and selling price conditions“, *Applied Energy*, Bd. 111, S. 1126–1135, Nov. 2013.
- [34] H. Schmidt und D.-U. Sauer, „Wechselrichter-Wirkungsgrade: Praxisgerechte Modellierung und Abschätzung“, *Sonnenenergie*, Bd. 4, S. 43–47, 1996.
- [35] H. Schmidt, B. Burger, H. Häberlin, R. Bründlinger, F. Baumgartner, und M. Zehner, „Modellierung der Spannungsabhängigkeit des Wechselrichter-Wirkungsgrades“, in *23. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2008, S. 158–163.
- [36] F. P. Baumgartner, H. Schmidt, B. Burger, R. Bründlinger, H. Häberlin, und M. Zehner, „Status and Relevance of the DC Voltage Dependency of the Inverter Efficiency“, in *22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Milan, 2007.
- [37] F. Kever, „Unterschiedliche Schaltungen, unterschiedliche Effizienzen“, *pv magazine*, Nr. 2/2013, S. 109–112, 2013.
- [38] F. Ackermann, T. Bülo, und C. Nöding, „Untersuchungen von Einflussgrößen auf Wirkungsgrad- und Leistungsmessungen von PV-Wechselrichtern“, in *26. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2011, S. 12.
- [39] V. Quaschnig, *Regenerative Energiesysteme: Technologie, Berechnung, Simulation*, 7. Aufl. München: Hanser Verlag, 2012.
- [40] J. Weniger, T. Tjaden, J. Bergner, und V. Quaschnig, „Sizing of Battery Converters for Residential PV Storage Systems“, *Energy Procedia*, Bd. 99, S. 3–10, März 2016.
- [41] W.-T. Franke, „Neues Schaltungskonzept zur Energiespeicherung bei Solarwechselrichtern“, in *27. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2012.
- [42] M. Müller, „Abschlussbericht zum Forschungsprojekt PILEBI: Photovoltaische Inselsysteme mit langlebigen Energiespeichersystemen auf Basis von Blei- und Lithium Ionen Batterien“, Steca Elektronik GmbH, Memmingen, Juni 2014.
- [43] C. Messner, J. Kathan, und J. Mayr, „Effizienz und Effektivität von netzgekoppelten PV-Heimspeichersystemen - Erfahrungen und Erkenntnisse aus Labortests kommerzieller Produkte“, in *31. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2016.
- [44] G. Angenendt, B. Ashrafinia, S. Zurmühlen, K. Jacqué, J. Badedo, und D.-U. Sauer, „Influence of the Battery Voltage Level on the Efficiency and Cost of a PV Battery Energy Storage System“, in *32. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2017.
- [45] J. Weniger, T. Tjaden, J. Bergner, und V. Quaschnig, „Auswirkungen von Regelträgheiten auf die Energieflüsse in Wohngebäuden mit netzgekoppelten PV-Batteriesystemen“, in *31. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2016.

- [46] V. Eichler, „Kleinsteuerungen in solaren Energiespeichern“, *etz elektrotechnik & automation*, Bd. 12/2013, Nr. 12/2013, S. 51–53, 2013.
- [47] J. Weniger, T. Tjaden, J. Bergner, und V. Quaschnig, „Dynamic mismatch losses of grid-connected PV-battery systems in residential buildings“, *Journal of Energy Storage*, Bd. 13, S. 244–254, Okt. 2017.
- [48] K.-P. Kairies u. a., „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher - Jahresbericht 2016“, Institut für Stromrichtertechnik und Elektronische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen, Aachen, Jahresbericht, Mai 2016.
- [49] C. Messner, J. Kathan, C. Seitzl, S. Hofmüller, und R. Bründlinger, „Efficiency and Effectiveness of PV Battery Energy Storage Systems for Residential Applications - Experience from Laboratory Tests of Commercial Products“, in *32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, München, 2016, S. 2381–2392.
- [50] J. Weniger, N. Orth, S. Maier, und V. Quaschnig, „Speicher auf dem Prüfstand“, *Photovoltaik*, Nr. 06, S. 35–37, 2018.
- [51] C. Messner, J. Kathan, C. Seitzl, S. Hofmüller, und J. Wolfahrt, „Field Assessment of PV Home Storage Systems“, in *6th Solar Integration Workshop - International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems*, Wien, 2016.
- [52] N. Munzke, B. Schwarz, F. Büchle, und J. Barry, „Lithium-Ionen Heimspeichersysteme: Performance auf dem Prüfstand“, in *32. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2017.
- [53] N. Munzke, J. Barry, B. Schwarz, und F. Büchle, „Evaluation of the Effect of PV Plant Size on the Efficiency of Household Li-Ion Battery Storage Systems“, in *33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Amsterdam, 2017, S. 2047–2051.
- [54] M. Graebig, G. Erdmann, und S. Röder, „Assessment of residential battery systems (RBS): profitability, perceived value proposition, and potential business models“, in *37th IAAE International Conference*, New York, 2014.
- [55] M. Rothert, A. S. Bukvic-Schäfer, und T. Thierschmidt, „Performance von Speichersystemen in der Praxis - Erfahrungen von über 6.500 Speichersystemen“, gehalten auf der SMA Speichertag 2015, Niestetal, 2015.
- [56] T. Tjaden u. a., „Offenes Simulationsmodell für netzgekoppelte PV-Batteriesysteme“, in *32. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2017.
- [57] F. Büchle u. a., „Lithium-Ionen Heimspeichersysteme: Reproduzierbarkeit von Performancemessungen an PV- Speichersystemen“, in *PV-Symposium 2018*, Bad Staffelstein, 2018.
- [58] J. Pinne, *Optimierung von PV-Wechselrichtern im Netzparallelbetrieb mithilfe analytischer Verhaltens- und Verlustleistungsmodelle*. Kassel: Kassel University Press, 2015.
- [59] O. Wollersheim, „Speichereffizienz: Wichtig für Hersteller, Installateure und Endkunden“, gehalten auf der ees & Power2Drive Forum, München, Juni-2018.
- [60] Braun, M., Büdenbender, K., Magnor, D., und Jossen, A., „Photovoltaic Self-Consumption in Germany - Using Lithium-Ion Storage to Increase Self-Consumed Photovoltaic Energy“, in *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Hamburg, 2009, S. 3121–3127.
- [61] A. U. Schmiegel u. a., „The Sol-Ion System: Realizing Safety and Efficiency for a PV Storage System“, in *26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Hamburg, 2011.
- [62] J. Moshövel u. a., „Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption“, *Applied Energy*, Bd. 137, S. 567–575, Jan. 2015.
- [63] G. Angenendt, S. Zurmühlen, R. Mir-Montazeri, D. Magnor, und D. U. Sauer, „Enhancing Battery Lifetime in PV Battery Home Storage Systems using Forecast Based Operating Strategies“, in *10th International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2016)*, Düsseldorf, 2016.
- [64] J. Li und M. A. Danzer, „Optimal charge control strategies for stationary photovoltaic battery systems“, *Journal of Power Sources*, Bd. 258, S. 365–373, Juli 2014.

Anhang

A.1 Messergebnisse nach Effizienzleitfaden

Messergebnisse nach Effizienzleitfaden 2.0 (Stand Oktober 2018) für System E6.

Charakterisierung des PV-Batteriespeichersystems										
Energiewandlungspfade	PV2AC	PV2BAT	AC2BAT	BAT	BAT2AC	BAT2PV				
	✓	✓	-	✓	✓	-				
PV-Anbindung										
PV-Bemessungseingangsleistung					5686		W			
PV-Eingangsspannung (min. / nom. / max.)					120 / 570 / 1000		V			
MPP-Spannung (min. / max.)					225 / 720		V			
AC-Anbindung										
PV-Bemessungsausgangsleistung					5487		W			
Nominale Entladeleistung (AC)					5419		W			
Batterie-Anbindung										
Batterieeingangsspannung (min. / nom. / max.)					360 / 460 / 500		V			
Nominale Ladeleistung (DC)					6191		W			
Nominale Entladeleistung (DC)					5641		W			
Batterie										
Batteriespannung (min. / nom. / max.)					360 / 460 / 500		V			
Nutzbare Batteriekapazität (DC)					10,5		kWh			
Batteriewirkungsgrad					95,3		%			
Leistungsaufnahme des BMS im Standby					6,8		W			
Bereitschaftsverluste										
Standby-Leistungsaufnahme im vollgeladenen Zustand (DC)					0,2		W			
Standby-Leistungsaufnahme im entladenen Zustand (AC / DC)					4,5 / 4,6		W			
Leistungsaufnahme der weiteren Systemkomponenten (AC)					1,6		W			
Regelungseigenschaften										
Mittlere stationäre Abweichung der Ladeleistung					-14		W			
Mittlere stationäre Abweichung der Entladeleistung					1		W			
Mittlere Totzeit					1,0		s			
Mittlere Einschwingzeit					5,0		s			
Wirkungsgrade der Energiewandlungspfade										
Pfad	Mittlere Spannung		normierte Ausgangsleistung							
	PV	Batterie	0,05	0,1	0,2	0,25	0,3	0,5	0,75	1
PV2AC	225 V (min.)	-	83,8%	89,7%	92,8%	93,4%	93,8%	94,3%	94,3%	94,2%
PV2AC	568 V (nom.)	-	87,8%	92,8%	95,4%	95,8%	96,1%	96,6%	96,6%	96,5%
PV2AC	710 V (max.)	-	83,2%	90,2%	94,2%	94,4%	95,4%	96,2%	96,4%	96,2%
PV2BAT	225 V (min.)	477 V	83,6%	89,6%	92,9%	93,5%	94,0%	94,7%	95,0%	94,6%
PV2BAT	568 V (nom.)	480 V	87,0%	92,3%	95,2%	95,8%	96,2%	97,0%	97,4%	97,4%
PV2BAT	712 V (max.)	479 V	80,7%	89,4%	93,5%	94,3%	95,0%	96,2%	96,8%	97,0%
BAT2AC	-	467 V	88,0%	92,6%	95,0%	95,5%	95,8%	96,3%	96,2%	96,0%

A.2 Systembezeichnungen

Tabelle 4 Namentlich erwähnte Systeme der Stromspeicher-Inspektion 2018.

System	Produktbezeichnung
A1	SMA Sunny Boy Storage 2.5 und BYD Battery-Box H6.4
A2	SMA Sunny Boy Storage 2.5 und Batteriespeicher A2
A3	SMA Sunny Island 4.4M und Batteriespeicher A3
A4	SMA Sunny Island 6.0H
B1	sonnen sonnenBatterie eco 8.0/6
E1	KOSTAL PIKO 6.0 BA und BYD Battery-Box H6.4
E2	KOSTAL PIKO 6.0 BA und BYD Battery-Box H11.5
E3	KOSTAL PIKO 8.0 BA und BYD Battery-Box H11.5
E4	KOSTAL PIKO 10 BA und BYD Battery-Box H11.5
E5	KOSTAL PLENTICORE plus 4.2 und BYD Battery-Box H11.5
E6	KOSTAL PLENTICORE plus 5.5 und BYD Battery-Box H11.5
G1	RCT Power Power Storage DC 6.0 und Power Battery 5.7
W1	SMA Sunny Boy 5.0



HELIOS Sonnenstrom
Götschka 5
4212 Neumarkt im Mühlkreis
Österreich

Projekttitle: Neue Mitte Hirschbach

08.11.2018

Dokumentation

Kundendaten

Unternehmen	
Kundennummer	
Ansprechpartner/in	Ing. Wolfgang Gutenthaler, Claudia Rechberger
Adresse	
Telefon	
Telefax	
E-Mail	

Projektdaten

Projekttitle	Neue Mitte Hirschbach
Angebotsnr.	
Bearbeiter/in	FH
Adresse	



Simulationsergebnisse

Ergebnisse Gesamtanlage

PV-Anlage

PV-Generatorleistung	18,9 kWp
Spez. Jahresertrag	1 061,21 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	87,2 %
Ertragsminderung durch Abschattung	1,5 %/Jahr
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	20 057 kWh/Jahr
Direkter Eigenverbrauch	11 456 kWh/Jahr
Netzeinspeisung	5 159 kWh/Jahr
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh/Jahr
Batterieladung	3 442 kWh/Jahr
Eigenverbrauchsanteil	74,3 %
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	11 711 kg/Jahr

Verbraucher

Verbraucher	42 208 kWh/Jahr
Standby-Verbrauch (Wechselrichter)	22 kWh/Jahr
Gesamtverbrauch	42 230 kWh/Jahr
gedeckt durch PV	11 456 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	27 857 kWh/Jahr
gedeckt durch Batterie netto	2 918 kWh/Jahr

Batteriesystem

Ladung am Anfang	14 kWh
Batterieladung (Gesamt)	3 447 kWh/Jahr
Batterieladung (PV-Anlage)	3 442 kWh/Jahr
Batterieladung (Netz)	4 kWh/Jahr
Batterieenergie zur Verbrauchsdeckung	2 922 kWh/Jahr
Verluste durch Laden/Entladen	493 kWh/Jahr
Verluste in Batterie	46 kWh/Jahr
Zyklenbelastung	4,2 %
Lebensdauer	>20 Jahre

Autarkiegrad

Gesamtverbrauch	42 230 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	27 857 kWh/Jahr
Autarkiegrad	34,0 %

Neue Mitte Hirschbach

Bearbeiter/in: FH

Kunde: Ing. Wolfgang Gutenthaler, Claudia Rechberger

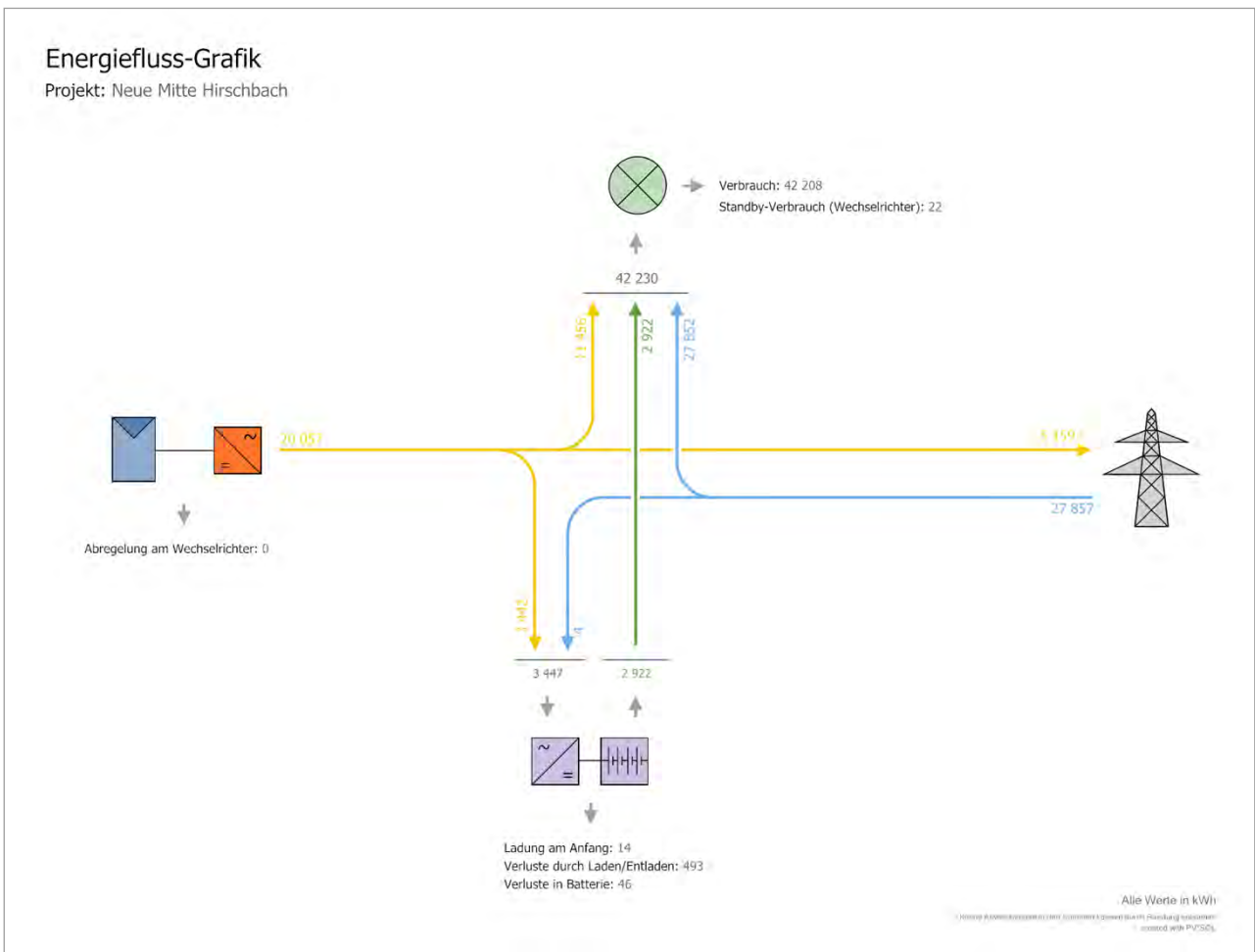


Abbildung: Energiefluss-Grafik

Neue Mitte Hirschbach

Bearbeiter/in: FH

Kunde: Ing. Wolfgang Gutenthaler, Claudia Rechberger

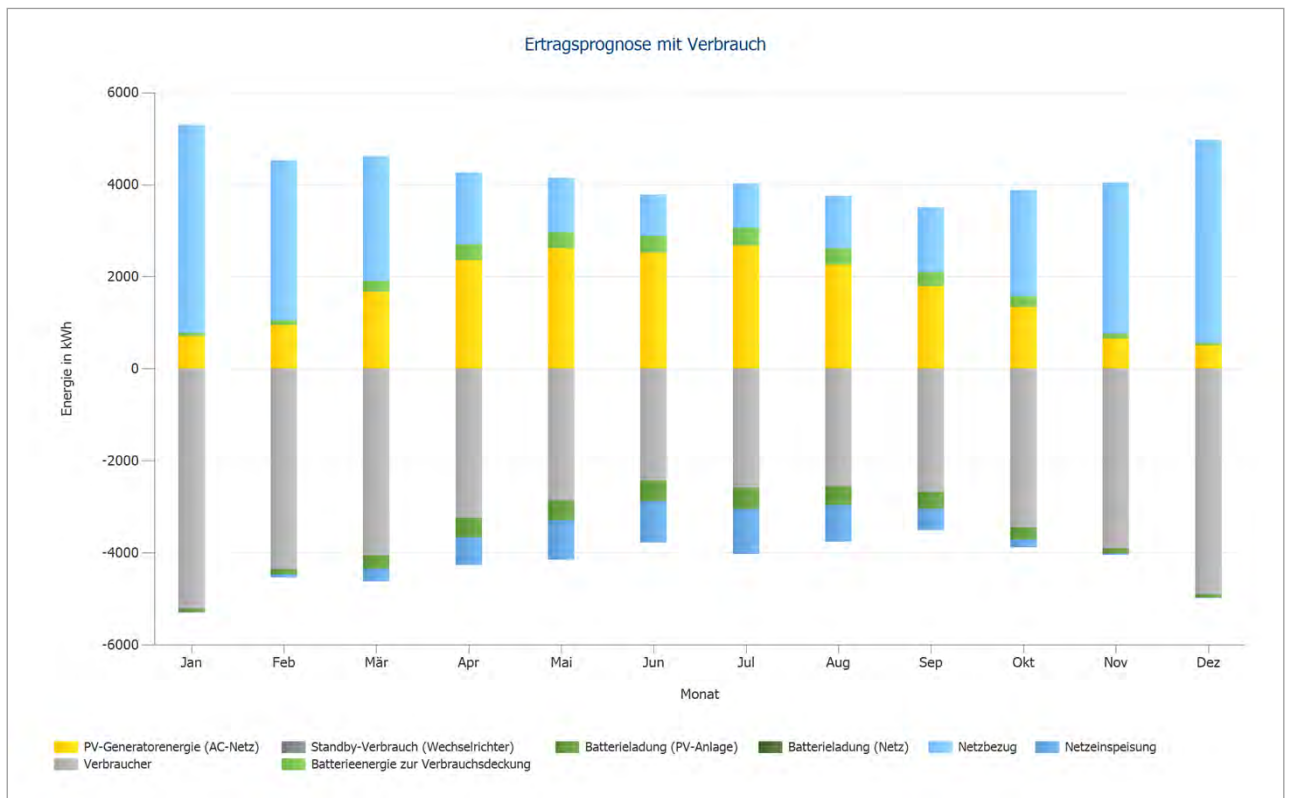


Abbildung: Ertragsprognose mit Verbrauch

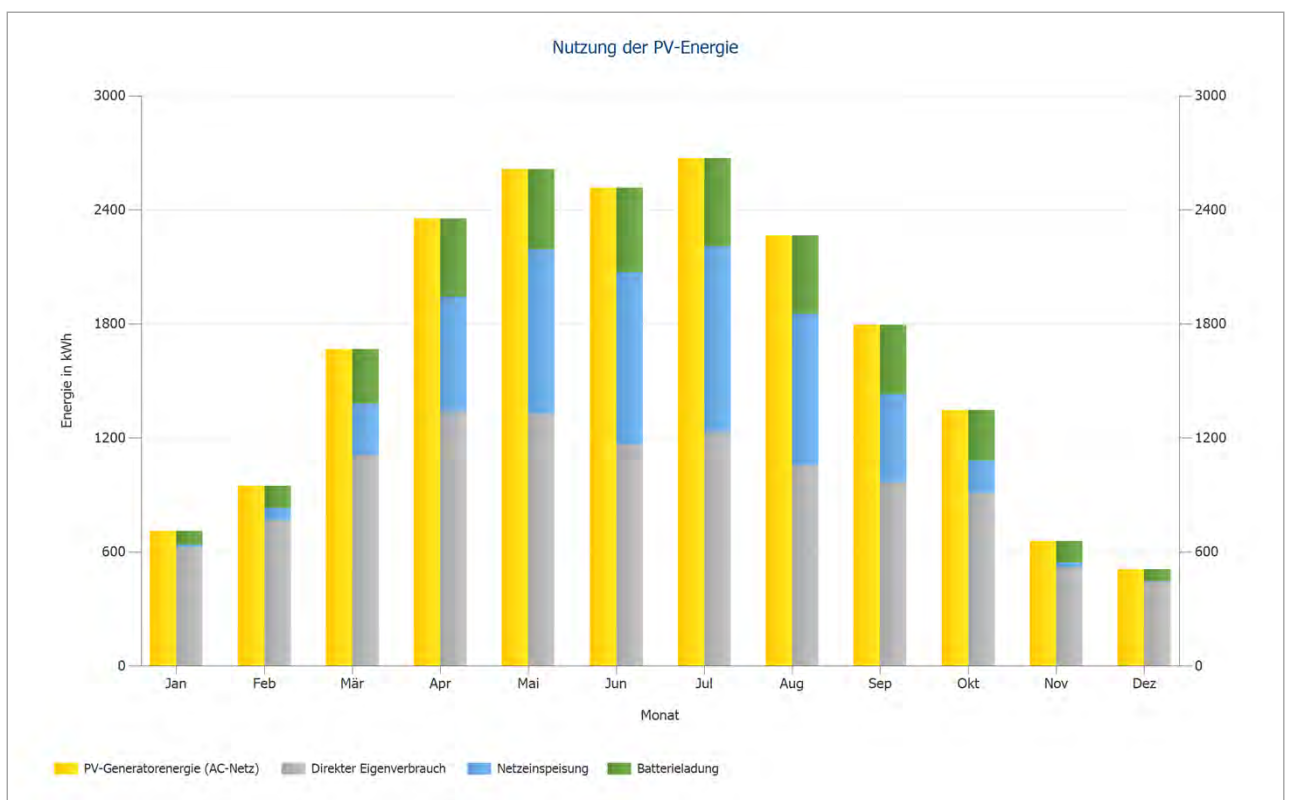


Abbildung: Nutzung der PV-Energie

Neue Mitte Hirschbach

Bearbeiter/in: FH

Kunde: Ing. Wolfgang Gutenthaler, Claudia Rechberger

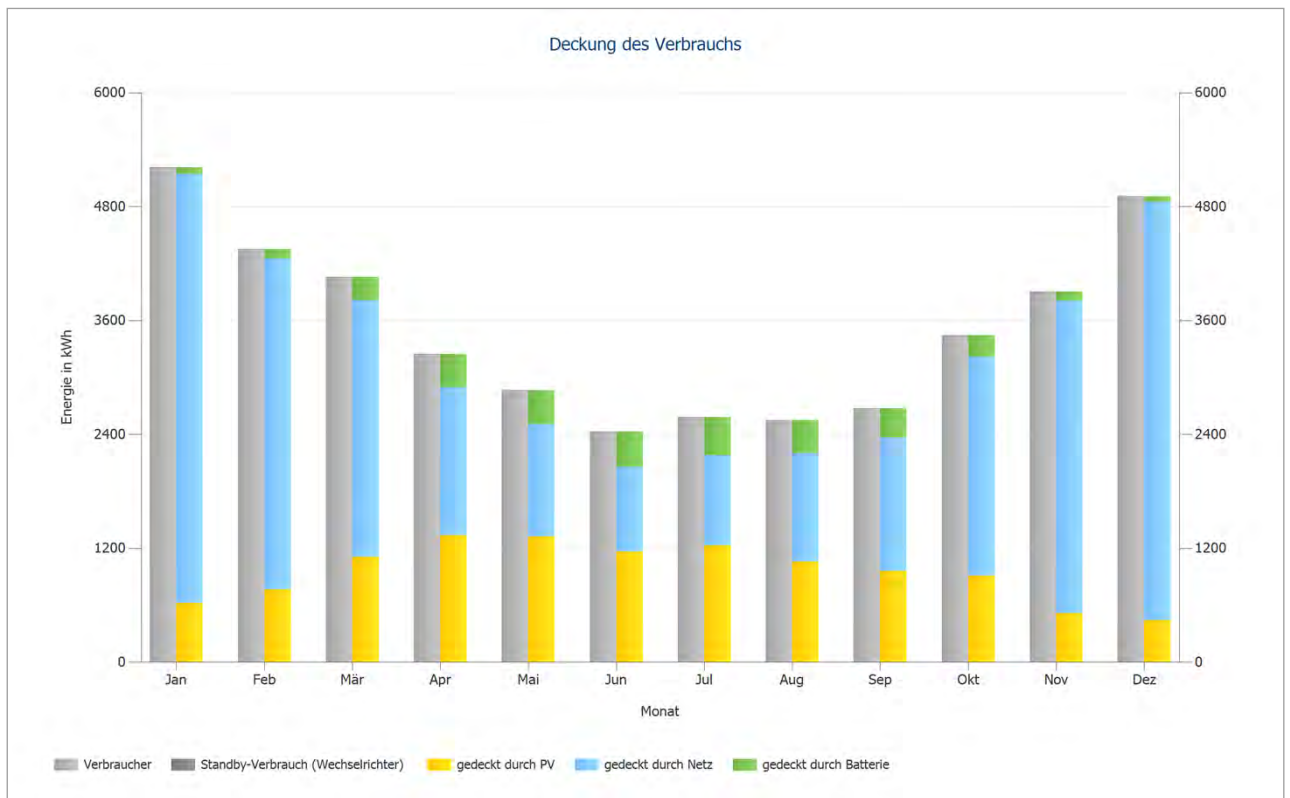


Abbildung: Deckung des Verbrauchs

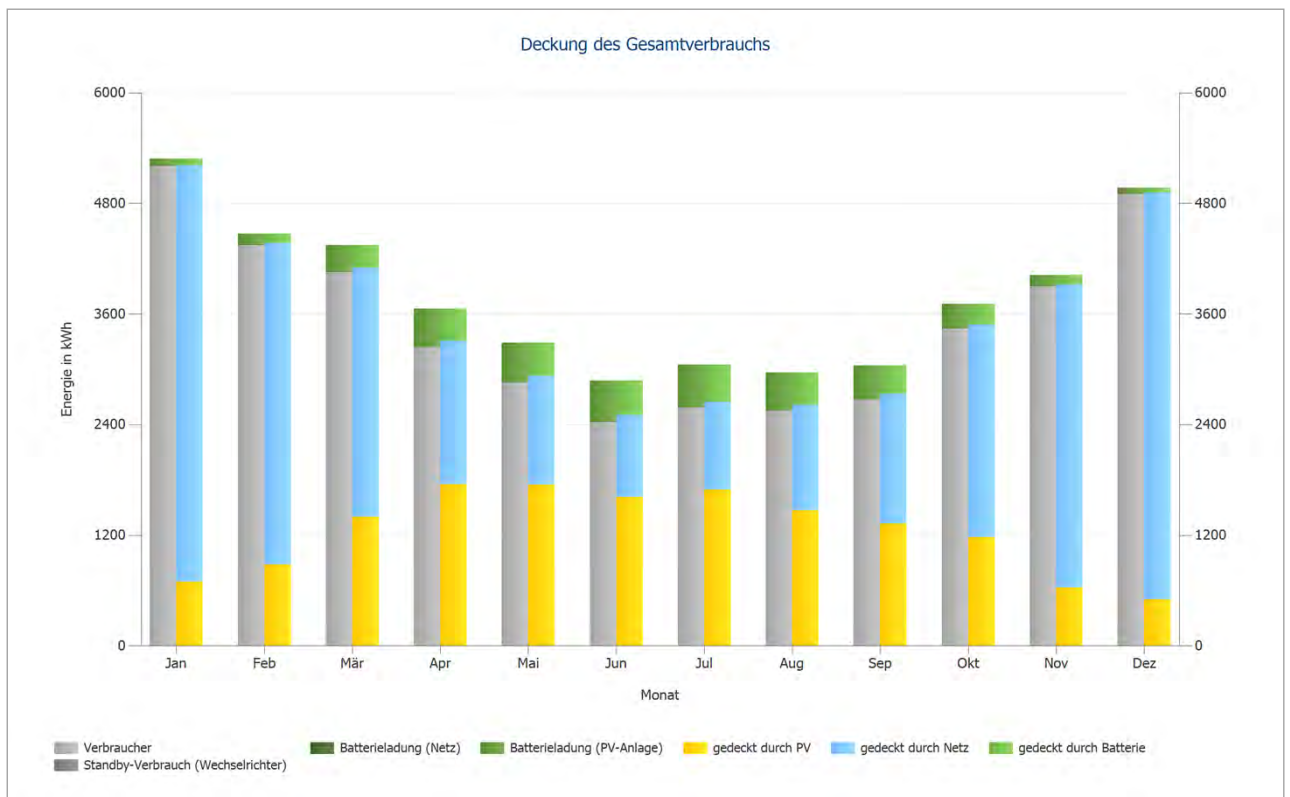


Abbildung: Deckung des Gesamtverbrauchs

Ergebnisse pro Modulfläche

Beliebiges 3D-Objekt 01-Belegungsfläche Südost

PV-Generatorleistung	9,45 kWp
PV-Generatorfläche	56,9 m ²
Globalstrahlung auf Modul	1219,9 kWh/m ²
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	10092,3 kWh/Jahr
Spez. Jahresertrag	1068 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	87,6 %

Beliebiges 3D-Objekt 02-Belegungsfläche Südost

PV-Generatorleistung	9,45 kWp
PV-Generatorfläche	56,9 m ²
Globalstrahlung auf Modul	1215,4 kWh/m ²
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	9964,4 kWh/Jahr
Spez. Jahresertrag	1054,4 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	86,8 %

Energiebilanz PV-Anlage

Energiebilanz PV-Anlage

Globalstrahlung horizontal	1 136,34 kWh/m²	
Abweichung vom Standardspektrum	-11,36 kWh/m ²	-1,00 %
Bodenreflexion (Albedo)	3,83 kWh/m ²	0,34 %
Ausrichtung und Neigung der Modulebene	91,09 kWh/m ²	8,07 %
Modulunabhängige Abschattung	-2,23 kWh/m ²	-0,18 %
Reflexion an Moduloberfläche	-13,55 kWh/m ²	-1,11 %
Globalstrahlung auf Modul	1 204,11 kWh/m²	
	1 204,11 kWh/m ²	
	x 113,88 m ²	
	= 137 125,41 kWh	
PV Globalstrahlung	137 125,41 kWh	
Verschmutzung	0,00 kWh	0,00 %
STC Konversion (Modul-Nennwirkungsgrad 16,59 %)	-114 376,31 kWh	-83,41 %
PV Nennenergie	22 749,10 kWh	
Modulspezifische Teilabschattung	-261,63 kWh	-1,15 %
Schwachlichtverhalten	-823,48 kWh	-3,66 %
Abweichung von der Nenn-Modultemperatur	-284,89 kWh	-1,32 %
Dioden	-7,95 kWh	-0,04 %
Mismatch (Herstellerangaben)	-427,42 kWh	-2,00 %
Mismatch (Verschaltung/Abschattung)	-12,67 kWh	-0,06 %
PV-Energie (DC) ohne Wechselrichter-Abregelung	20 931,06 kWh	
Unterschreitung der DC-Startleistung	-15,61 kWh	-0,07 %
Abregelung wegen MPP-Spannungsbereich	0,00 kWh	0,00 %
Abregelung wegen max. DC-Strom	0,00 kWh	0,00 %
Abregelung wegen max. DC-Leistung	0,00 kWh	0,00 %
Abregelung wegen max. AC-Leistung/cos phi	-6,27 kWh	-0,03 %
MPP Anpassung	-2,09 kWh	-0,01 %
PV-Energie (DC)	20 907,09 kWh	
Energie am WR-Eingang	20 907,09 kWh	
Abweichung der Eingangs- von der Nennspannung	-67,25 kWh	-0,32 %
DC/AC-Wandlung	-580,29 kWh	-2,78 %
Standby-Verbrauch (Wechselrichter)	-21,90 kWh	-0,11 %
Kabelverluste Gesamt	-202,82 kWh	-1,00 %
PV-Energie (AC) abzgl. Standby-Verbrauch	20 034,83 kWh	
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	20 056,95 kWh	

Wirtschaftlichkeitsanalyse

Überblick

Anlagendaten

Netzeinspeisung im ersten Jahr (inkl. Moduldegradation)	5 159 kWh/Jahr
PV-Generatorleistung	18,9 kWp
Inbetriebnahme der Anlage	11.06.2018
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Kapitalzins	2,2 %

Wirtschaftliche Kenngrößen

Gesamtkapitalrendite	4,11 %
Kumulierter Cashflow	19 752,66 €
Amortisationsdauer	10,9 Jahre
Stromgestehungskosten	0,15 €/kWh

Zahlungsübersicht

spezifische Investitionskosten	1 530,16 €/kWp
Investitionskosten	28 920,00 €
PV	15 120,00 €
Speicher	13 800,00 €
Einmalzahlungen	0,00 €
Förderungen	4 725,00 €
Jährliche Kosten	300,00 €/Jahr
Sonstige Erlöse oder Einsparungen	0,00 €/Jahr

Vergütung und Ersparnisse

Gesamtvergütung im ersten Jahr	395,67 €/Jahr
Ersparnisse im ersten Jahr	2 583,26 €/Jahr
OEMAG 2019 - Gebäudeanlage	
Gültigkeit	11.06.2018 - 10.06.2031
Spezifische Einspeisevergütung	0,0767 €/kWh
Einspeisevergütung	395,67 €/Jahr
PRIVAT 18Ct (Example)	
Arbeitspreis	0,18 €/kWh
Preisänderungsfaktor Arbeitspreis	2 %/Jahr

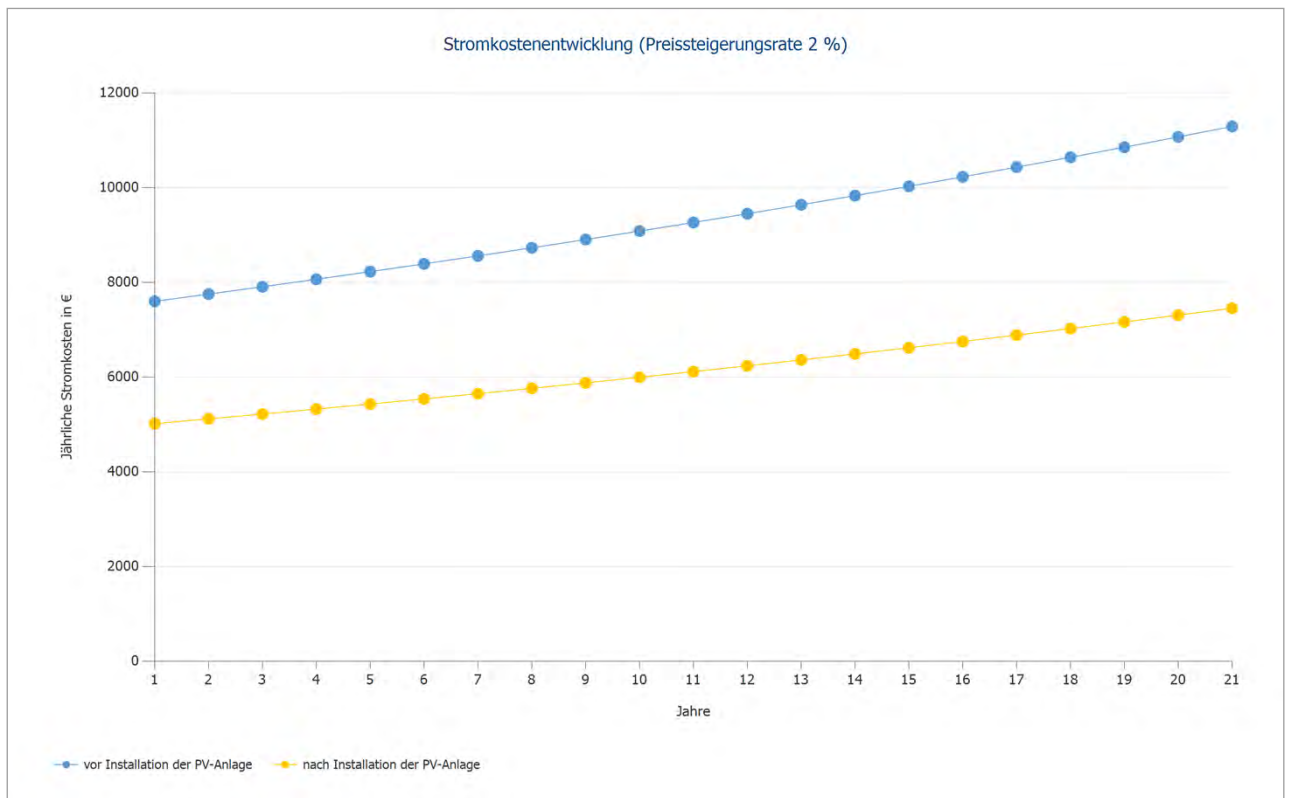


Abbildung: Stromkostenentwicklung (Preissteigerungsrate 2 %)

Cashflow

Cashflow Tabelle

	Jahr 1	Jahr 2	Jahr 3	Jahr 4	Jahr 5
Investitionen	-€ 28.920,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
Betriebskosten	-€ 293,54	-€ 293,54	-€ 293,54	-€ 293,54	-€ 293,54
Förderungen	€ 4.725,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
Abschreibungen	-€ 1.414,87	-€ 1.384,42	-€ 1.354,61	-€ 1.325,45	-€ 1.296,92
Einspeisevergütung	€ 364,54	€ 378,82	€ 370,67	€ 362,69	€ 354,88
Einsparungen Strombezug	€ 2.527,65	€ 2.522,71	€ 2.517,77	€ 2.512,84	€ 2.507,92
Ergebnis vor Steuern	€ 5.807,06	€ 1.223,57	€ 1.240,28	€ 1.256,53	€ 1.272,34
Steuererstattung	-€ 1.161,41	-€ 244,71	-€ 248,06	-€ 251,31	-€ 254,47
Ergebnis nach Steuern	€ 4.747,36	€ 978,86	€ 992,22	€ 1.005,23	€ 1.017,87
Jährlicher Cashflow	-€ 22.757,76	€ 2.363,27	€ 2.346,84	€ 2.330,68	€ 2.314,79
Kumulierter Cashflow	-€ 22.757,76	-€ 20.394,49	-€ 18.047,66	-€ 15.716,97	-€ 13.402,18

	Jahr 6	Jahr 7	Jahr 8	Jahr 9	Jahr 10
Investitionen	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
Betriebskosten	-€ 293,54	-€ 293,54	-€ 293,54	-€ 293,54	-€ 293,54
Förderungen	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
Abschreibungen	-€ 1.269,00	-€ 1.241,69	-€ 1.214,96	-€ 1.188,80	-€ 1.163,21
Einspeisevergütung	€ 347,24	€ 339,77	€ 332,45	€ 325,30	€ 318,29
Einsparungen Strombezug	€ 2.503,02	€ 2.498,12	€ 2.493,23	€ 2.488,35	€ 2.483,48
Ergebnis vor Steuern	€ 1.287,71	€ 1.302,65	€ 1.317,18	€ 1.331,30	€ 1.345,02
Steuererstattung	-€ 257,54	-€ 260,53	-€ 263,44	-€ 266,26	-€ 269,00
Ergebnis nach Steuern	€ 1.030,17	€ 1.042,12	€ 1.053,75	€ 1.065,04	€ 1.076,02
Jährlicher Cashflow	€ 2.299,17	€ 2.283,81	€ 2.268,70	€ 2.253,84	€ 2.239,23
Kumulierter Cashflow	-€ 11.103,01	-€ 8.819,20	-€ 6.550,49	-€ 4.296,65	-€ 2.057,42

	Jahr 11	Jahr 12	Jahr 13	Jahr 14	Jahr 15
Investitionen	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
Betriebskosten	-€ 293,54	-€ 293,54	-€ 293,54	-€ 293,54	-€ 293,54
Förderungen	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
Abschreibungen	-€ 1.138,17	-€ 1.113,67	-€ 1.089,70	-€ 1.066,24	-€ 1.043,29
Einspeisevergütung	€ 311,44	€ 304,74	€ 298,18	€ 190,19	€ 186,10
Einsparungen Strombezug	€ 2.478,62	€ 2.473,77	€ 2.468,93	€ 2.464,10	€ 2.459,28
Ergebnis vor Steuern	€ 1.358,35	€ 1.371,29	€ 1.383,87	€ 1.294,51	€ 1.308,54
Steuererstattung	-€ 271,67	-€ 274,26	-€ 276,77	-€ 258,90	-€ 261,71
Ergebnis nach Steuern	€ 1.086,68	€ 1.097,03	€ 1.107,09	€ 1.035,61	€ 1.046,84
Jährlicher Cashflow	€ 2.224,85	€ 2.210,71	€ 2.196,79	€ 2.101,85	€ 2.090,13
Kumulierter Cashflow	€ 167,43	€ 2.378,13	€ 4.574,93	€ 6.676,78	€ 8.766,90

	Jahr 16	Jahr 17	Jahr 18	Jahr 19	Jahr 20
Investitionen	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
Betriebskosten	-€ 293,54	-€ 293,54	-€ 293,54	-€ 293,54	-€ 293,54
Förderungen	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
Abschreibungen	-€ 1.020,83	-€ 998,86	-€ 977,35	-€ 956,32	-€ 935,73
Einspeisevergütung	€ 182,09	€ 178,17	€ 174,34	€ 170,59	€ 166,91
Einsparungen Strombezug	€ 2.454,46	€ 2.449,66	€ 2.444,86	€ 2.440,08	€ 2.435,31
Ergebnis vor Steuern	€ 1.322,18	€ 1.335,44	€ 1.348,31	€ 1.360,81	€ 1.372,95
Steuererstattung	-€ 264,44	-€ 267,09	-€ 269,66	-€ 272,16	-€ 274,59
Ergebnis nach Steuern	€ 1.057,75	€ 1.068,35	€ 1.078,65	€ 1.088,65	€ 1.098,36
Jährlicher Cashflow	€ 2.078,58	€ 2.067,21	€ 2.056,00	€ 2.044,96	€ 2.034,09
Kumulierter Cashflow	€ 10.845,48	€ 12.912,68	€ 14.968,68	€ 17.013,65	€ 19.047,74

Neue Mitte Hirschbach

Bearbeiter/in: FH

Kunde: Ing. Wolfgang Gutenthaler, Claudia Rechberger

	Jahr 21
Investitionen	-€ 18.714,59
Betriebskosten	-€ 293,54
Förderungen	€ 0,00
Abschreibungen	-€ 915,59
Einspeisevergütung	€ 163,32
Einsparungen Strombezug	€ 2.430,54
Ergebnis vor Steuern	€ 1.384,73
Steuererstattung	-€ 276,95
Ergebnis nach Steuern	€ 1.107,79
Jährlicher Cashflow	-€ 16.691,22
Kumulierter Cashflow	€ 2.356,52

Degradation- und Preissteigerungsraten werden monatlich über den gesamten Betrachtungszeitraum angewendet. Dies erfolgt bereits im ersten Jahr.

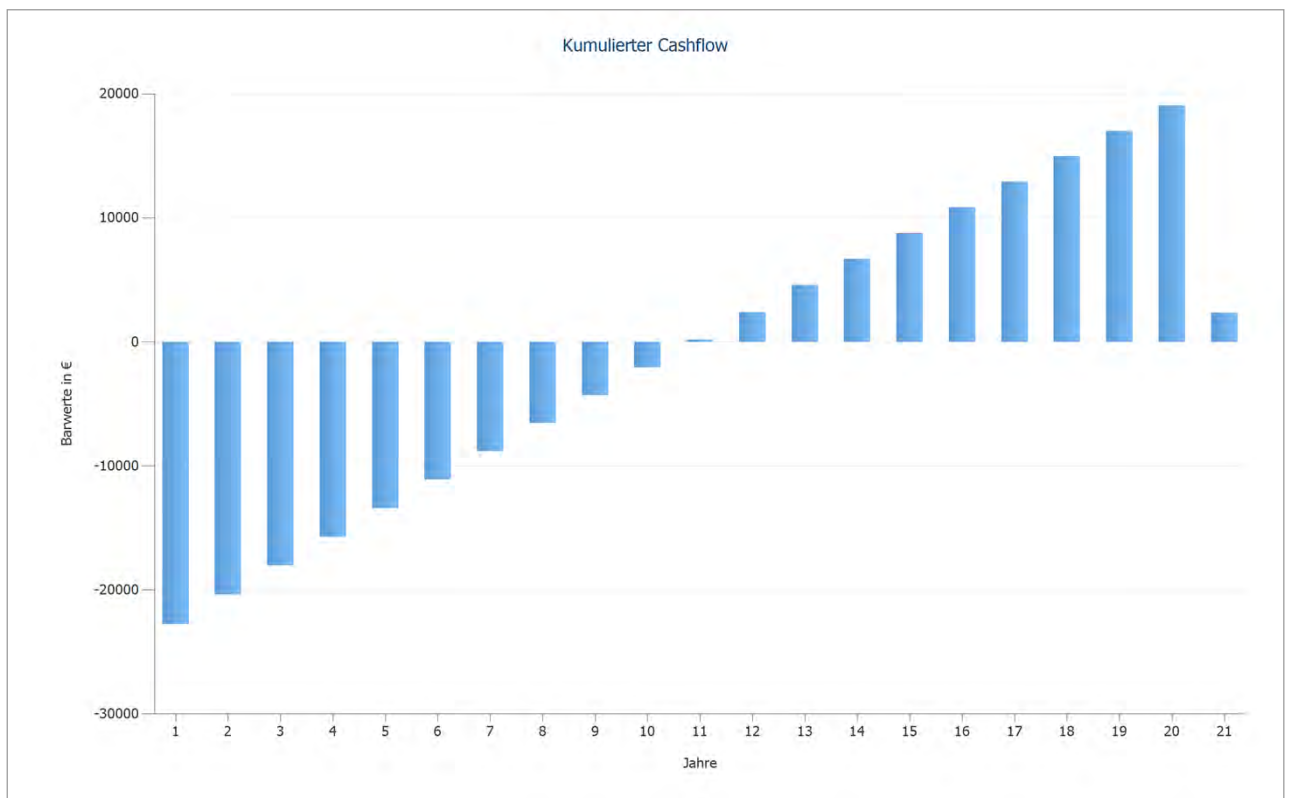


Abbildung: Kumulierter Cashflow



HELIOS Sonnenstrom
Götschka 5
4212 Neumarkt im Mühlkreis
Österreich

Projekttitle: Neue Mitte Hirschbach

08.11.2018

Dokumentation

Kundendaten

Unternehmen

Kundennummer

Ansprechpartner/in

Ing. Wolfgang Gutenthaler, Claudia Rechberger

Adresse

Telefon

Telefax

E-Mail

Projektdaten

Projekttitle Neue Mitte Hirschbach

Angebotsnr.

Bearbeiter/in FH

Adresse



Simulationsergebnisse

Ergebnisse Gesamtanlage

PV-Anlage

PV-Generatorleistung	18,9 kWp
Spez. Jahresertrag	1 061,21 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	87,2 %
Ertragsminderung durch Abschattung	1,5 %/Jahr
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	20 057 kWh/Jahr
Eigenverbrauch	11 483 kWh/Jahr
Netzeinspeisung	8 574 kWh/Jahr
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh/Jahr
Eigenverbrauchsanteil	57,3 %
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	12 034 kg/Jahr

Verbraucher

Verbraucher	42 208 kWh/Jahr
Standby-Verbrauch (Wechselrichter)	22 kWh/Jahr
Gesamtverbrauch	42 230 kWh/Jahr
gedeckt durch PV	11 483 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	30 747 kWh/Jahr
Solarer Deckungsanteil	27,2 %

Neue Mitte Hirschbach

Bearbeiter/in: FH

Kunde: Ing. Wolfgang Gutenthaler, Claudia Rechberger

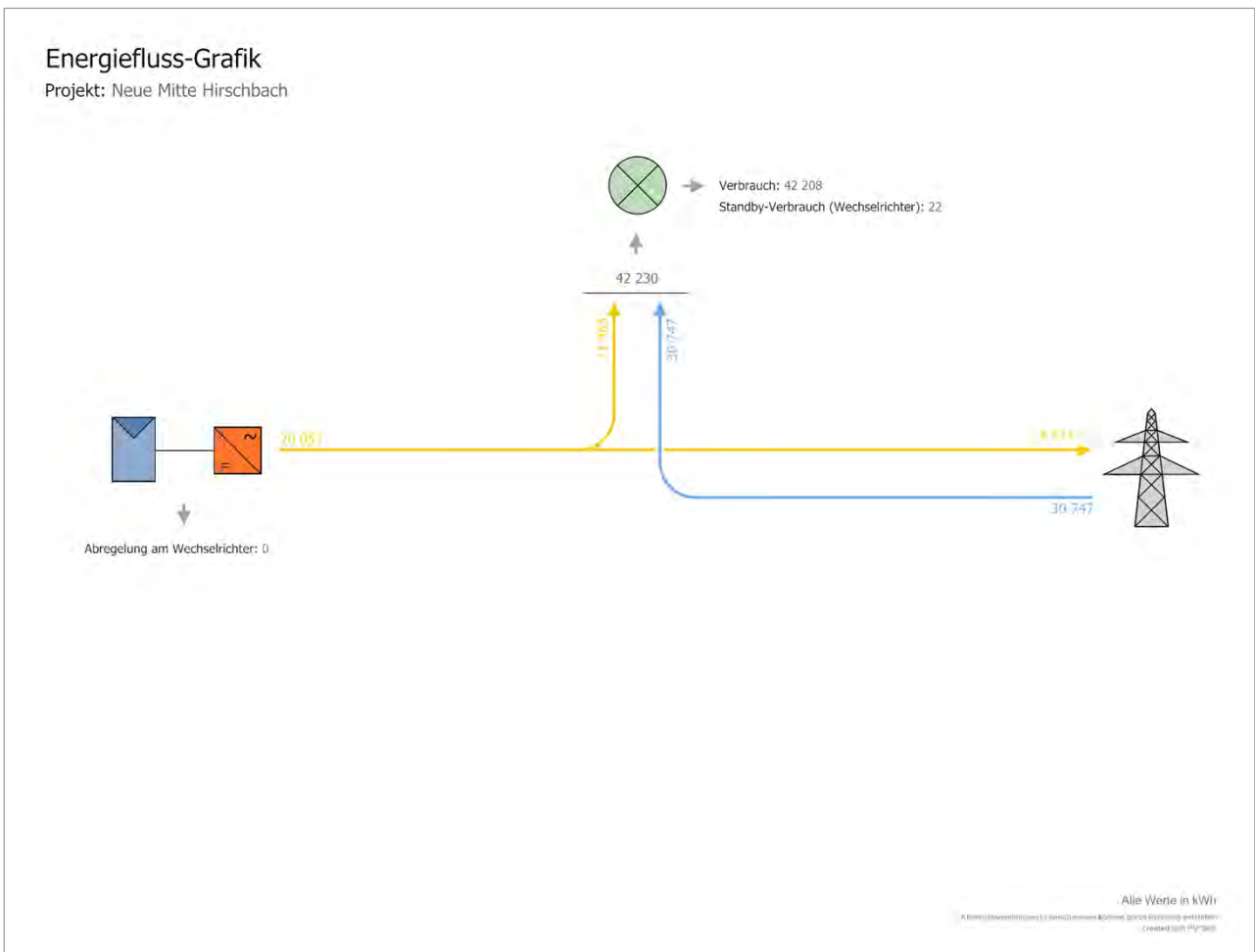


Abbildung: Energiefluss-Grafik

Neue Mitte Hirschbach

Bearbeiter/in: FH

Kunde: Ing. Wolfgang Gutenthaler, Claudia Rechberger

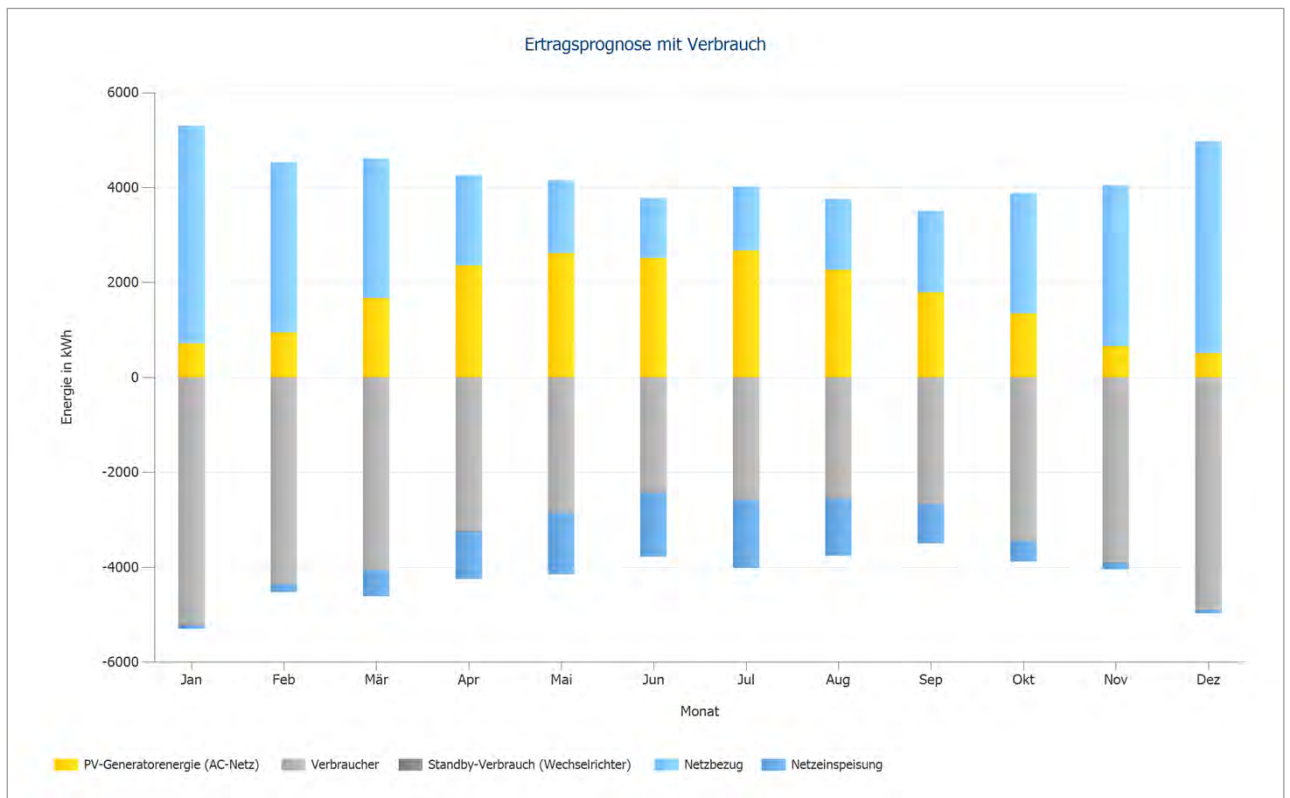


Abbildung: Ertragsprognose mit Verbrauch

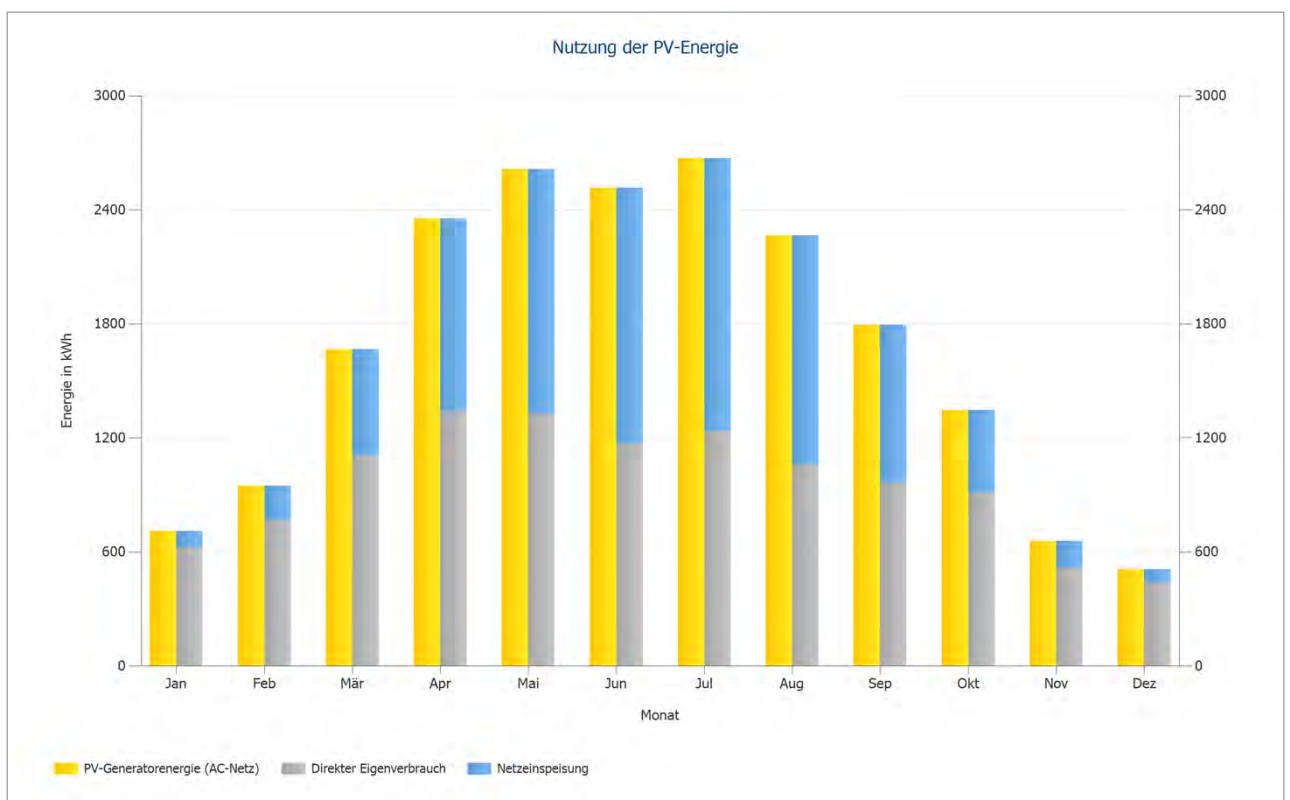


Abbildung: Nutzung der PV-Energie

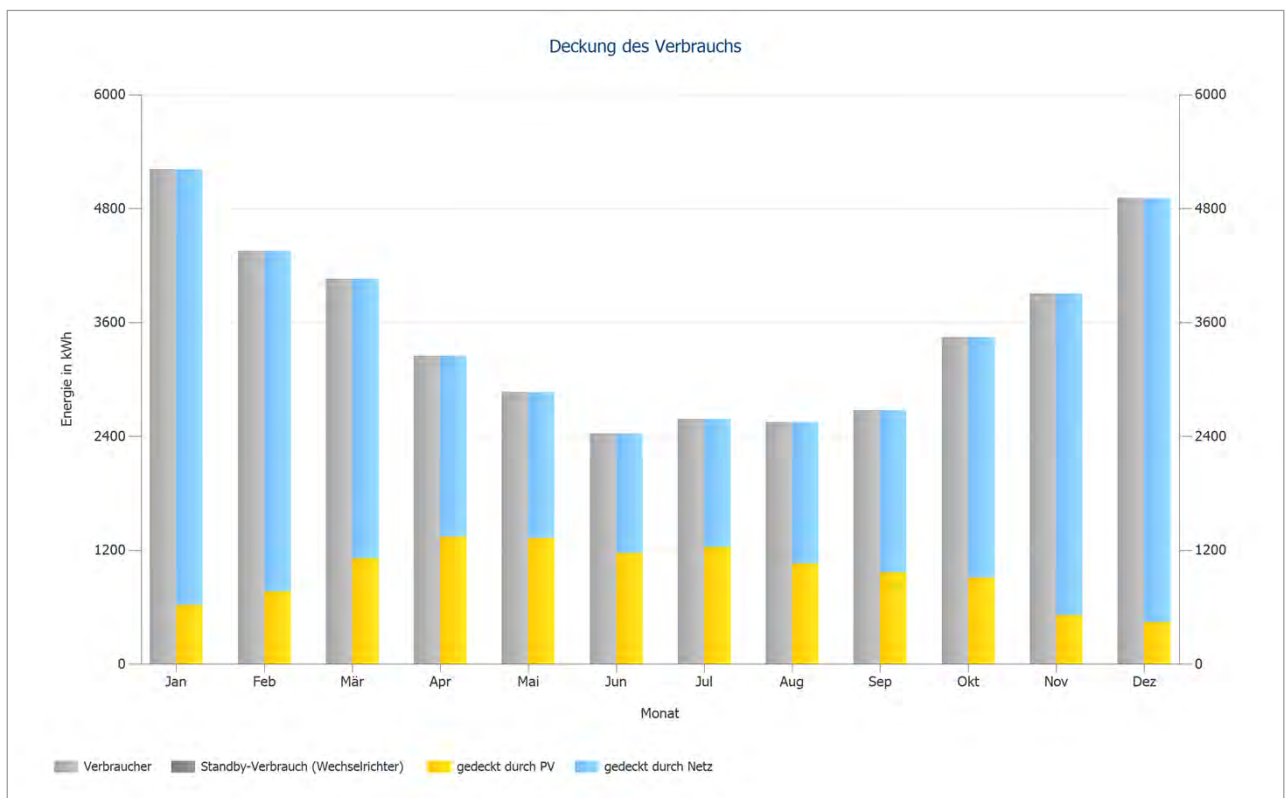


Abbildung: Deckung des Verbrauchs

Ergebnisse pro Modulfläche

Beliebiges 3D-Objekt 01-Belegungsfläche Südost

PV-Generatorleistung	9,45 kWp
PV-Generatorfläche	56,9 m ²
Globalstrahlung auf Modul	1219,9 kWh/m ²
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	10092,3 kWh/Jahr
Spez. Jahresertrag	1068 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	87,6 %

Beliebiges 3D-Objekt 02-Belegungsfläche Südost

PV-Generatorleistung	9,45 kWp
PV-Generatorfläche	56,9 m ²
Globalstrahlung auf Modul	1215,4 kWh/m ²
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	9964,4 kWh/Jahr
Spez. Jahresertrag	1054,4 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	86,8 %

Energiebilanz PV-Anlage

Energiebilanz PV-Anlage

Globalstrahlung horizontal	1 136,34 kWh/m²	
Abweichung vom Standardspektrum	-11,36 kWh/m ²	-1,00 %
Bodenreflexion (Albedo)	3,83 kWh/m ²	0,34 %
Ausrichtung und Neigung der Modulebene	91,09 kWh/m ²	8,07 %
Modulunabhängige Abschattung	-2,23 kWh/m ²	-0,18 %
Reflexion an Moduloberfläche	-13,55 kWh/m ²	-1,11 %
Globalstrahlung auf Modul	1 204,11 kWh/m²	
	1 204,11 kWh/m ²	
	x 113,88 m ²	
	= 137 125,41 kWh	
PV Globalstrahlung	137 125,41 kWh	
Verschmutzung	0,00 kWh	0,00 %
STC Konversion (Modul-Nennwirkungsgrad 16,59 %)	-114 376,31 kWh	-83,41 %
PV Nennenergie	22 749,10 kWh	
Modulspezifische Teilabschattung	-261,63 kWh	-1,15 %
Schwachlichtverhalten	-823,48 kWh	-3,66 %
Abweichung von der Nenn-Modultemperatur	-284,89 kWh	-1,32 %
Dioden	-7,95 kWh	-0,04 %
Mismatch (Herstellerangaben)	-427,42 kWh	-2,00 %
Mismatch (Verschaltung/Abschattung)	-12,67 kWh	-0,06 %
PV-Energie (DC) ohne Wechselrichter-Abregelung	20 931,06 kWh	
Unterschreitung der DC-Startleistung	-15,61 kWh	-0,07 %
Abregelung wegen MPP-Spannungsbereich	0,00 kWh	0,00 %
Abregelung wegen max. DC-Strom	0,00 kWh	0,00 %
Abregelung wegen max. DC-Leistung	0,00 kWh	0,00 %
Abregelung wegen max. AC-Leistung/cos phi	-6,27 kWh	-0,03 %
MPP Anpassung	-2,09 kWh	-0,01 %
PV-Energie (DC)	20 907,09 kWh	
Energie am WR-Eingang	20 907,09 kWh	
Abweichung der Eingangs- von der Nennspannung	-67,25 kWh	-0,32 %
DC/AC-Wandlung	-580,29 kWh	-2,78 %
Standby-Verbrauch (Wechselrichter)	-21,90 kWh	-0,11 %
Kabelverluste Gesamt	-202,82 kWh	-1,00 %
PV-Energie (AC) abzgl. Standby-Verbrauch	20 034,83 kWh	
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	20 056,95 kWh	

Wirtschaftlichkeitsanalyse

Überblick

Anlagendaten

Netzeinspeisung im ersten Jahr (inkl. Moduldegradation)	8 574 kWh/Jahr
PV-Generatorleistung	18,9 kWp
Inbetriebnahme der Anlage	11.06.2018
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Kapitalzins	2,2 %

Wirtschaftliche Kenngrößen

Gesamtkapitalrendite	18,24 %
Kumulierter Cashflow	26 579,57 €
Amortisationsdauer	5,7 Jahre
Stromgestehungskosten	0,08 €/kWh

Zahlungsübersicht

spezifische Investitionskosten	800,00 €/kWp
Investitionskosten	15 120,00 €
PV	15 120,00 €
Einmalzahlungen	0,00 €
Förderungen	4 725,00 €
Jährliche Kosten	300,00 €/Jahr
Sonstige Erlöse oder Einsparungen	0,00 €/Jahr

Vergütung und Ersparnisse

Gesamtvergütung im ersten Jahr	657,61 €/Jahr
Ersparnisse im ersten Jahr	2 062,99 €/Jahr
OEMAG 2019 - Gebäudeanlage	
Gültigkeit	11.06.2018 - 10.06.2031
Spezifische Einspeisevergütung	0,0767 €/kWh
Einspeisevergütung	657,61 €/Jahr
PRIVAT 18Ct (Example)	
Arbeitspreis	0,18 €/kWh
Preisänderungsfaktor Arbeitspreis	2 %/Jahr

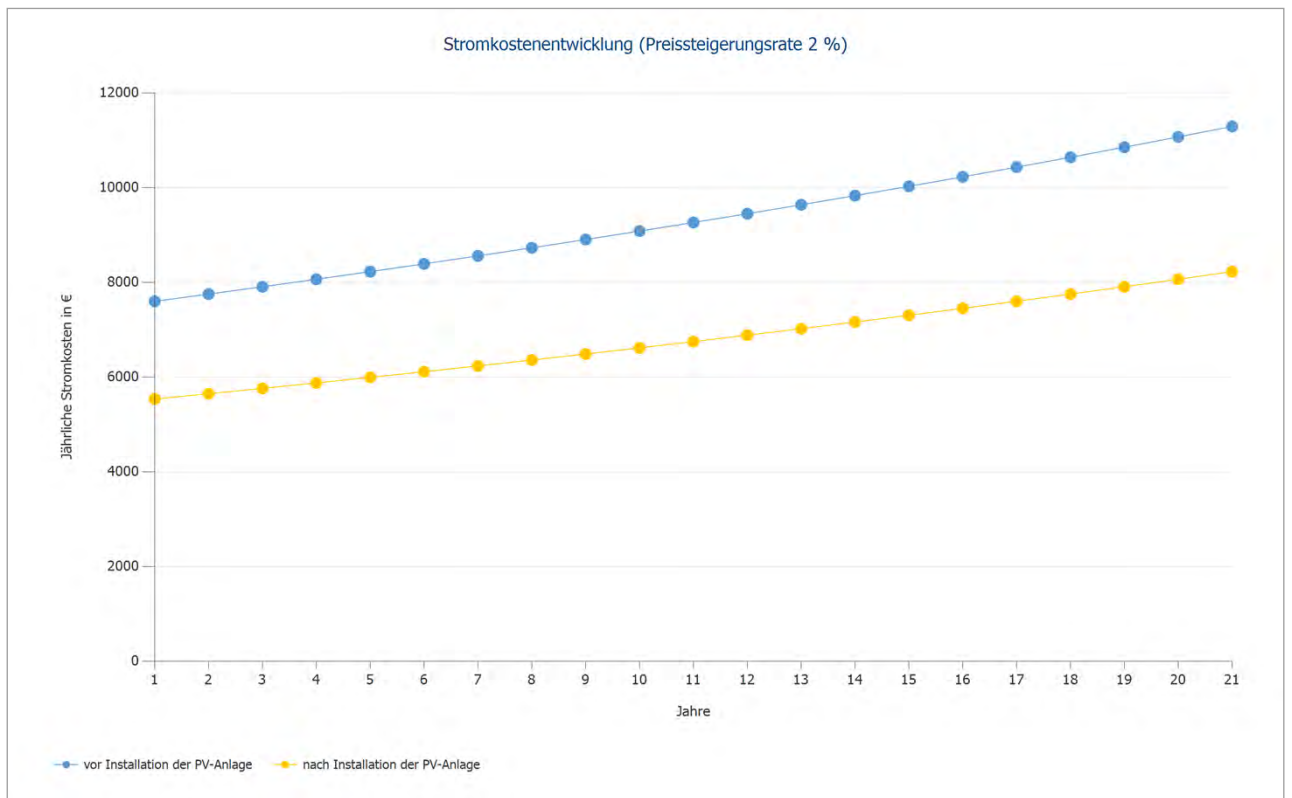


Abbildung: Stromkostenentwicklung (Preissteigerungsrate 2 %)

Cashflow

Cashflow Tabelle

	Jahr 1	Jahr 2	Jahr 3	Jahr 4	Jahr 5
Investitionen	-€ 15.120,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
Betriebskosten	-€ 293,54	-€ 293,54	-€ 293,54	-€ 293,54	-€ 293,54
Förderungen	€ 4.725,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
Abschreibungen	-€ 739,73	-€ 723,80	-€ 708,22	-€ 692,98	-€ 678,06
Einspeisevergütung	€ 609,79	€ 629,60	€ 616,05	€ 602,79	€ 589,81
Einsparungen Strombezug	€ 2.018,58	€ 2.014,63	€ 2.010,69	€ 2.006,75	€ 2.002,83
Ergebnis vor Steuern	€ 6.218,39	€ 1.626,89	€ 1.624,97	€ 1.623,02	€ 1.621,04
Steuererstattung	-€ 1.243,68	-€ 325,38	-€ 324,99	-€ 324,60	-€ 324,21
Ergebnis nach Steuern	€ 5.076,42	€ 1.301,51	€ 1.299,98	€ 1.298,42	€ 1.296,83
Jährlicher Cashflow	-€ 9.303,85	€ 2.025,31	€ 2.008,20	€ 1.991,39	€ 1.974,89
Kumulierter Cashflow	-€ 9.303,85	-€ 7.278,54	-€ 5.270,34	-€ 3.278,95	-€ 1.304,06

	Jahr 6	Jahr 7	Jahr 8	Jahr 9	Jahr 10
Investitionen	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
Betriebskosten	-€ 293,54	-€ 293,54	-€ 293,54	-€ 293,54	-€ 293,54
Förderungen	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
Abschreibungen	-€ 663,46	-€ 649,18	-€ 635,21	-€ 621,53	-€ 608,15
Einspeisevergütung	€ 577,12	€ 564,69	€ 552,54	€ 540,64	€ 529,00
Einsparungen Strombezug	€ 1.998,91	€ 1.994,99	€ 1.991,09	€ 1.987,19	€ 1.983,31
Ergebnis vor Steuern	€ 1.619,02	€ 1.616,96	€ 1.614,88	€ 1.612,76	€ 1.610,61
Steuererstattung	-€ 323,80	-€ 323,39	-€ 322,98	-€ 322,55	-€ 322,12
Ergebnis nach Steuern	€ 1.295,21	€ 1.293,57	€ 1.291,90	€ 1.290,21	€ 1.288,49
Jährlicher Cashflow	€ 1.958,68	€ 1.942,75	€ 1.927,11	€ 1.911,74	€ 1.896,64
Kumulierter Cashflow	€ 654,62	€ 2.597,37	€ 4.524,48	€ 6.436,22	€ 8.332,86

	Jahr 11	Jahr 12	Jahr 13	Jahr 14	Jahr 15
Investitionen	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
Betriebskosten	-€ 293,54	-€ 293,54	-€ 293,54	-€ 293,54	-€ 293,54
Förderungen	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
Abschreibungen	-€ 595,06	-€ 582,25	-€ 569,72	-€ 557,45	-€ 545,45
Einspeisevergütung	€ 517,62	€ 506,47	€ 495,57	€ 316,10	€ 309,30
Einsparungen Strombezug	€ 1.979,42	€ 1.975,55	€ 1.971,68	€ 1.967,83	€ 1.963,97
Ergebnis vor Steuern	€ 1.608,44	€ 1.606,23	€ 1.604,00	€ 1.432,93	€ 1.434,28
Steuererstattung	-€ 321,69	-€ 321,25	-€ 320,80	-€ 286,59	-€ 286,86
Ergebnis nach Steuern	€ 1.286,75	€ 1.284,98	€ 1.283,20	€ 1.146,35	€ 1.147,42
Jährlicher Cashflow	€ 1.881,81	€ 1.867,24	€ 1.852,91	€ 1.703,80	€ 1.692,88
Kumulierter Cashflow	€ 10.214,67	€ 12.081,91	€ 13.934,82	€ 15.638,62	€ 17.331,50

	Jahr 16	Jahr 17	Jahr 18	Jahr 19	Jahr 20
Investitionen	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
Betriebskosten	-€ 293,54	-€ 293,54	-€ 293,54	-€ 293,54	-€ 293,54
Förderungen	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
Abschreibungen	-€ 533,71	-€ 522,22	-€ 510,98	-€ 499,98	-€ 489,22
Einspeisevergütung	€ 302,64	€ 296,13	€ 289,75	€ 283,51	€ 277,41
Einsparungen Strombezug	€ 1.960,13	€ 1.956,30	€ 1.952,47	€ 1.948,65	€ 1.944,83
Ergebnis vor Steuern	€ 1.435,52	€ 1.436,66	€ 1.437,69	€ 1.438,64	€ 1.439,48
Steuererstattung	-€ 287,10	-€ 287,33	-€ 287,54	-€ 287,73	-€ 287,90
Ergebnis nach Steuern	€ 1.148,41	€ 1.149,33	€ 1.150,16	€ 1.150,91	€ 1.151,59
Jährlicher Cashflow	€ 1.682,13	€ 1.671,55	€ 1.661,14	€ 1.650,89	€ 1.640,81
Kumulierter Cashflow	€ 19.013,63	€ 20.685,17	€ 22.346,31	€ 23.997,20	€ 25.638,01

Neue Mitte Hirschbach

Bearbeiter/in: FH

Kunde: Ing. Wolfgang Gutenthaler, Claudia Rechberger

	Jahr 21
Investitionen	-€ 9.784,39
Betriebskosten	-€ 293,54
Förderungen	€ 0,00
Abschreibungen	-€ 478,69
Einspeisevergütung	€ 271,44
Einsparungen Strombezug	€ 1.941,03
Ergebnis vor Steuern	€ 1.440,24
Steuererstattung	-€ 288,05
Ergebnis nach Steuern	€ 1.152,19
Jährlicher Cashflow	-€ 8.153,52
Kumulierter Cashflow	€ 17.484,49

Degradation- und Preissteigerungsraten werden monatlich über den gesamten Betrachtungszeitraum angewendet. Dies erfolgt bereits im ersten Jahr.

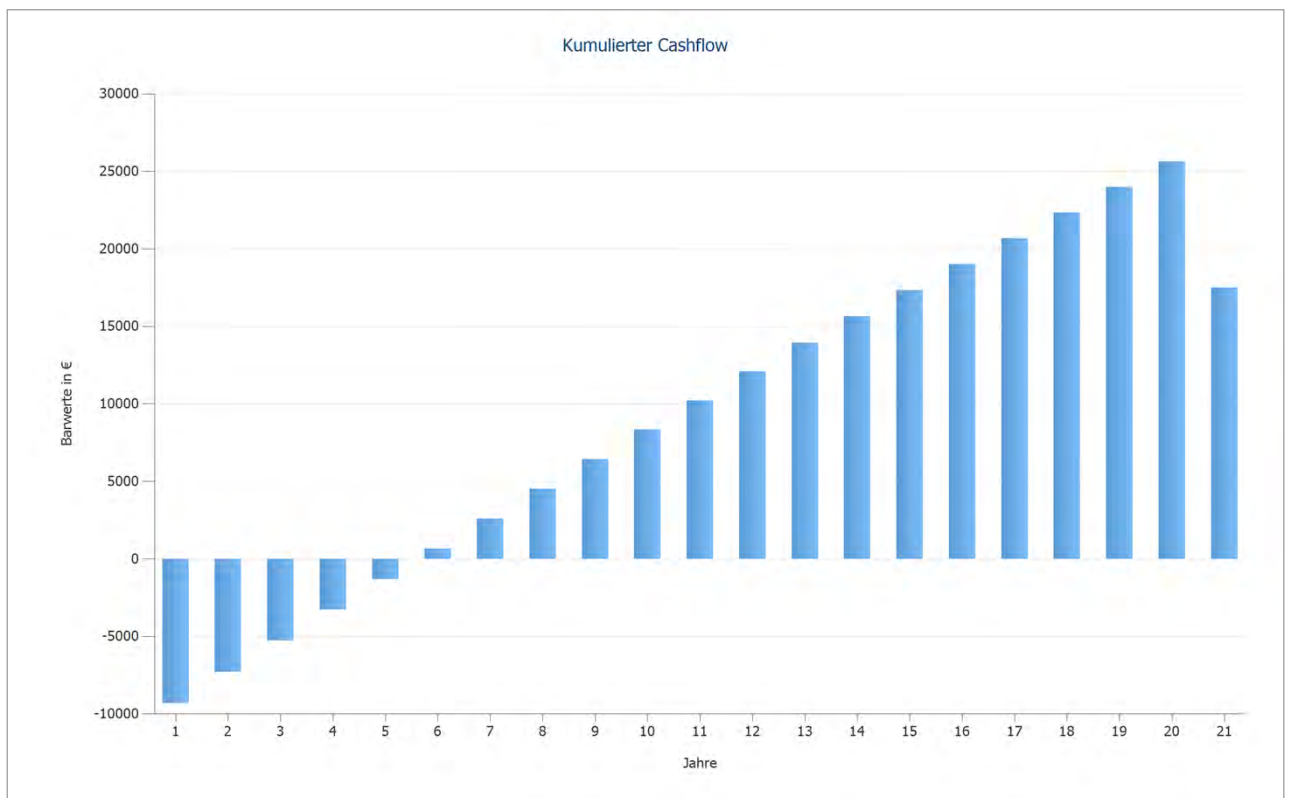


Abbildung: Kumulierter Cashflow

Darstellung des GEA Modells der Helios-Sonnenstrom- GmbH

Aus Sicht der Helios sind die aktuell diskutierten GEA-Modelle, die unter www.pv-gemeinschaft.at gelistet sind, eher kompliziert. Fast alle Modelle gehen von der Annahme aus, dass viele Gleichgesinnte in einem Mietshaus oder Wohnhaus sich zusammen tun, selbst aktiv werden, eigenes Geld in eine PV-Anlage investieren, diese selbst betreiben und einen aus ihrer Mitte finden, der die ganze Verantwortung trägt, um selbst PV-Strom zu produzieren. Wir, von der Helios sind der Meinung, dass es so „nie“ zu einem raschen und großen „roll out“ von PV-Anlagen auf Wohnhäusern im verdichteten Wohnbau kommen wird. Wir sind überzeugt, dass ein Contracting-Modell, wie es das von der Helios darstellt, vielversprechender ist. Aber ohne einen Förderanreiz, z.B. in Form eines Investitionszuschusses, rechnen sich PV-Anlagen unter den gegebenen Rahmenbedingungen aus betriebswirtschaftlicher Sicht noch nicht. Das zeigen auch die hier diskutierten Beispielrechnungen. Da es aus unserer Sicht Kontraproduktiv, dass zum Beispiel bei der Förderausschreibung des Klima & Energiefonds für GEA ein Contracting-Betreibermodell in vornherein ausgeschlossen ist.

Eckpunkte des Modells der Helios-Sonnenstrom-GmbH

-) Die Helios tritt als Contractor und GEA-Betreiber auf. Die Helios tritt an Mieter oder Eigentümer mit der Option, das Dach für die Errichtung einer PV Anlage zu mieten, heran.
-) Die Helios mietet das Dach einer Wohnhausanlage prinzipiell für 13 Jahre. Nach 13 Jahre geht die Anlage in das Eigentum der Eigentümergemeinschaft oder des Eigentümers über. Oft ist es der Wunsch der Mieter oder der Hausverwaltung, nicht Eigentümer der Anlage zu werden sondern nur einen Nutzen aus der Errichtung der Anlage zu haben, dann wird ein 20 Jahresvertrag abgeschlossen.
-) Die Helios tritt als GEA-Betreiber gegenüber dem Netzbetreiber auf.
-) Die Helios vereinbart einen Dachnutzungsvertrag mit dem/den Gebäudeeigentümer/n. Sollte es eine Hausverwaltung geben, ist sie auch Vertragspartner. Zusätzlich wird ein GEA-Betriebsvertrag mit jedem einzelnen Teilnehmer errichtet. Dieser legt im Wesentlichen fest, wie (dynamisch od. statisch) und zu welchem Preis der Strom von der Anlage bezogen wird. Der Vertrag darf den Bezug der Restenergie (Elektrizität) von Dritten nicht einschränken und muss in angemessener Frist kündbar sein.
-) Nachdem die Verträge unterzeichnet sind, versucht die Helios, eine Tarifförderung zu beantragen.
-) Nach positiver Zusage der Fördermittel wird die Anlage errichtet und die GEA betrieben.
-) Die Anlage wird physikalisch als Volleinspeiseanlage errichtet. Da durch das Konstrukt der GEA der Bezug des Stromes von der PV-Anlage wie eine Überschussanlage gehandhabt wird, fallen für den von der Anlage bezogenen Strom keine Netzkosten oder Gebühren an. Damit kommt für die Teilnehmer der Bezug des Stromes von der Anlage kostengünstiger und der Contractor erzielt vor Ort einen höheren Preis als es z.B. der Tarif der Förderstelle OeMAG (im nächsten Jahr 2020 ca. 7 Cent/kWh) oder eines anderen Stromhändlers darstellt. Da der Verkauf des Stromes an die Teilnehmer attraktiver ist als der Verkauf an die OeMAG oder einen Energielieferanten, ist der Contractor auch daran interessiert, den Eigenstrombezug von der PV-Anlage vor Ort anzuheben. Somit lassen sich vielleicht Investitionen in Speicher oder PtH-Anlagen durch den GEA-Betreiber darstellen.
-) Durch den OeMAG-Tarif hat der Contractor eine Investitionssicherheit. A) Falls die Teilnehmer aus der GEA aussteigen oder durch den GEA-Betreiber „rausgeschmissen“ werden, bleibt noch der 100% Verkauf an die OeMAG. B) Da meist nur 30% des produzierten Stroms zeitgleich selbst verbraucht werden können, benötigt man eine Abnahme des Überschussstromes durch eine Bilanzgruppe – und da ist der Fördertarif noch immer der attraktivste.

-) Die einzelnen Teilnehmer können sich finanziell durch das bewehrte Bürgerbeteiligungsmodell der Helios-Sonnenstrom-GmbH virtuell an der Anlage beteiligen. Warum virtuell? Rechtliche gesehen erfolgt die Beteiligung durch unser Nachrangdarlehen an der GmbH selbst.

Ein Rechenbeispiele

Dach: Platz für eine 19 kWp PV-Anlage, Anlage wird nach Süden ausgerichtet

7 Teilnehmer, Jahresstromverbrauch ca. 42.000kWh

Investkosten PV-Anlage: 850 €/kWp, Kosten Netzzugang: 1340 €, Kosten Zinsen fix für 13 Jahre: 2,5%

Betriebskosten: Versicherung der Anlage, GEA-Gebühren, Netzgebühren

OeMAG Fördersystem: 250 €/kWp, Tarif: 7,69 Cent/kWh

Verkauf des produzierten Stroms vor Ort an die einzelnen Teilnehmer: 15,6 Cent inkl. USt, Tarifvariante „eingefroren für 13 Jahre“.

Szenarien zur Illustration: Randbedingung „Eingabefeld“

Tabelle 1: Eckdaten für die Berechnungen

Stromverbrauch	42000	kWh
Gebäudenutzng	Wohnhausanlage	
Installierte Leistung	19	kWp
Förderleistung OeMAG (Abzug Eigennutzung)	19,0	0
Fördertarif-Lieferung Netz	€ 0,0769	€
Tarif ÜS-Markt	€ 0,1300	€
Kalkulierte Errichtungskosten	€ 850	€/kWp
Summe Errichtungskosten	€ 12 740	€
Abminderungsfaktor	1	
Verbrauchsdeckung	0,27	[Faktor 1=100]
Miete	€ 0	€/m ²
Tarif Strombezug	€ 0,016	€/kWh
Endverbraucher Preissteigerung	2	%/Jahr
Kosten Versicherung	€ 38	€/kWp/Jahr
Mehrkosten Errichtung	€ 0	€/Anlage
Kosten Netzzugang	€ 0	
Anteil an Produktion der PV Anlage	10	%
Zur Förderung eingereicht	19	kWp
Höhe Investförderung	€ 250	€/kWp
Bereinigte Investförderung	250	€/kWp
Kreditbeschaffung (Grundbuch/Bank) bezogen auf Invest	€ 0,00000	€/€
Kosten Netz	€ 31	
Kosten Überwachung	€ 29	
Kosten WR-Tausch	€ 80	€/kWp
Gesamtkosten WR-Tausch	€ 1 520	
Kosten Wandlermessung	€ 0	€
Einmalkosten Netzzugang	1340	€
Kosten Messung Gem. Erzeugungsanlage	42	€

Tabelle 2: Ertragsvergleich mit und ohne GEA

13 Jahresmodell		Kapitalkosten				AFA		Jahre		PV_Ertrag	Roherlös Vollleistungspreisung										2% pro Jahr Abzinsung
2,5										PV_Ertrag 100% OeMAG	Kosten Versicherung	Kosten Netz; ÜW	Kosten Zinsen	Ertrag GEA-Teilnehmer	Ertrag OeMAG für ÜS	Cashflow o. Tilgung; mit GEA	Cashflow o. Tilgung; ohne GEA	Cashflow m. Tilgung; mit GEA	Cashflow m. Tilgung; ohne GEA	Barwert	
Jahre	Zinsen	€ 12 740	Tilgung	Aufwände	gesamt				kWh	€											
1	€ 319	€ 11 760	€ 980	€ 1 299		1	19 000			€ 1 461	€ 38	€ 102	€ 319	€ 1 474	€ 589	€ 1 605	€ 961	€ 625	€ 65	613	
2	€ 294	€ 10 780	€ 980	€ 1 274		2	18 905			€ 1 454	€ 39	€ 104	€ 294	€ 1 467	€ 582	€ 1 612	€ 975	€ 632	€ 79	619	
3	€ 270	€ 9 800	€ 980	€ 1 250		3	18 810			€ 1 446	€ 40	€ 106	€ 270	€ 1 459	€ 574	€ 1 619	€ 990	€ 639	€ 94	626	
4	€ 245	€ 8 820	€ 980	€ 1 225		4	18 715			€ 1 439	€ 41	€ 108	€ 245	€ 1 452	€ 567	€ 1 626	€ 1 004	€ 646	€ 108	633	
5	€ 221	€ 7 840	€ 980	€ 1 201		5	18 620			€ 1 432	€ 41	€ 110	€ 221	€ 1 445	€ 560	€ 1 633	€ 1 018	€ 653	€ 122	640	
6	€ 196	€ 6 860	€ 980	€ 1 176		6	18 525			€ 1 425	€ 42	€ 112	€ 196	€ 1 437	€ 553	€ 1 640	€ 1 032	€ 660	€ 136	646	
7	€ 172	€ 5 880	€ 980	€ 1 152		7	18 430			€ 1 417	€ 43	€ 114	€ 172	€ 1 430	€ 545	€ 1 646	€ 1 046	€ 666	€ 150	653	
8	€ 147	€ 4 900	€ 980	€ 1 127		8	18 335			€ 1 410	€ 44	€ 117	€ 147	€ 1 423	€ 538	€ 1 653	€ 1 060	€ 673	€ 164	660	
9	€ 123	€ 3 920	€ 980	€ 1 103		9	18 240			€ 1 403	€ 45	€ 119	€ 123	€ 1 415	€ 531	€ 1 660	€ 1 074	€ 680	€ 178	666	
10	€ 98	€ 2 940	€ 980	€ 1 078		10	18 145			€ 1 395	€ 46	€ 121	€ 98	€ 1 408	€ 523	€ 1 666	€ 1 088	€ 686	€ 192	672	
11	€ 74	€ 1 960	€ 980	€ 1 054		11	18 050			€ 1 388	€ 47	€ 124	€ 74	€ 1 400	€ 516	€ 1 673	€ 1 102	€ 693	€ 206	679	
12	€ 49	€ 980	€ 980	€ 1 029		12	17 955			€ 1 381	€ 48	€ 126	€ 49	€ 1 393	€ 509	€ 1 679	€ 1 116	€ 699	€ 220	685	
13	€ 25	€ 0	€ 980	€ 1 005		13	17 860			€ 1 373	€ 48	€ 129	€ 25	€ 1 386	€ 501	€ 1 685	€ 1 130	€ 705	€ 234	691	
	€ 2 230		€ 12 740	€ 14 970	€ 0																
			€ 14 970	Gesamtkosten			239 590			€ 18 424	€ 561	€ 1 490	€ 2 230	€ 18 590	€ 7 088	€ 21 397	€ 13 598	€ 8 657	€ 1 950	€ 8 484	
			€ 3 455				155 734											€ 6 707			
							kg/CO2														

Das Ergebnis zeigt, durch die GEA kann ein Mehrerlös von ca. 6700€ innerhalb von 13 Jahren im Vergleich zum 100% Verkauf (Fördertarif) an die OeMAG erzielt werden. Dieses Szenario berücksichtigt keine Kosten für den Wechselrichtertausch innerhalb der 13 Jahre. Würde außerhalb der Garantiezeit ein Wechselrichter zu tauschen sein, müssten ca. 1500€ für die Kosten veranschlagt werden.

Zusätzlich ist bei dieser Konstellation zu erkennen, dass der Ertrag noch stark vom Verkaufserlös des Überschussstromes an Dritte (OeMAG) abhängig ist.

Szenario: Keine Tarifförderung mehr, Marktpreis (4Cent/kWh) + 200€ Investförderung, Investkosten 800 €/kWp

Tabelle 3: Ertragsvergleich mit und ohne GEA ohne Tarifförderung

13 Jahresmodell		Kapitalkosten				AFA		Jahre		PV_Ertrag	Roherlös Vollleistungspreisung										2% pro Jahr Abzinsung
2,5										PV_Ertrag 100% OeMAG	Kosten Versicherung	Kosten Netz; ÜW	Kosten Zinsen	Ertrag GEA-Teilnehmer	Ertrag OeMAG für ÜS	Cashflow o. Tilgung; mit GEA	Cashflow o. Tilgung; ohne GEA	Cashflow m. Tilgung; mit GEA	Cashflow m. Tilgung; ohne GEA	Barwert	
Jahre	Zinsen	€ 12 740	Tilgung	Aufwände	gesamt				kWh	€											
1	€ 319	€ 11 760	€ 980	€ 1 299		1	19 000			€ 760	€ 38	€ 102	€ 319	€ 1 474	€ 306	€ 1 322	€ 260	€ 342	-€ 636	336	
2	€ 294	€ 10 780	€ 980	€ 1 274		2	18 905			€ 756	€ 39	€ 104	€ 294	€ 1 467	€ 303	€ 1 333	€ 278	€ 353	-€ 618	346	
3	€ 270	€ 9 800	€ 980	€ 1 250		3	18 810			€ 752	€ 40	€ 106	€ 270	€ 1 459	€ 299	€ 1 343	€ 296	€ 363	-€ 600	356	
4	€ 245	€ 8 820	€ 980	€ 1 225		4	18 715			€ 749	€ 41	€ 108	€ 245	€ 1 452	€ 295	€ 1 354	€ 313	€ 374	-€ 583	366	
5	€ 221	€ 7 840	€ 980	€ 1 201		5	18 620			€ 745	€ 41	€ 110	€ 221	€ 1 445	€ 291	€ 1 364	€ 331	€ 384	-€ 565	376	
6	€ 196	€ 6 860	€ 980	€ 1 176		6	18 525			€ 741	€ 42	€ 112	€ 196	€ 1 437	€ 287	€ 1 374	€ 349	€ 394	-€ 547	387	
7	€ 172	€ 5 880	€ 980	€ 1 152		7	18 430			€ 737	€ 43	€ 114	€ 172	€ 1 430	€ 284	€ 1 385	€ 366	€ 405	-€ 530	397	
8	€ 147	€ 4 900	€ 980	€ 1 127		8	18 335			€ 733	€ 44	€ 117	€ 147	€ 1 423	€ 280	€ 1 395	€ 384	€ 415	-€ 512	407	
9	€ 123	€ 3 920	€ 980	€ 1 103		9	18 240			€ 730	€ 45	€ 119	€ 123	€ 1 415	€ 276	€ 1 405	€ 401	€ 425	-€ 495	417	
10	€ 98	€ 2 940	€ 980	€ 1 078		10	18 145			€ 726	€ 46	€ 121	€ 98	€ 1 408	€ 272	€ 1 415	€ 419	€ 435	-€ 477	426	
11	€ 74	€ 1 960	€ 980	€ 1 054		11	18 050			€ 722	€ 47	€ 124	€ 74	€ 1 400	€ 268	€ 1 425	€ 436	€ 445	-€ 460	436	
12	€ 49	€ 980	€ 980	€ 1 029		12	17 955			€ 718	€ 48	€ 126	€ 49	€ 1 393	€ 265	€ 1 435	€ 453	€ 455	-€ 443	446	
13	€ 25	€ 0	€ 980	€ 1 005		13	17 860			€ 714	€ 48	€ 129	€ 25	€ 1 386	€ 261	€ 1 445	€ 471	€ 465	-€ 425	456	
	€ 2 230		€ 12 740	€ 14 970	€ 0																
			€ 14 970	Gesamtkosten			239 590			€ 9 584	€ 561	€ 1 490	€ 2 230	€ 18 590	€ 3 687	€ 17 996	€ 4 757	€ 5 256	-€ 6 891	€ 5 151	
			€ 3 455				155 734											€ 12 147			
							kg/CO2														

Der Ertrag schrumpft von 6700€ auf ca. 5200€, aber es ist ersichtlich, dass das Investment in die PV-Anlage ohne die GEA wirtschaftlich nicht vertretbar wäre.

Fügt man nun einen E-Chemiespeicher mit 10 kWh Kapazität und spezifischen Investkosten von 1500€/kWh hinzu, ergibt sich eine leichte Steigerung der Eigenverbrauchsquote von 27% auf 34%, aber das zusätzliche Investment wird nicht mehr erwirtschaftet.



Können Energiegemeinschaften eine Alternative zu Hausspeicher sein?

BürgerSPV - Ein Pilotprojekt von
HELIOS Sonnenstrom und Energiebezirk Freistadt
unterstützt durch den Klima- und Energie-Fonds



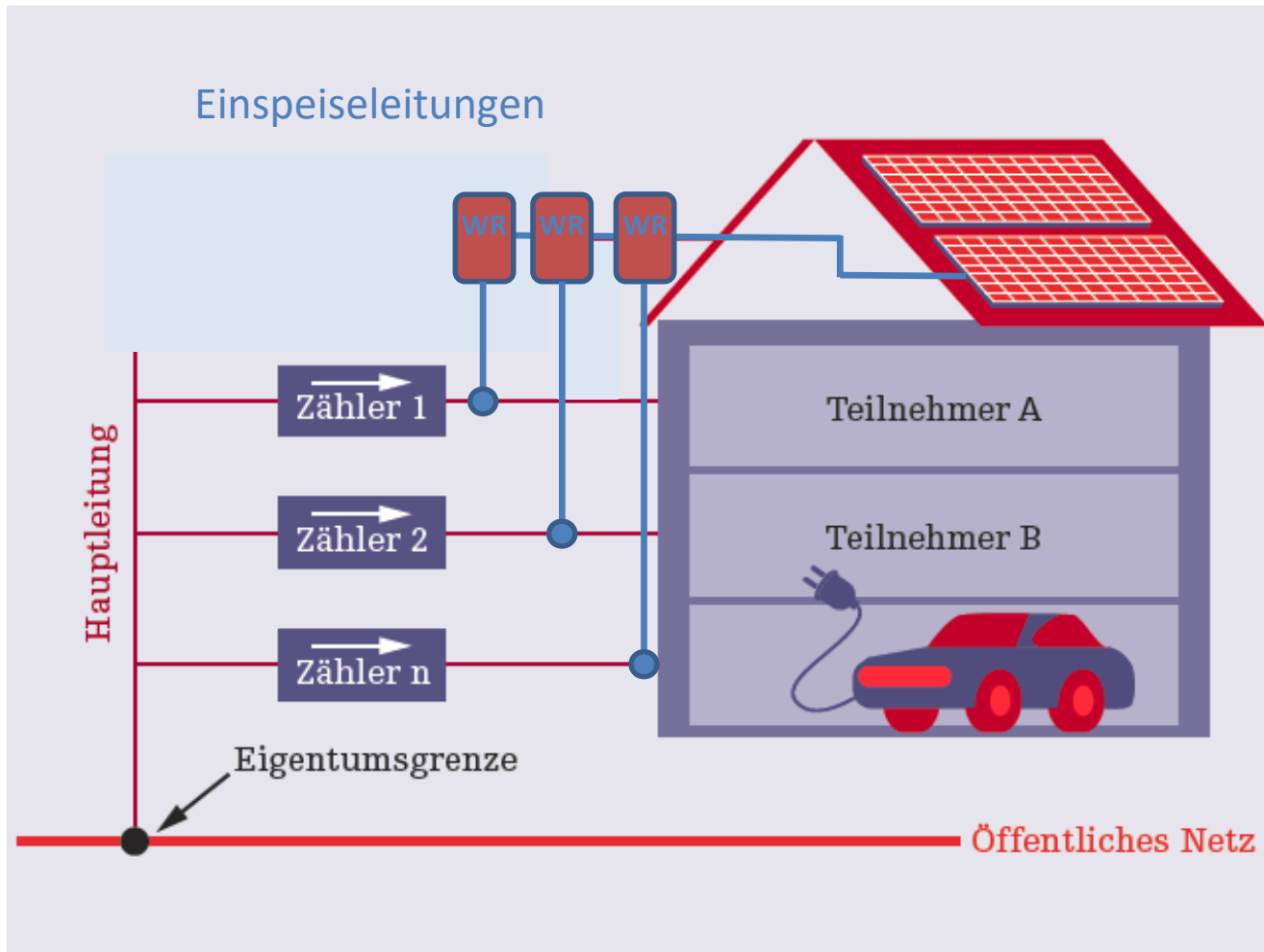
Dipl.-Ing. Dr. Martin Fleischanderl/GF Helios-Sonnenstrom-GmbH
Tel.: 0664/8360204, www.helios-sonnenstrom.at

Überblick



1. PV- Einspeisung
2. Gemeinschaftsanlage nach §16a (GEA)?
3. Den Strom-Selbstversorgungsgrad erhöhen? – GEA, Ost-West, E-Chemiespeicher und Wärmespeicher – ein Diskurs

PV-Stromeinspeisung

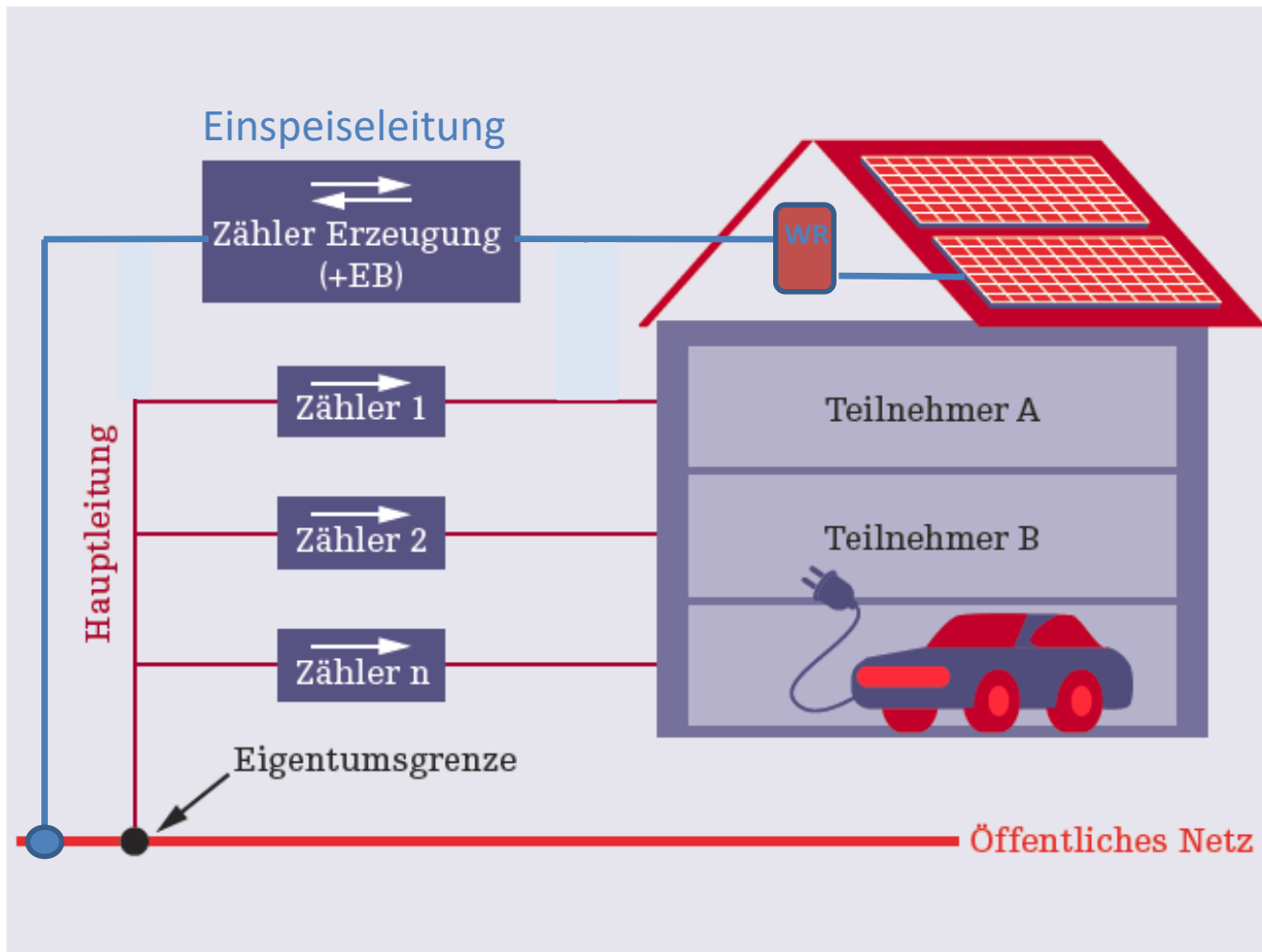


Überschuss-
einspeisung

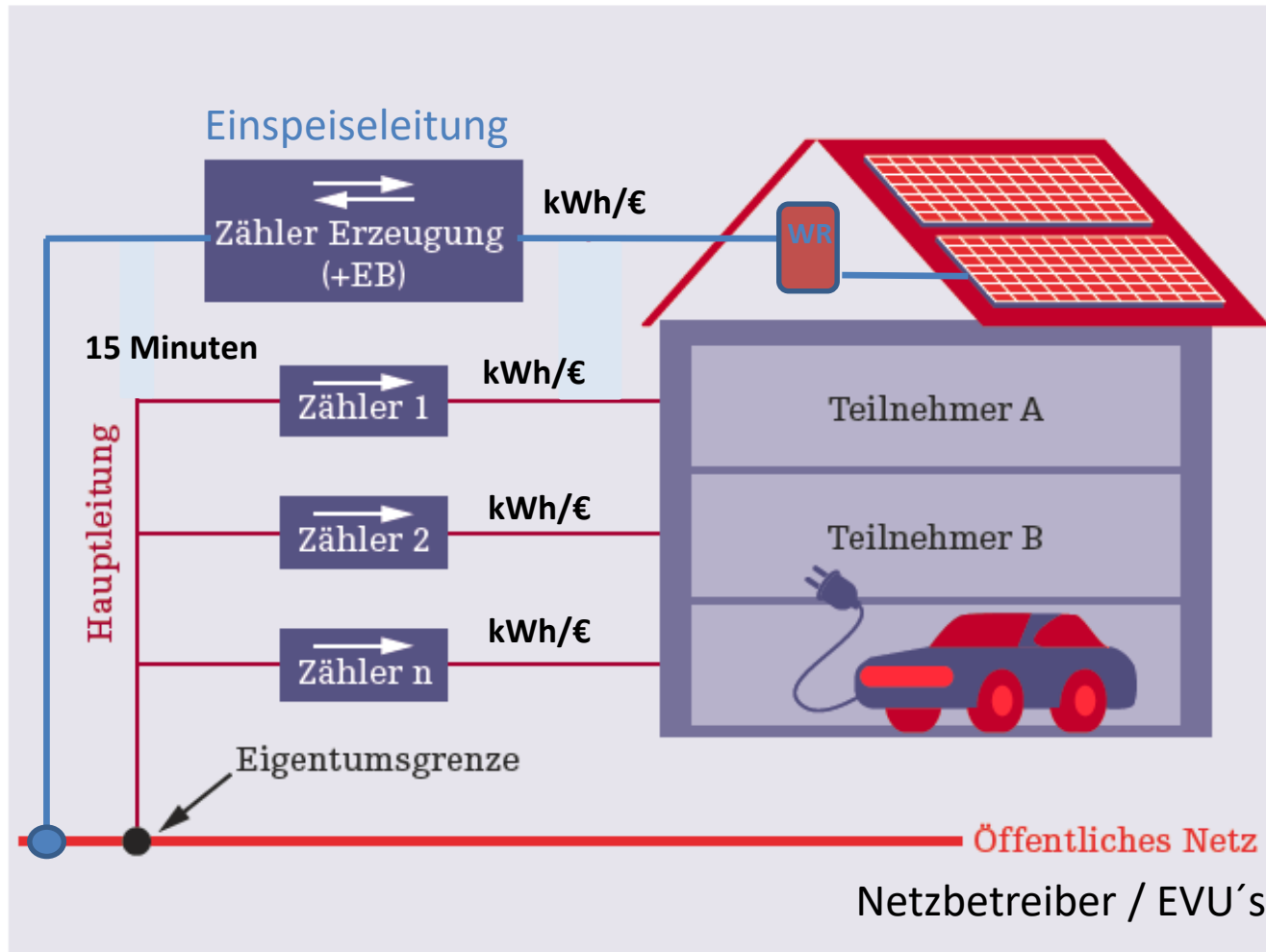
PV-Stromeinspeisung



Volleinspeisung

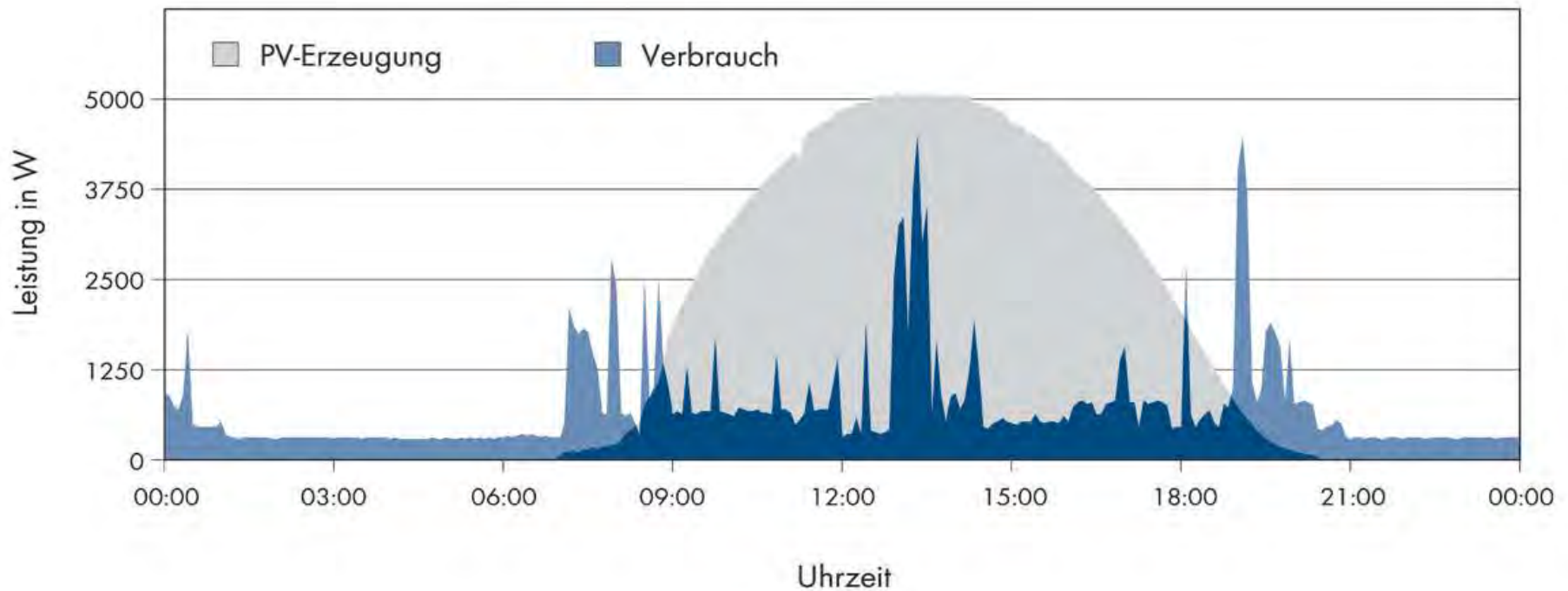


Gemeinschaftliche Erzeugungsanlage §16a ELWOG



Volleinspeiser + Errichtung einer „Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage nach §16a“

Herausforderung – Zeitverschiebung Erzeugung/Verbrauch



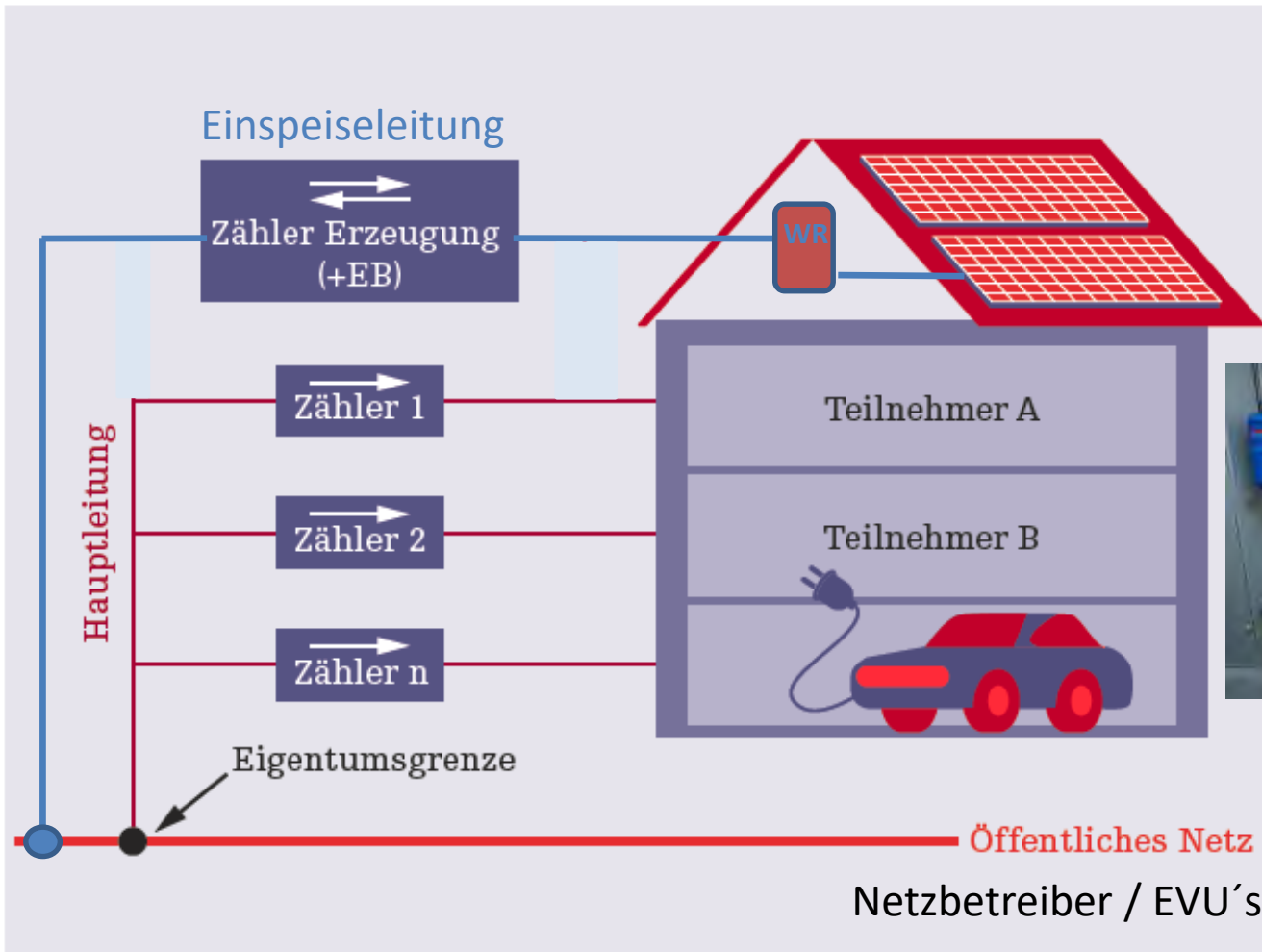
- Die Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch stellt nur eine von vielen Zielfunktionen einer ökonomischen u. ökologischen Optimierung dar. Was ist mit.....

Optimierungsgrößen



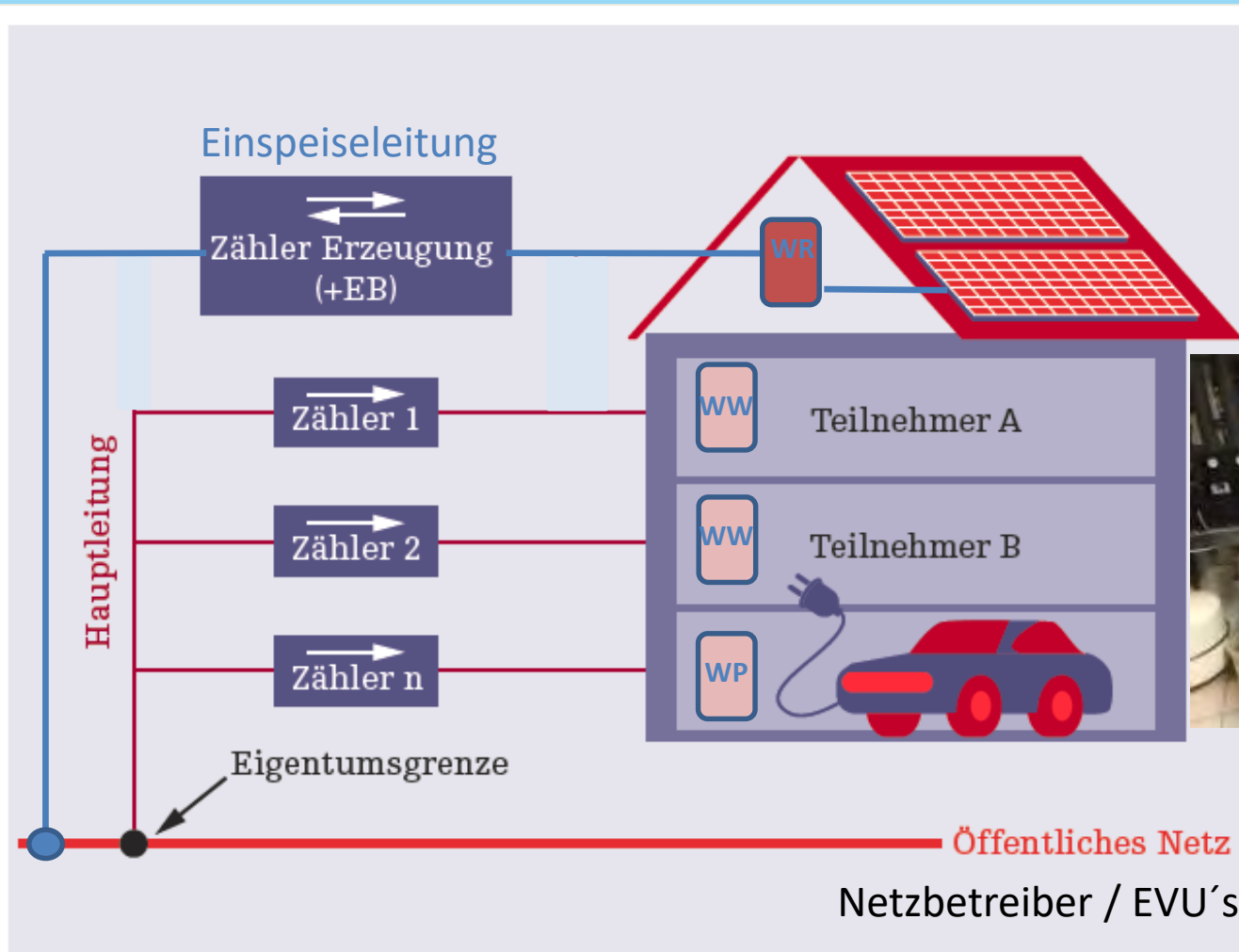
Parameter		
PV-Leistung/Flächennutzung	Stichwort: Ökostrom 2030	Zubau 1 GWp/Jahr
Eigenverbrauchsanteil	hoch	
Autarkiegrad	hoch	
Einspeisemenge ins Netz	niedrig, warum eigentlich?	
Amortisationsdauer	natürlich kurz, oder?	
CO ₂ Vermeidung	hoch	
Kapitalbedarf	niedrig	

Bürger-Speicher-Photovoltaik-EMS



Strom-Speicher

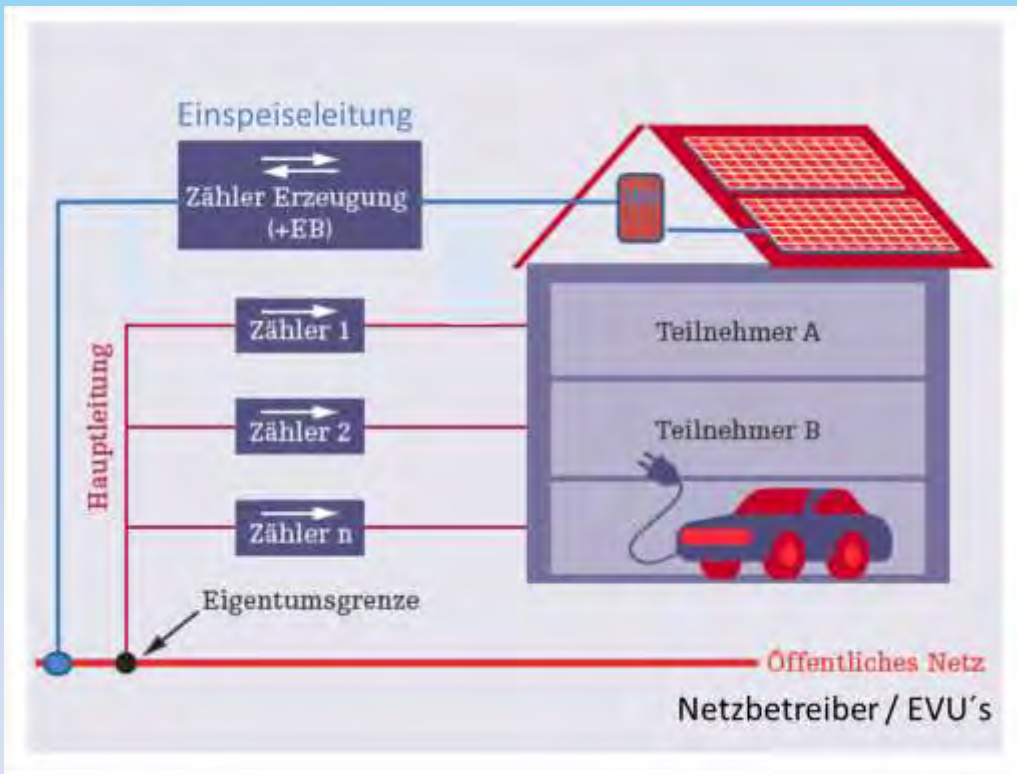
Gemeinschaftliche Erzeugungsanlage §16a ELWOG



Warmwasser,
Wärmepumpe +
Wärmespeicher

Öffentliches Netz
Netzbetreiber / EVU's

Bürger-Speicher-Photovoltaik-EMS



Strom
Speicher



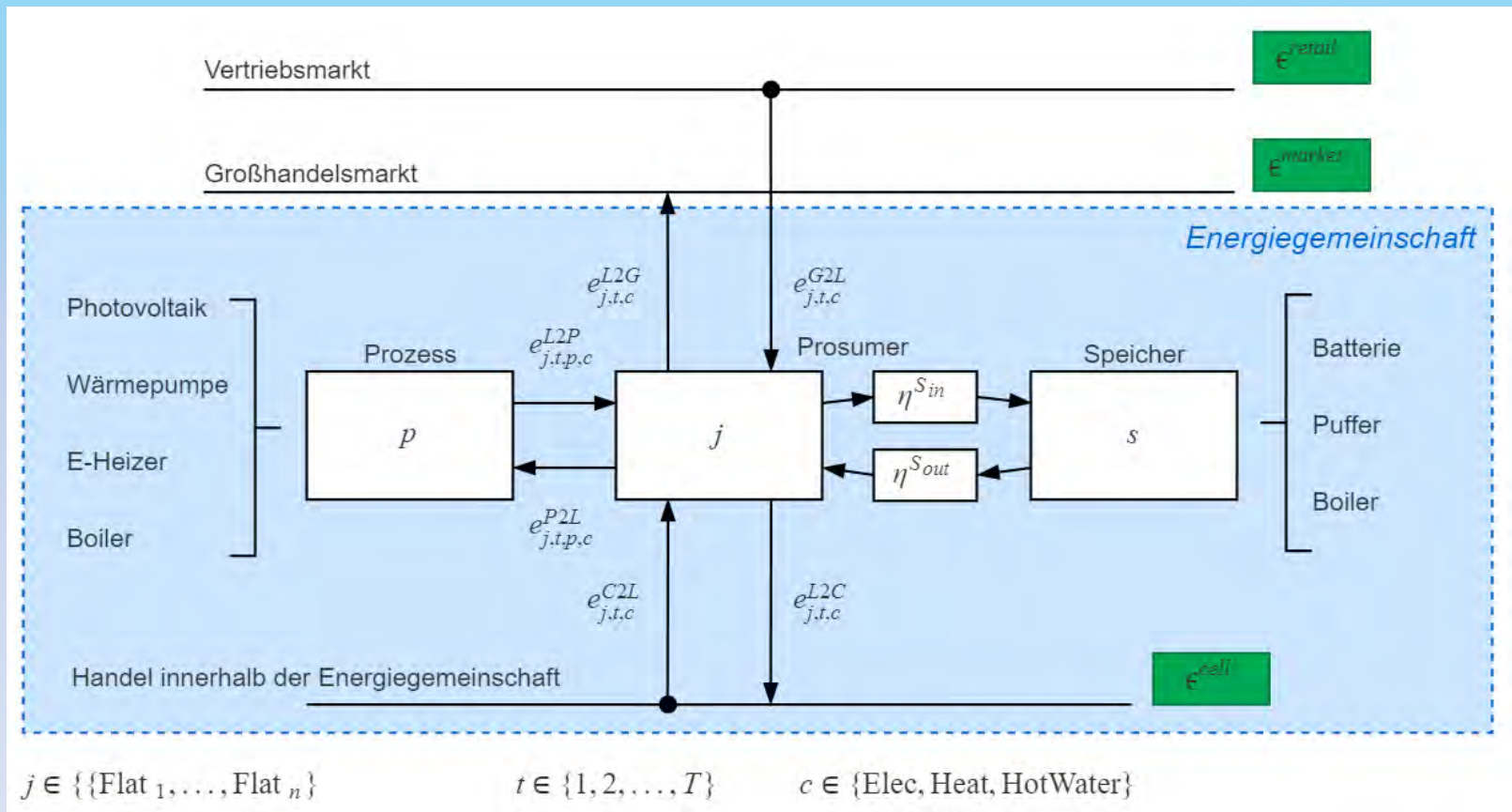
Warmwasser
Speicher +
Wärmepumpe

Quelle: Helios-Sonnenstrom-GmbH



**Was soll ich nur
machen?**

Modellbildung für die Simulation

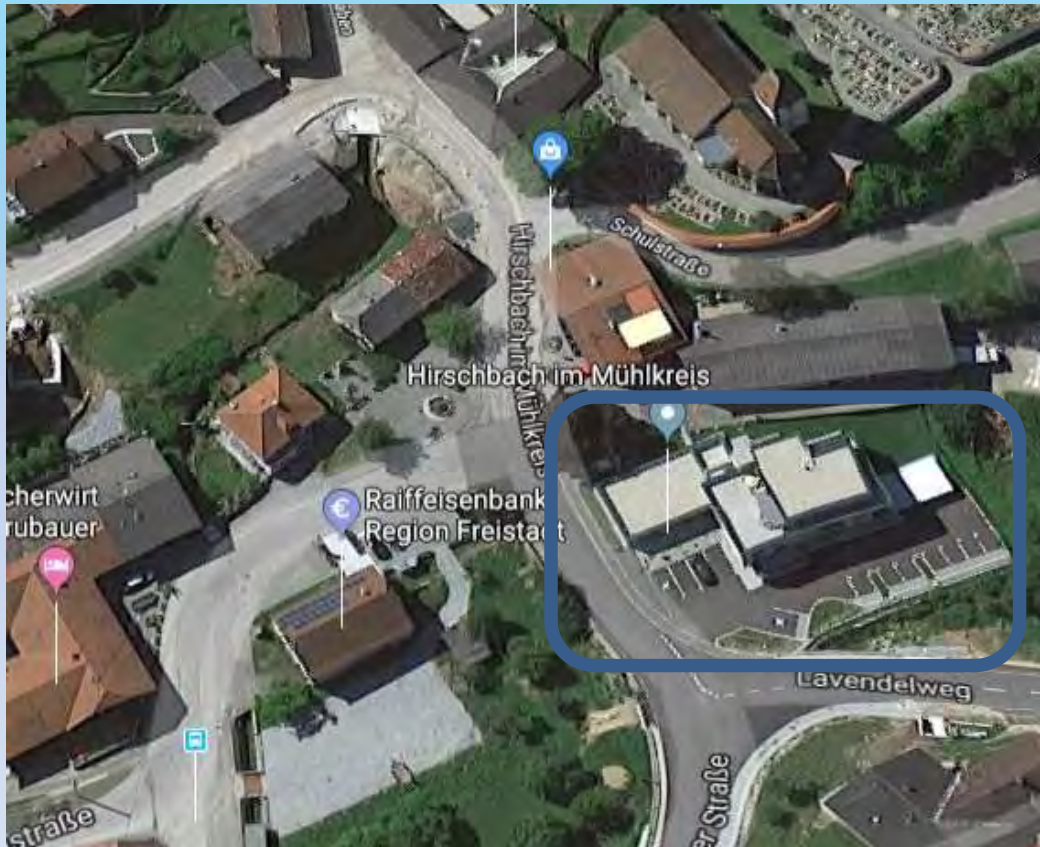


Quelle: Fleischhacker, Lettner, TU-Wien

01.04.2019



Planungsspielwiese – Wohnhausanlage in Hirschbach



Quelle: Google Maps

Fakten:

- Eigentümergeinschaft, Vertretung durch Hausverwaltung
- 9 Eigentumswohnungen
- Ein Gewerbebetrieb – Frisör
- Eine öffentliche E-Ladestation
- Wärmeversorgung durch zentrale WP mit Elektropufferspeicher
- Warmwasserbereitstellung mit 150L-E-Boiler/Wohneinheit
- Gesamtstrombedarf ca. 42.000kWh

Randbedingung für Erstsimulation:

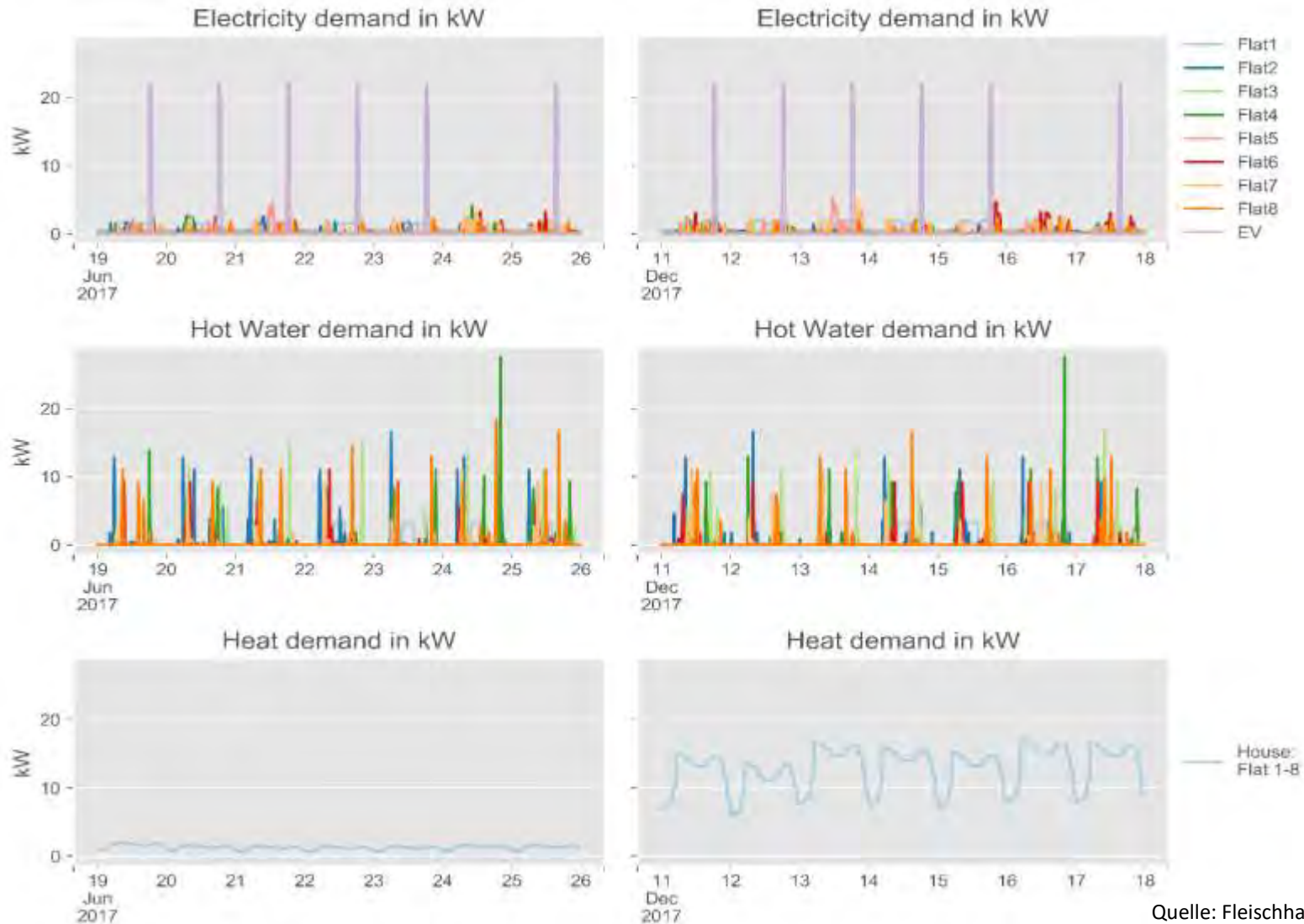
- Errichtung PV-Anlage
 - Vergleich Ost/West vs. Süd
- Errichtung E-Chemiespeicher
 - BYD 14 kWh

Planung = Optimierung

Beispiel PV-Ost-West vs. Süd



Simulationsergebnisse

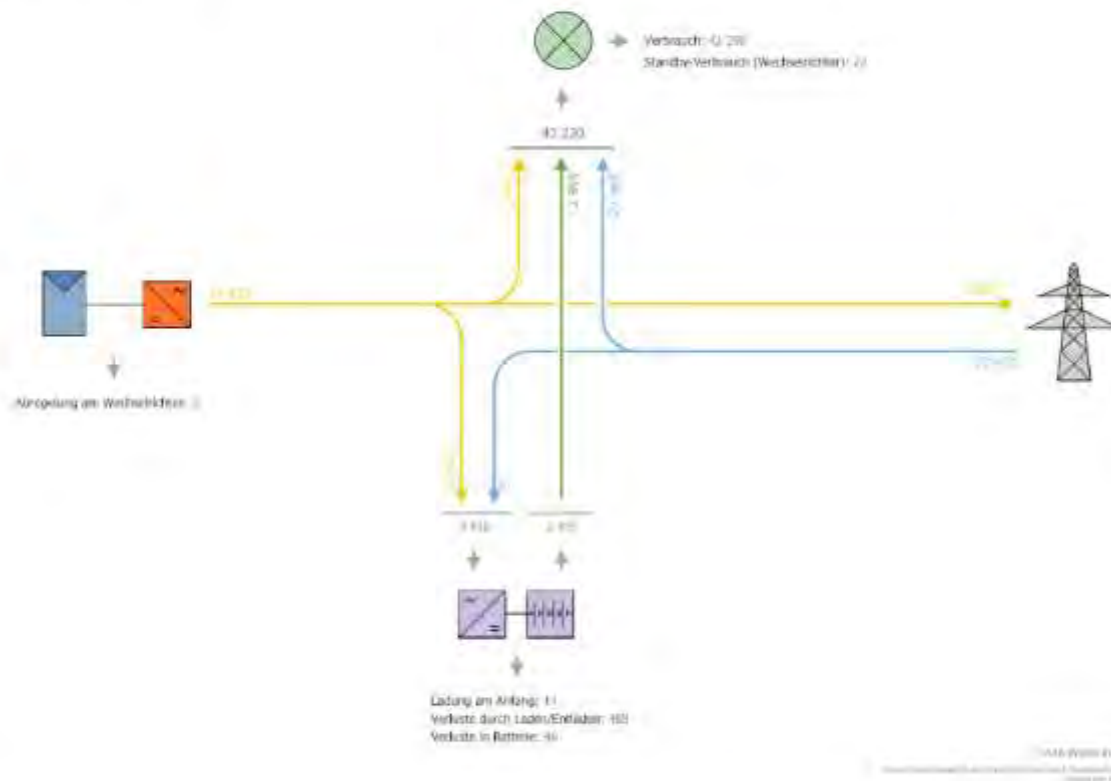


Planung = Optimierung

Beispiel PV-Ost-West vs. Süd



Stromflussgrafik



Simulationssoftware:
PVSOL der Fa.
Valentien

Randbedingungen:
Jahresstrombedarf: ca.
42.000kWh
Einfache
Verbraucherprofile
Vergleich Ost-West vs.
Süd,
Speicher: Fronius und
BYD
Ca. 14 kWh Kapazität

Planung = Optimierung

Beispiel PV-Ost-West vs. Süd



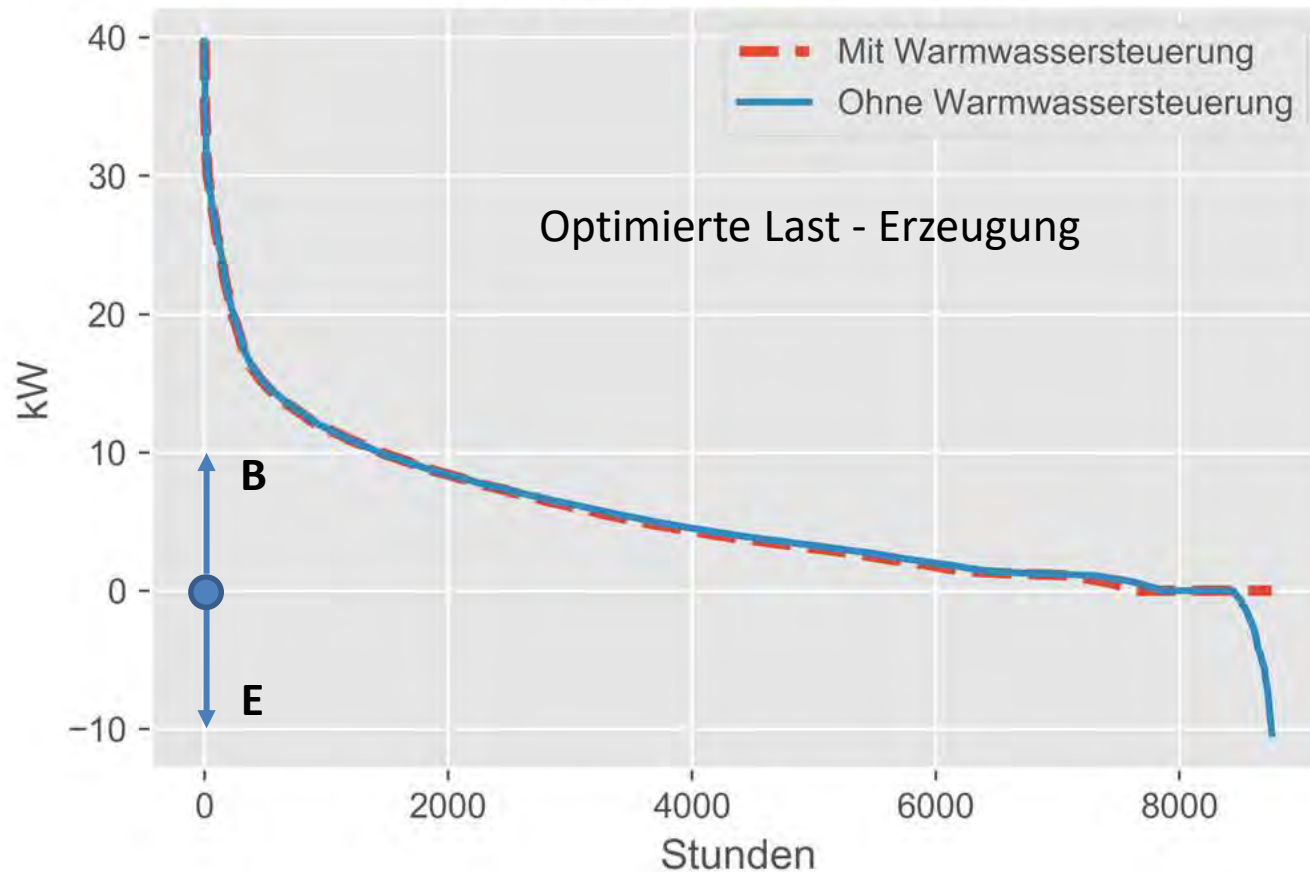
Parameter	PV-Ost-West	PV-Süd
PV-Leistung	32kWp	19kWp
Eigenverbrauchsanteil	60% / 46% (ohne Akku)	75% / 72 %
Autarkiegrad	40% / 32%	34% / 27%
Einspeisung Netz	12.000/16.000 kWh/Jahr	5.000/8.500 kWh/Jahr
Amortisationsdauer	10/7 Jahre	11/6 Jahre
CO ₂ Vermeidung (ohne Speicher)	17.319 kg/Jahr	11.579 kg/Jahr
Kapitalbedarf	39.000/25.000€	29.000/15.000€

Rahmenbedingung: OeMag-Förderung, 250€/kWp; 7,67 Cent/kWh, Speicherkosten 1000€/kWp, PV-Kosten 800€/kWp, Kosten Strombezug 18Cent/kWh, Speicherlebensdauer

Simulationsergebnisse



Dauerlinie der Residuallast



Resümee



1. Es existieren viele Möglichkeiten einer Optimierung eines Energiesystems in einem Wohnhaus, die Installation eines E-Chemiespeichers ist nur eine von vielen.
2. Es ist oft ökonomisch und ökologisch sinnvoller, vor Ort produzierten PV-Überschussstrom für die Befüllung von Wärmespeicher zu verwenden. Dies ist auch oft mit geringem Installationsaufwand verbunden.
3. Leider ist die „Installation“, die Planung, die Simulation und vor allem die Organisation einer Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage, einer lokalen Energiezelle sehr aufwendig und in den meisten Fällen nicht durch die eingesparten Energiekosten refinanzierbar.
4. Im Kalenderjahr 2019 werden wir das Projekt auch tatsächlich physikalisch vor Ort umsetzen. Dann wird sich zeigen wie gut die Simulation die reale Situation abgebildet hat.



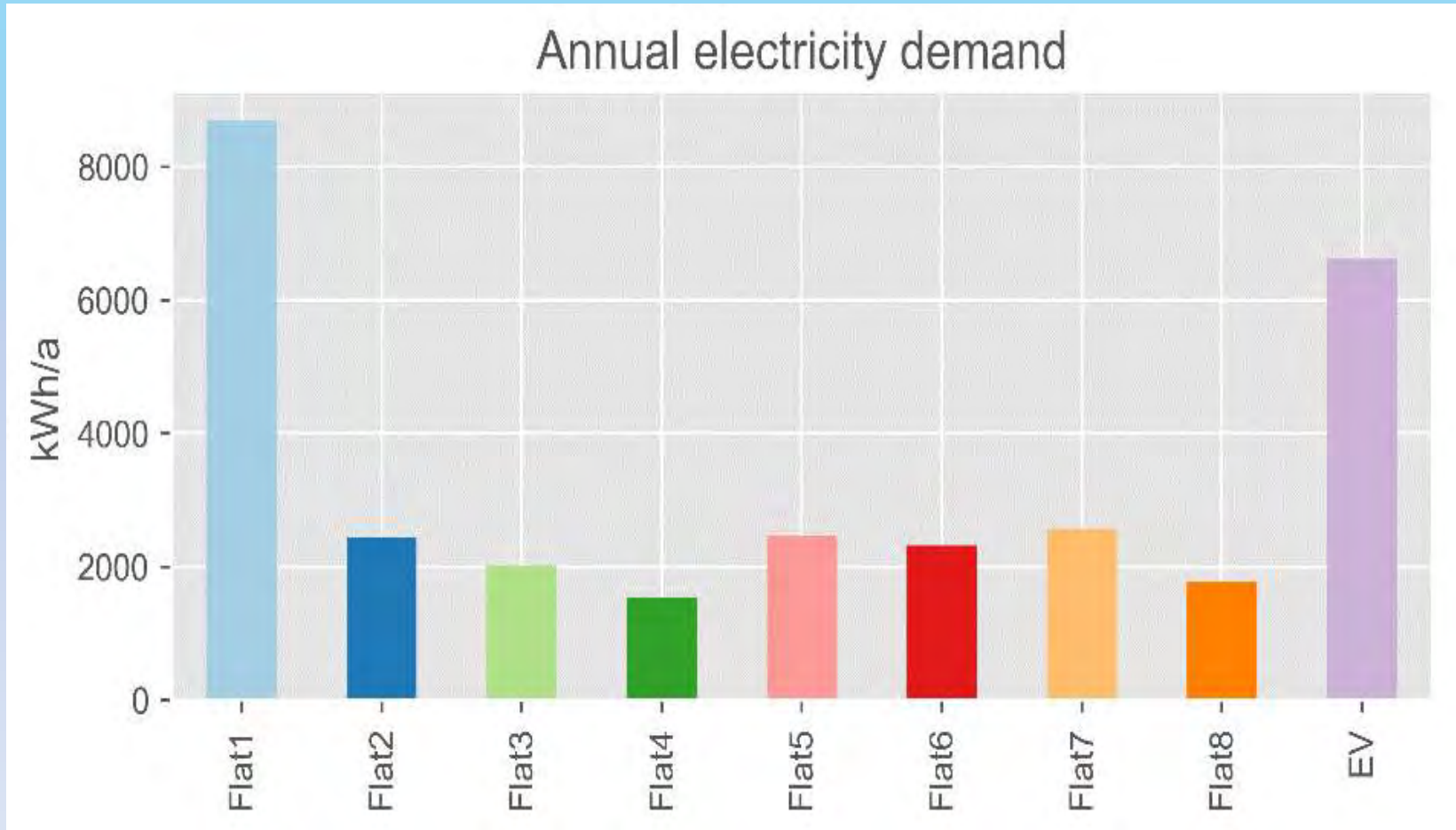
Danke für Ihre Aufmerksamkeit!

Dipl.-Ing. Dr. Martin Fleischanderl/GF Helios-Sonnenstrom-GmbH

Tel.: 0664/8360204, www.helios-sonnenstrom.at

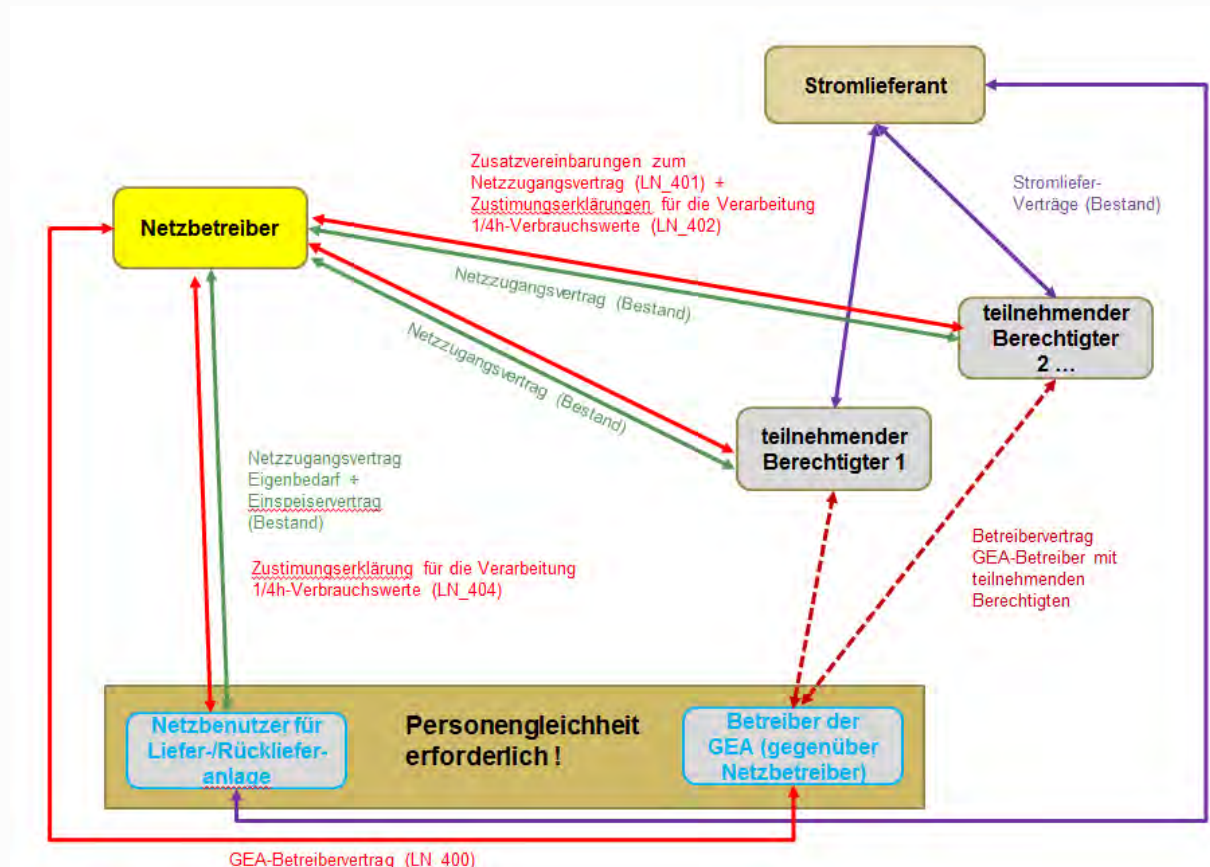


Simulationsgrundlage - Verbraucherprofile



Informationen zur Einrichtung einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage (GEA)

Übersicht über die Vertragsbeziehungen



WICHTIGER HINWEIS: für die Einrichtung und den Betrieb einer GEA bedarf es mindestens zweier unterschiedlicher Rechtspersonen (einen GEA-Betreiber und mindestens einen teilnehmenden Berechtigten).

Ablauf

1.) Registrierung als Betreiber der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage

<https://ebutilities.at/utilities/marktpartner/registration/index.php>

Anleitung für die Registrierung: <https://ebutilities.at/files/oe-e-db-app/MaKo/Dokumentation/GC-Registrierung-auf-ebutilities.pdf>

2.) Ausfüllung und Unterfertigung der Verträge

Für diesen Zweck sind ausschließlich die letztgültigen Vertragsvorlagen des Netzbetreibers zu verwenden. Der GEA-Betreiber hat die Ausfüllung und Unterfertigung bei den teilnehmenden Berechtigten zu veranlassen.

Vom Betreiber der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage:

- **LN_400** = GEA-Betreibervertrag
- **LN_400_Beilage_TeilA** = Teilnehmerliste und Aufteilungsmodus
- **LN_404** = Zustimmungserklärung des Netzbenutzers zur Auslesung der Viertelstundenverbrauchswerte

Der GEA-Betreiber hat allenfalls bereits bestehende und nicht auf seinen Namen lautende Betriebsführungs- und Netzzugangsvertragsverhältnisse betreffend die Anlagenbetreiberpflichten für den Parallelbetrieb der Erzeugungsanlage und die Einspeisung elektrischer Energie sowie betreffend den Bezug elektrischer Energie (Eigenbedarf der Stromerzeugungsanlage) gleichlautend auf seinen Namen zu übernehmen.

Hinweis: Im oben beschriebenen Fall kann die Unterfertigung der Zustimmungserklärung (LN_404) auch erst nach Übergang der Vertragsverhältnisse auf den GEA-Betreiber erfolgen.

Von jedem teilnehmenden Berechtigten:

- **LN_401** = Zusatzvereinbarung zum Netzzugangsvertrag
- **LN_402** = Zustimmungserklärung des Netzbenutzers zur Verarbeitung von Viertelstundenverbrauchswerten

3.) Übermittlung der vollständig ausgefüllten und unterfertigten Verträge durch den GEA-Betreiber an den Netzbetreiber (in gesammelter Form)

4.) Prüfung der Daten durch den Netzbetreiber; bei Unklarheiten erfolgt eine Abstimmung mit dem GEA-Betreiber; ggf. Nachbesserung durch den GEA-Betreiber

5.) Bei Vollständigkeit der Daten erfolgt die Einrichtung der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage im Abrechnungssystem des Netzbetreibers

Anmerkung: die GEA-Funktion im Abrechnungssystem steht voraussichtlich Mitte/Ende Jänner 2019 zur Verfügung. Erst danach kann die Einrichtung im Abrechnungssystem erfolgen

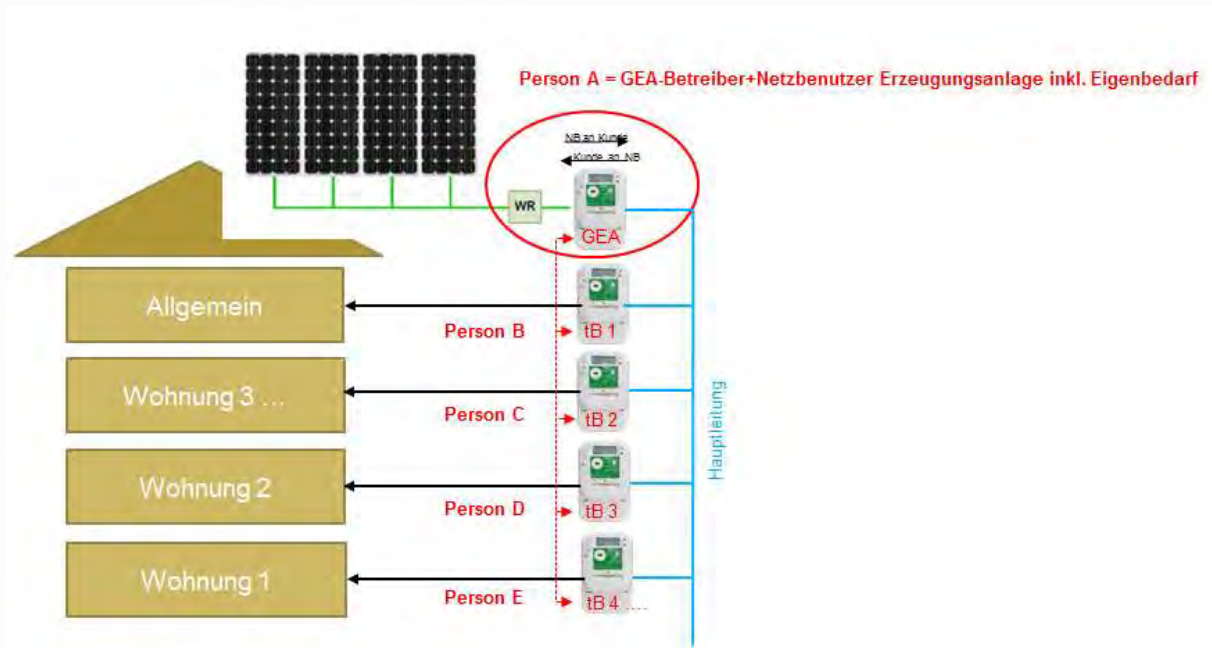
6.) Information des GEA-Betreibers über den Zeitpunkt der Inbetriebsetzung der GEA im Abrechnungssystem

7.) Unterfertigung von GEA-Betreibervertrag inkl. Beilage Teil A (LN_400) sowie der Zusatzvereinbarungen (LN_401) durch den Netzbetreiber und Übermittlung der Verträge an die Vertragspartner

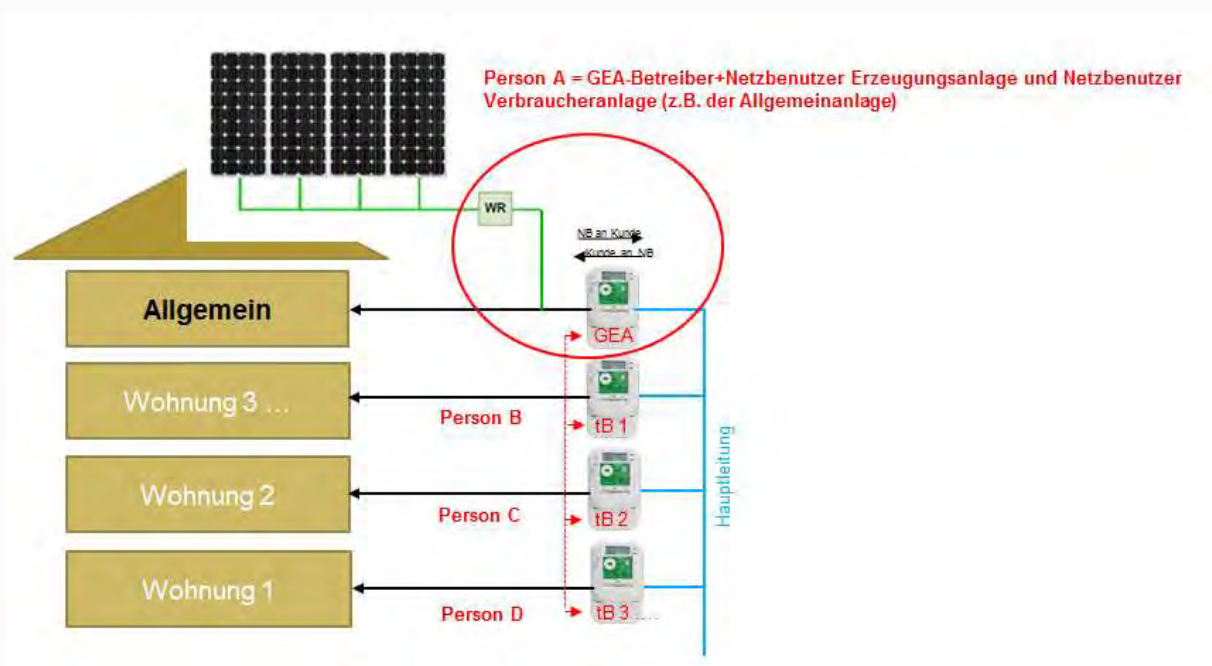
8.) Inbetriebsetzung der GEA zum vereinbarten Stichtag

Allgemeine Informationen

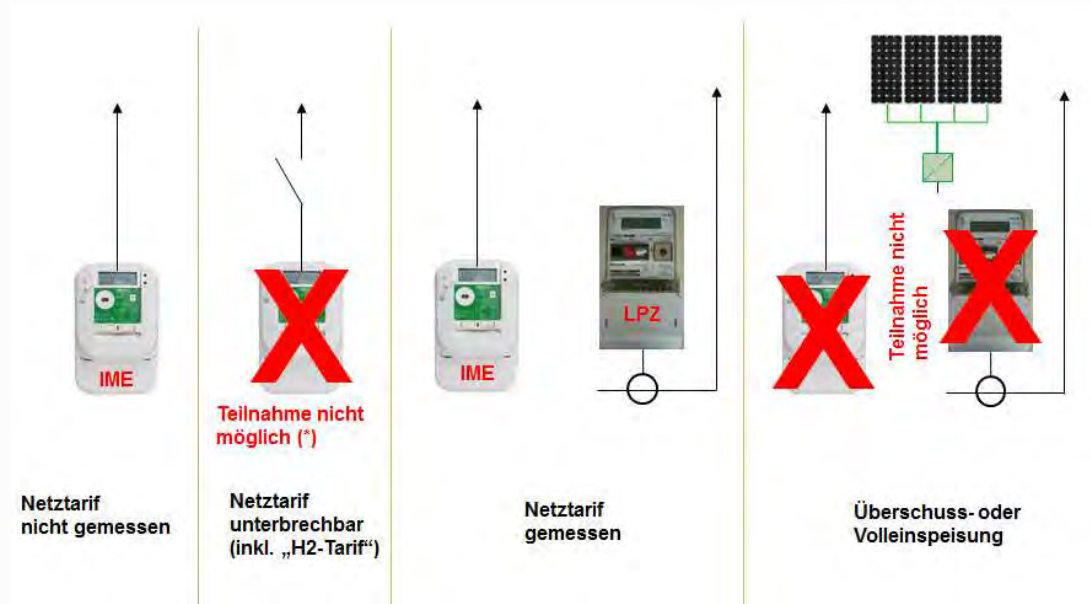
Anwendungsfall Volleinspeisung



Anwendungsfall Überschusseinspeisung

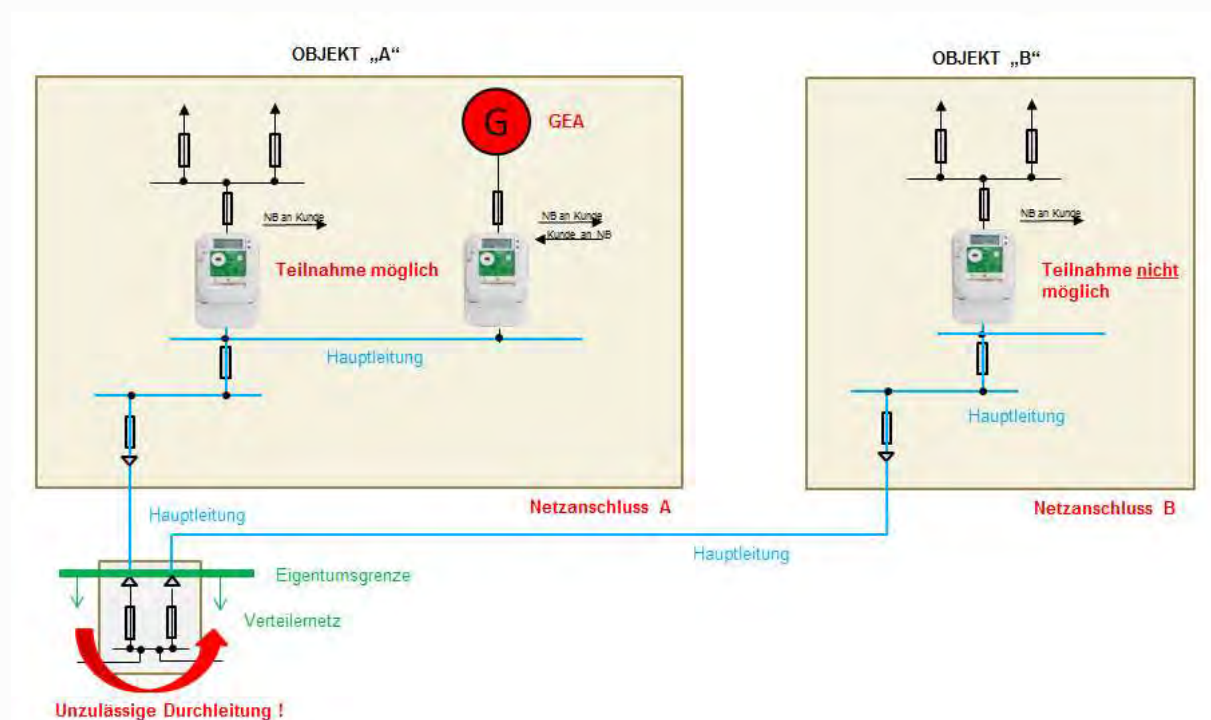


Anforderungen an die Stromnetzanlage des teilnehmenden Berechtigten

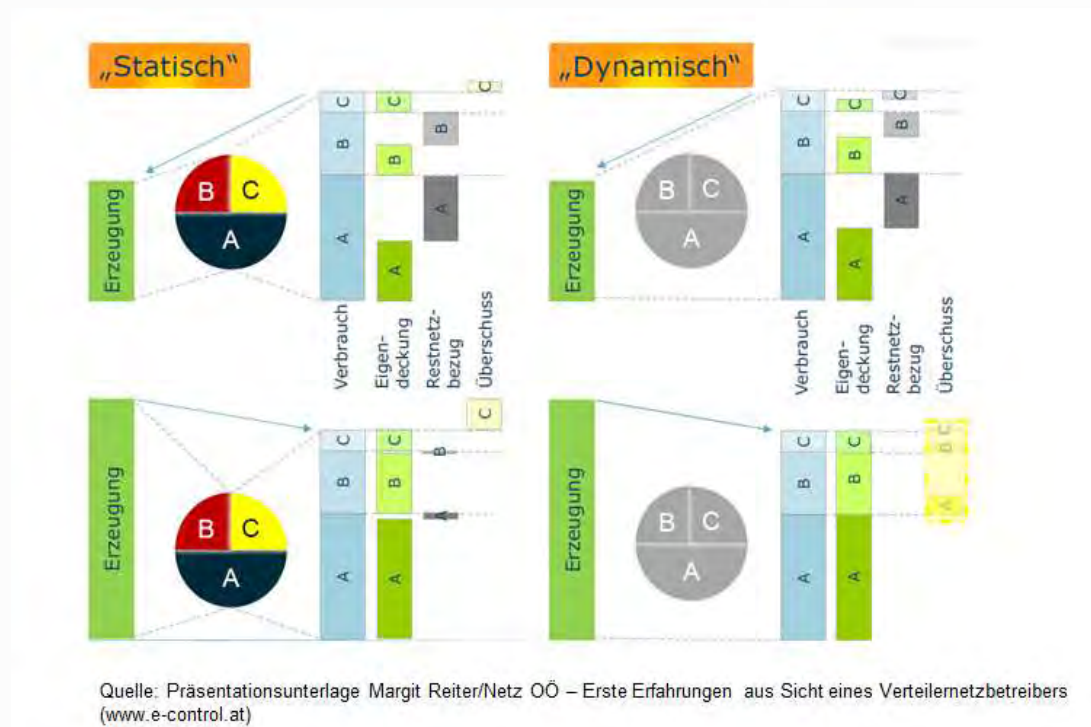


IME= Intelligentes Messgerät in der Konfiguration IME (Auslesung Viertelstundenverbrauchsdaten)
 LPZ = Lastprofilzähler

Verbot der Durchleitung durch Anlagenteile im Eigentum/Verfügungsbereich des Netzbetreibers



statisches / dynamisches Modell

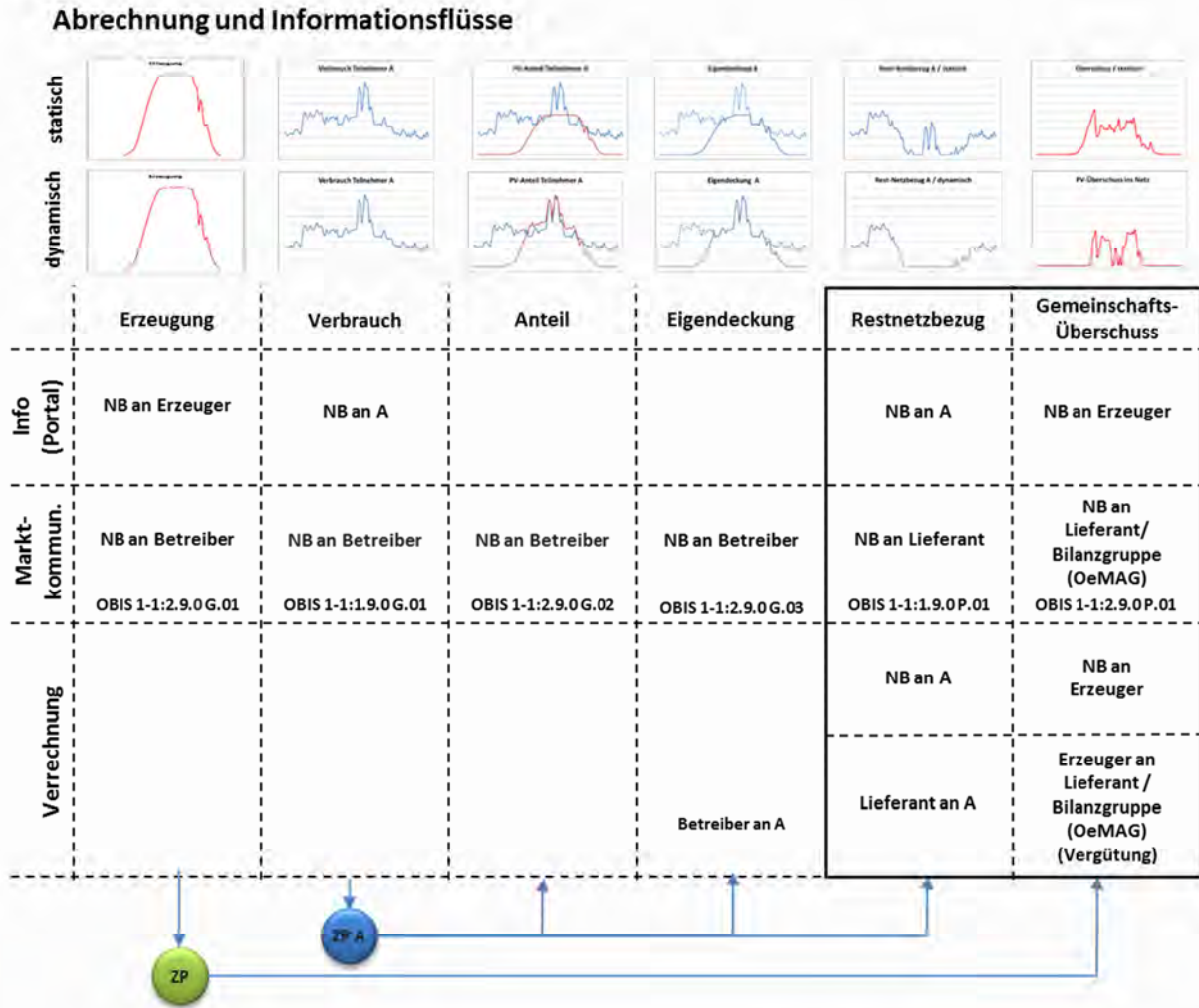


Entgelte

https://www.linznetz.at/media/linz_netz_website/netz_dokumente/Strom-Netzentgelte-Abgaben.pdf

Netzentgelt für sonstige Leistung	
Art der Dienstleistung	Entgelt je Anlassfall EURO exkl. 20% USt
Mahnung (die erste Mahnung ist kostenfrei)	1,50 (keine USt)
letzte Mahnung (§ 82 Abs. 3 EIWOG)	5,00 (keine USt)
Ablesung vor Ort ohne Zwischenabrechnung	10,00
Zwischenabrechnung ohne Ablesung vor Ort	5,00
Zwischenabrechnung mit Ablesung vor Ort	15,00
Abschaltung/Wiederherstellung Netzzugang vor Ort (§ 82 Abs. 3 EIWOG)	25,00 (keine USt)
Abschaltung oder Wiederherstellung aus anderen Gründen vor Ort	30,00
Überprüfung Messeinrichtungen vor Ort ¹³	40,00
Überprüfung Messeinrichtungen nach Ausbau der Messeinrichtung ¹²	70,00
Gemeinschaftliche Erzeugungsanlage (GE) – erstmalige Einrichtung ¹⁴	20,00
GE – für jede Änderung des Aufteilungsschlüssels	20,00
GE – für die laufende Berechnung Verbrauch/Einspeisung ¹⁴	0,50 (Monat)

Abrechnung und Informationsflüsse



Quelle Grafik: www.ebutilities.at (Österreichs Energie)

ANMELDUNG

per E-Mail an office@energiebezirk.at oder telefonisch unter 07941 21222

- EBF-KLIMASYMPOSIUM (10. Nov. 2018, 13–17 Uhr):
Teilnahme kostenlos, Anmeldung erwünscht
- EBF-KLIMASYMPOSIUM + TEILNAHME AM THINK-TANK-FESTIVAL (10. Nov. 2018, 10–17 Uhr):
€ 45,- (inkl. Frühstück und Programmteilnahme)
- EBF-KLIMASYMPOSIUM + THINK-TANK-FESTIVAL 2-TAGES-PASS (gültig am 9. + 10. Nov. 2018):
€ 90,- (EBF-Sonderpreis inkl. Programmteilnahme, Mühlviertlerisch Tafeln und Festival Party am 9. Nov.)

BITTE
RASCH
ANMELDEN!

PROGRAMM UND NÄHERE INFOS ZUM THINK-TANK-FESTIVAL: WWW.THINKTANKREGION2018.AT

Mit meiner Anmeldung erkläre ich mit damit Einverstanden, dass meine Daten im Zuge der Tätigkeit des Vereins Energiebezirks Freistadt gespeichert und weiterverarbeitet werden. Die gesamten Datenschutzbestimmungen finden Sie auf www.energiebezirk.at. Gegen diese Zustimmung kann jederzeit widerrufen werden.



A-4212 Neumarkt i.M. • Götschka 5
www.energiebezirk.at • ZVR-Zahl 161377229



www.thinktankregion2018.at



WWW.STUDIO-KAPPELLER.AT ©2018

KLIMA SYMPOSIUM

DIE ENERGIEWENDE – UNSER STROM IM FOKUS

Samstag, 10. November 2018 • 13:00 bis 17:00 Uhr
Kreisel Electric, Rainbach i.M.

Im Zuge des Festivals
für regionale VordenkerInnen
Think! Tank Region 2018
(www.thinktankregion2018.at)

beispielgebend | verantwortungsvoll | zukunftsorientiert

PROGRAMM

KLIMA SYMPOSIUM

WENN
NICHT JETZT,
WANN
DANN?

13:00 BEGRÜSSUNG

13:15
BLOCK 1

WANDLUNG DER ENERGIESYSTEME RICHTUNG ERNEUERBARER ENERGIE ...

... AUS SICHT EINES INTERNATIONAL TÄTIGEN UNTERNEHMENS

DI (FH) Roman Prager, Leitung Betriebsführung & Geschäftsführung, WEB Windenergie AG

... AUS SICHT DER WISSENSCHAFT

Priv. Doz. DI Dr. Hans Auer, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, TU Wien

... AUS SICHT DES KLIMA- UND ENERGIEFONDS

DI Ingmar Höbarth, Geschäftsführer Klima- und Energiefonds

... AUS SICHT DER WASSERSTOFFTECHNOLOGIE

Mag. David Lechner, Group Leader Research, Fronius International GmbH

PUBLIKUMSFRAGEN UND PODIUMSDISKUSSION

15:00 KAFFEEPAUSE

DIE ENERGIEZUKUNFT
HAT SCHON BEGONNEN –
SEIEN SIE MIT DABEI!

15:15
BLOCK 2

ÖKOSTROM FÜR ALLE ...

WIE WAHRSCHEINLICH IST EIN BLACKOUT?

DIE ZENTRALE BEDEUTUNG DER STROMNETZE BEIM UMBAU DES ENERGIESYSTEMS

DI Florian Pink, Assistent des Vorstandes der Austrian Power Grid

WIE FUNKTIONIERT UNSER STROMMARKT?

DI Peter Molnar, OurPower.Energiegenossenschaft iG

WAS BEDEUTET GREENWASHING UND WIE SETZT SICH DER STROMPREIS ZUSAMMEN?

DI Manfred Doppler, Anti Atom Komitee

KÖNNEN ENERGIEGEMEINSCHAFTEN EINE ALTERNATIVE ZU HAUSSPEICHER SEIN?

DI Dr. Martin Fleischanderl, Helios Sonnenstrom GmbH

WIE KANN JEDE/R AKTIV WERDEN? – DER NEUE DIGITALE ÖKOSTROM-MARKTPLATZ

Mag. Ulfert Höhne, OurPower.Energiegenossenschaft iG

PUBLIKUMSFRAGEN UND PODIUMSDISKUSSION

17:00 ENDE DER VERANSTALTUNG





TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna | Austria



Betriebswirtschaftliche Analyse von verschiedene Fallstudien aus dem Projekt „UrbanEnergyCells“

Andreas Fleischhacker

Georg Lettner

Daniel Schwabeneder

ExpertInnenworkshop - PV-Prosumer4Grid Workshop
ExpertInnenworkshop mit PVP4Grid

18.02.2018

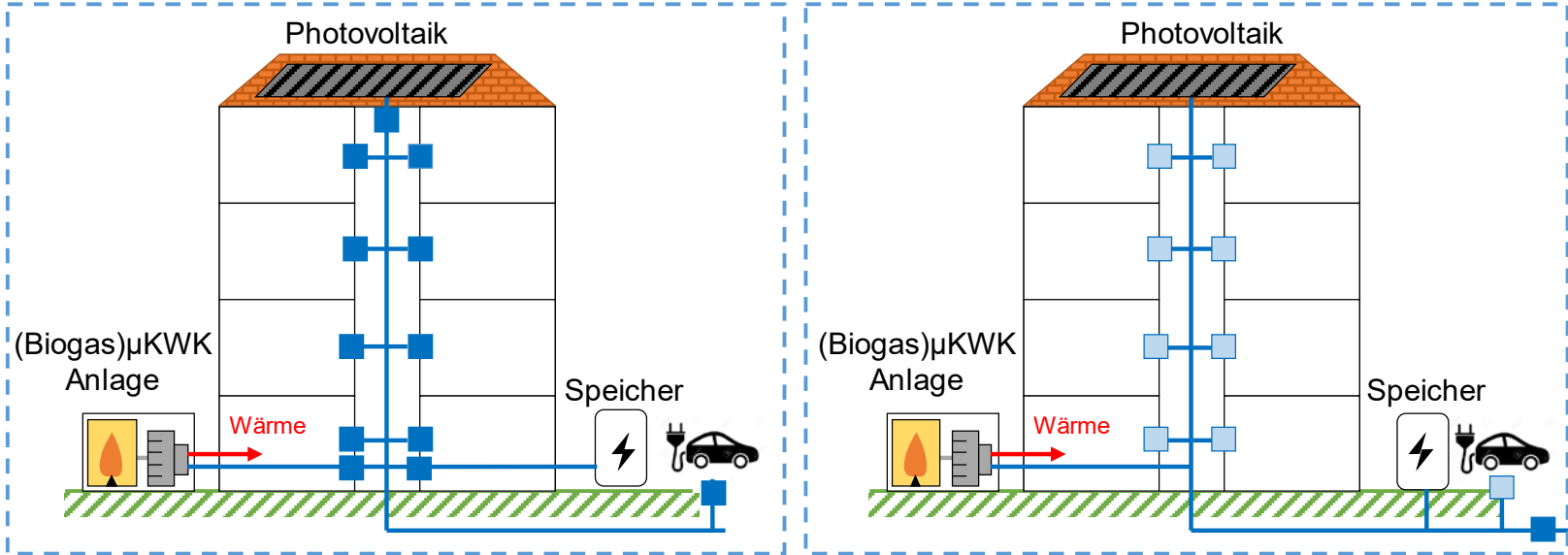
- Definition Herausforderungen für Energiezellen
- Modellansatz
- Use Cases
- Ergebnisse
- Schlussfolgerungen

Urban
Energy
Cells



Energiezelle (Fremd-Versorger unabhängig)

Energiezelle (Fremd-Versorger abhängig)



■ Zählpunkt zum Netzbetreiber □ Zählpunkt innerhalb einer Energiezelle

Einfamilienhäuser (EFH)

Energiezelle

Investition

- Investitionskosten trägt der Besitzer

- Wer trägt die Investitionskosten?
 - Eine oder mehrere Personen?
 - Besitzer, (Mieter), externer Investor, Stromlieferant

Energie

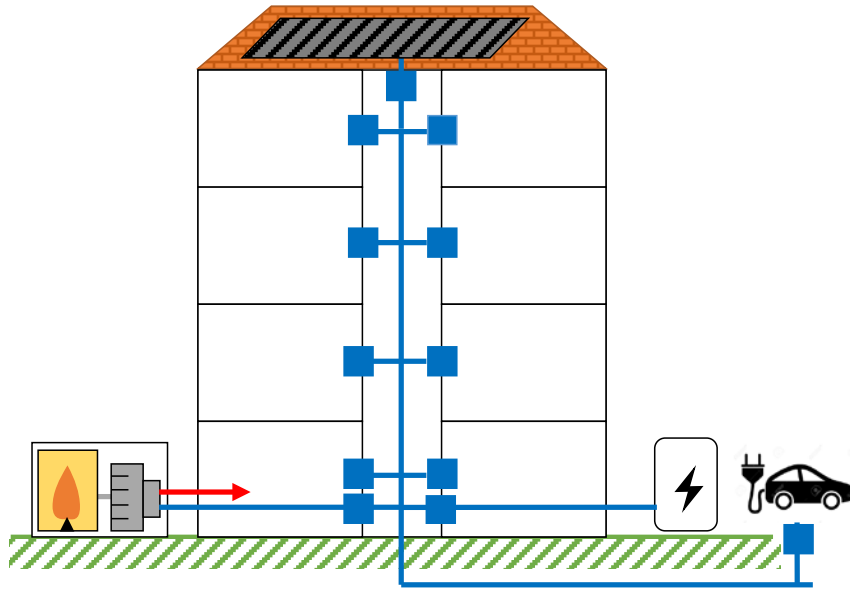
- Üblicherweise:
Investor = einziger Verbraucher

- Nach welchem Schlüssel wird die Energie aufgeteilt?

Einnahmen

- Einspeisetarif oder Abnahmepreis (extern)
 - Derzeit Fokus auf Eigenverbrauchsmaximierung

- Einspeisetarif oder Abnahmepreis (extern und intern)
 - Derzeit Fokus auf Eigenverbrauchsmaximierung



Vorteile

- Gleichstellung von Einfamilien- und Mehrfamilienhausbewohnern
- Verbraucher kann seinen Nutzen ausdrücken (kauft/mietet Leistung)

Nachteile

- Administration (Verwaltung, Verrechnung, ...)
- Verantwortlicher/Investor
- Aufteilung

Annahme: Ein Hausbesitzer, welcher die Wohnungen an N Mieter vermietet. Ein Stromlieferant.

	Mieter (=Verbraucher)	Besitzer	Externer Investor	Stromlieferant
(i)	Verteilungsschlüssel? Umgang mit Vertragsaustieg?	(vermietet Dach-, Park-, Lagerfläche)	-	Verliert Umsatz durch den Eigenverbrauch.
(ii)	Teilnahme: ja / nein	Allgemeingut oder Verteilungsschlüssel? (Langfristige) Wirtschaftlichkeit?	-	Verliert Umsatz durch den Eigenverbrauch.
(iii)	Teilnahme: ja / nein	(vermietet Dach-, Park-, Lagerfläche)	Bepreisung von lokaler Erzeugung? (Langfristige) Wirtschaftlichkeit?	Verliert Umsatz durch den Eigenverbrauch.
(iv)	Teilnahme: ja / nein	(vermietet Dach-, Park-, Lagerfläche)	-	Verliert Umsatz durch den Eigenverbrauch. Neue Einnahmen.



Tätigt die Investition.

Annahme: Ein Hausbesitzer, welcher die Wohnungen an N Mieter vermietet. Ein Stromlieferant.

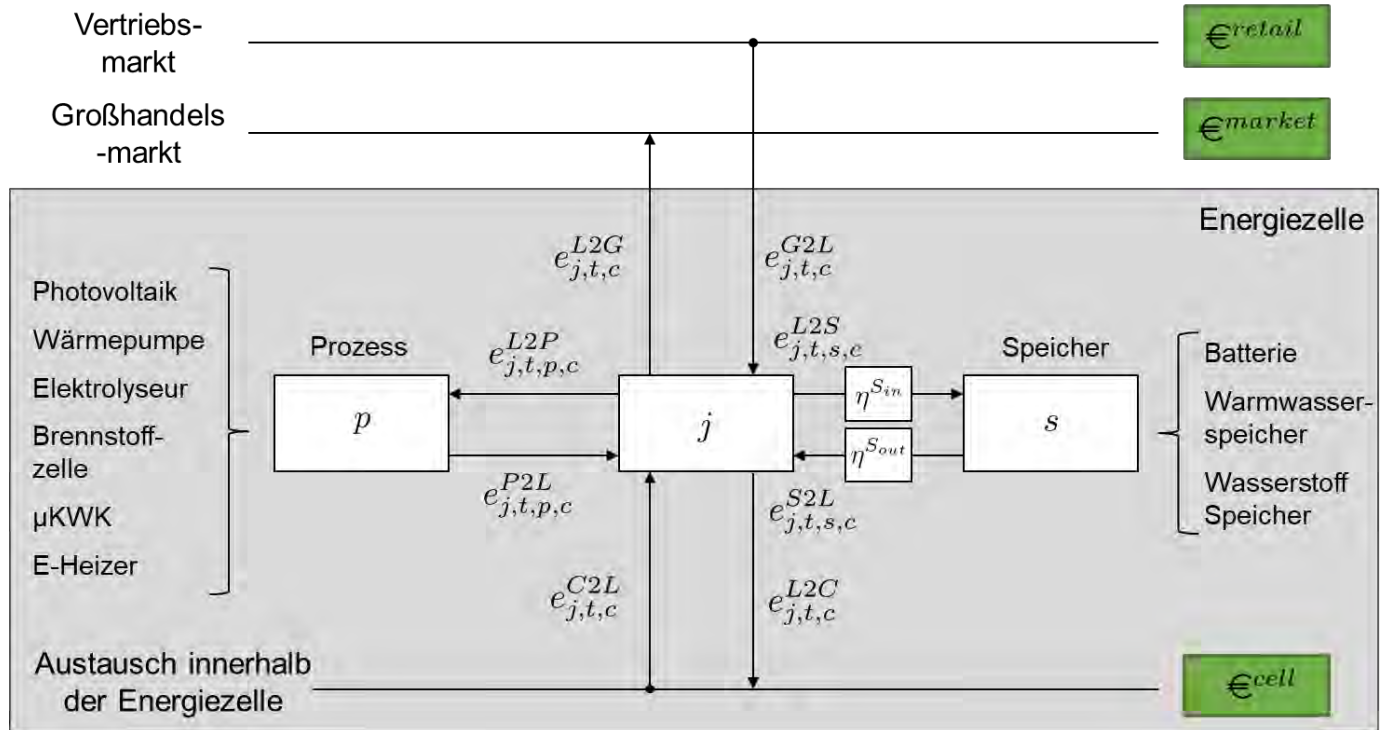
	Mieter (=Verbraucher)	Gebäudeeigentümer	Externer Investor	Stromlieferant
(i)	- Mieter investieren und nehmen teil (ev. unterschiedlich) - ev. unterschiedliche Anteile (Verteilungs- schlüssel)	vermietet Dach-, Park-, Lagerfläche	-	Verliert Umsatz durch den Eigenverbrauch.
(ii)	Jeder Mieter entscheidet über die Teilnahme	Anlage kann Allgemeingut sein, oder der Strom an die Mieter verkauft/verteilt werden	-	Verliert Umsatz durch den Eigenverbrauch.
(iii)	Jeder Mieter entscheidet über die Teilnahme	vermietet Dach-, Park-, Lagerfläche	- bspw. Contracting - Wirtschaftlichkeit muss gegeben sein - Frage der Bepreisung von lokaler Erzeugung	Verliert Umsatz durch den Eigenverbrauch.
(iv)	Jeder Mieter entscheidet über die Teilnahme	vermietet Dach-, Park-, Lagerfläche	-	- Verliert Umsatz durch den Eigenverbrauch. - Neue Einnahmen durch lokalen Verkauf.



Tätigt die Investition.

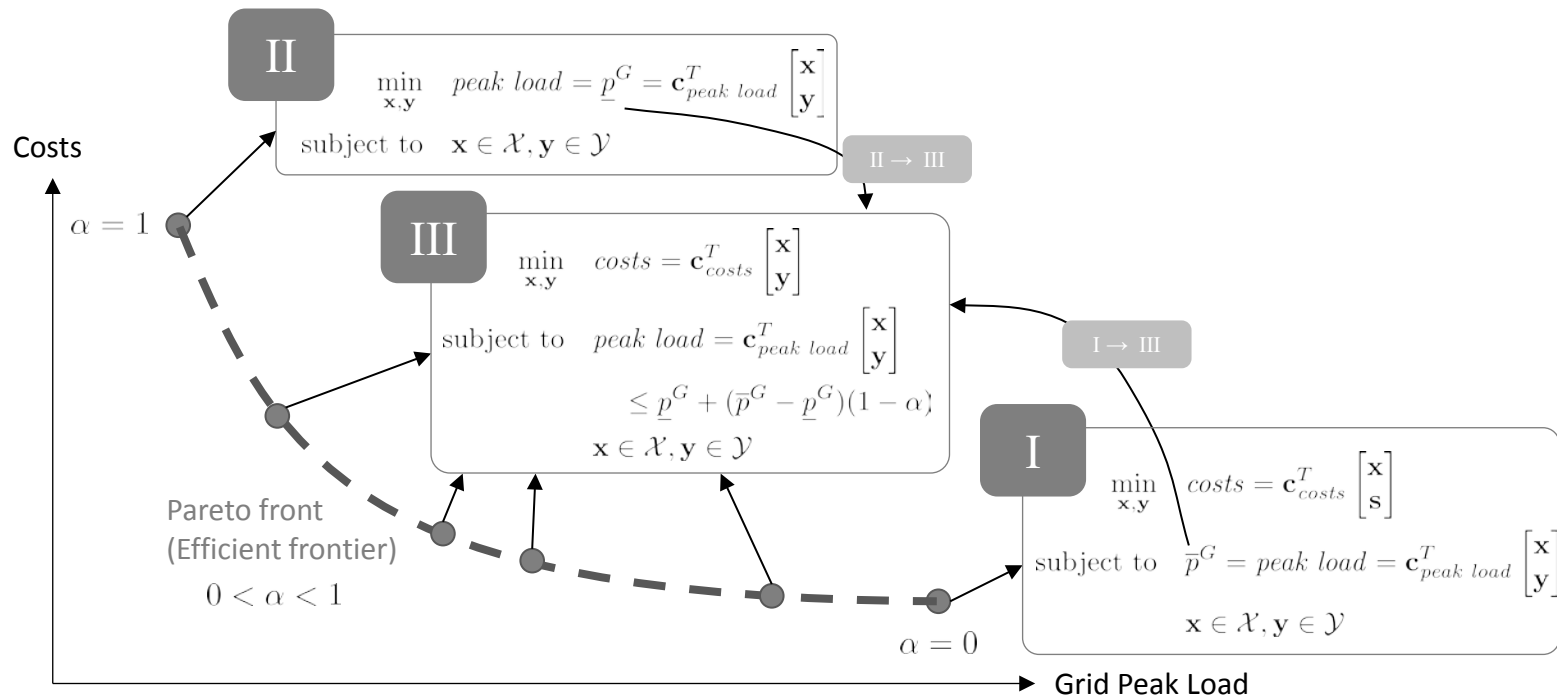
Pareto-Optimierung, zwei Zielfunktionen

- (1) Kostenminimierung
- (2) Minimierung der elektrischen Netzlast

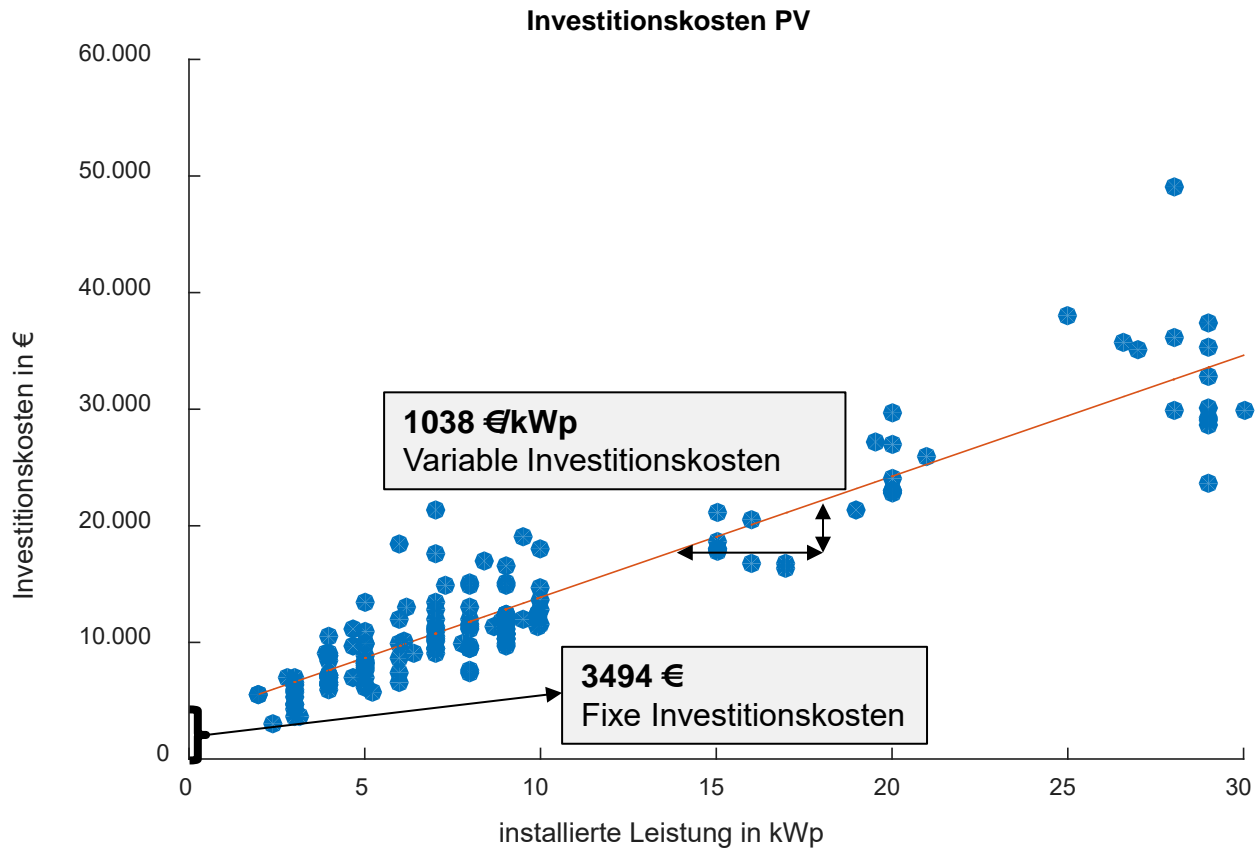


$$j \in \{\text{Prosumer}_1, \text{Prosumer}_2, \dots, \text{Prosumer}_J\}$$

$$t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad c \in \{\text{Elec}, \text{Heat}, \text{Gas}, \text{H}_2\}$$

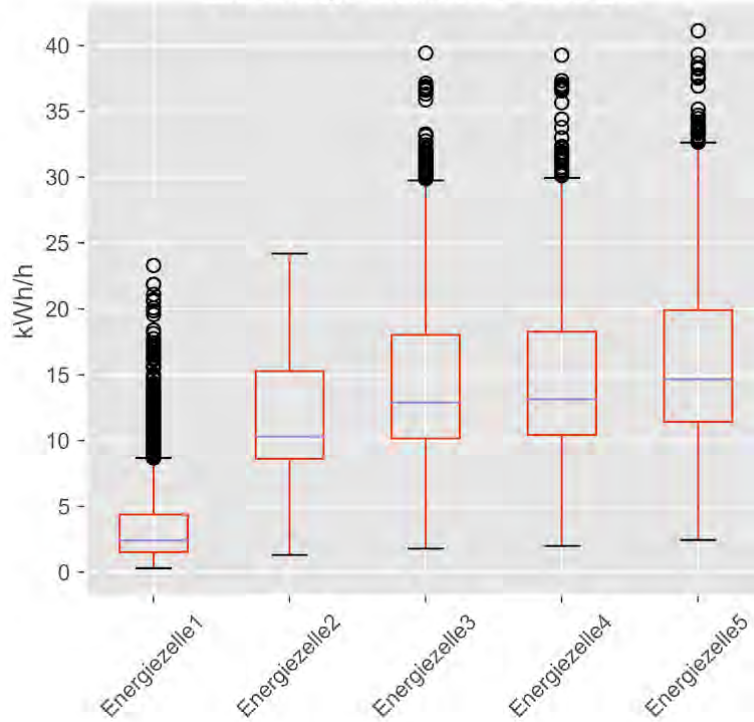


- Gemessene Lasten aus der Gemeinde Großschönau wurden in **fünf Energiezellen** kombiniert.
- Status Quo mit Netzversorgung:
 - Endkundenstrompreis: 15 ct/kWh
 - Endkundenwärmepreis: 7,2 ct/kWh
 - Endkundengaspreis: 6,1 ct/kWh
- Investitions- und Betriebskosten von Erzeugungs- und Speichieranlagen nach:
ASUE (2015), Kotzur (2017), Lindberg et al. (2016), Loschan (2017), Teichmann (2012), Tesla (2016), Truong (2016), Wien Energie (2018)

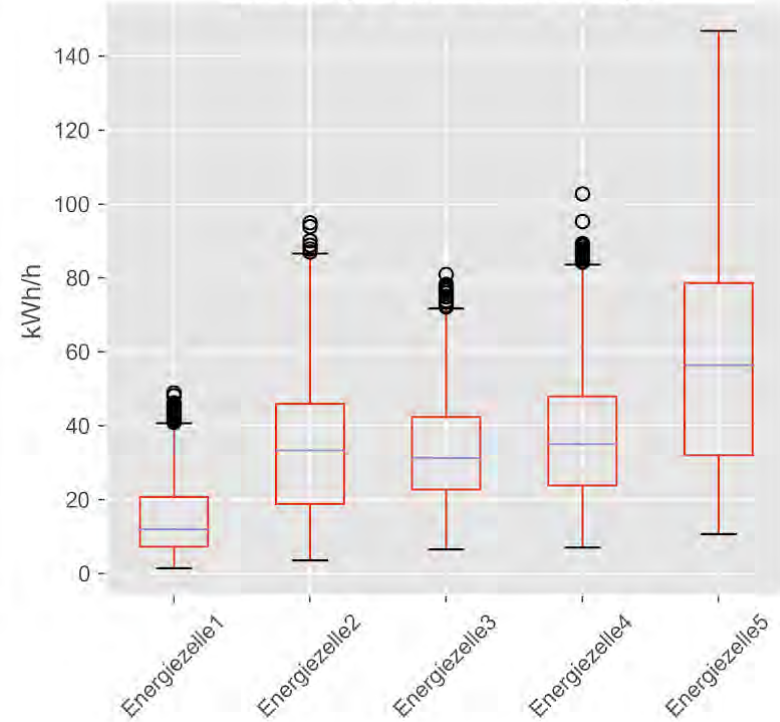


	Energiezelle 1 Zinshaus (Altbestand)	Energiezelle 2 Büros + Ausbildung	Energiezelle 3 Genossenschaft (Neubau)	Energiezelle 4 Gemeindebau (sanierter Altbau)	Energiezelle 5 Gmd. Großschönau
Hotel					X
Schule		X			X
Kindergarten		X	X		X
Haushalte	X		X	X	X
Geschäft		X	X	X	X
Gewerbe					X
Büro		X		X	X

Nachfrage elektrische Energie



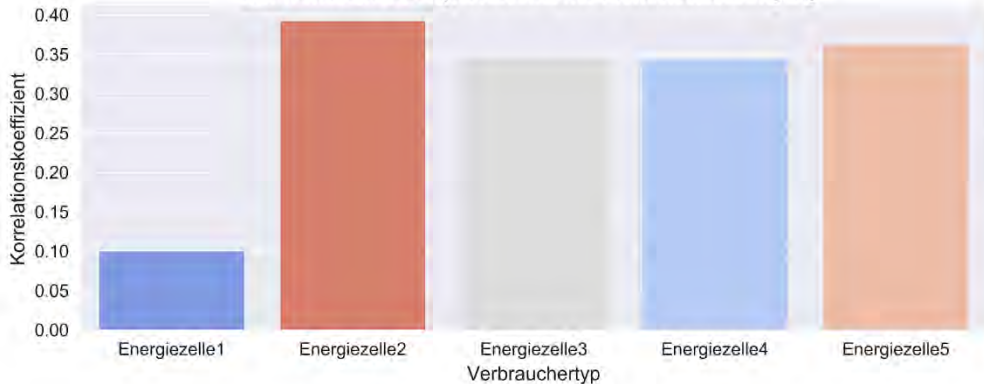
Nachfrage thermische Energie



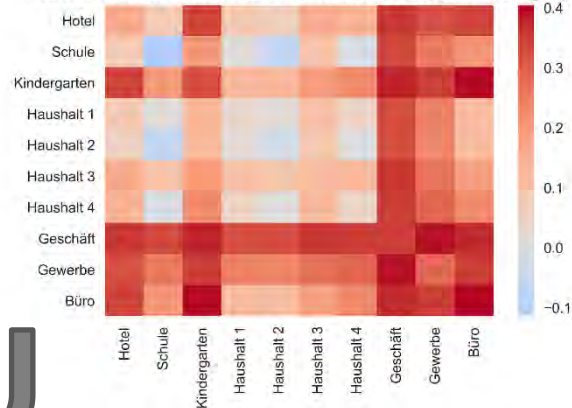
Korrelation des Verbrauchertyps mit der Photovoltaikerzeugung



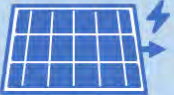
Korrelation der Energiezellen mit der Photovoltaikerzeugung




Korrelation der Verbraucherkombination mit der Photovoltaikerzeugung



1 Strom

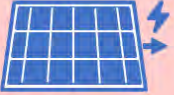


Photovoltaik




Batterie


2 Strom & Wärme




Photovoltaik




Batterie



Wärmepumpe




Stromheizkörper




Wärmespeicher


3 Kraft-Wärme-Kopplung (μKWK)



μKWK

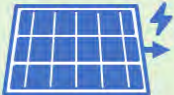


Batterie




Wärmespeicher


4 Wasserstoff




Photovoltaik



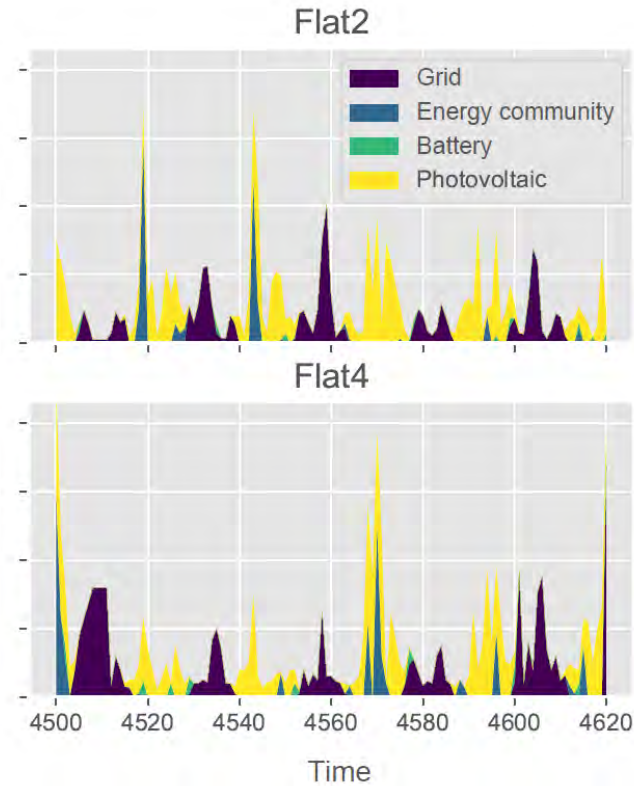
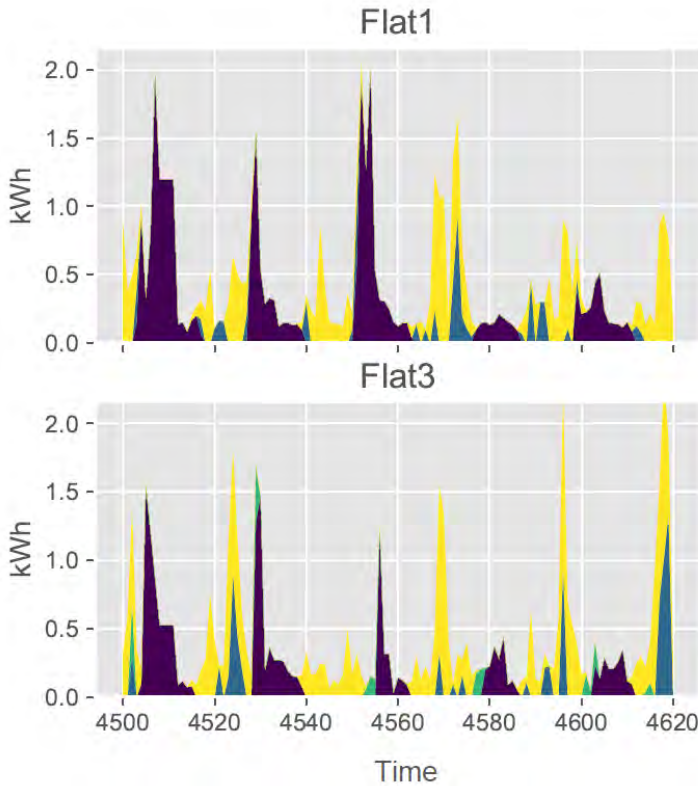
Wasserstoffspeicher

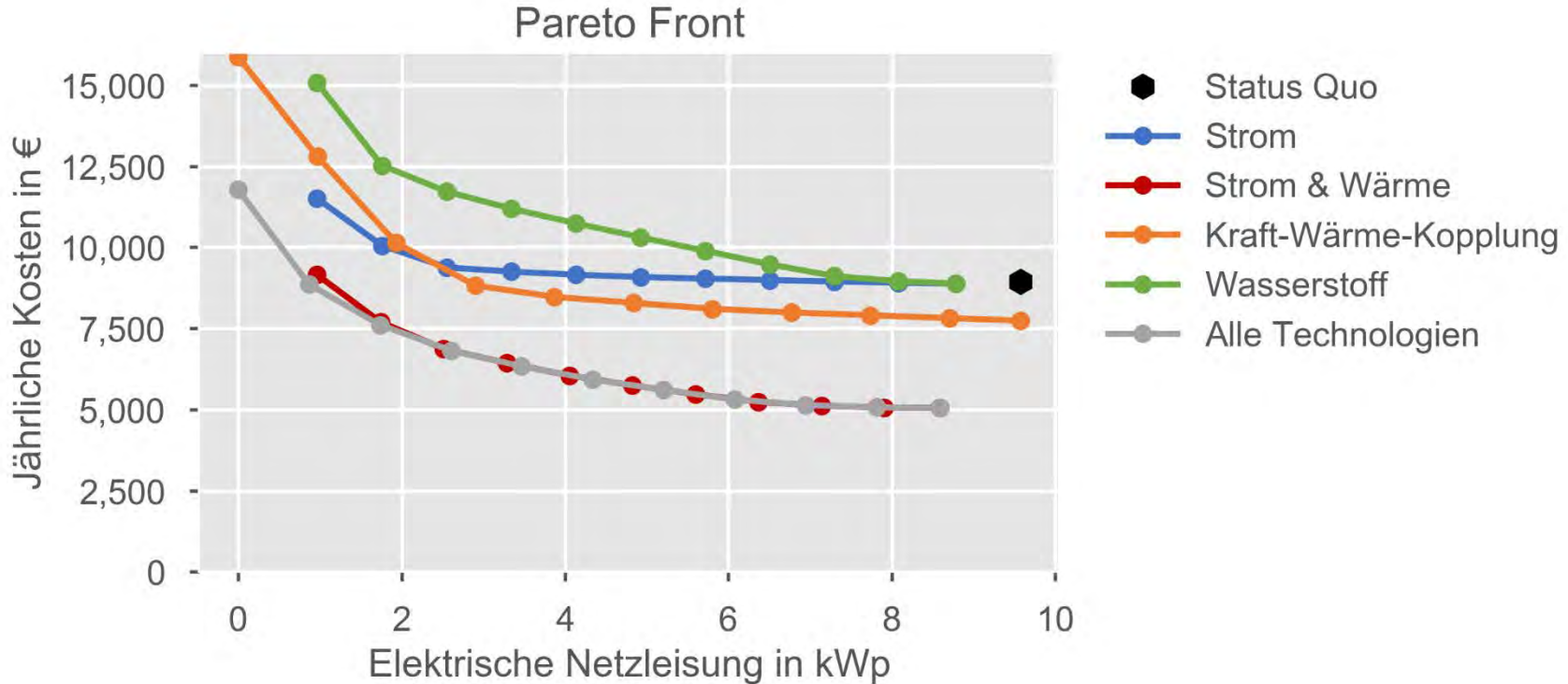


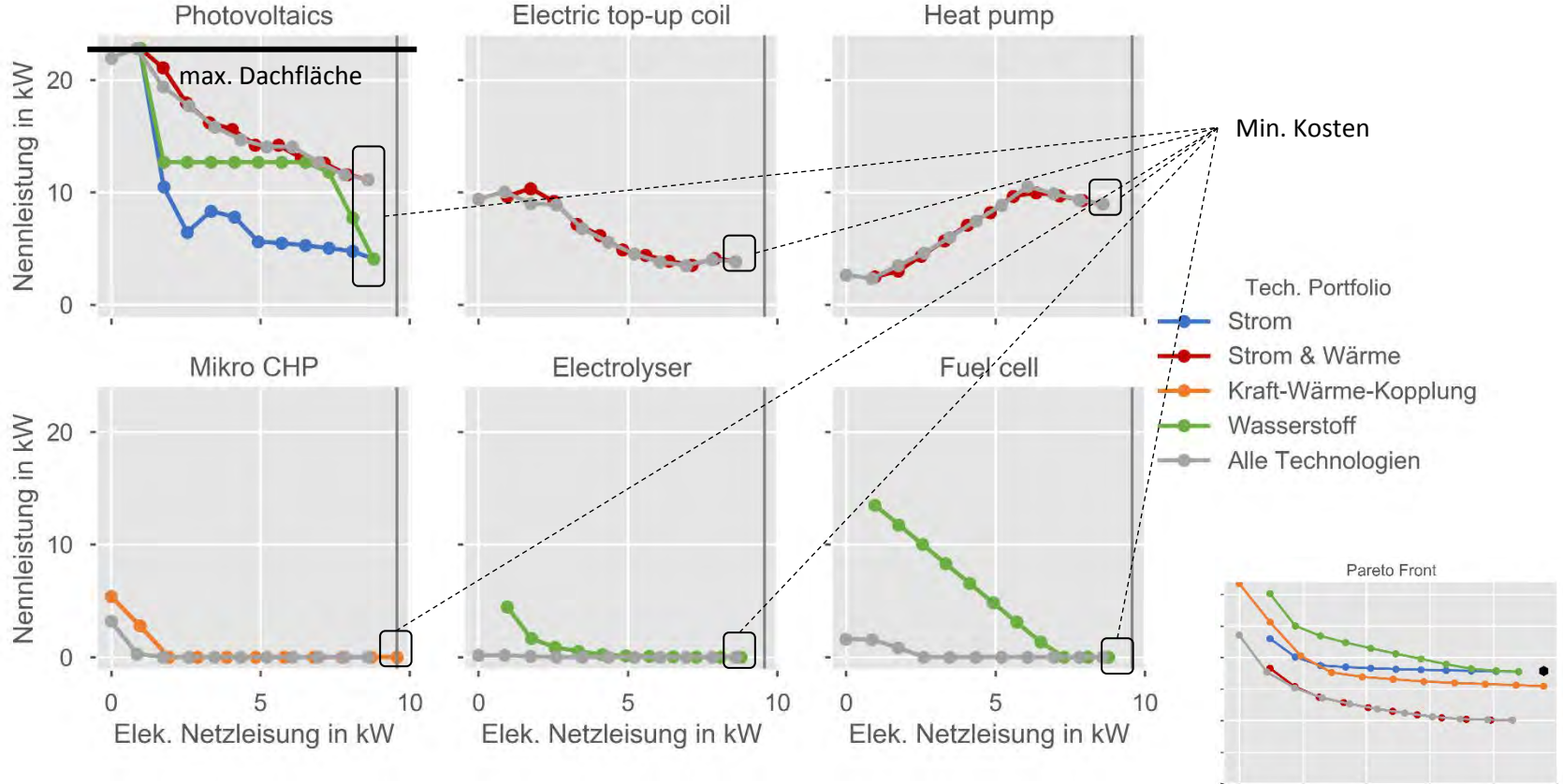
Elektrolyseur

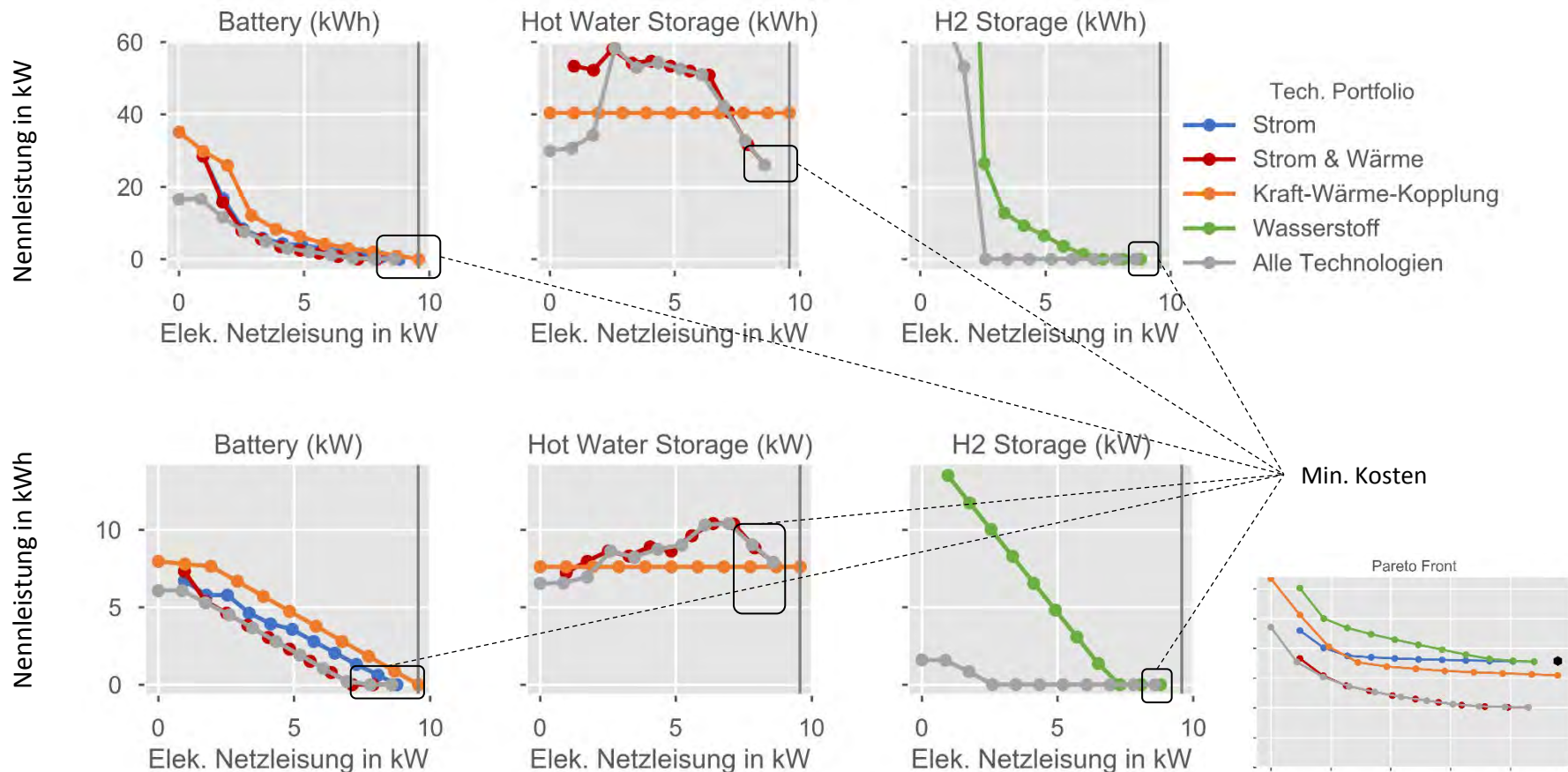


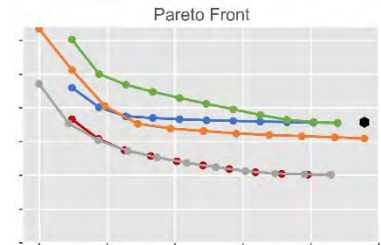
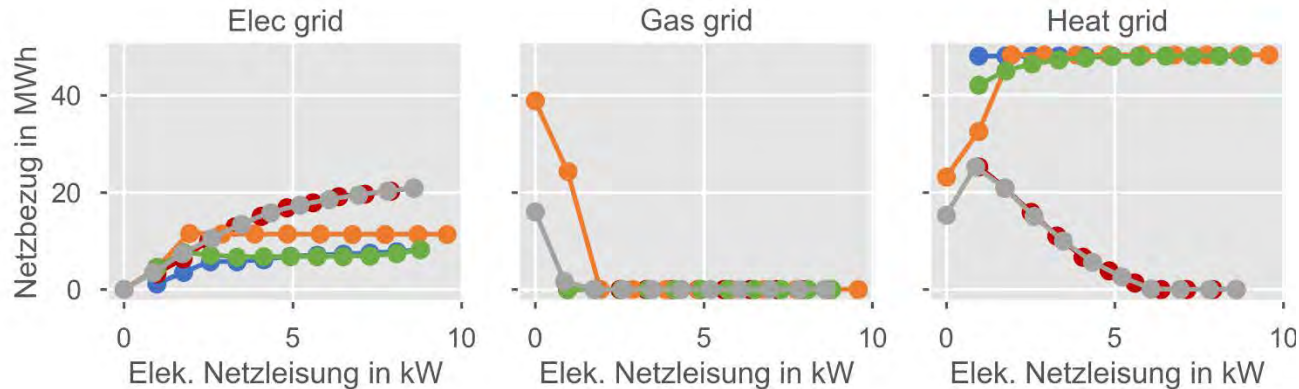
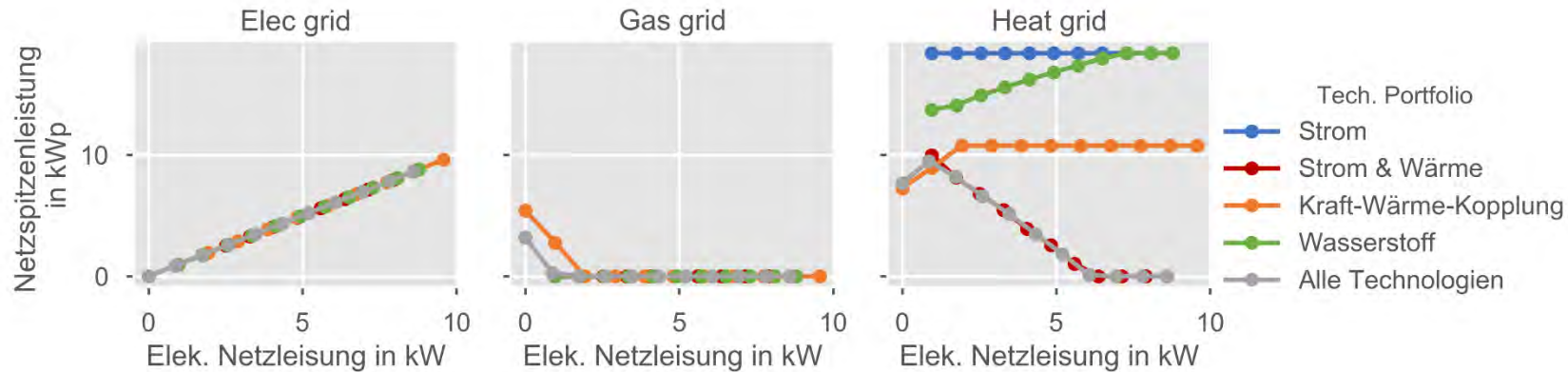
Brennstoffzelle

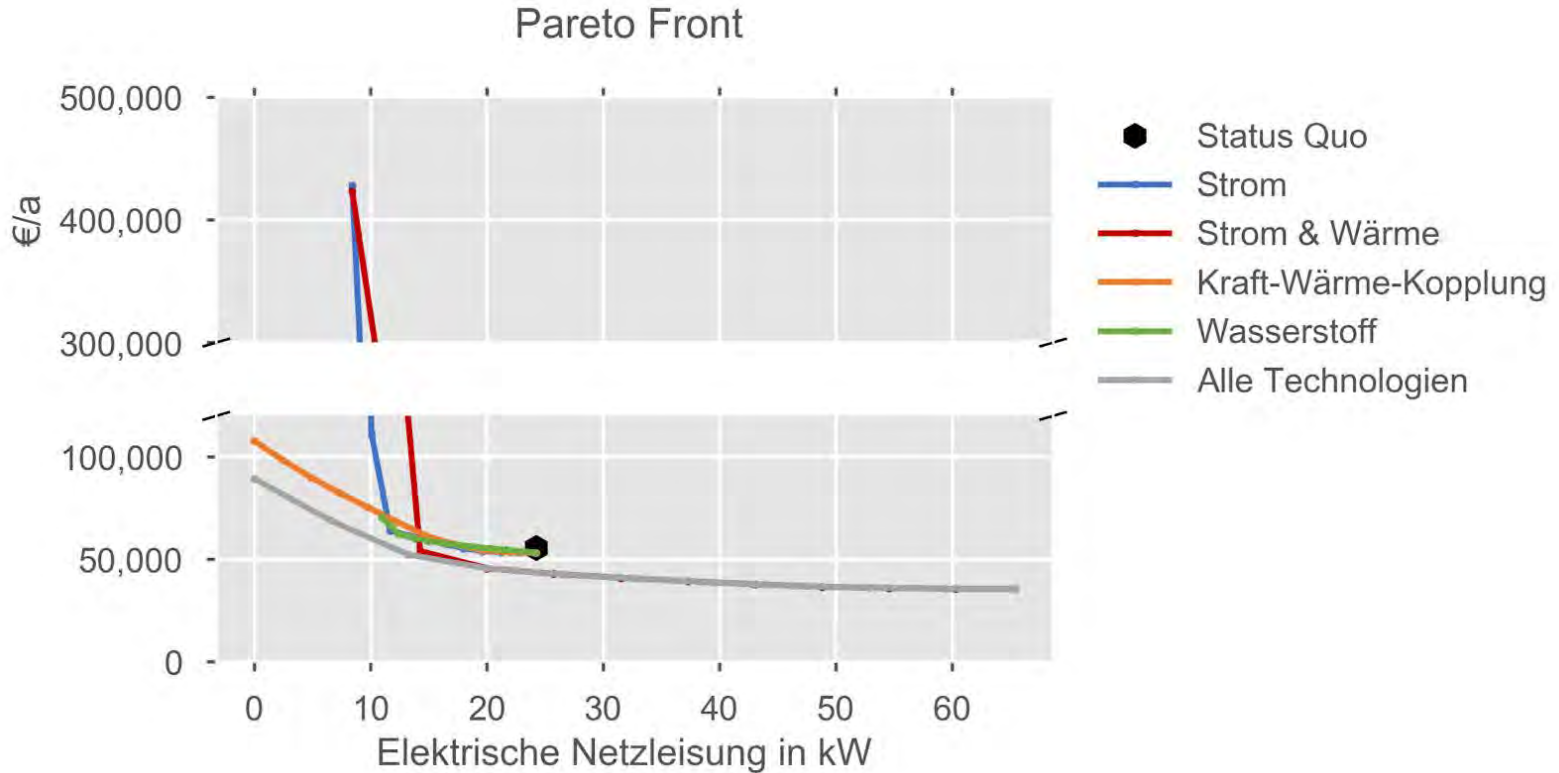












- Durch den Einsatz von PV-Anlagen mit und ohne Kombination von Batteriespeichern können beinahe „kostenneutral“ die jährliche elektrische Lastspitze reduziert werden.
- Dezentrale Sektorenkopplung: durch den Einsatz von Wärmespeichern, Wärmepumpen und Heizstäben können sowohl Kosten, als auch die elektrische Lastspitze erheblich reduzieren.
- Eine komplette Stromautarkie kann nur mit einem KWK-System inkl. Speicher unter überschaubaren Kosten erreicht werden → ein Gasnetz wird jedoch benötigt.
- Eine Reduktion der elektrischen Spitzenlast durch eine PV-Wasserstoff-Systemlösung kann in dem ausgewählten Fall nur unter den höchsten Kosten erfolgen.
- Die Reduktion der Stromlast im Strom+Wärme Fall kann v.a. durch den Einsatz von Heizstäben erreicht werden. D.h. hier muss eine Entscheidung „Netz vs. Effizienz“ erfolgen.
- Durch dezentrale PV-Erzeugung und Elektrifizierung des Wärmebereichs entsteht eine Konkurrenzsituation für bestehende Fern-/Nahwärmenetze.

	Lösung: minimale Kosten				Lösung: minimale elektrische Netzleistung			
	Kostenänderung zu Status Quo in € (%)		Emissionsänderung zu Status Quo in kg _{CO2} (%)		Kostenänderung zu Status Quo in € (%)		Emissionsänderung zu Status Quo in kg _{CO2} (%)	
Energiezelle 1 Zinshaus (Altbestand)	-3,889	(-44)	-6,312	(-50)	2,833	(32)	-5,803	(-46)
Energiezelle 2 Büros + Ausbildung	-20,158	(-36)	-30,341	(-35)	33,621	(60)	581	(1)
Energiezelle 3 Genossenschaft (Neubau)	-14,005	(-33)	-25,450	(-35)	36,998	(87)	2,062	(3)
Energiezelle 4 Gemeindebau (sanierter Altbau)	-17,844	(-36)	-27,464	(-35)	35,505	(72)	1,753	(2)
Energiezelle 5 Gmd. Großschönau	-26,658	(-33)	-42,751	(-33)	45,894	(57)	4,558	(4)

- Die Analyse hat gezeigt, dass Energiezellen **wirtschaftliche Vorteile** haben und auch zur **Netzentlastung** einen Beitrag liefern können.
- In der Praxis wird sich die Frage stellen, welche Partei die Investition tätigt und wie der wirtschaftliche Vorteil aufgeteilt wird.
- Die Pareto Optimierung hat gezeigt, dass die beiden Zielfunktionen Kosten und (elektr.) Netzspitzenreduktion gegensätzliche Ziele sind
→ Welche Partei kommt für den Mehraufwand von netzdienlicher Infrastruktur (und Algorithmen) auf?
- Zukünftige Studien werden sich mit der Implementierung des Mieterstrommodells und möglichen (spieltheoretischen) Verteileffekten beschäftigen.

Sondierungsprojekt: UrbanEnergyCells

Projektpartner: Wien Energie, Sonnenplatz Großschönau

Stadt der Zukunft ist ein Forschungs- und Technologieprogramm des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie. Es wird im Auftrag des BMVIT von der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft gemeinsam mit der Austria Wirtschaftsservice Gesellschaft mbH und der Österreichischen Gesellschaft für Umwelt und Technik ÖGUT abgewickelt.





TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN

Vienna | Austria



Andreas Fleischhacker

TU Wien
Energy Economic Group, EEG
Gußhausstraße 25-29 / E370-3
1040 Vienna, Austria

[T] +43 1 58801 370 361

[F] +43 1 58801 370 397

[E] fleischhacker@eeg.tuwien.ac.at

[W] <http://www.eeg.tuwien.ac.at>



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna | Austria



Appendix

ExpertInnenworkshop mit PVP4Grid

Process

Process	inv-cost (€)	inv-cost-p (€/kW)	fix-cost (%/a von inv)	WACC	depre- ciation (a)	source
Photovoltaics	3,372	1,029	0.01	0.02	25	EEffG 2016, Loschan 2017
Electrolyser	5,235	4,278	0.02	0.02	20	Kotzur 2017, Teichmann 2012
Fuel cell	4,635	3,753	0.02	0.02	20	Kotzur 2017, Teichmann 2012
Electric top-up coil	0	60	0.01	0.02	30	Lindberg 2016
Gas boiler	1,200	272	0.02	0.02	20	EEffG 2016, Loschan 2017, Lindberg 2016
Heat pump	3,000	1,150	0.01	0.02	18	EEffG 2016, Lindberg 2016
Mikro CHP	1,200	11,300	0.03	0.02	20	ASUE 2015, Lindberg 2016

Storage

Storage	Commodity	inv-cost-p (€/kW)	inv-cost-c (€/kWh)	fix-cost-p (€/kW/a)	fix-cost-c (€/kWh/a)	depreciation	wacc	source
Battery	Elec	10	1200	0.5	0.5	15	0.02	Truong 2016, Tesla 2016, Hiesl 2017
Hot Water Storage	Heat	1	90	0.5	0.5	15	0.02	Lindberg et al 2016
H2 Storage	H2	1	25	0	0	25	0.02	Kotzur 2017

A Energiepreis für geteilte Energie

- Opportunität Verkäufer: Großhandelspreis
- Opportunität Käufer: Vertriebspreis

$$\boxed{\text{€}^{\text{retail}}} \leq \boxed{\text{€}^{\text{cell}}} \leq \boxed{\text{€}^{\text{market}}}$$

mit dieser Bedingung ist ein \rightarrow monetärer Vorteil für Verkäufer und Käufer gegeben

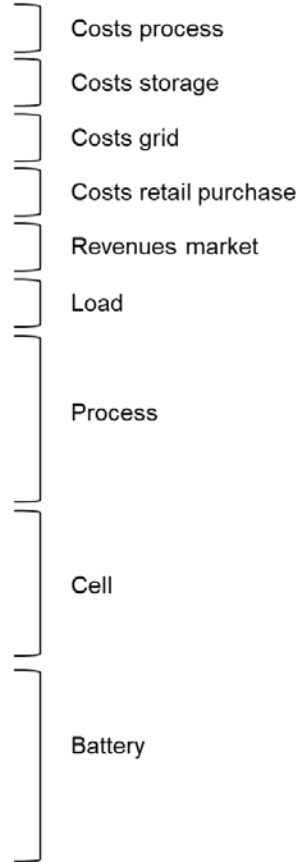
- in diesem Modell werden die Investitionskosten von p_j und s_j von dem Nutzer j getragen

B Jährliche Teilung der Investitions- und Betriebskosten

- (jährlich anteiligen Investitionskosten (Annuität) + jährliche Betriebskosten) * a_j mit

$$a_j = \frac{\sum_t \sum_c e_{j,t,p,c}^{P2L}}{\sum_j \sum_t \sum_c e_{j,t,p,c}^{P2L}}$$

$$\begin{aligned}
 \min_{e,p} \quad & \text{total costs} = \\
 & \sum_p (A_p + C_p^{fix\%}) \left(b^P C_p^{invfix} + \sum_j p_{j,p}^P C_p^{invpower} \right) \\
 & + \sum_s \sum_c \sum_j (A_s + C_s^{fix\%}) \left(p_{j,s}^{Smax} C_s^{invpower} + e_{j,s}^{SOC} C_s^{invcapacity} \right) \\
 & + \sum_c p_c^G C_c^{fixp} \\
 & + \sum_j \sum_t \sum_c e_{j,t,c}^{G2L} C_{t,c}^{Retail} \\
 & - \sum_j \sum_t \sum_c e_{j,t,c}^{L2G} C_{t,c}^{Market} \\
 \text{subject to} \quad & \sum_p e_{j,t,p,c}^{P2L} + e_{j,t,c}^{G2L} + e_{j,t,c}^{C2L} + \sum_s e_{j,t,s,c}^{S2L} = E_{j,t,c}^L + \sum_p e_{j,t,c}^{L2P} + e_{j,t,c}^{L2G} + e_{j,t,c}^{L2C} + \sum_s e_{j,t,s,c}^{L2S} \\
 & e_{j,t,p,c}^{P2G} \leq e_{j,t,c}^P \eta_{t,p}^{Pout} \\
 & \sum_j p_{j,p}^P \leq \begin{cases} b_p^P A^{Roof} / APV_{per.m^2} & c \in \{Solar\} \\ b_p^P p_p^{Pmax} & c \in C / \{Solar\} \end{cases} \\
 & e_{j,t,p}^P \leq e_{j,t,c,p}^{L2P} \eta_{t,p}^{Pin} \quad c \in C / \{Solar\} \\
 & e_{j,t,p,c}^P \Delta T \leq p_{j,p}^P \\
 & \sum_j (e_{j,t,c}^{G2L} - e_{j,t,c}^{L2G}) \Delta T \leq P_c^{Gmax} \\
 & \sum_j e_{j,t,c}^{L2C} = \sum_j e_{j,t,c}^{C2L} \\
 & e_{j,t,c}^{L2C} \Delta T \leq p_c^C \\
 & e_{j,t,c}^{C2L} \Delta T \leq p_c^C \\
 & e_{j,t,s,c}^{SOC} = e_{j,t-1,s,c}^{SOC} + \eta_s^{Sin} e_{j,t,s,c}^{L2S} - 1/\eta_s^{Sout} e_{j,t,s,c}^{S2L} \\
 & e_{j,0,s,c}^{SOC} = e_{j,T,s,c}^{SOC} = 0 \\
 & e_{j,t,s,c}^{L2S} \leq p_{j,s,c}^S \\
 & e_{j,t,s,c}^{S2L} \leq \begin{cases} p_{j,s,c}^{Smax} \\ e_{j,t-1,s,c}^{SOC} \end{cases} \\
 & e_{j,t,s,c}^{SOC} \leq e_{j,s,c}^{SOCmax}
 \end{aligned}$$





PV-Prosumers4Grid

Development of innovative self-consumption and aggregation concepts for PV Prosumers to improve grid load and increase market value of PV

**WP2 Workshop Austria, Vienna
18th June 2018**



This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 764786

Projektdaten

Start: Oktober 2017

Ende: März 2020

11 Partner:

Bundesverband Solarwirtschaft, Germany, www.solarwirtschaft.de

Ambiente Italia, Italy, <http://www.ambienteitalia.it>

Associação Portuguesa de Empresas do Sector Fotovoltaico, <https://www.apesf.pt>

Becquerel Institute – ICARES Consulting, Belgium, <http://becquerelinstitute.org>

Eclareon, Germany, www.eclareon.com

European Renewable Energies Federation, Belgium, <http://www.eref-europe.org>

Fronius International, Austria, <https://www.fronius.com>

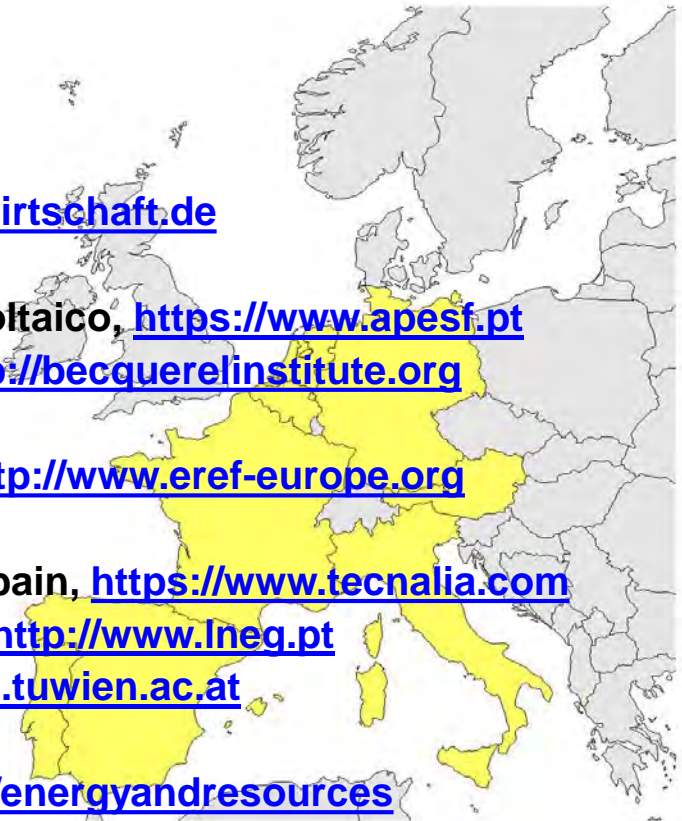
FUNDACION TECNALIA RESEARCH & INNOVATION, Spain, <https://www.tecnalia.com>

Laboratório Nacional de Energia e Geologia, Portugal, <http://www.lneg.pt>

TU Wien – Energy Economics Group, Austria, www.eeg.tuwien.ac.at

Unión Española Fotovoltaica, Spain, <https://unef.es>

Universiteit Utrecht, Netherlands, <http://www.uu.nl/geo/energyandresources>





PVP4Grid will achieve the following objectives by the end of the project:

- **Identification of the PV prosumer potential and its impacts on different system environments**
- **Identification of barriers for and improvement of the role of PV prosumers**
- **Validation of innovative business and management concepts for PV prosumers**
- **Recommendations for PVP4Grid concepts implementation at national and European level**



Mögliche Konzepte, rechtlicher und regulatorischer Rahmen, Herausforderungen

WP2 Workshop Austria, Vienna
18th June 2018



This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 764786

Self-consumption Definition



PV electricity aimed at reducing the purchase of electricity due to:

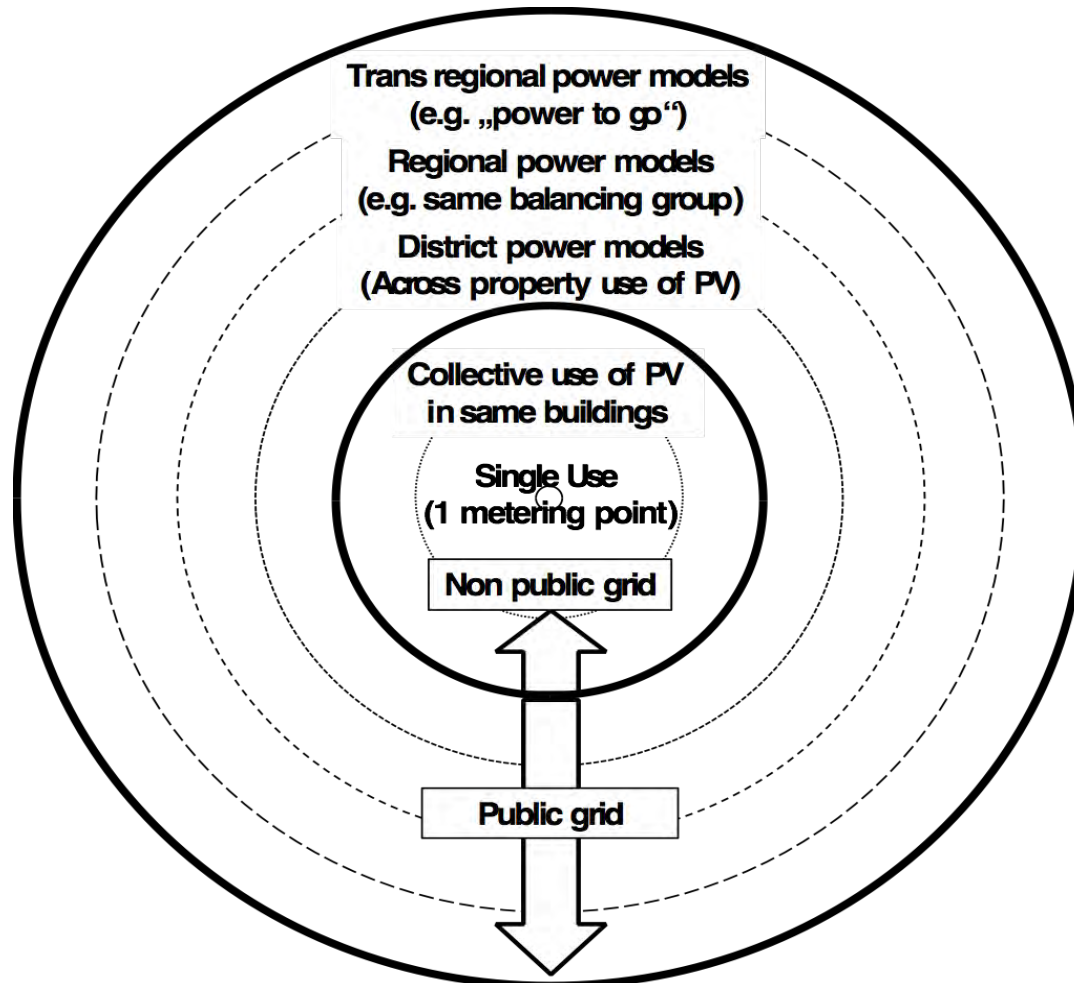
- ❖ **private local (on-site) self-consumption, where only one actor aims to consume PV electricity in one place,**
- ❖ **collective self-consumption, where a group of actors consumes electricity from a shared PV system,**
- ❖ **virtual self-consumption, where generation and consumption of PV happens at the same time but in differing locations.**

Parameters Prosumption

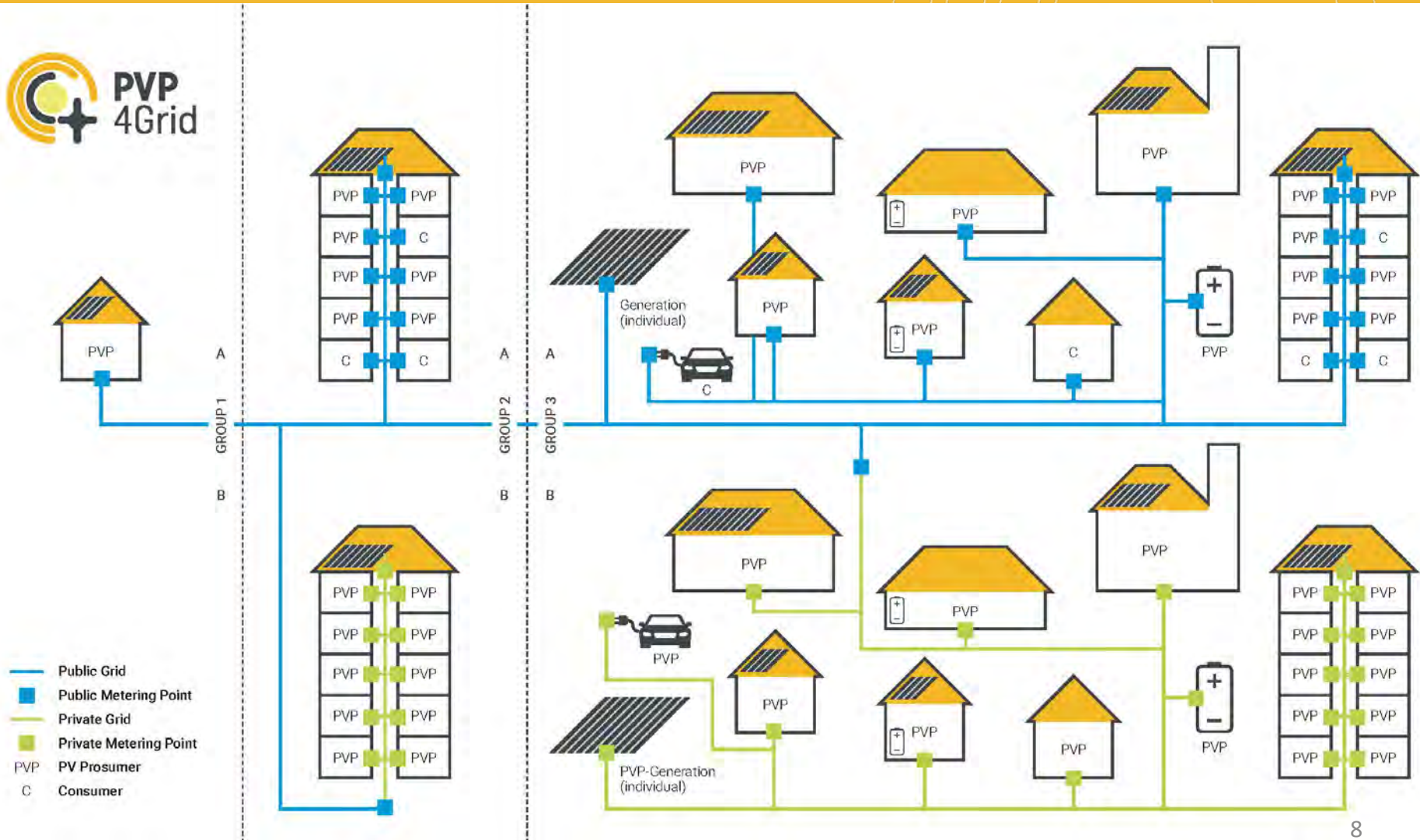


PV self-consumption	1	Right to self-consume
	2	Revenues from self-consumed PV behind the meter
	3	Charges to finance T&D (transmission and distribution grid) impairing self-consumption savings
Excess PV electricity	4	Revenues from excess electricity
	5	Maximum timeframe for compensation
	6	Geographical compensation

System boundaries of PVP concepts



Übersicht der betrachteten PVP-Konzepte





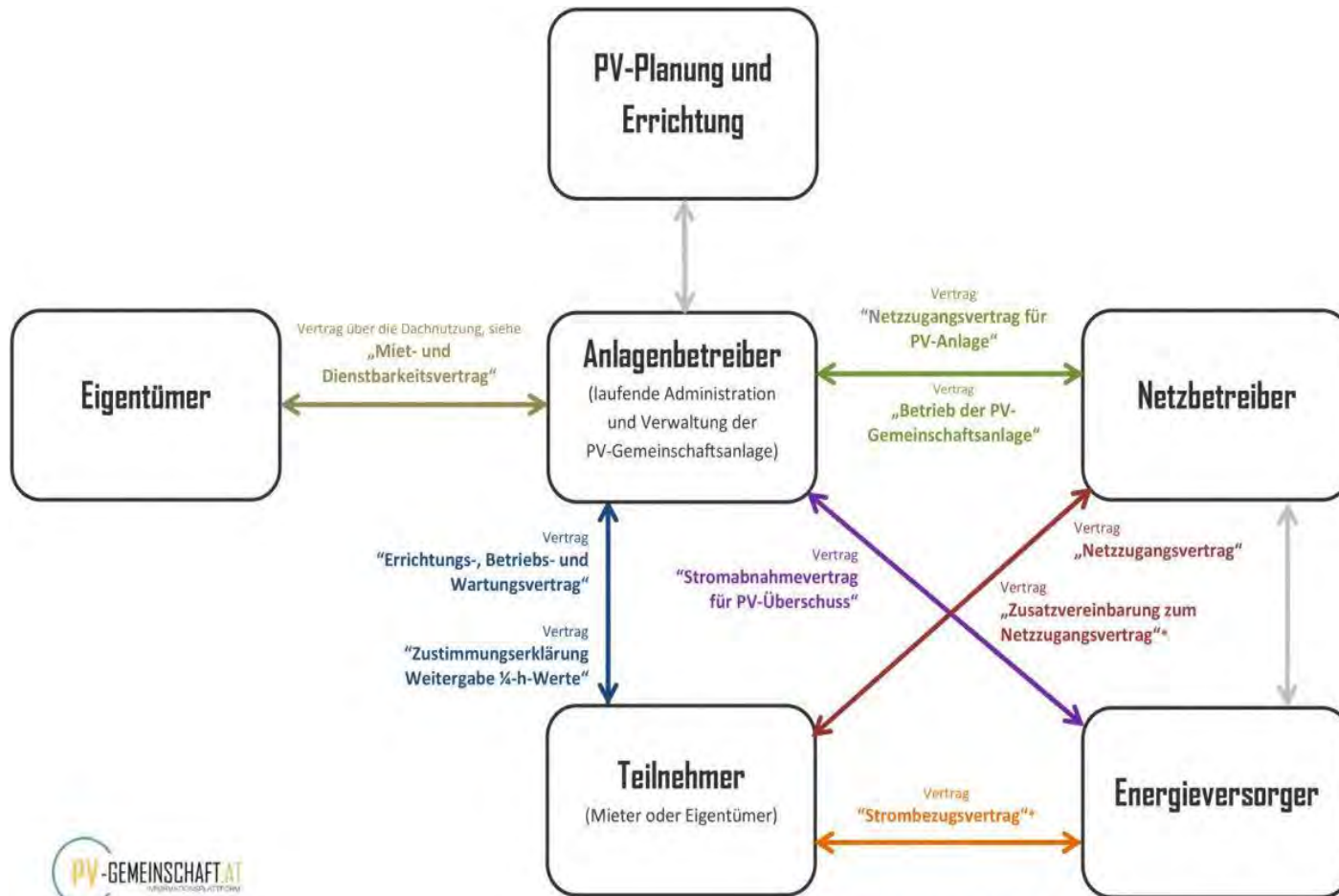
- **Anlagenbetreiber**
- **Lizenziertes Elektriker**
- **Netzbetreiber**
- **Landesbehörde**
- **Energieversorger**
- **OeMAG (im Förderfall)**
- **Finanzamt**

Gesetzliche Grundlagen

- **Ökostromgesetz (ÖSG 2012 in der Fassung der Novelle 2017):** Wie oben beschrieben regelt das ÖSG 2012 die Modalitäten zum Einspeisetarif sowie zur Investitionsförderung. Ökostromnovelle 2017: Aus der Ökostromnovelle 2017 heraus ergibt sich die Möglichkeit zur Förderung von PVP-Konzepten in Mehrparteienhäusern
- **Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EIWOG 2010):** Regelt neben der Definition des Marktmodells für Strom die allgemeinen Konditionen zum Netzanschluss bzw. Netzbetrieb, unter anderem bzgl. Netzzugangserhalt.
- **Nur bei geförderten Anlagen – Allgemeine Bedingungen der Ökostrom-Abwicklungsstelle (AB-Öko):** Regelt Einspeise- und Abrechnungsmodalitäten für Ökostromanlagen sowie zur Ökobilanzgruppe.
- **Elektrotechnikgesetz und Elektrotechnikverordnungen**
- **Verordnung zu technischen Anschlussbedingungen (TAEV)**
- **Elektrizitätsabgabegesetz:** Regelt die steuerliche Beurteilung des Eigenverbrauchs. Ab 25.000 kWh Eigenverbrauch beträgt die Steuerlast 0,015 €/kWh, wobei nur der Eigenbedarf besteuert wird.

Die 9 landesspezifischen Ausführungsgesetze des Elektrizitätsrechts (Landeselektrizitätsgesetze) sind unterschiedlich. Diese dezentralisierte Struktur der Gesetzgebung kann daher zur Planungsunsicherheit bezüglich der Anschlusskosten, Förderstruktur der Bundesländer sowie der Genehmigungsprozesse führen.

Kollektivnutzung (Gruppe 2)



- **Mieterstrommodell:**

Der Immobilieneigentümer investiert in die Anlage und stellt den Bewohnern den PV-Strom gratis zur Verfügung.

- **Vereinsmodell:**

In einem Mehrfamilienhaus können sich die Wohnungseigentümer organisieren und nach Gründung eines Bewohnervereins gemeinsam eine PV-Anlage erwerben und betreiben.

- **Unternehmensmodell:**

Das Unternehmen investiert und betreibt in die Anlage, die dann gleichmäßig von den Bewohnern genutzt wird. Diese sind gegen eine Pachtzahlung hierzu ermächtigt.

- **Liefer-Contracting:**

Ein Contractor errichtet und betreibt die PV-Anlage am Gebäude. Der PV-Strom wird den teilnehmenden Bewohnern zur Verfügung gestellt. Die Bewohner zahlen für den tatsächlich bezogenen PV-Strom einen festgelegten Betrag in Cent/kWh an den Contractor.

- **EVU-Modell:**

Ähnlich dem Contractingmodell errichtet ein Energieversorgungsunternehmen (EVU) die PV-Anlage auf dem Dach eines Mehrparteienhauses. Das EVU liefert dann sowohl den erzeugten PV-Strom als auch den restlichen Strombedarf für die Teilnehmer.



- **Wirtschaftliche Rentabilität in der Regel nicht gegeben**
- **Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung („öffentliches Netz“) basierendes Quartiersmodell würde rein elektrizitätsrechtlich betrachtet durchaus machbar sein.**
- **Netznutzung mit den entsprechenden Netzentgelten**
- **Bilanzgruppenmodell müssten vom Betreiber des Modells entweder selbst etabliert oder an geeignete Dienstleister vergeben werden. In jedem Fall ist die Netznutzung (v.a. für geringe Energiemengen) mit erheblichen Markteintrittsbarrieren sowie laufenden Transaktionskosten verbunden.**
- **Sollte die Politik das Quartiersmodell fördern wollen, so müsste wohl die Netzentgeltsystematik geändert werden.**

- **Überschüssiger Strom wird vergütet gemäß individuellem Stromabnahmevertrag bzw. durch den Einspeisetarif:**
 - Der Anlagenbetreiber kann ab einer Anlagengröße von 5 kW bis 200 kW eine geförderte Einspeisevergütung beantragen. Der geförderte Tarif zum Vertragsabschluss, welcher im Jahr 7.91 €ct/kWh bzw. im Jahr 2019 7.67 €ct/kWh beträgt, wird auf 13 Jahre gewährt (§6 ÖSG 2012)
 - Der Anlagenbetreiber kann ab einer Anlagengröße von 5 kW bis 200 kW eine geförderte Einspeisevergütung beantragen. Der geförderte Tarif zum Vertragsabschluss, welcher im Jahr 7.91 €ct/kWh bzw. im Jahr 2019 7.67 €ct/kWh beträgt, wird auf 13 Jahre gewährt (§6 ÖSG 2012)
 - Anlagenbesitzer Rückflüsse aus Pachtverträgen.
- **Steuerpflicht: Ab 25.000 kWh Eigenverbrauch beträgt die Steuerlast 0,015 €/kWh, wobei nur der Eigenbedarf besteuert wird. Entsprechend ist ein monatlicher Bericht über die Produktion zu legen**
- **Es ergeben sich Kosten für die Anmietung des Daches, die Wartung der Betriebsmittel, die Ablesung und Verrechnung der Erzeugungs- und Verbrauchswerte und den Einkauf des Reststroms. All dies ist in den unterschiedlichen Verträgen zwischen den Parteien geregelt.**
- **Bei privater Netzstruktur entstehen zusätzliche Kosten für den eigenen Netzbetrieb.**

- **Einspeiseförderung für Prosumer ungeeignet**
- **Planungsunsicherheit durch administrative Barrieren**
- **Notwendigkeit einer Betriebsanlagengenehmigung**
- **Unzureichende Netzkapazität**
- **Kein finanzieller Anreiz für Vermieter zur Errichtung einer Mieterstromanlage**
- **Netzgebühren beim Ein- und Ausspeisen in Batteriespeicher**
- **Kompliziertes Verrechnungswesen (v.a. dynamisches Modell)**
- **Barrieren der einzelnen Modelle: Administrativer Aufwand und Verhalten der Teilnehmer**

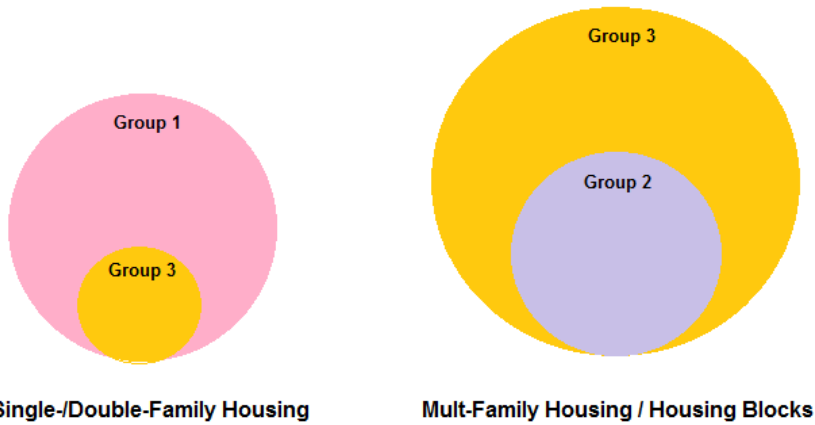
Framework in PVP4Grid target countries

Country	Group 1	Group 2	Group 3	Comments
Austria	YES SC+market price or FiT	YES 2a) e.g. Multi-apartment buildings Not yet in commercial / office buildings	NO	Storage is promoted with financial support in CAPEX
Belgium	YES, 2 options: Pure SC Net-metering	NOT allowed yet, except for some exceptions at regional level	NOT allowed yet, except for some exceptions at regional level	Example for industrial park near Mery (demonstrative)
France	YES SC+fixed FiT+financial support	YES, designed as VPN embedded in the public network	Limitation to the same low voltage station, but allowed	Example of shared SC: Gironde Habitat/Les Souffleurs in a multidwelling
Germany	YES Very common SC+FiT	YES, Mieterstrommodelle” (neighbour solar supply model) PPA also possible	Allowed, however, hardly found due to condition of “consumer identity”	
Italy	YES SC+PPA or NM (or NB, as it exchanges money, not energy) (<i>Scambio sul posto</i>)	NOT allowed	NOT allowed	Battery storage costs can be included for tax reduction purposes The last reform of the residential electricity bill, flatten the energy costs, making SC less convenient
Netherlands	YES Net-metering (“saldering”)	YES. Well developed for apartments buildings	YES Postal Code Rose Policy	Analysis of optimal PV orientations and tilt for maximized SC (UU). Subsidy support scheme SDE+
Portugal	YES SC+ % of MIBEL)	YES, allowed, although strong barriers for its implementation	YES, allowed, although strong barriers for its implementation	Subsidies to investment for building renovation POSEUR
Spain	YES SC1: no remuneration for excess; SC2 + Market price No NM	NOT permitted yet. Collective self-consumption is not regulated yet	NOT permitted yet. Collective self-consumption is not regulated yet	Sun tax in force: charge for the electricity self-consumed. Storage is allowed

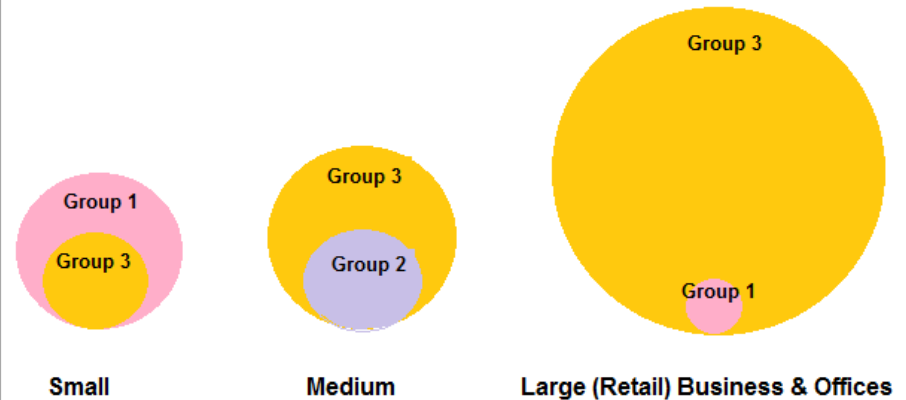
Potential of PV Prosumption



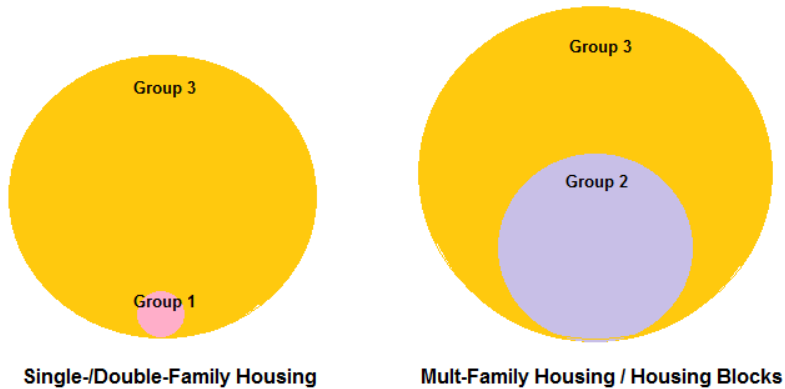
Residential Sector (Austria)



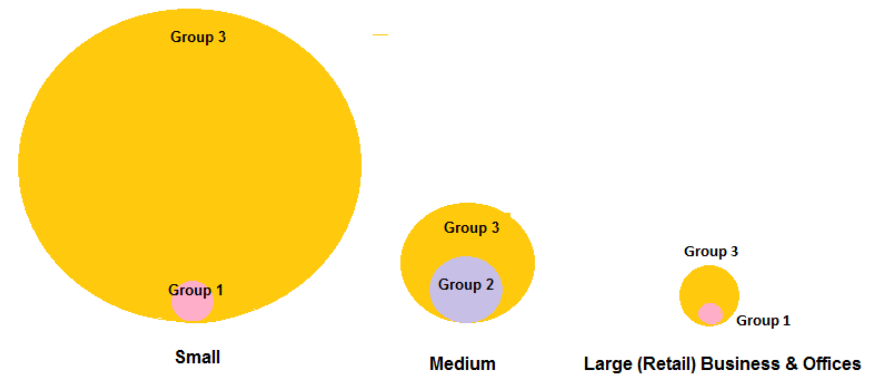
Commercial/Tertiary Sector (Austria)



Residential Sector (Spain)



Commercial/Tertiary Sector (Spain)





Georg Lettner
Technische Universität Wien
Energy Economics Group – EEG
[E] lettner@eeg.tuwien.ac.at
[W] www.eeg.tuwien.ac.at



This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 764786

Zusammenschluss zum Eigenverbrauch Die neue Schweizer Gesetzgebung

18.06.2018 | Workshop PV-Prosumer4Grid, Wien
David Stichelberger, Geschäftsleiter Swissolar

Swissolar, Schweizerischer Fachverband für Sonnenenergie



Information und
Öffentlichkeits-
arbeit



Interessenver-
tretung der
Solarbranche

**Swissolar,
das Kompeten-
zentrum für
Sonnenenergie**



Qualität
und
Sicherheit

Erfahrung : aktiv seit 1978

Mitglieder: ca. 700 Firmen:

- Hersteller
- Händler
- Installateure
- Planer
- Energieversorger



Fachpublikationen
und
Veranstaltungen



Label
Solarprofis

Sitz: Zürich, Filialen in
Yverdon-les-Bains und Avegno

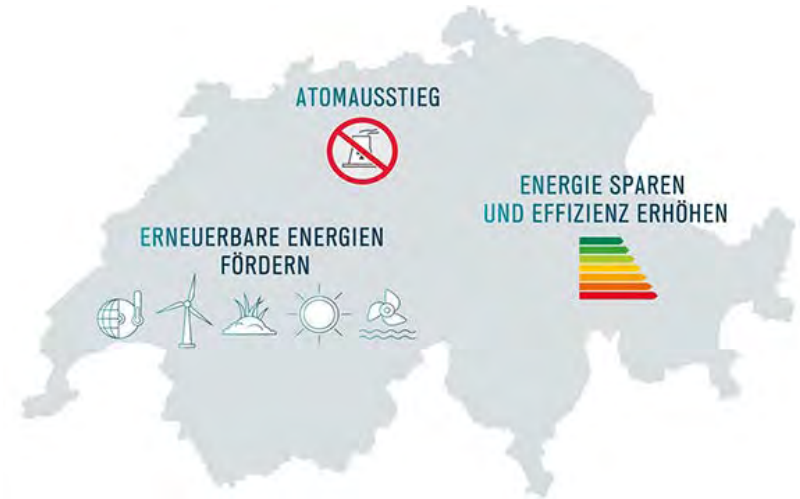


Bildung und
Forschung

Finanzierung:
Mitgliederbeiträge,
EnergieSchweiz

Energiestrategie 2050, 1. Massnahmenpaket

- Keine neuen AKW, aber kein fixes Abschaltdatum für bestehende AKW
- Erhöhung der Umlage auf Strom für Wasserkraft, Effizienz, neue Erneuerbare
- PV-Förderung nur noch mit Einmalvergütung (ca. 25% der Investitionskosten) → Eigenverbrauch wichtig
- Neue Regeln für Eigenverbrauch
- Ziel 2035: 11,4 TWh Strom aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft)
- Volksabstimmung am 21.5.2017, Inkrafttreten am 1.1.2018



Eigenverbrauch (EVG) in der Schweiz bisher



www.bundespublikationen.admin.ch,
Solarstrom für den Eigenverbrauch

„Eigenverbrauchsgemeinschaften“ (EVG):
Seit 2014 in der Schweiz zulässig. Die
daran Beteiligten sind Endverbraucher im
Sinne des Stromversorgungsgesetzes. Das
Rechtsverhältnis zwischen den einzelnen
Beteiligten und dem VNB bleibt
unverändert.

→ Solche Gemeinschaften können
bestehen bleiben und neu gegründet
werden

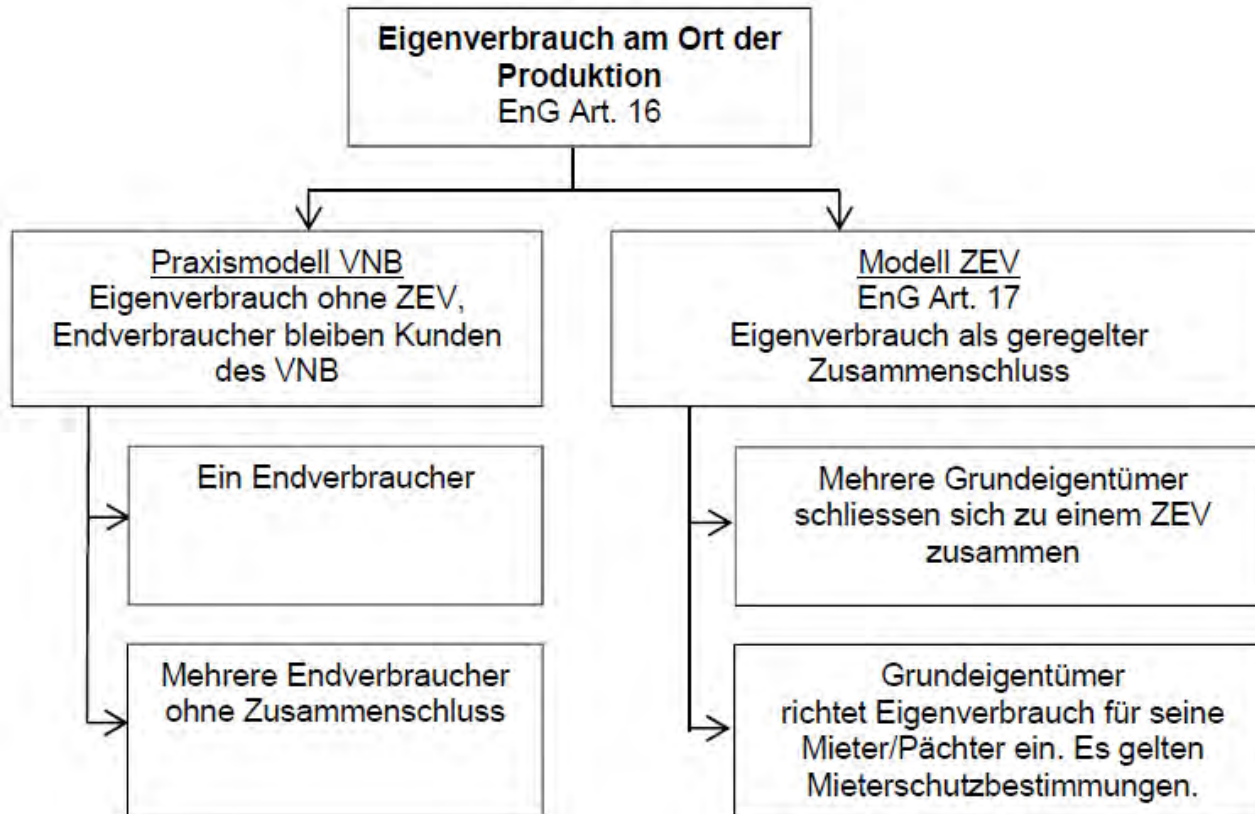


Eigenverbrauch: Was ist neu seit 1.1.2018?

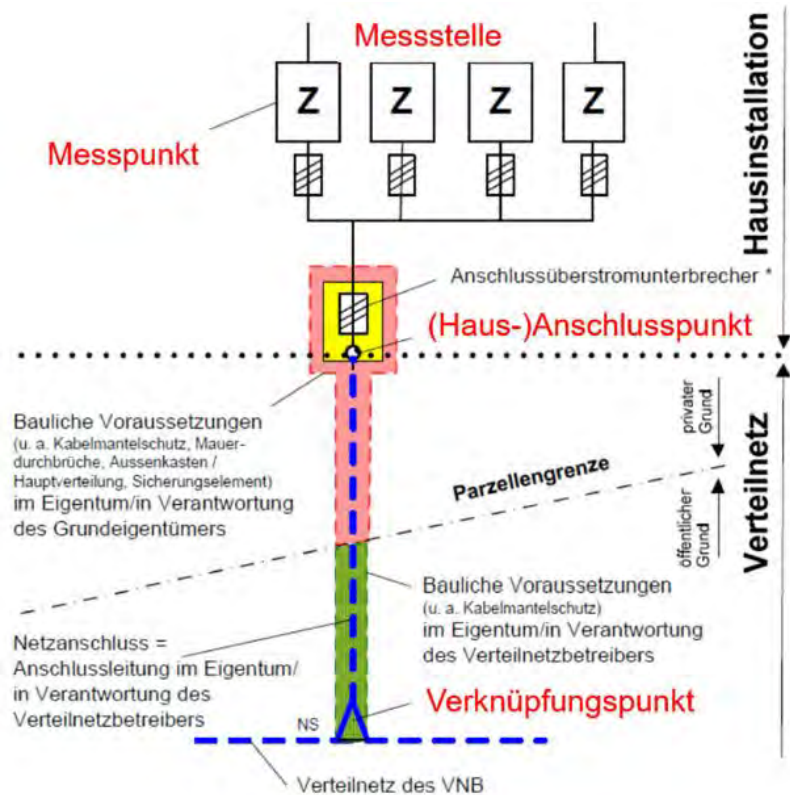
Art. 16 ff. EnG und Art. 14 ff. EnV: «Zusammenschluss zum Eigenverbrauch» (ZEV)

- ZEV ist ein einziger Netzverbraucher mit 1 Netzanschluss
- Über mehrere aneinander grenzende Grundstücke möglich:
 - Alle Teilnehmer müssen auf mindestens einem der teilnehmenden Grundstücke Endverbraucher sein
 - Netz des Netzbetreibers darf nicht in Anspruch genommen werden
- Produktionsleistung der Anlage mind. 10% der Anschlussleistung des Zusammenschlusses
- ZEV mit Jahresverbrauch >100 MWh → freier Strommarkt

Eigenverbrauch mit und ohne ZEV



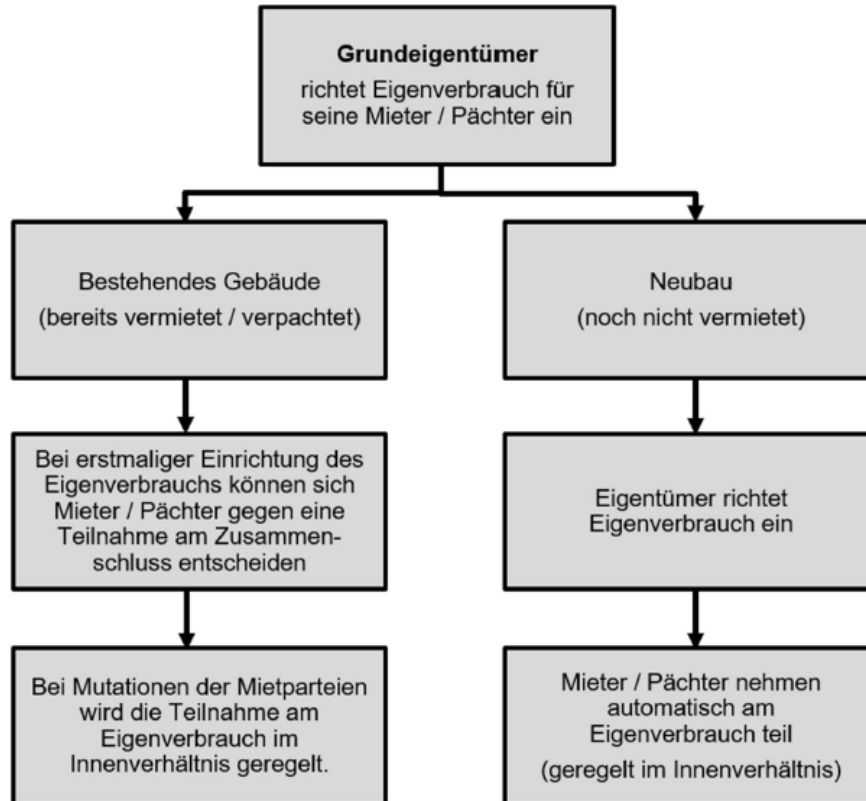
Ort der Produktion



- Alle Produktions- und Verbrauchseinheiten hinter demselben (Haus-)Anschlusspunkt können sich zum Eigenverbrauch zusammenschliessen.
- Keine Verwendung des öffentlichen Stromnetzes
- Bau von Privatleitungen ist erlaubt



Zusammenschluss in Miet- oder Pachtverhältnissen



- Empfehlung: **Zusatz zum Mietvertrag**
- **Bei bestehenden Mietverhältnissen:** Formularanzeige, anfechtbar innerhalb von 30 Tagen. Mieter darf ZEV fernbleiben.
- Späterer Ausstieg nur, wenn Eigentümer seinen Pflichten nicht nachkommt.
- **Neuvermietung:** Mietvertrag scheidet Stromkosten als Nebenkosten aus, ZEV als Vertragsbestandteil



Ausgestaltung der Vertragslösung im Mietverhältnis

Anhang 3: Zusatz zum Mietvertrag

Zusammenschluss zum Eigenverbrauch von Solarstrom

Zusatz zum Mietvertrag

Hauseigene PV-Anlage: Ort der Produktion (Adresse)

Angeschlossene Strombezüglerinnen und Strombezügler: Die Mietparteien der Liegenschaft(en) (Adresse)

1. Beteiligung am Zusammenschluss

Zur Nutzung der hauseigenen PV-Anlage bilden die Mietvertragsparteien der Liegenschaft/Siedlung (Adresse) einen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (Zusammenschluss) im Sinne von Art. 17 Abs. 2 des Energiesetzes (EnG). Der Zusammenschluss verfügt nur noch über einen einzigen

- Grundeigentümer resp. Verwaltung als Vertreter des ZEV
- Abrechnung mind. jährlich, transparent, verbrauchsbezogen
- Verteilschlüssel
Eigenstrom/externer Strom: gemäss Messung oder nach Verteilschlüssel (z.B. Gesamtverbrauch)
- Externes Stromprodukt: mittlere Preislage empfohlen, Verfahren zur Änderung festlegen.



Anforderungen an die Verrechnung innerhalb des ZEV (Mieterschutz)

Vorgaben:

- **Zins auf das investierte Kapital** richtet sich nach Mietrecht (VMWG), aktuell Referenzzinssatz 1.5 % + 0.5 % Risikozuschlag
- Bei **Contracting** (z.B. Baurecht, Dachnutzungsvertrag): Tatsächlich anfallende Zinsen können angerechnet werden.
- **Max. zulässiger Strompreis** für die interne Elektrizität nicht höher als der von extern bezogene Strom, Preis pro kWh inkl. Netzentgelt, Messkosten und Abgaben
- **Genossenschaften:** Mieterschutz gilt, aber Genossenschafter können zur Mitgliedschaft in ZEV verpflichtet werden.



Berechnungsweise interne Elektrizität

- Stromkosten müssen verbrauchsabhängig in Rechnung gestellt werden
- Einsatz von geeichten Messgeräten
- Der Preis für die selber vor Ort produzierte und verbrauchte Elektrizität berechnet sich wie folgt:

Interne Elektrizitätskosten

$$= \frac{\text{Kapitalkosten} + \text{Betriebskosten} - \text{Erlös Stromverkauf}}{\text{Eigenverbrauch}}$$

- Die Betriebskosten können basierend auf allgemein anerkannten Pauschalen oder nach Aufwand verrechnet werden.
- Der Aufwand für die Administration, Messung und Verrechnung muss nicht in den Strompreis eingerechnet werden. Er kann als Nebenkosten zusammen mit anderen Nebenkosten nach Aufwand verrechnet werden. Nicht massgeblich für max. zulässigen Strompreis.



Beispiel Preisberechnung interne Elektrizität

Gestehungskosten Photovoltaikanlage

		effektive Kosten	Kosten pro Jahr
Investitionskosten			
Anlagekosten, brutto, Nennleistung 37 kW		76'550.00 Fr	
Einmalvergütung		- 17'350.00 Fr	
Total Investitionskosten und Annuität		59'200.00 Fr	3'032.25 Fr/Jahr ³⁾
Betriebskosten			
Wartung, Unterhalt	effektive jährliche Kosten		
Ersatzteile	effektive jährliche Kosten		
Wartung, Unterhalt, Ersatz ⁴⁾	Pauschal (3.0 Rp/kWh erzeugt Strom)	1'050.45 Fr	
Total Betriebskosten			1'050.45 Fr/Jahr
Erlös			
Erlös aus Rückspeisung ins Netz	14'006 kWh à	7 Rp	-980.42 Fr/Jahr
Total jährliche Kapital- und Betriebskosten			3'102.28 Fr/Jahr
Gestehungskosten pro kWh im Eigenverbrauch		21'009 kWh à	15 Rp/kWh

Quelle: Schweiz. Hauseigentümergeverband (HEV), Download unter www.swissolar.ch/zev



Abrechnungsbeispiel zuhanden der ZEV-Teilnehmer

Stromkosten					
Energiepreis, Hoch- und Niedertarif	24'548.80 kWh	CHF	0.12	CHF	2'945.86
Netznutzung, Gebühren und Abgaben	24'548.80 kWh	CHF	0.08	CHF	1'963.90
Eigenverbrauch aus Eigenproduktion	6'137.20 kWh	CHF	0.15	CHF	920.58
Verbrauch / Kosten	30'686.00 kWh			CHF	5'830.34
				CHF	5'830.34
Stromnebenkosten					
Dienstleistungen und Anschlussgebühr EW				CHF	150.00
Service Abrechnungsfirma				CHF	275.00
Verwaltungskosten				CHF	133.50
Total Stromnebenkosten				CHF	558.50
Gesamtstromkosten	30'686.00 kWh		100%	CHF	6'388.84
Strom Wärmepumpe -Umlage Heizkosten	16'952.00 kWh		55.24%	CHF	3'529.41
Bezügerstrom	12'600.00 kWh		41.06%	CHF	2'623.33
Allgemeinstrom	1'134.00 kWh		3.70%	CHF	236.10

Quelle: NeoVac

Zusammenschluss unter Immobilieneigentümern

- **Rechtsform** (Empfehlung HEV): Dienstbarkeitsvertrag, Reglement, Eintrag im Grundbuch
 - Sicherung Weiterbestand, Schutz der Investition des Inhabers der Anlage
 - Privat- oder gesellschaftsrechtliche Regelung möglich, aber nicht zu empfehlen.
- **Solarstrompreis, Abrechnung**: Teilnehmer sind in Preisgestaltung frei. Vermietet ein Teilnehmer seine Liegenschaft, so sind die Vorgaben gem. EnV Art. 16 einzuhalten

Netzanschluss, technische Vorgaben

– **Beziehung ZEV-VNB:**

Grundeigentümer meldet Vertreter des ZEV, teilnehmende Mieter sowie wesentliche Nutzungsänderungen

– Gründung mind. 3 Monate im Voraus melden

– Rechte und Pflichten des VNB aus StromVG etc. gelten gegenüber ZEV

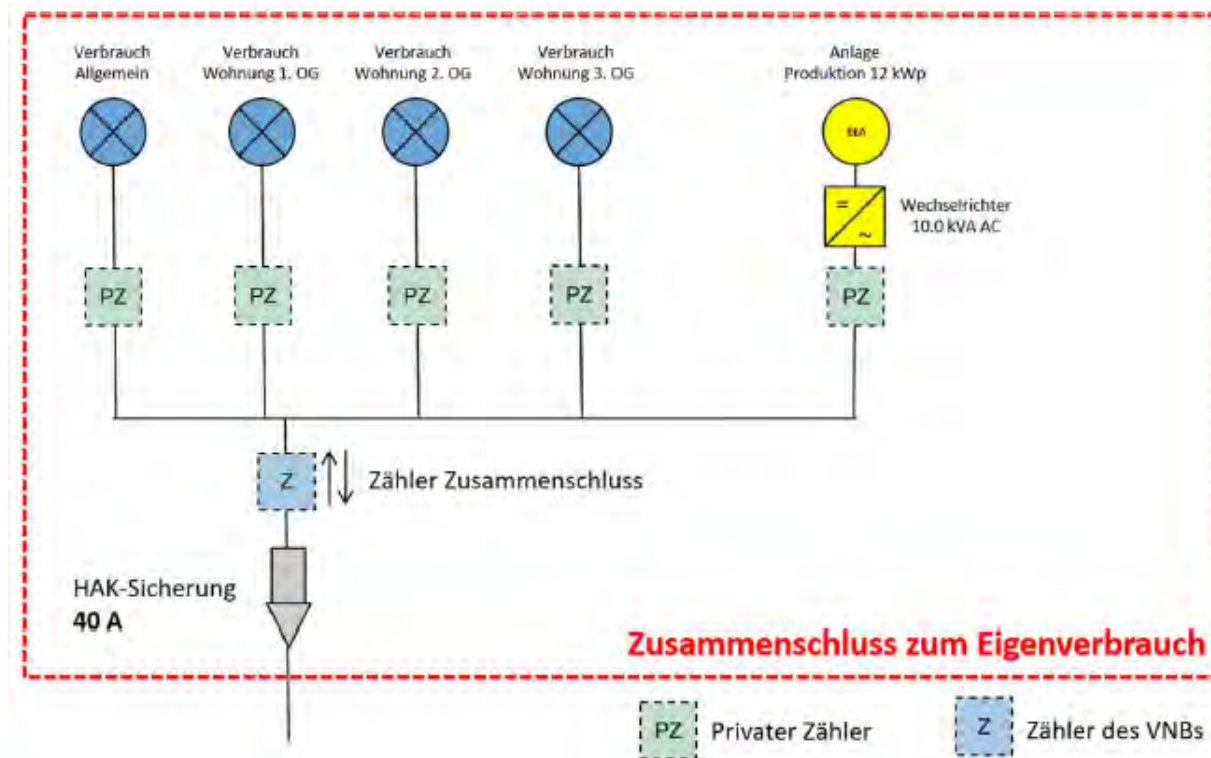
– VNB kann Messdienstleistungen anbieten

– **Installationen des VNB** können gegen Entschädigung dem ZEV überlassen werden. Meist sind technische Anpassungen nötig.

– **Produktionsmessung:** Bis 30 kW: Messung der Nettoproduktion nicht zwingend, Überschussmessung genügt. >30 kW: Messung Nettoproduktion erforderlich, Messkosten werden sozialisiert.

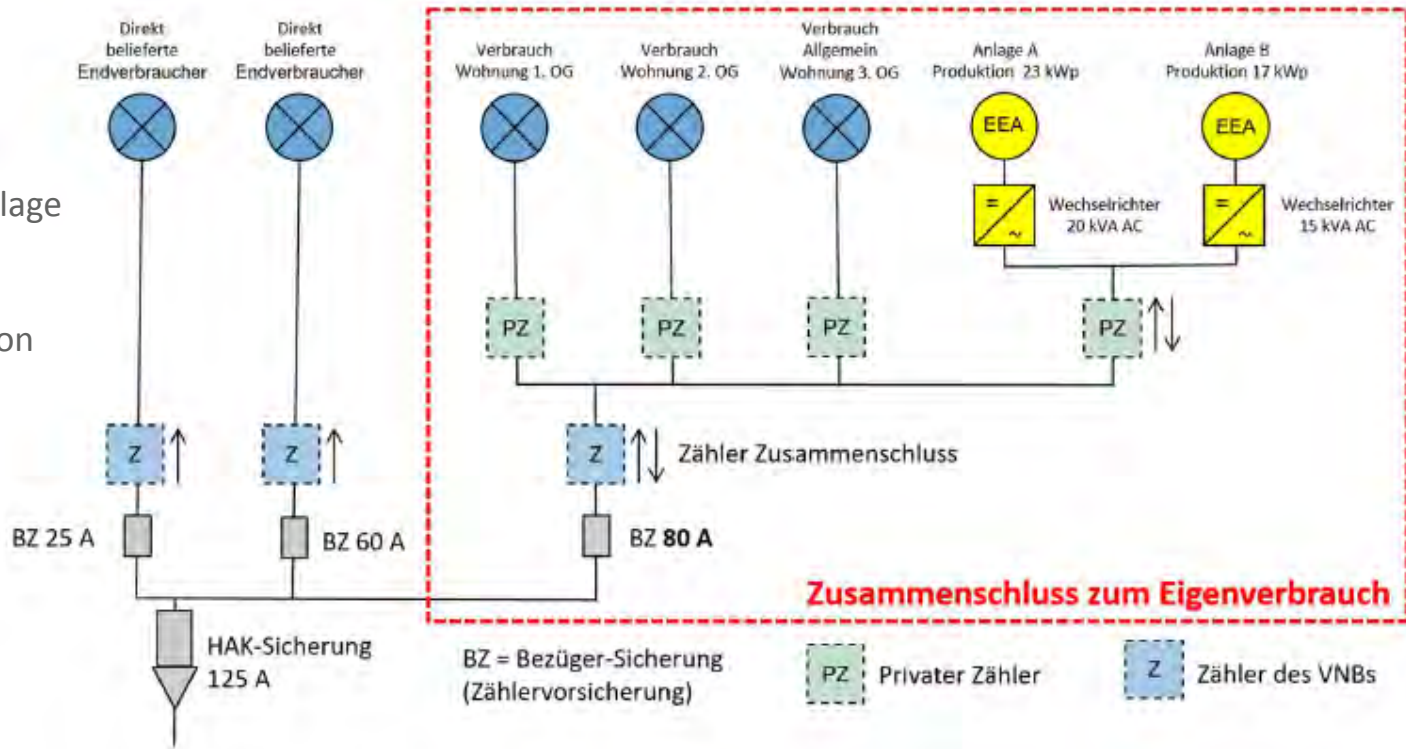
Beispiel 1: Eigenverbrauch Mehrfamilienhaus, alle dem ZEV angeschlossen

Produktionsanlage
<30 kVA:
Messung der
Überschuss-
produktion



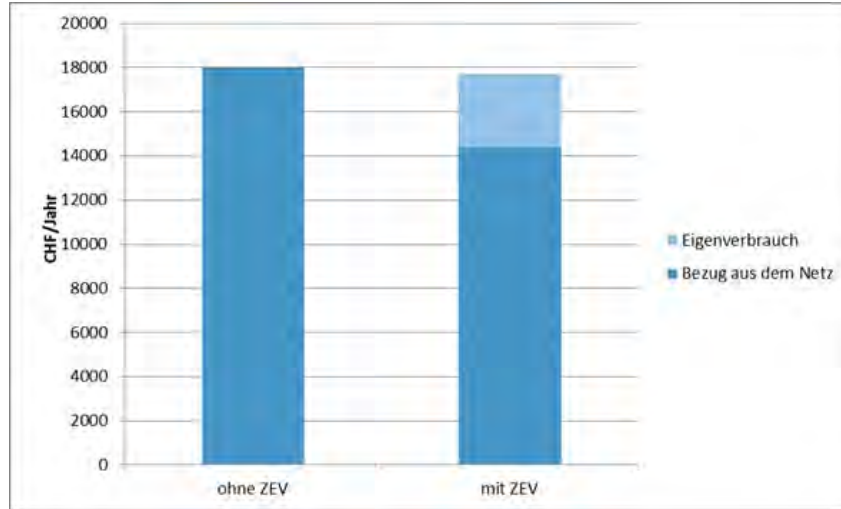
Beispiel 2: Eigenverbrauch MFH und vom VNB versorgte Endverbraucher

Produktionsanlage
>30 kVA:
Messung der
Nettoproduktion



Rechenbeispiel 1: Tiefer Eigenverbrauch

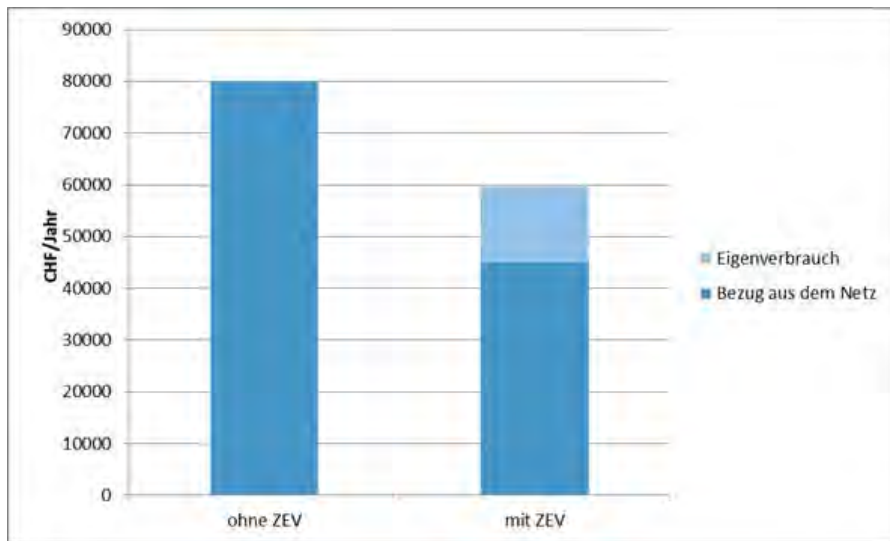
MFH, 30 Wohnungen, niedriger Verbrauch mit 3000 kWh pro Wohnung und Jahr, niedriger Eigenverbrauchsanteil.



Bruttokosten	CHF	93'200
Einmalvergütung	CHF	18'800
Nettokosten	CHF	74'400
Nettokosten/kW	CHF/kW	1'550
Nennleistung STC	kW	48
Preis für den Solarstrom	Rp./kWh	18.4
Preis für bezogene Energie	Rp./kWh	20
Stromverbrauch lokal	kWh/Jahr	90'000
Eigenverbrauch, Jahresmittel	%	40

Rechenbeispiel 2: Hoher Eigenverbrauch

MFH, 100 Wohnungen, mittlerer Verbrauch mit 4000 kWh pro Wohnung und Jahr, tiefe Kosten für die PV-Anlage, freier Markt



Bruttokosten	CHF	340'400
Einmalvergütung	CHF	67'400
Nettokosten	CHF	273'000
Nettokosten/kW	CHF/kW	1'300
Nennleistung STC	kW	210
Preis für bezogene Energie ohne ZEV	Rp./kWh	20
Preis für den Solarstrom	Rp./kWh	12,3
Preis für bezogene Energie mit ZEV	Rp./kWh	16
Stromverbrauch lokal	kWh/J.	400'000
Eigenverbrauch	%	60

Die Zukunft der «Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch»

- Interesse schon jetzt gross, weiter steigend nach Klärung der offenen Fragen. Hoher Eigenverbrauch zwingend für Rentabilität.
- Revisionsbedarf Energieverordnung aus Sicht Swissolar:
 - Mieterschutz: Cap «nicht teurer als externer Strom» genügt!
Vorgabe für max. Kapitalrendite ersatzlos streichen
 - Maximal zulässiger Tarif im ZEV mit Mietern: Gültiger Tarif ohne ZEV
 - Möglichkeit der Nutzung des VNB-Netzes gegen Entschädigung statt Bau von Privatleitungen
 - Angrenzend über einen Verkehrsweg (z. B. Bahntrasse, Strasse) oder einen Bach zulassen

Besten Dank für Ihre
Aufmerksamkeit!



© Huggenbergerfries Architekten

Bürger-Speicher- Photovoltaik



Ein Pilotprojekt von
HELIOS Sonnenstrom und EBF

unterstützt durch den Klima- und Energie-Fonds



Was wollen wir tun?

ein Konzept entwickeln, auf Mehrparteienwohnhäusern

- Sonnenstrom zu erzeugen und
- einen möglichst hohen Anteil vor Ort zu verwenden

Wie wollen wir das tun?

wir wollen

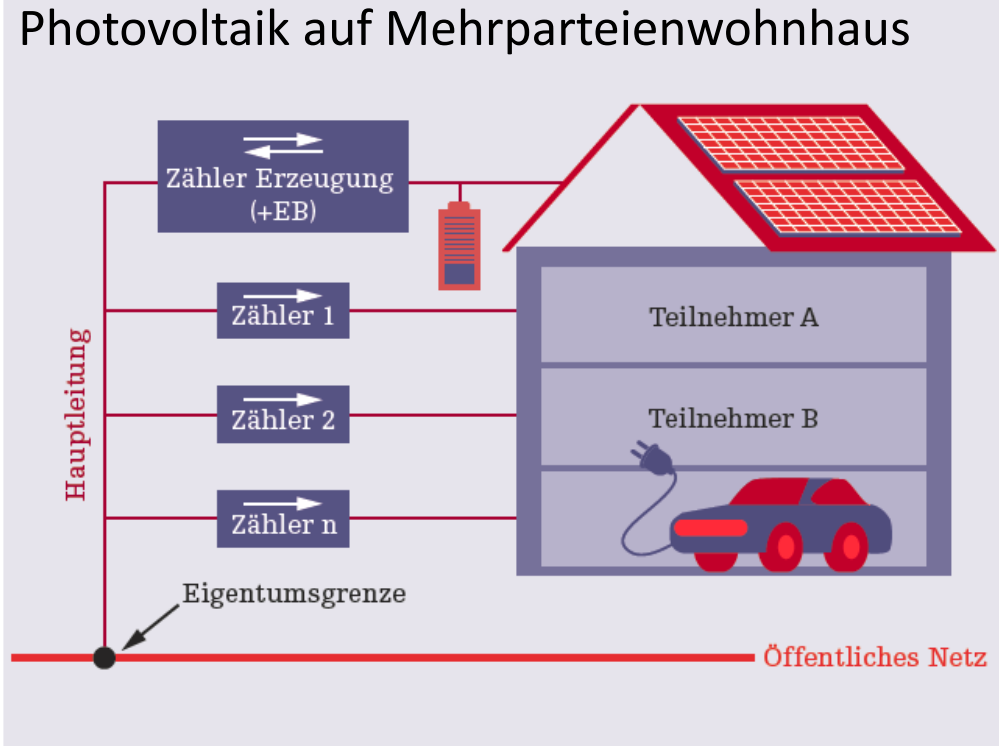
- eine Photovoltaikanlage mit
- einem Stromspeicher
- und Power to Heat
(Strom in Wärme/Warmwasser) kombinieren

Wie wollen wir das tun?

Laufzeit des Pilotprojekts ca. 1,5 Jahre (bis Februar 2019)

danach Weiterbetreuung durch die HELIOS Sonnenstrom

„Bürger-Speicher-Photovoltaik“



+



Strom
Speicher

+



Warmwasser
Speicher +
Wärmepumpe

Warum wollen wir das tun?

Ziele/Fragestellung des Projekts:

PV-Stromerzeugung + E-Speicher + Wärmepumpe + Power to Heat

- Anhebung des Eigenverbrauchs durch die Nutzung
 - a) vorhandener Wärmespeicher
 - b) durch die Installation eines elektrochemischen Speichers
- Suche von geeigneten Objekten aus der Betreuungsmenge der Neuen Heimat und von Regnis-Immobilien.

Was ist dazu nötig?

HARDWARE

PV-Anlage

Strom-Speicher

Wärmepumpe

Heizpatronen → Boiler

Energiemanagementsystem (EMS)

Was ist dazu nötig?

„SOFTWARE“

- Parameter wie Strom- und Wärmeverbrauch erheben
- Zugang zu SMART-Meter Auslesung (15min Werte) schaffen
- Finden geeigneter Gebäude mit geeigneten Mietern od. Eigentümern
- Entwicklung div. **Vertragswerke** zwischen Energieversorger, Hauseigentümer, Wohnungseigentümer, Teilnehmer, Anlagenbetreiber

Juhu, wir haben ein geeignetes Objekt mit einer sehr „willigen“ Bewohnerstruktur gefunden

Fakten:

- Eigentümergeinschaft, Vertretung durch Hausverwaltung
- 9 Eigentumswohnungen – Einzelbelegung 😊
- Ein Gewerbebetrieb – Frisör
- Eine öffentliche E-Ladestation
- Wärmeversorgung durch zentrale WP mit Elektropufferspeicher
- Warmwasserbereitstellung mit 150L-E-Boiler

Technische Umsetzung (Planungsbeispiel)- PV



154°S,

Aufständerung 15°

65xGCL 270 poly =

17,55 kWp

Sim. Ertrag

970,57 kWh/kWp =

17034 kWh

Technische Umsetzung (Planung) - Speicher



BlueSky Energy

„GreenRock“

„Salzwasserbatterie“ –

nicht explosiv,

entflammbar, korrosiv

Partner aus Österreich

Technische Umsetzung (Planung) – Power to Heat

Steuerung des Boiler-
Heizstabs angepasst an
PV-Leistung



Fragen die es mit den Bewohner zur klären gab, bzw, Einwerbung der Projekt-Unterstützung

- Zustimmung Stromverbrauchsdaten vom Netzbetreiber abfragen zu dürfen (Smartmeter-Lastprofil)
 - Warum brauchen wir Ihre Stromverbrauchsdaten?
- Datenschutz?
- Was ist mit dem Wohnkomfort? Eingriff bei Warmwassertemperatur, wenn PV-Strom vorhanden + E-Speicher schon voll
 - Wasser erwärmen mit PV Strom statt Netzstrom
- Was haben Sie davon?
 - Niedrigere Stromkosten?
 - Ohne eigenes Investment eine gemeinsame PV-Anlage am Dach
 - Teilnahme an einem Pionierprojekt
- Sicherheit des E-Speichers

Zeitplanung

Lastprofile möglichst zeitnah

→ TU Wien Energy Economics Group →
Dimensionierung PV und Speicher

Errichtung Hardware (PV, Speicher, EMS, P->H)
Juni/Juli 2018

Felder der Herausforderung

- Eigentümergegrenzen vs. Dachgrenzen
- Bestehende Eigentümergeinschaften (Einstimmigkeitsprinzip)
- Oftmals hohe Diskrepanz zwischen Anzahl Eigentümer/Mieter und nutzbarer Dachfläche
- Nachträgliche Leitungsverlegung zu den einzelnen Wohnungen - keine ausgereiften Funk-Aktoren am Markt.
- Widerwillen der Hausverwaltung –**Null Extrakosten!** Ein Betreiber der das Vertrauen erweckt, die Gemeinschaft tatsächlich 20 Jahre führen zu können.





Danke für Ihre Aufmerksamkeit!



Gemma GemA! – die Sonnenstrom-Lösung für Mehrparteien-Wohnhäuser

Die beste Kilowattstunde Sonnenstrom ist die, die man gleich selbst verbraucht – so ersetzt sie eine Kilowattstunde aus dem Stromnetz.

Miteinander mehr Sonnenstrom nutzen – die gemeinschaftliche Erzeugungsanlage

Bei Photovoltaikanlagen ist es so wie bei anderen Waren, kleine Packungen (also kleine Anlagen) sind teurer, und Großpackungen viel günstiger – allerdings nur wenn man die Großpackung auch verbrauchen kann!

Am besten, man tut sich dafür mit anderen zusammen und profitiert gemeinsam!

Wie funktioniert?

Seit dem Frühjahr 2018 ist es möglich, dank einer Gesetzesnovelle des Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz (EIWOG), sogenannte „gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen“ (GemA) zu betreiben. Grob gesagt tritt man gemeinsam, zu zweit oder mehr Parteien, als Betreiber einer Photovoltaikanlage auf, und teilt sich Finanzierung als auch den erzeugten Sonnenstrom untereinander auf.

Was sind Ihre Vorteile?

- + gemeinsam eine günstigere Photovoltaikanlage errichten
- + gemeinsam mehr Sonnenstrom nutzen und damit Stromkosten sparen
- + gemeinsam beitragen zum Umweltschutz und zur dezentralen Stromversorgung
- + Erweiterungsmöglichkeit um einen Stromspeicher um noch mehr Sonnenstrom zu nutzen

Gemeinsam kann man eine größere Photovoltaikanlage finanzieren und errichten, jeder trägt zur Finanzierung bei was er kann und möchte. So kann, von einer relativ größeren Anlage, trotzdem ein großer Anteil der Sonnenstromproduktion selbst verbraucht werden, und teure Kilowattstunden aus dem Stromnetz ersetzen. Ca. 30% des Stromverbrauchs kann so über die Photovoltaik gedeckt werden – sie sparen Geld und schonen gleichzeitig die Umwelt.

Die HELIOS - Ihr kompetenter Partner bei der GemA

Unsere Erfahrung in Planung, Bau und Betrieb von Photovoltaikanlagen (Seit 2012 mehr als 350 Anlagen mit insgesamt fast 10 Megawatt Leistung) geben wir gerne weiter.

Nahezu sämtliche im Jahr 2018 von der HELIOS errichtete PV-Anlagen sind als Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen installiert, und ermöglichen unseren Dachbesitzern Einsparungen bei den Stromkosten.

Auch in der Forschung sind wir nicht untätig – an einem Mehrparteienwohnhaus in Hirschbach/Mühlkreis entwickeln wir, in Kooperation mit der Technischen Universität Wien, im Rahmen eines vom Klima&Energiefonds geförderten Leitprojektes Maßnahmen zur optimalen Nutzung des am Gebäude erzeugten Sonnenstroms mittels intelligentem Energiemanagementsystem.

Was können wir für Sie tun?

- + Potentialerhebung – eignet sich Ihr Gebäude für Photovoltaik?
- + Planung und Errichtung der PV-Anlage sowie sämtliche notwendige Genehmigungen
- + Überwachung, Service und Wartung der PV-Anlage
- + Verbrauchsoptimierung durch Integration eines intelligenten Energiemanagement-Systems