

**RICHTLINIE**

# NACHHALTIGKEITS- GRUNDSÄTZE ELEKTRO

**Umgang mit Photovoltaik, Elektromobilität und Batteriespeichersystemen  
für die Immobilien des Kanton Aargau**

März 2024 / Version 1.5

---

**HERAUSGEBER**

Kanton Aargau  
Departement Finanzen und Ressourcen  
Immobilien Aargau  
Tellistrasse 67  
Postfach 2531  
5001 Aarau  
Telefon 062 835 35 00  
Telefax 062 835 35 09  
E-Mail [immobilien@ag.ch](mailto:immobilien@ag.ch)  
[www.ag.ch/immobilienaargau](http://www.ag.ch/immobilienaargau)

**VERFASSER**

Partner Ingenieure AG  
Baslerstrasse 90  
4600 Olten

**ÜBERPRÜFT UND FREIGEgeben**

Fachstelle Gebäudetechnik HLKKS / Elektro  
Tellistrasse 67  
5001 Aarau

## MANAGEMENT SUMMARY

Mit dem vorliegenden Dokument wurde basierend auf dem aktuellen Stand der Technik sowie auf den aktuell gültigen Normen und Richtlinien eine Anwendungshilfe und ein Grundlagendokument zu den Themen «Photovoltaik», «Batteriespeichersysteme» und «Elektromobilität» geschaffen. Als Grundlage für dieses Dokument dient unter anderem das «Entwicklungsleitbild 2021–2030», die «Immobilienstrategie des Kanton Aargau 2021-2029» und die Richtlinie «Nachhaltiges Bauen und Bewirtschaften – Planung und Bau». Das Dokument stellt ein Hilfsmittel für Verantwortliche und Interessierte dar und ersetzt keine Ausführungsnormen und -richtlinien.

Die aufbereiteten Kenndaten dienen zur Plausibilisierung der extern erarbeiteten Anlagendaten und zur groben Abschätzung der relevanten Projektdaten in einer frühen Projektphase durch die Fachstelle Elektro des Kanton Aargau. Das Dokument enthält die wichtigsten Kenndaten, vor allem zur Erstellung, aber auch zum Betrieb und zur Entsorgung sowie Wiederverwertung im Sinne einer nachhaltigen Kreislaufwirtschaft.

Mit diesen Nachhaltigkeitsgrundsätzen soll eine klare Haltung zu den jeweiligen Themen signalisiert werden, sodass eine zielgerichtete und effiziente Planung sichergestellt werden kann. Die Vorgaben in den Anwendungshilfen sind als erste Zielgrößen zu verstehen und müssen je nach Bauvorhaben, Gebäudeart und Nutzung adaptiert und sinnvoll weiterentwickelt werden.

Das vorliegende Dokument wurde nach dem Grundsatz «So viel wie nötig – so wenig wie möglich» erstellt und muss nach gegebener Zeit angepasst und ergänzt werden.

## INHALT

<b>1</b>	<b>GRUNDLAGEN</b>	
1.1	Einleitung	4
1.2	Adressat	4
1.3	Voraussetzung	4
1.4	Orientierung	5
1.5	Abgrenzung	5
1.6	Verbindlichkeit	5
<b>2</b>	<b>PHOTOVOLTAIK</b>	
2.1	Technologie	6
2.2	Nutzung	8
2.3	Finanzierung	11
2.4	Essenz aus Richtlinie «Photovoltaikanlagen»	12
2.5	Ausblick	15
2.6	Fazit	15
<b>3</b>	<b>BATTERIESPEICHERSYSTEME</b>	
3.1	Technologie	16
3.2	Nutzung	17
3.3	Finanzierung	20
3.4	Essenz aus Richtlinie «Batteriespeichersysteme»	21
3.5	Ausblick	25
3.6	Fazit	25
<b>4</b>	<b>LADEINFRASTRUKTUR ELEKTROMOBILITÄT</b>	
4.1	Technologie	26
4.2	Nutzung	27
4.3	Finanzierung	28
4.4	Essenz aus Richtlinie «Elektromobilität»	29
4.5	Ausblick	30
4.6	Fazit	31
<b>5</b>	<b>ABSCHLUSS</b>	
<b>6</b>	<b>VERZEICHNISSE</b>	
6.1	Abbildungsverzeichnis	33
6.2	Tabellenverzeichnis	33
6.3	Abkürzungsverzeichnis	33

# 1 GRUNDLAGEN

## 1.1 EINLEITUNG

Der Kanton Aargau nimmt beim Erstellen und Bewirtschaften seiner Immobilien eine Vorbildfunktion ein<sup>1</sup>. Unter der Bezeichnung Richtlinie «Nachhaltiges Bauen und Bewirtschaften – Planung und Bau» werden die für die Zielerreichung des nachhaltigen Bauens und Bewirtschaftens erforderlichen Vorgaben und Handlungsanleitungen zusammengefasst. Der Fokus der vorliegenden Nachhaltigkeitsgrundsätze liegt auf der Gebäudeelektrotechnik, beziehungsweise auf den folgend aufgeführten Themenbereichen.

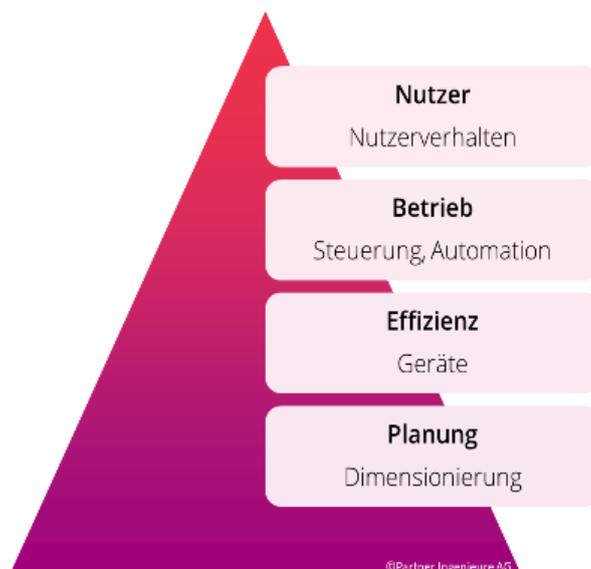
- Photovoltaik
- Elektromobilität
- Batteriespeichersysteme

## 1.2 ADRESSAT

Das Dokument «Nachhaltigkeitsgrundsätze Elektro» richtet sich an Projektleiter der IMAG und externe Planer.

## 1.3 VORAUSSETZUNG

Um die vorgenannten Fokusthemen möglichst optimiert in die Gebäudetechnik einbinden zu können, ist eine wichtige Voraussetzung, dass die Gebäudeelektrotechnik bereits in sich selbst effizient gestaltet ist. Die Grundsätze, die unter anderem zur Bewerkstellung einer effizienten Gebäudetechnik zu beachten ist, sind in der Abbildung 1 aufgeführt. Am effektivsten kann eine effiziente Gebäudetechnik in der Planung berücksichtigt werden. Die nachfolgende Auswahl der Geräte muss bewusst erfolgen, da diese für die Effizienz wesentlich ist. Eine optimierte Gebäudeautomation leistet ebenfalls einen Beitrag. Ein bewusstes Nutzerverhalten trägt schlussendlich ebenfalls zur Effizienz eines Gebäudes bei.



**Abbildung 1:** Effizienzebenenmodell, Partner Ingenieure AG

<sup>1</sup> § 11 Abs. 1 EnergieG, energieAARGAU in Kap. 3.4.4., Teilziel 15 Immobilienstrategie

## 1.4 ORIENTIERUNG

Dieses Dokument ergänzt die Richtlinie «Nachhaltiges Bauen und Bewirtschaften – Planung und Bau» des Kanton Aargau. Mit diesen Nachhaltigkeitsgrundsätzen soll eine klare Haltung zu den jeweiligen Themen signalisiert werden, sodass eine zielgerichtete und effiziente Planung bewerkstelligt werden kann.

Für den Kanton Aargau, insbesondere das Departement Finanzen und Ressourcen, Immobilien Aargau, spaltet sich das Thema Nachhaltigkeit in die folgenden drei Dimensionen auf:

- Umwelt: Schutz der natürlichen Umwelt
- Gesellschaft: Gesellschaftliche Solidarität
- Wirtschaft: Wirtschaftliche Effizienz

Technische Ausführungsdetails zu den in diesem Dokument angeschnittenen Themen sind in den kantonalen Richtlinien im Detail geregelt. Sie richten sich jedoch an diesen drei Dimensionen aus.

Der Weltklimarat zeigt auf, dass die Nettoemissionen auf null reduziert werden müssen, um die globalen Temperaturen zu stabilisieren. Weiter wird erläutert, dass jedes Szenario, welches keine Reduktion auf null beinhaltet, den Klimawandel nicht aufhalten wird. Dieses Ziel wurde von der Schweiz im Rahmen des Pariser Abkommens ratifiziert. Mit der Annahme des Bundesgesetzes über die Ziele im Klimaschutz (KIG) streben die Kantone für ihre zentralen Verwaltung ab 2040 mindestens Netto-Null-Emissionen an. Die Abteilung Immobilien des Departements Finanzen und Ressourcen handelt entsprechend der Vorbildfunktion gemäss KIG Art. 10 Abs. 4. «Netto-Null-Emissionen 2040»

Der Fachbericht «Nachhaltigkeitsgrundsätze Elektro» basiert konsekutiv auf den folgenden Dokumenten.

### Kantonale Publikationen (allesamt online verfügbar)

- «Immobilienstrategie 2021-2029» (2021)
- «Entwicklungsleitbild 2021-2030» (2021)
- Richtlinie «Nachhaltiges Bauen und Bewirtschaften – Planung und Bau» (2022 / Version 1.3)
- Energiestrategie «energieAARGAU 2015» (2015)

Unter: <https://www.ag.ch/de/verwaltung/dfr/immobilien>  
<https://www.ag.ch/de/rr/strategie/entwicklungsleitbild>  
<https://www.ag.ch/de/verwaltung/dfr/immobilien/richtlinien-standards>  
<https://www.ag.ch/de/verwaltung/bvu/energie/strategie-energieaargau>

### Allgemein

- «Agenda 2030» (2015)
- «Netto-Null 2050» (2019)
- KIG «Netto-Null-Emissionen-2040» (2022)

## 1.5 ABGRENZUNG

Die folgenden Themen wurden noch nicht im Detail behandelt und sind nicht Bestandteil dieses Dokuments.

- Beleuchtungstechnik
- Gebäudeautomation
- Energieversorgung
- Kommunikationstechnik
- Notstromversorgung (inkl. Speicherung)
- Kleinwindkraftanlagen (KWKA)

## 1.6 VERBINDLICHKEIT

Die Vorgaben dieses Fachberichtes sind verbindlich. Jegliche Abweichungen von den festgeschriebenen Vorgaben sind zu begründen und von der Fachstelle Elektro des Kanton Aargau zu genehmigen.

## 2 PHOTOVOLTAIK

### 2.1 TECHNOLOGIE

In diesem Kapitel wird die Technologie für Photovoltaikanlagen an und auf Gebäuden verstanden. Die Photovoltaikanlage selbst ist hier als Anlage zur Umwandlung von Sonnenlicht in elektrische Energie definiert.

Die Photovoltaikanlagen haben sich zu einem wichtigen Bestandteil der Schweizer Energieversorgung entwickelt und sind heute fester Bestandteil der Gebäudeelektrotechnik. Besonnte Flächen sind wertvolle Energiequellen, die möglichst gut zu nutzen sind. Dabei sind auch vertikale Flächen in den Betrachtungsperimeter miteinzubeziehen. Diese haben insbesondere hinsichtlich der Produktion von Winterstrom gewisse Vorteile.

Folgende Abschätzung kann zur Bestimmung der DC-Leistung<sup>2</sup> [kW] aus der Dachfläche verwendet werden.

$$\text{Dachfläche [m}^2\text{]} \cdot \text{spezifische Leistung Modul } \left[ \frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right] \cdot \text{Dachausnutzungsziffer } \left[ \frac{\%}{100} \right] = \text{DC Leistung [kW]}$$

**Formel 1: Berechnung DC-Leistung**

Für die Dachfläche ist die maximal mögliche Dachfläche des Objektes einzusetzen. Für die spezifische Leistung des Moduls kann näherungsweise mit 0.2 kW pro m<sup>2</sup> gerechnet werden. Die Dachausnutzungsziffer beschreibt das Verhältnis zwischen Dach- und Modulfläche in Abhängigkeit der Ausrichtung und Neigung der Anlage. Hierbei werden die Modulabstände, die Servicegänge, die Dachrandabstände sowie auch allfällige Abstände zu Dachaufbauten (zur Vermeidung von Beschattung) betrachtet. Bei einer Südausrichtung mit einer Modulneigung von 20° kann mit einer ungefähren Ausnutzung von 50 % der Dachfläche gerechnet werden. Bei einer Neigung von 30° beträgt die ungefähre Ausnutzung noch 30 % der Dachfläche.

$$\text{Dachfläche [m}^2\text{]} \cdot 0.2 \left[ \frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right] \cdot 0.3 \left[ \frac{\%}{100} \right] = \text{DC Leistung [kW]}$$

**Formel 2: Beispielrechnung DC-Leistung bei Südausrichtung 30°**

Für Anlagen mit einer Ost-West-Ausrichtung mit 10°-Neigung kann mit einer ungefähren Ausnutzung von 60 % der Dachfläche gerechnet werden.

$$\text{Dachfläche [m}^2\text{]} \cdot 0.2 \left[ \frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right] \cdot 0.6 \left[ \frac{\%}{100} \right] = \text{DC Leistung [kW]}$$

**Formel 3: Beispielrechnung DC-Leistung bei Ost-West-Ausrichtung 10°**

<sup>2</sup> Die Leistung der PV-Module wird als unter Standardtestbedingungen (STC) normierte DC-Leistung in Kilowatt [kW] angegeben. Gebräuchlich sind die Bezeichnungen Leistung pro Modul (W pro Modul) oder Leistung pro Fläche [W/m<sup>2</sup>].

### 2.1.1 KENNDATEN DACH

Die nachfolgenden Kenndaten beziehen sich auf eine aufgebaute Dach-PV-Anlagen (25 bis 50kW) mit 10°-Neigung und Ost-West-Ausrichtung. Die Kenndaten beziehen sich auf monokristalline Standardmodule, welche heute in den meisten Fällen eingesetzt werden. Die Daten sind grobe Kennwerte und können durch die Grösse, die Ausrichtung und den Standort der Photovoltaikanlage abweichen. Auch die Moduldaten weichen je nach Hersteller ab und sind nur als Richtwerte zur Berechnung zu verstehen.

**Tabelle 1:** Kenndaten PV-Anlagen Dach (CH-Mittelland) Stand 07/23

Spezifische Modulleistung	200-215 [W/m <sup>2</sup> ] (Meyer Burger, 2023)
Spezifischer Jahresenergieertrag	180 [kWh/m <sup>2</sup> ] <sup>3</sup>
Spezifischer Jahresenergieertrag (Südausrichtung)	900 [kWh/kW] <sup>3</sup>
PV-Anlagengewicht inkl. Unterkonstruktion	20 [kg/m <sup>2</sup> ] (PV-Anlage BBZ, 2023)
Lebensdauer der PV-Module	> 30 [a] <sup>4</sup>
Lebensdauer Wechselrichter	15 [a] <sup>4</sup>
Spezifische Treibhausgasemission	42.5 [g CO <sub>2</sub> -eq/kWh] <sup>4</sup>

### 2.1.2 KENNDATEN FASSADE

PV-Anlagen an Fassaden sollten in möglichst allen Projekten, vor allem jenen mit kleiner für PV nutzbarer Dachfläche, geprüft werden. Nach Süden ausgerichtete Anlagen an Fassaden können einen Teil der Winterstromlücke kompensieren und eignen sich vor allem für den Betrieb von elektrischen Heizungsanlagen (bspw. Wärmepumpen, Umwälzpumpen, usw.). PV-Module für Fassaden sind heute architektonisch gut integrierbar. Die Modulhersteller bieten hierzu verschiedene Möglichkeiten hinsichtlich der Farbe, der Struktur und der Bedruckung der Module und geben Auskunft über die entsprechende Leistungseinbusse dadurch. Durch die senkrechte Montage resultiert ein rund 30 % tieferer Energieertrag als bei einer herkömmlichen Ost-West-Anlage auf dem Dach. Die Energiegestehungskosten sind dennoch etwa gleich hoch. Dies ist auf die tieferen Netto-Investitionskosten (nach Abzug der Substitutions- und Subventionskosten) zurückzuführen. Die spezifische Modulleistung von Fassadenmodulen ist stark abhängig von der Farbe, dem Druck und der Struktur der Module. Aufgrund der erhöhten ästhetischen Anforderungen ist im Vergleich mit Dachmodulen meist mit einer geringeren Leistung zu rechnen.

**Tabelle 2:** Kenndaten PV-Anlagen Fassade (CH-Mittelland) Stand 07/23

Spezifische Modulleistung	bis zu 200 [W/m <sup>2</sup> ] (Megasol, 2023)
Spezifischer Jahresenergieertrag	180 [kWh/m <sup>2</sup> ] <sup>3</sup>
Spezifischer Jahresenergieertrag (Südausrichtung)	550 [kWh/kW] <sup>3</sup>
PV-Anlagengewicht inkl. Unterkonstruktion	25 [kg/m <sup>2</sup> ] (Partner Ingenieure AG, 2023)
Lebensdauer der PV-Module	> 30 [a] <sup>4</sup>
Lebensdauer Wechselrichter	15 [a] <sup>4</sup>
Spezifische Treibhausgasemission	42.5 [g CO <sub>2</sub> -eq/kWh] <sup>4</sup>

<sup>3</sup> SIA 2062

<sup>4</sup> Swissolar Factsheet «Ökobilanz, Strom aus Photovoltaikanlagen» (Update 2020)

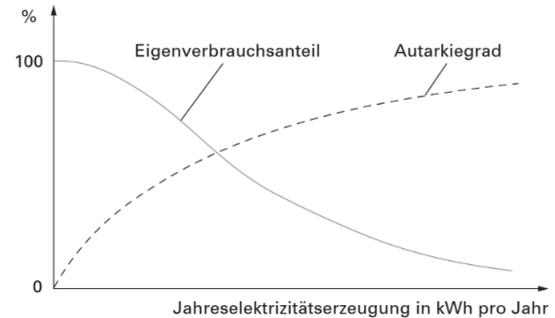
## 2.2 NUTZUNG

### 2.2.1 EIGENVERBRAUCHSANTEIL (EVA) UND AUTARKIEGRAD (AG)

Der Eigenverbrauch [kWh] ist die elektrische Energie, welche das Gebäude von der vor Ort mit PV<sup>5</sup> erzeugten elektrische Energie, direkt verbrauchen kann. Der Überschuss wird ins Netz abgegeben.

Der EVA ist eine wichtige Kennzahl zur Beurteilung und Berechnung der Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage. Er beschreibt das Verhältnis von Eigenverbrauch zu vor Ort mit PV erzeugter elektrische Energie.

Der AG beschreibt den Anteil der eigenverbrauchten an der insgesamt verbrauchten elektrischen Energie. Hierzu trägt entweder der zeitgleiche Eigenverbrauch des erzeugten Solarstroms oder die Entladung des Batteriespeichers bei. Je höher der AG ist, desto weniger Energie wird aus dem Stromnetz bezogen.



**Abbildung 2:** EVA und AG in Abhängigkeit der PV-Produktion, Anlage ohne Speicher (Quelle: SIA 2061, Figur 13)

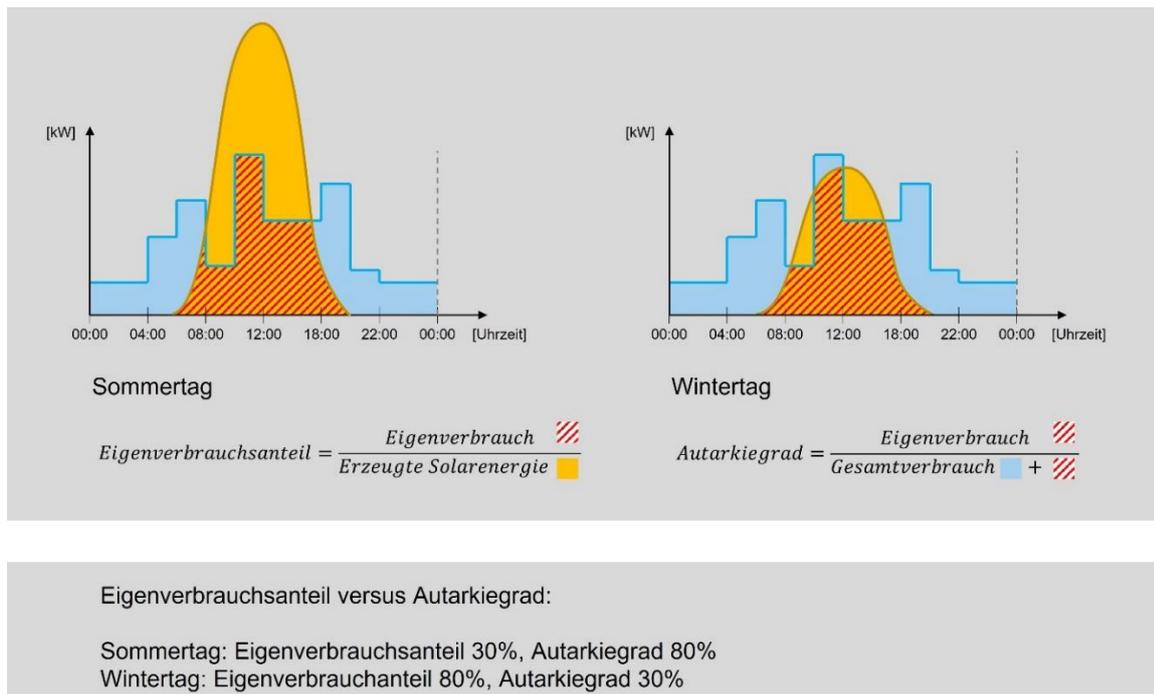
Massnahmen zur Erhöhung des EVA bei gegebener PV-Anlagenleistung:

- Ausrichtung der PV-Anlagen
- Einbindung / Ansteuerung geeigneter Verbraucher (thermische Systeme, Elektrofahrzeuge, usw.)
- Integration eines Batteriespeichersystems

Massnahmen zur Erhöhung des Autarkiegrad bei gegebener PV-Anlagenleistung:

- Optimierung des Eigenverbrauchsanteils
- Integration eines Batteriespeichersystems

<sup>5</sup> Die Elektrizität kann grundsätzlich auch durch eine andere Energieerzeugungsanlage vor Ort erzeugt werden (z.B. Windkraftanlage)



**Abbildung 3:** Eigenverbrauchsanteil versus Autarkiegrad (Quelle: Grafiken Kanton Aargau in Anlehnung an Grafik des VSE)

### 2.2.2 BETRIEB

Die folgend aufgeführten Faktoren können die Leistung der PV-Anlage negativ beeinflussen.

- Verschmutzung und Schneebedeckung der PV-Module
- Ungenügende Hinterlüftung der PV-Module (Zelltemp. der Module, insbesondere Fassadenanlagen)
- Beschattung durch Pflanzen oder der unmittelbaren Umgebung
- Ertragsminderung von ca. 0,4 % pro Jahr durch Degradation
- Defekte Anlagenkomponenten, die über längere Zeit nicht ersetzt werden

### 2.2.3 DACHBEGRÜNUNGEN UND PV-ANLAGEN<sup>6</sup>

PV-Anlagen und Flachdachbegrünungen können, wenn richtig ausgeführt, einen gegenseitigen Mehrwert generieren. Es können so Flächen entstehen, von denen sowohl die Pflanzen- und Tierwelt wie auch der Mensch profitieren können. So bieten Dachgärten einen wichtigen Lebensraum für Kleintiere, schützen Gebäude vor Hitze und sorgen dafür, dass Stadtzentren im Sommer kühler bleiben<sup>7</sup>. Zum Beispiel kann mit moduliertem Schichtaufbau unter den PV-Modulen die Biodiversität erhöht werden, ohne dass die Module verschattet werden. Verschiedene existierende Leitfäden, beispielsweise von Swissolar, zeigen entsprechende Lösungsansätze auf.



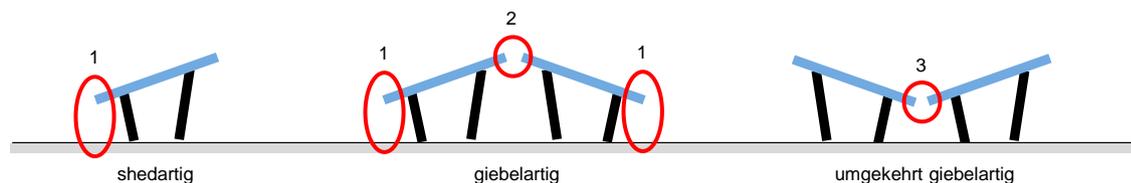
**Abbildung 4:** Extensive Begrünung, modellierter Schichtaufbau, Südausrichtung  
 (Quelle: Leitfaden «Dachbegrünung und Solarenergieanlagen», Swissolar)

Grundsätzlich ist in Kombination mit einer Dachbegrünung immer eine aufgeständerte Variante (Erhöhung ab Boden) der Photovoltaikanlage auszuführen. Je nach Art der Aufstellung entstehen hierbei Vor- und

<sup>6</sup> Leitfaden Dachbegrünung und Solarenergieanlagen von Swissolar und weiteren Verbänden und Fachvereinigungen, [www.swissolar.ch/fileadmin/user\\_upload/Fachleute/Photovoltaik\\_Leitfaeden/Solarenergie\\_Dachbegruenung\\_Website.pdf](http://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Fachleute/Photovoltaik_Leitfaeden/Solarenergie_Dachbegruenung_Website.pdf)

<sup>7</sup> Siehe auch Dr. Stephan Brenneisen, «PV und Dachbegrünung – wie geht das?» (2022)

Nachteile. Die Unterkonstruktion ist mit der Art der Begrünung und dem gewählten Substrat abzustimmen. Es soll eine geeignete Kombination resultieren, welche eine effiziente Anlage mit einer geeigneten Begrünung vereint. Im Folgenden sind die verschiedenen Aufstellungsvarianten dargestellt und die Vor- und Nachteile dargestellt. Durch den gezielten Einsatz des entsprechenden Substrats sowie durch die Anpassung der Schichtstärke der Substratschicht kann das Hochwachsen an gewissen Stellen (bspw. Stelle 1) eingeschränkt und eine Verschattung dadurch verhindert werden.



**Abbildung 5:** Aufstellungsarten bei Aufständering

- 1) Erhöhter Wasseranfall, Substratart und -stärke anpassen, sodass Begrünung nicht über Modulkante wächst
- 2) Abdeckblech vorsehen (Hochwuchs verhindern)
- 3) Abdeckblech mit Entwässerung vorsehen (Hochwuchs verhindern), Schneeauflage beachten

Die geeignetste Variante hinsichtlich einer Kombination aus Photovoltaikanlage und Begrünung stellt, auch aufgrund des vereinfachten Unterhalts, die shedartige Aufstellung dar. Mit giebelartiger Aufstellung resultieren meist rentablere Anlagen (höhere Ausnutzung). Die umgekehrt giebelartige Aufstellung kann bei Dächern ohne Begrünung durchaus verwendet werden, da hier auf das Abdeckblech verzichtet werden kann und somit die Thematik der Schneeauflage im Winter entschärft wird.

#### 2.2.4 PV-POTENTIAL DES KANTON AARGAU

Der Kanton Aargau hat im Jahr 2011 das PV-Potential der kantonseigenen Immobilien ermittelt. Im Jahr 2022 wurde dieses PV-Potential erneut überprüft und aktualisiert. Die Überprüfung berücksichtigt das Potential der Dach- und Fassadenflächen sowie angrenzender Flächen (Nebenpotentiale) wie z.B. Parkplatzüberdachungen. Im Jahr 2022 betrug das minimale PV-Potential auf den Dächern der Immobilien im Besitz des Kanton Aargau ca. 6'800 kW und an den Fassaden ca. 1'000 kW. Zudem sind noch ca. 200 kW an Nebenpotentialen wie überdachte Veloständer, Parkplätze und Dächer von Schulprovisorien vorhanden. Das ergibt eine Gesamtleistung von ca. 8'000 kW. Davon sind bereits 1'000 kW ausgebaut. Ein vollständiger Ausbau des zusätzlichen Potentials würde zu einer jährlichen Energieproduktion von 6.9 GWh führen.

Um dieses Ziel möglichst schnell und effektiv zu erreichen, hat sich der Kanton Aargau das Ziel gesetzt, möglichst viel vom unerschlossenen Potential mit dem Projekt «Solaroffensive kantonale Immobilien» effizient zu erschliessen und als Vorbild für den Ausbau erneuerbarer Energien voranzugehen. Das Solarpotential des kantonalen Hochbau-Portfolios der «Solaroffensive kantonale Immobilien» beläuft sich auf ca. 4'300 kW und soll bis spätestens 2033 ausgebaut sein. Um das Ziel «Netto-Null-Emissionen bis 2040» zu erreichen, ist ein beschleunigter und effektiver Ausbau des vorhandenen Potentials erforderlich.

Die PV-Potentialanalyse ist in Form von einem Bericht festgehalten. Dieser beinhaltet detaillierte Erläuterungen hinsichtlich des Potentials sowie auch des definierten Ziels des Kantons.

## 2.3 FINANZIERUNG

### 2.3.1 ARTEN DER FINANZIERUNG VON PV-ANLAGEN

**Tabelle 3:** Arten der Finanzierung von PV-Anlagen

	Vorteile	Nachteile
Eigenbeschaffung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kauf ermöglicht Steuerabzug</li> <li>• PV-Anlage im Eigentum</li> <li>• ZEV möglich</li> <li>• Ggf. höhere Rendite</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hohe Investitionskosten</li> <li>• Gebundenes Kapital</li> <li>• Risiko selbst tragen</li> </ul>
Systemdienstleister (Contracting)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Risiken minimieren</li> <li>• Garantierter Stromtarif</li> <li>• Keine Investitions- und Unterhaltskosten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• geringere Rendite</li> </ul>
Fremdfinanzierung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• keine Investitionskosten</li> <li>• feste monatliche Raten</li> <li>• kein finanzielles Risiko</li> <li>• Schuldzinsen ermöglichen Steuerabzug</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vertragliche Gebundenheit</li> <li>• Höhere Gesamtkosten als bei Kauf</li> <li>• Geringere Rendite</li> </ul>

Der Kanton Aargau investiert in PV-Anlagen nur als Eigenbeschaffung. Nur so ist sichergestellt, dass die PV-Anlagen nicht alleinig unter dem Gesichtspunkt der wirtschaftlichen Effizienz erstellt werden. Alle PV-Anlagen sind zwingend auch immer unter den Gesichtspunkten der gesellschaftlichen Solidarität und dem Schutz der natürlichen Umwelt zu erstellen.

### 2.3.2 ZUSAMMENSCHLUSS ZUM EIGENVERBRAUCH

Mit dem «Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV)» können sich seit 2018 mehrere aneinandergrenzende Grundstücke zusammenschliessen und gegenüber dem Energieversorger als ein gemeinsamer Kunde mit einem einzigen Netzübergabepunkt auftreten.

Ein ZEV ist jedoch nur zulässig, wenn die Produktionsleistung der Anlage oder der Anlagen mindestens 10 Prozent der Anschlussleistung des Zusammenschlusses beträgt. Bei einem jährlichen Stromverbrauch von mehr als 100 MWh ist zusätzlich der Zugang zum freien Strommarkt möglich. Eine PV-Anlage kann in einem ZEV, aufgrund des höheren Eigenverbrauchsanteils, unter Umständen rentabler betrieben werden. Dies ist jedoch abhängig von der herrschenden Tarifsituation am Standort des ZEVs.

In der Regel treten die Immobilien des Kanton Aargau bereits als ein einzelner Kunde gegenüber dem Energieversorger auf, womit sich die Bildung eines ZEVs in den meisten Fällen erübrigt. Ausnahmen bedürfen einer separaten Prüfung.

### 2.3.3 FÖRDERBEITRÄGE

Auf Bundesebene werden Photovoltaikanlagen mit der Einmalvergütung (EIV) gefördert. Der Kanton Aargau ist ebenfalls berechtigt Fördermittel für PV-Anlagen zu beziehen.<sup>8</sup>

### 2.3.4 RÜCKBAU VON PV-ANLAGEN<sup>9</sup>

Die Photovoltaikbranche hat noch kaum Erfahrungen mit dem Rückbau von Anlagen. Ähnlich verhält es sich bei den Batteriespeichern. Verschiedene grosse PV-Anlagen, wie diejenige auf dem Mont Soleil, sind

<sup>8</sup> Gemäss beantworteter Anfrage bei Pronovo AG vom 15.12.2021 Frau Romano, kann ein Förderantrag für Einmalvergütung gestellt werden. Link für die elektronische Erfassung und Übermittlung des Gesuches. <https://kundenportal.pronovo.ch/my>

<sup>9</sup> Teilweise übernommen aus: Christof Bucher (2021), Photovoltaikanlagen – Planung, Installation, Betrieb, 1. Aufl., Faktor Verlag, Zürich

inzwischen seit 30 Jahren in Betrieb und zeigen kaum Altersschwächen (abgesehen von den Ertragseinbußen aufgrund der Degradation). Es gibt aber auch Anlagen, welche infolge von Modulausfällen rückgebaut werden mussten.

Oft sind Module von Anlagen, welche 20-jährig oder älter sind, kleiner als heute handelsübliche Module. Dies hat zur Folge, dass für den Bau einer neuen PV-Anlage meistens auch das Montagesystem ersetzt werden muss.

PV-Module können fast vollständig recycelt werden. Aufgrund ihrer hohen Lebenserwartung ist jedoch erst ab 2030 mit grösseren Mengen an rückgebauten Modulen zu rechnen. Die gemeinnützige Stiftung SENS, welche unter dem Markennamen «SENS eRecycling» auftritt, organisiert das Recycling von PV-Modulen. Ein Grossteil der Schweizer Händler und Installateure von PV-Modulen haben sich SENS angeschlossen.

Ablauf Recycling von PV-Modulen:<sup>10</sup>

- 1) Bezahlen der freiwilligen vRG der Module beim Kauf oder bei Installation
- 2) Verwaltung der vRG bspw. durch «SENS eRecycling»
- 3) Bau und Betrieb der PV-Anlage
- 4) Rückbau der Anlage
- 5) Palettieren der Module (diese sollen mechanisch möglichst intakt sein)
- 6) Abgabe in einer PV-Modul-Sammelstelle oder Abholung
- 7) Kabel, Anschlussdosen, Stecker werden abgetrennt und wie normaler Elektroschrott weiterverarbeitet
- 8) Der Aluminiumrahmen wird abgetrennt und dem Aluminiumrecycling zugeführt
- 9) Das Glas inklusive Solarzellen wird dem Flachglas-Recycling zugeführt. Solarzellen werden entweder thermisch vom Glas getrennt oder gemeinsam mit dem Glas weiterverarbeitet. Metalle werden weitgehend zurückgewonnen.
- 10) Kunststoffe werden thermisch verwertet, Metalle und Glas werden recycelt.

## 2.4 ESSENZ AUS RICHTLINIE «PHOTOVOLTAIKANLAGEN»

### 2.4.1 DIMENSIONIERUNG

Die erneuerbare Energieerzeugung ist, je nach Standort, auch mit anderen Technologien (z.B. Windkraft) umsetzbar. Falls die Auswahl auf eine PV-Anlage fällt, soll wie folgt vorgegangen werden.

Grundsätzlich soll sich die Grösse der geplanten PV-Anlage immer an der gesamten verfügbaren Dachfläche orientieren. Wenn PV-Anlagen mit einer Leistung von weniger als 10W pro m<sup>2</sup>-EBF (ohne Obergrenze bei 30kW) vorgesehen werden, soll die Aktivierung der Fassade geprüft werden.

Generell muss auf allen Neubauten des Immobilienportfolios des Kanton Aargau eine Photovoltaikanlage mitgeprüft werden. Sind Dach- oder Fassadensanierungen vorgesehen, so ist die Installation einer PV-Anlage ebenfalls zu prüfen. Der Planer oder Ingenieur führt jeweils eine Anlagenplanung mit Simulation auf standortbezogenen Messdaten durch.

### 2.4.2 CHECKLISTE

Vor dem Start einer Anlagenplanung ist im Rahmen einer Auftragsanalyse die Checkliste zu beachten und die aufgeführten Punkte zu prüfen. Die Checkliste und deren ausführliche Erläuterung ist der entsprechenden Richtlinie «Photovoltaikanlagen» zu entnehmen.

---

<sup>10</sup> Ablauf übernommen aus: Christof Bucher (2021), Photovoltaikanlagen – Planung, Installation, Betrieb, 1. Aufl., Faktor Verlag, Zürich

### 2.4.3 DOKUMENTATION

Die folgenden Eckdaten müssen bis Ende Bauprojekt der Fachstelle der Immobilien Aargau vorliegen. Diese Eckdaten dienen zur Bewertung und Beurteilung einer geplanten PV-Anlage.

- 1) Massnahmenkatalog gemäss Checkliste
- 2) PV-Anlagendaten:
  - a) Installierte PV-Leistung
  - b) geschätzte Jahrerzeugung anhand Simulationen auf Basis von standortbezogenen Messdaten
  - c) Ausrichtung, Neigung
  - d) Aufbau/ Indach
  - e) Unter Einbezug aller Prüfpunkte der Checkliste
- 3) Bestimmung Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad anhand eines nachvollziehbaren angenommenen Bedarfs- oder Lastprofils.
- 4) Wirtschaftlichkeit der Varianten gemäss SIA 480 (statische Methode<sup>11</sup>), zusätzlich Stromgestehungskosten gemäss LCoE-Verfahren (Levelized Cost of Electricity)
- 5) Darstellung der Tarifsituation am Objektstandort (bei Fachstelle Energie des Kantons abzufragen)
- 6) Einpoliges Prinzipschema inkl. Messkonzept unter Absprache mit lokalem EVU
- 7) Definition Praxismodell, ZEV
- 8) Dachaufsichtsplan mit ersichtlichen Abständen zwischen den Modulen

---

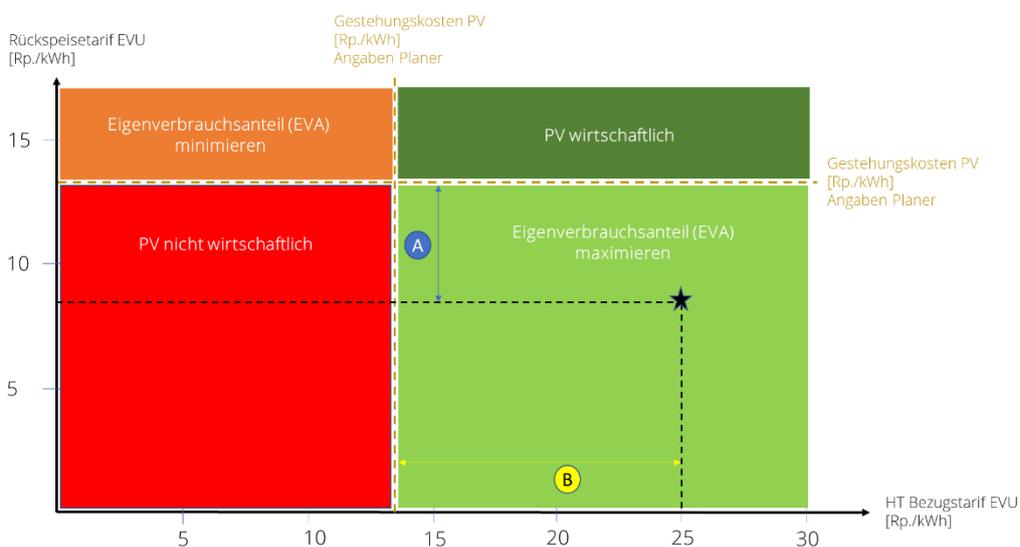
<sup>11</sup> Kennziffern mit und ohne Förderung: Kapitalwert, Rendite, Rückzahldauer, Netto-Jahresertrag, Gestehungskosten pro Nutzeinheit [Rp./kWh]

#### 2.4.4 BEURTEILUNG VON PROJEKTIERTEN ANLAGEN

Mit den lokalen Tarifen für Bezug und Rückspeisung von Elektrizität kann, unter Berücksichtigung der Gesteherungskosten, die Abbildung 6 zur weiterführenden Beurteilung von Massnahmen hinsichtlich des Eigenverbrauchsanteils erstellt werden. Hierzu sind anhand der errechneten Gesteherungskosten die Bezugs- und Rückspeisetarife einzutragen.

**Tabelle 4:** Beurteilung von Eckdaten Stand 12/23

	typischer Bereich von	bis
Gesteherungskosten PV-Energie [Rp./kWh]	5	30
Bezugstarif EVU (Hochtarif) [Rp./kWh]	10	40
Rückspeisetarif [Rp./kWh]	8	23



**Abbildung 6:** Wirtschaftlichkeit PV-Anlagen und Massnahmen (Quelle: Partner Ingenieure AG)

Erläuterungen zur Abbildung 6: Grundlage für alle weiterfolgende Beurteilungen sind die Gesteherungskosten (LCoE) der projektierten PV-Anlage. Diese müssen in obenstehender Abbildung 6 eingetragen werden. Die Zuordnung (\*) der lokalen Tarifsituation des Bezugstarifs (Hochtarif) und der Rückspeisevergütung in den entsprechenden Quadranten ergibt eine erste grobe Aussage zur Wirtschaftlichkeit und zu allfällig zu treffenden Massnahmen.

- Eine Zuordnung in die Quadranten «PV nicht wirtschaftlich» und «PV wirtschaftlich» bedarf keiner weiteren Massnahmen.
- Eine Zuordnung in den Quadranten «Eigenverbrauchsanteil minimieren» hat entweder zur Folge, dass der selbsterzeugte PV-Strom direkt in das Netz eingespeist werden muss oder die Anlagengrösse so gewählt wird, dass der Eigenverbrauchsanteil klein wird, zum Beispiel mittels einer sehr grossen Anlage.
- Eine Zuordnung in den Quadranten «Eigenverbrauchsanteil maximieren» bedeutet, dass die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage mittels Massnahmen zur Erhöhung des EVA verbessert werden soll.

Zu Punkt 3) gilt es Folgendes zu beachten:

- Je grösser «A», desto mehr können Massnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils zusätzlich zur Wirtschaftlichkeit beitragen.
- Je grösser «B», desto mehr können Massnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs zusätzlich zur Wirtschaftlichkeit beitragen.
- Wenn beide vorgenannten Bedingungen erfüllt sind, können Massnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs wesentlich zur Wirtschaftlichkeit beitragen.

## 2.5 AUSBLICK

Durch Photovoltaikanlagen erzeugter Strom kann einen wesentlichen Beitrag zur Energiewende liefern. Zudem können Photovoltaikanlagen in den meisten Fällen wirtschaftlich betrieben werden. Wesentliche Eigenschaften für einen wirtschaftlichen Betrieb sind vor allem die Energiebezugskosten und Rückspeisevergütungen. Eine Veränderung einer oder beider vorgenannter Parameter wird zwangsläufig eine Auswirkung auf die Rentabilität haben. Jüngste Ereignisse zeigen, dass der Energiemarkt dynamischer wird. In diesem Zusammenhang wird es schwierig sein eine Voraussage über die Rentabilität einer PV-Anlage zu machen, da dies von vielen verschiedenen und immer dynamischeren Parametern abhängig ist.

Die Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Betrieb werden in einer frühen Planungsphase durch eine optimierte Dimensionierung und Integration in das Gebäude begünstigt. Es müssen gewisse begründete Annahmen getroffen werden, um eine Aussage über die Wirtschaftlichkeit zu machen.

## 2.6 FAZIT

Der Kanton will das vorhandene Potential ausnutzen. Beim Neubau einer Immobilie muss der Erbau einer PV-Anlage geprüft werden. Weiter soll sich der Ausbau von PV-Anlagen bei bestehenden Gebäuden dem Sanierungszyklus der Flächen anpassen. Steht eine Sanierung bevor, so ist immer der Erbau einer PV-Anlage zu prüfen. Die Dimension der PV-Anlage hat grundsätzlich der gesamten Dach- oder Fassadenfläche zu entsprechen, sofern dies den erläuterten Grundsätzen entspricht. Eine Anlage soll nicht nur unter dem Gesichtspunkt der «wirtschaftlichen Effizienz», sondern zwingend auch unter den Gesichtspunkten der «gesellschaftlichen Solidarität» und dem «Schutz der natürlichen Umwelt» betrachtet werden.

## 3 BATTERIESPEICHERSYSTEME

### 3.1 TECHNOLOGIE

Batteriespeichersysteme dienen dazu überschüssige Energie zwischenspeichern und bei Bedarf wieder an das Gebäude abzugeben. Dadurch soll der Eigenverbrauchsanteil, der selbst produzierten Energie erhöht und die Energiebezugskosten gesenkt werden. Hierfür stehen unterschiedliche Speichertechnologien zur Verfügung, welche verschiedene technische Eigenschaften aufweisen. Für den Gebäudebereich ist in erster Linie die Tagesspeicherung mittels thermischen oder chemischen Batteriespeichern verbreitet. Langzeitspeicher für den Wohn- und Gewerbebereich sind in der Entwicklung und werden erst vereinzelt in Gebäuden eingesetzt. In diesem Dokument werden chemische Kurzzeit-Batteriespeicher betrachtet.

#### 3.1.1 EXEMPLARISCHE KENNDATEN <sup>12,13</sup>

Die nachfolgenden Kenndaten widerspiegeln grobe Eckdaten. Je nach Betrieb, Umgebungsbedingungen und anderer Einflussfaktoren können Abweichungen von den aufgeführten Daten bestehen. Die Eckdaten dienen in diesem Kontext lediglich als Vergleich der verschiedenen Technologien.

**Tabelle 5:** Vergleich unterschiedlicher Batteriespeichersysteme

	Blei-Säure-Speichersysteme	Li-basierte Speichersysteme	Salz-Nickel-Speichersysteme
Gewicht [kg/kWh]	20 - 40	5 - 10	10
Lebensdauer [a]	5 - 15	10 - 20	15
Zyklusfestigkeit	500 - 2'000	2'000 - 10'000	5'000
Umweltbelastung [kg CO <sub>2</sub> / kWh]	50 - 150	50 - 150	ca. 25 - 150
Elektrischer Wirkungsgrad [%]	70 - 80	85 - 95	65 - 80
Restkapazität nach 10 Jahren [%]	30 - 50	80 - 90	100
Temperatur im Aufstellungsraum	5 - 30 °C	10 - 30 °C	10 - 30 °C
Recycling	rezyklierbar	Downcycling	rezyklierbar

Für die Immobilien des Kanton Aargau, müssen Second-Life-Batterien eingesetzt werden. Aufgrund der Zyklusfestigkeit und des Wirkungsgrades ist auf Lithium-Eisenphosphat-Second-Life Speichersysteme zu setzen. Da diese Technologie am wenigsten umweltbelastendes Kobalt (aufgrund des problematischen Abbaus) verwendet. In den nächsten Jahren werden diese Batterien vermehrt im Downcycling von der Elektromobilität zur Verfügung stehen.

Salz-Nickel-Speichersysteme haben basierend auf ihrer Technologie einen tieferen Wirkungsgrad (müssen auf Temperatur gehalten werden), sind dafür ökologisch praktisch unbedenklich.

Blei-Säure-Speichersysteme, wie sie in USV-Anlagen verwendet werden, eignen sich, aufgrund der schlechteren Zyklusfestigkeit, nicht für Energiespeichersysteme.

<sup>12</sup> Fraunhofer Institut: Energiespeicher-Roadmap, Update 2017

<sup>13</sup> Bignucolo, F., Coppo, M., Crugnola, G. & Savio, A. (2017). Application of a Simplified Thermal-Electric Model of a Sodium-Nickel Chloride Battery Energy Storage System to a Real Case Residential Prosumer

### 3.1.2 DIMENSIONIERUNG

Der Einsatz eines Batteriespeichersystems wird erst in Betracht gezogen, sofern alle übrigen Massnahmen zur Eigenverbrauchsoptimierung aktiviert wurden oder keine weiteren Massnahmen möglich sind. Die Ausschöpfung dieser Massnahmen ist zu belegen.

Im Folgenden werden einige Grundsätze hinsichtlich des Einsatzes und der Dimensionierung eines Batteriespeichersystems aufgeführt.

- 1) Die Speicherkapazität soll nicht kleiner als 10 kWh und nicht grösser als 100 kWh sein (Speicherkapazitäten grösser als 100 kWh sind mit dem Kanton Aargau speziell zu behandeln).
- 2) Die maximale Kapazität soll sich am kleineren der folgenden beiden Werten orientieren.
  - a) Leistung der installierten Photovoltaikanlage umgerechnet in Kilowattstunden
    - i) 15 kW Anlage entspricht 15 kWh Batterie
  - b) Durchschnittlicher Halbtagesverbrauch elektrischer Energie in der Liegenschaft
    - i) 30 kWh Bezug pro Tag (Durchschnitt) entspricht 15 kWh Batterie
- 3) Batteriespeicher in Kombination mit PV-Anlage ist rentabel
  - a) Je höher die Energiebezugstarife, desto wirtschaftlicher ist der Batteriespeicher
  - b) Je tiefer die Gestehungskosten der PV-Energie, desto wirtschaftlicher ist der Batteriespeicher
  - c) Je tiefer die Rückspeisetarife für die PV-Energie, desto wirtschaftlicher ist der Batteriespeicher

## 3.2 NUTZUNG

### 3.2.1 EIGENVERBRAUCHSOPTIMIERUNG

Wenn die Produktion der Energieerzeugungsanlage (typischerweise eine PV-Anlage) höher ist als der aktuelle Bedarf entsteht ein Überschuss. Dieser Überschuss wird entweder ins Netz eingespeist oder, um den Eigenverbrauch zu erhöhen, in einen Speicher geladen (vgl. Abbildung 7). Bei diesem Speicher kann es sich neben herkömmlichen Wärmespeichern auch um einen elektrischen Speicher handeln.

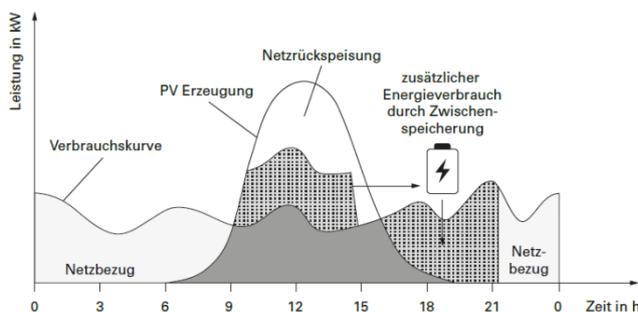
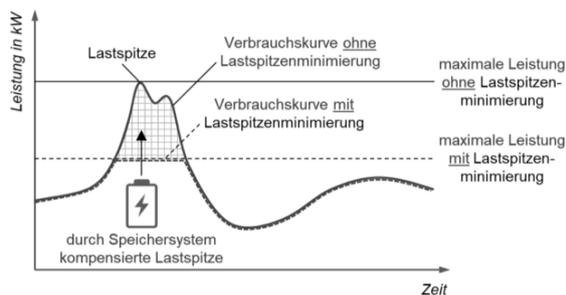


Abbildung 7: Speichersystemeinsatz bei der Eigenverbrauchsoptimierung (Quelle: SIA 2061, Figur 2)

### 3.2.2 LASTSPITZENOPTIMIERUNG

In Gewerbe- und Industriebetrieben wird ab einem definierten elektrischen Jahresverbrauch oder einer bestimmten Anschlussleistung eine Leistungskomponente abgerechnet. Der Energieversorger berechnet einen Arbeits- und einen Leistungspreis. Der Arbeitspreis entspricht den Kosten für den Energieverbrauch in Franken und der Leistungspreis den Kosten für die höchste, in der Regel monatlich aufgetretene Leistung [kW], gemittelt auf eine Viertelstunde. Wenn die Spitzenbezugsleistung durch einen Speicher übernommen und so kurzfristig der Bezug aus dem Netz reduziert werden kann, können Leistungskosten eingespart werden. Batteriespeichersysteme sollen für die Immobilien des Kanton Aargau aber vor allem in Kombination mit der Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils der PV-Anlagen eingesetzt werden und nicht zur Lastspitzenoptimierung.

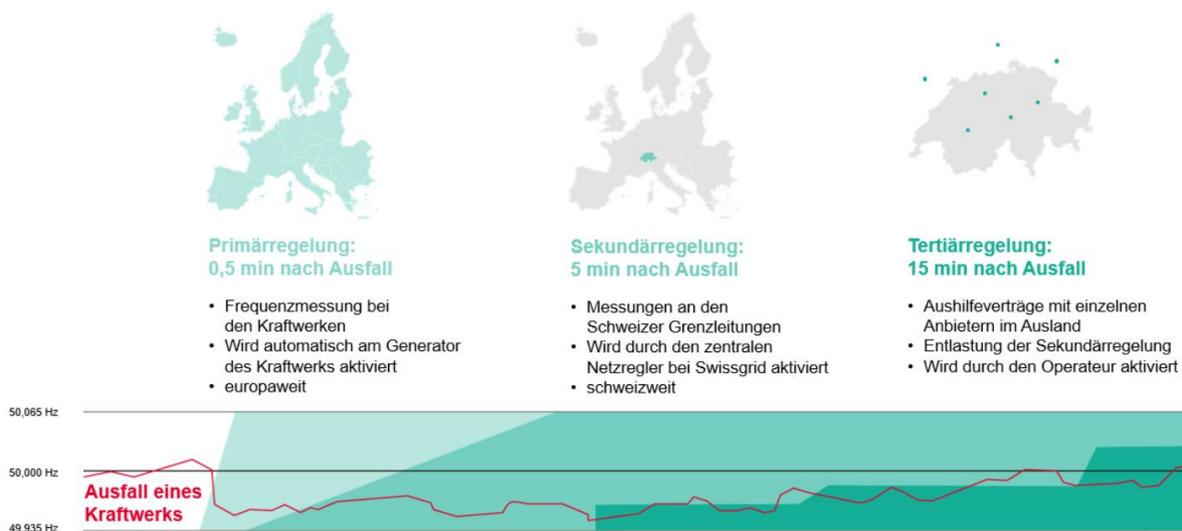


**Abbildung 8:** Speichersystemeinsatz am Beispiel einer Bezugsspitzenminimierung (Quelle: SIA 2061, Figur 3)

Wenn ein Batteriespeichersystem genutzt wird, um Bezugsspitzen zu reduzieren, wird nicht zwingend eine Energieerzeugungsanlage benötigt. Der Speicher kann auch aus dem Netz geladen werden, jedoch ist dieses Vorhaben mit einer Ladung durch den eigenen Strom (z.B. von der eigenen PV-Anlage) wirtschaftlich interessanter.

### 3.2.3 REGELENERGIE

Die Stabilität unseres Stromnetzes basiert auf dem Gleichgewicht zwischen Energieverbrauch und Energieproduktion. Um dieses Gleichgewicht so gut wie möglich zu wahren, erstellen die Energieversorger Prognosen bezüglich ihres Versorgungsgebietes. Anhand dieser Bilanzen regelt die Swissgrid dann den Energiefluss in der Schweiz. Zwangsläufig entstehen Abweichungen zwischen der Prognose der Energieversorger und dem tatsächlichen Verbrauch. Während kleinere Abweichungen durch Produktionsanpassungen ausgeglichen werden können, kommt es auch immer wieder zu grösseren ungeplanten Abweichungen, welche mit der sogenannten Regelleistung auszugleichen sind. Hierzu wird Energie vorgehalten, welche bei einem entsprechenden Ereignis kurzfristig eingesetzt werden kann, um die Schwankung auszugleichen. Man unterscheidet grundsätzlich in drei Arten von Regelleistung / Regelleistung.



**Abbildung 9:** Arten der Regelenenergie (Quelle: Swissgrid Übersicht Regelenenergien)

Die verschiedenen Arten der Regelenenergie / Regelleistung werden grundsätzlich anhand ihrer Verfügbarkeit unterschieden. Im Falle eines plötzlichen Ausfalls eines Kraftwerkes (Beispiel für Netzschwankung) muss dem Netz möglichst schnell sogenannte Primärregelenenergie zugeführt werden, welche von schnell reagierenden Systemen (bspw. Batteriespeicher) zur Verfügung gestellt wird. Trägere Systeme (bspw. Generatoren oder Wasserkraftwerke) liefern bei einem länger anhaltenden Ausfall sogenannte Sekundär- oder Tertiärregelenenergie und übernehmen demnach den Energiebedarf.

Die Vorhaltung von Regelenenergie ist essenziell für die Stabilität des Stromnetzes. Heute bieten vor allem grosse Kraftwerke und Verbraucher Regelleistung an. Üblicherweise erhält der Kunde für die Leistungsvorhaltung über ein ganzes Jahr einen definierten Betrag. Zusätzlich wird ein Betrag definiert, welcher bei einem tatsächlichen Einsatz der Regelenenergie vergütet wird. Die entsprechenden Preise können hierbei variieren.

Um ein möglichst stabiles Netz zu erhalten ist man bestrebt, die Anzahl der Teilnehmer und somit die Kapazität zu erhöhen. In diesem Zusammenhang bietet die Digitalisierung der Strommärkte Möglichkeiten zur Zusammenfassung von vielen kleinen dezentralen Kraftwerken, Speichern oder auch Verbrauchern zu einer grossen Regelleistungskapazität.

Batteriesysteme können zur Vorhaltung von Primär- und Sekundärregelenenergie verwendet werden. Die Einbindung von vielen kleineren Batteriespeichern ist noch nicht verbreitet und die entsprechenden Tarife und Bedingungen sind in Bearbeitung.

### 3.2.4 NOTSTROMFUNKTION (BACK UP BETRIEB)

Die Notstrom-Funktion von Batteriespeichern im Einfamilienhaus kann meist nicht auf die Ausgangslagen der Immobilien des Kanton Aargau appliziert werden. Üblicherweise schaltet sich bei Netzausfall die Photovoltaikanlage automatisch aus<sup>14</sup>. Die meisten Batteriespeichersystemen haben die sogenannte Notstromfunktion eingebaut. Ist eine Notstromfunktion im Wechselrichter der PV-Anlagen oder des Batteriespeichers vorhanden, schalten die Anlagen bei Netzausfall nicht aus. So kann der Betrieb der Immobilie so lange fortgeführt werden, bis der Bedarf höher als die PV-Produktion ist und/oder das Batteriespeichersystem leer ist. Bei grösseren Arealen ist die Notstromfunktion, falls gewünscht, genau zu planen und es sind am richtigen Ort Netztrennschalter und Rücksynchronisierungen einzusetzen. Für die Aufrechterhaltung von systemrelevanten Verbrauchern werden beim Kanton Aargau ausschliesslich USV-Systeme und/oder Notstromgeneratoren eingesetzt.

### 3.2.5 ROLLE VON SPEICHER IM ZUSAMMENHANG MIT STROMMANGELLAGEN

Batteriespeicher können im Zusammenhang mit Strommangellagen eine entscheidende Rolle spielen. Speicher und PV-Anlagen werden gebaut, um zu verhindern, dass es je zu einer Kontingentierung kommt. Kommt es doch zu einem Fall, in welchem die OSTRAL eine Kontingentierung durchsetzen muss, könnten mit Batteriespeicher Spitzenlasten vom Tag in die Nacht verschoben werden. Ob dies als Massnahme im Bereitschaftsgrad 3 und 4 benutzt werden darf, ist noch fraglich und ist noch mit den EVU zu klären, bevor dies in OSTRAL-Konzepten einfließen darf. PV-Anlagen müssen aufgrund ihrer Produktionen im Kontingentierungsfall unbedingt am Netz bleiben.

## 3.3 FINANZIERUNG

Der Kanton Aargau beschafft die Speicher vorläufig selbst. Der Kanton Aargau will sich bei der Evaluation der Beschaffung der Batteriespeichersysteme beteiligen und so eine Vorbildfunktion und Vorreiterrolle wahrnehmen.

**Tabelle 6:** Vergleich Arten der Finanzierung von Batteriespeichersystemen

	Vorteile	Nachteile
Eigenbeschaffung	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Produktfreiheit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Investitions- und Unterhaltskosten</li> </ul>
Systemdienstleister	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Verlagerung der Risiken</li> <li>· Keine Investitions- und Unterhaltskosten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Abhängigkeit</li> </ul>

### 3.3.1 ENTSORGUNG VON BATTERIEN

Von lithiumbasierten Batterien werden heute meist 80 bis 90 % der Stoffe im Recycling wiedergewonnen. Einzelne Werke erreichen Recyclingquoten von bis zu 95 %.

Ablauf Recycling von Batterien<sup>15</sup>

- 1) Bezahlen der obligatorischen VEG beim Import der Batterie in die Schweiz, beim Kauf oder Installation
- 2) Verwaltung der VEG durch z.B. Inobat
- 3) Installation und Betrieb des Speichers, allenfalls Wiederverwendung als Second-Life-Batterie
- 4) Transport der Batterie als Gefahrgut zur Recyclingstelle

<sup>14</sup>Es gibt Wechselrichter mit Notstromfunktion. Diese Notstromfunktion ist aber separat zu bestellen. Wird ein Speicher eingesetzt, ist die Notstromfunktion im Speicher zu bevorzugen.

<sup>15</sup> Ablauf übernommen aus: Christof Bucher (2021), Photovoltaikanlagen – Planung, Installation, Betrieb, 1. Aufl., Faktor Verlag, Zürich

- 5) Zerlegung der Akkumulatoren in einzelne Materialien, entweder mittels mechanisch-chemischen Verfahrens oder über thermische Verfahren
- 6) Verschiedene Elemente wie Kobalt, Kupfer, Eisen, Mangan und Nickel werden zurückgewonnen. Lithium wird aufgrund des geringen Werts und Anteils (rund 1% an der Batterie) heute nur von wenigen Werken rezykliert, obwohl dies technisch möglich wäre.

### 3.4 ESSENZ AUS RICHTLINIE «BATTERIESPEICHERSYSTEME»

#### 3.4.1 GRUNDSATZ

Ein Batteriespeichersystem ergibt vor allem aus Sicht der Nachhaltigkeitsdimension «gesellschaftliche Solidarität» Sinn, da der Kanton Aargau seine Vorreiterrolle ausübt und zur Versorgungssicherheit der Gesellschaft beiträgt. Der Kanton sieht vor in Kombination mit PV-Anlagen immer elektrische Energiespeicher einzusetzen. Diese sollen einerseits dazu dienen den Eigenverbrauch innerhalb der Immobilie zu erhöhen, andererseits sollen sie einen übergeordneten Nutzen im Sinne der Vorhaltung von Regelenergie erfüllen. Mit dem Einsatz der Speicher zur Vorhaltung von Regelenergie und der damit verbundenen Entlastung des Stromnetzes trägt der Kanton zur Netzstabilität bei. In diesem Zusammenhang wird ein Konzept erarbeitet. Das Konzept beinhaltet unter anderem die Dimensionierung der Batteriespeicher. Detaillierte Angaben hierzu werden erarbeitet und in Form der Richtlinie «Batteriespeichersysteme» herausgegeben.

Der Kanton sieht vor, dass Lithium-Eisenphosphat-Second-Life-Batterien aus dem Downcycling oder Salz (-Nickel) Batterien für Batteriespeichersysteme zu verwenden. Dies aufgrund des geringen Anteiles an umweltschädlichen Kobalt (aufgrund des problematischen Abbaus), dem Ansatz der Kreislaufwirtschaft und der Ressourcenschonung.

Hinsichtlich der Energiespeicherung zur Optimierung des Eigenverbrauchs gelten die folgenden Grundsätze.

- Je höher die Energiebezugstarife, desto wirtschaftlicher wird ein Batteriespeichersystem.
- Je tiefer die Gestehungskosten des Batteriespeichersystems, desto wirtschaftlicher wird ein Batteriespeichersystem.
- Je tiefer die Rückspeisetarife für den selbst produzierten Photovoltaikstrom (bei gegebenen hohen Bezugstarifen), desto wirtschaftlicher wird ein Batteriespeichersystem.

#### 3.4.2 PILOTANLAGEN

Batteriespeichersysteme können Stand heute (Dezember 2023) nur unter ganz bestimmten Umständen und Voraussetzungen wirtschaftlich betrieben werden. Trotzdem sieht sich der Kanton Aargau aufgrund der Nachhaltigkeitsdimension «gesellschaftliche Solidarität» und somit in seiner Vorreiterrolle verpflichtet, Speichersysteme zu erstellen. Die Entwicklung des Batteriemarktes wird laufend verfolgt und der Einsatz von neuen und sinnvollen Technologien in entsprechenden Pilotanlagen wird geprüft. Pilotanlagen können in Immobilien des Kantons Aargau unter Einhaltung aller nachfolgenden Voraussetzungen erstellt werden.

- Im Objekt wird eine PV-Anlage betrieben oder geplant, die massgeblichen Überschuss an elektrischer Energie produziert oder produzieren wird.
- Es werden auch andere Massnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchsgrades getroffen.
- Der Einsatz des Speichers verspricht eine Verbesserung der Nachhaltigkeitsdimensionen.
- Auf dem betreffenden Areal oder Immobilie gibt es mehr als eine Nutzungsart. Zum Beispiel eine Schule mit einer zugehörigen Cafeteria.

#### 3.4.3 CHECKLISTE

Vor dem Start einer Planung für ein Batteriespeichersystem ist im Rahmen einer Auftragsanalyse die Checkliste zu beachten und die aufgeführten Punkte zu prüfen. Die Checkliste und deren ausführliche Erläuterung ist der entsprechenden Richtlinie «Batteriespeichersysteme» zu entnehmen.

### 3.4.4 DOKUMENTATION

Die folgenden Eckdaten müssen bis Ende Bauprojekt der Fachstelle der Immobilien Aargau vorliegen.

- 1) Massnahmenkatalog gemäss Checkliste
- 2) Anlagendaten
  - a) Speichertyp und -kapazität
  - b) C-Rate und Entladungstiefe
  - c) Art der Einbindung
  - d) geschätzte Jahreszyklen anhand Simulationen auf Basis von standortbezogenen Messdaten
  - e) Unter Einbezug aller Prüfpunkte der Checkliste
- 3) Bestimmung Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad anhand eines nachvollziehbaren angenommenen Bedarfs- oder Lastprofils.
- 4) Wirtschaftlichkeit gemäss SIA 480, statische Methode
- 5) Darstellung der Tarifsituation am Objektstandort (bei Fachstelle Energie des Kantons abzufragen)
- 6) Einpoliges Prinzipschema inkl. Messkonzept unter Absprache mit lokalem EVU
- 7) Disposition des Aufstellortes der Anlage inkl. Raumeigenschaften

### 3.4.5 BEURTEILUNG VON PROJEKTIERTEN ANLAGEN

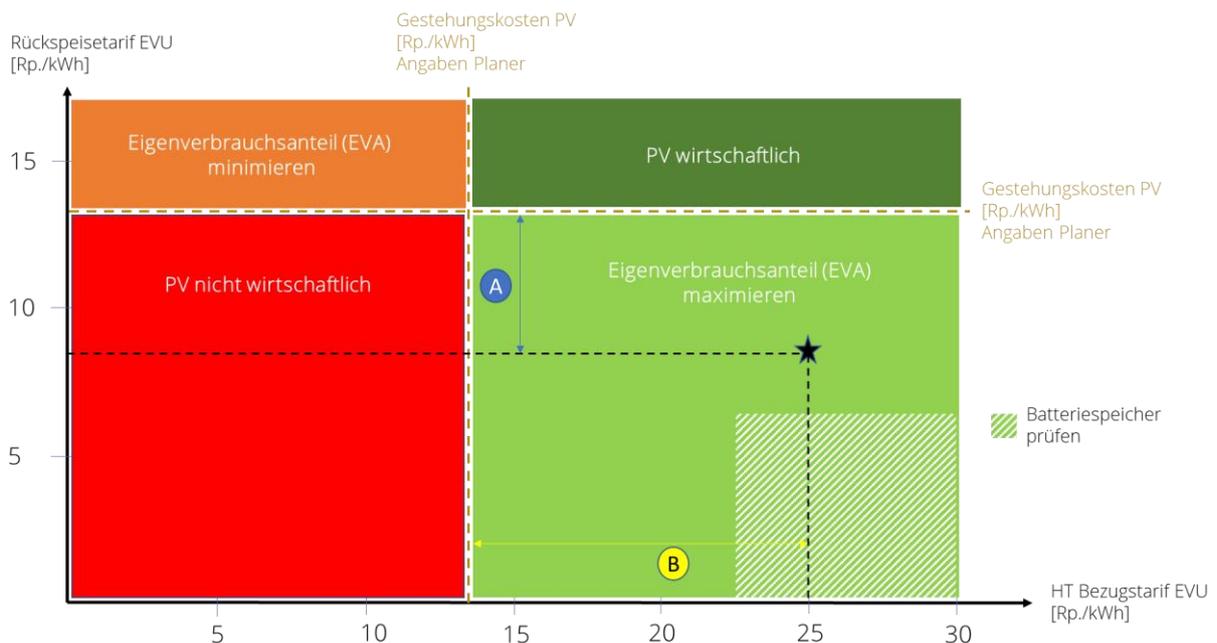
Der Kanton beurteilt eine projektierte Anlage gemäss den definierten Grundsätzen. Es sind die Betriebsweisen zur Eigenverbrauchsoptimierung und zur Vorhaltung von Regelenergie vorzusehen. Weitere Betriebsweisen können ebenfalls integriert werden. Im Folgenden wird die Beurteilung seitens des Kantons anhand der genannten und in den meisten Fällen vorgesehenen Betriebsweisen erläutert.

#### **Betriebsweise Eigenverbrauchsoptimierung**

Ein höherer Eigenverbrauch resultiert grundsätzlich (zumindest anhand der Tarifsituation an den meisten Standorten) in einer grösseren Rendite. Es muss weniger Energie vom Netz bezogen werden und es können somit Energiekosten eingespart werden. Im Folgenden sind Vorschläge zur Eigenverbrauchsoptimierung aufgeführt, welche immer vorzusehen sind, um mit geringem Material- und Kostenaufwand den Eigenverbrauchsgrad zu erhöhen. Der Kanton stellt somit sicher, dass dem Einsatz von einem Speichersystem zusätzlich Effizienzmassnahmen vorgehen.

- Reduktion elektrischer Energiebedarf durch Effizienzmassnahmen
- Optimierung des Eigenverbrauchsanteils durch Last-/Energiemanagement geeigneter elektrischer Verbraucher
- Optimierung des Eigenverbrauchsanteils durch Einbindung thermischer Verbraucher mit Elektroversorgung (Brauchwarmwasser, Heizung, Klimatisierung, Kühlung, usw.)
- Minimierung von Lastspitzen

Je nach Tarifsituation am Standort der Anlage ergeben sich verschiedene Anreize hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit. Aufgrund der hohen Batteriekosten ist der Einsatz eines Batteriespeichers aus wirtschaftlicher Sicht erst dann sinnvoll, wenn der Bezugstarif hoch und der Rückspeisetarif tief ist. Grundsätzlich kann jedoch davon ausgegangen werden, dass der Einsatz eines Batteriespeichers in Zukunft an Bedeutung gewinnt, da die Investitionskosten für einen Batteriespeicher sinken und die Energiepreise volatiler werden. Aufgrund des übergeordneten Nutzens des Batteriespeichers (Netzstabilität, Versorgungssicherheit) sieht der Kanton die Darstellung nicht als Grund zum Ausschluss eines Batteriespeichers, jedoch dient diese Grafik als Mittel zur wirtschaftlichen Optimierung der Anlage.



**Abbildung 10:** Möglicher Einsatz eines Batteriespeichersystems (Quelle: Partner Ingenieure AG)

Erläuterungen zur Abbildung 10: Je grösser «A» bzw. «B», desto mehr können Massnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs zusätzlich zur Wirtschaftlichkeit beitragen. Bei entsprechend vorherrschender Situation (grün/weiss schraffierter Bereich - Batteriespeicher prüfen) kann ein Einsatz eines Batteriespeichers wirtschaftlich sein. Als Referenzgrösse zur Überprüfung der Wirtschaftlichkeit für den möglichen Einsatz eines Batteriespeichersystems sind die spezifischen Kosten für die gespeicherte Kilowattstunde (Rp. / kWh) über die zu erwartende Lebensdauer des Speichers herbeizuziehen. Diese liegen je nach gewählter Technologie im Bereich zwischen 20 und 30 Rp. pro kWh.

#### **Betriebsweise «Vorhaltung von Regelenergie»**

Als Beitrag zur Netzstabilität und zur Entlastung des Stromnetzes sieht der Kanton die Betriebsweise «Vorhaltung von Regelenergie» vor. Die Batterien sollen so ausgelegt werden, dass diese bei Bedarf angesteuert werden können und per Fernsteuerung entweder eine Entladung in das Netz oder eine Ladung aus dem Netz initiiert werden kann. Auf diese Weise trägt der Kanton mit seinen Batteriesystemen einen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Die Dimensionierung und Auslegung der Batteriespeicher wird in der Richtlinie «Batteriespeichersysteme» behandelt. Es ist eine gewisse Kapazität vorzusehen, welche stets netzdienlich zur Verfügung steht.

#### **Betriebsweise «Lastspitzenminimierung»**

Um die Kapazität eines Batteriespeichersystems für die Betriebsweise «Lastspitzenminimierung» zu bestimmen, müssen folgenden Angaben vorhanden sein.

- Jahreslastgang mindesten in 1/4h Auflösung
- Lastspitzenverursachende Verbraucher
- Energiebezugstarife und Leistungstarife

Ein Speicher lohnt sich, wenn die Kosten für die Lastspitze grösser sind als die Kosten für das Batteriespeichersystem, betrachtet während der gesamten Lebensdauer.

#### **Betriebsweise «Pilotanlage»**

Für eine Pilotanlage muss ein Konzept ausgearbeitet werden, welches ein Ziel und den entsprechenden Lösungsansatz beinhaltet und begründet. Die eingesetzte Technologie muss sämtlichen Nachhaltigkeitsdimensionen entsprechen und einen wesentlichen Vorteil gegenüber den gängigen Technologien versprechen.

Der Kanton muss eine sinnvolle Pilot-Laufzeit festlegen. Nach einer Pilotlaufzeit müssen die definierten Ziele überprüft werden und über den Weiterbetrieb der Anlage entschieden werden.

### 3.4.6 BEURTEILUNG RAUMANFORDERUNGEN

Grundsätzlich gilt es die Raumanforderungen mit dem Lieferanten beziehungsweise dem Hersteller des Batteriespeichersystems abzuklären. Die folgenden Punkte dienen als Anhaltspunkte zur Wahl oder entsprechender Ausrüstung des Raumes.

- Geringes Brandrisiko
- Leicht zugänglich
- Genügend Platz (pro 10 kWh sind 1.5 m<sup>2</sup> vorzusehen, mindestens jedoch 6 m<sup>2</sup>)
- Erforderliche Tragfähigkeit des Bodens
- Ausreichende Beleuchtung
- Frei von Staub und leicht entzündlichen Materialien
- Vorzugsweise natürlich kühler Raum

Die Lithium-Eisenphosphat-Batterie hat eine abweichende Elektrodenzusammensetzung, gehört jedoch zu der Gruppe der Lithium-Ionen-Batterien. Deshalb ist das VKF-Merkblatt «Lithium-Ionen-Batterien» zu beachten.

Gemäss VKF-Merkblatt «Lithium-Ionen-Batterien» unterliegen [elektrische] Speichersysteme keinen speziellen Brandschutzvorschriften. Es wird jedoch empfohlen [elektrische] Speichersysteme mit einer Kapazität von über 15kWh in einem separaten Brandabschnitt mit mindestens Feuerwiderstand EI 60 oder im Freien oder in einem Gebäude aus Baustoffen der Brandverhaltensgruppe RF1 sowie mit ausreichend Schutzabständen aufzustellen. Grundsätzlich dürfen Speichersysteme nicht in einem Fluchtweg, in einem feuer- oder explosionsgefährdeten Raum, in Bereichen mit hohem Brandrisiko oder in Lüftungszentralen aufgestellt werden.

Es muss sichergestellt werden, dass die Raumtemperatur je nach Batterietechnologie 30°C sicher nicht übersteigt. Der Raum ist so zu wählen, dass keine zusätzliche, mechanische Kühlung nötig wird, um den gewünschten Temperaturbereich einzuhalten.

### 3.5 AUSBLICK

Ein elektrischer Energiespeicher ist nur bei einer hohen jährlichen Zyklenzahl und entsprechend positiver Preisdifferenz pro Zyklus wirtschaftlich. Positive Preisdifferenzen können durch die Differenz von Hoch- und Niedertarif und durch die Differenz von Bezugs- zum Rückspeisetarif generiert werden. Weitere mögliche Potentiale zum wirtschaftlichen Betrieb eines Speichers ist die Lastspitzenminimierung und die Vorhaltung von Regelenergien.

Im Falle einer Tarifierung nach dem Marktprinzip «Angebot-Nachfrage» ist es denkbar, dass der Solarstrom bei einem Überangebot zeitweise zu wirtschaftlich uninteressanten Preisen ins Netz zurückgespeist werden muss. Bei einem solchen Tarifmodell könnte der Einsatz von Batteriespeichersystemen stark begünstigt werden, da die Energie der PV-Anlage in preislich attraktivere Zeitzonen verschoben werden könnte.

Mit der elektrischen Transformation des Individualverkehrs entsteht momentan ein immer grösserer Markt an Downcycling-Batterien. Diese Second-Life-Batterien sollen im Sinne der Kreislaufwirtschaft als Heimspeicher eingesetzt werden.

Weiter auch interessant ist in diesem Zusammenhang die Thematik des bidirektionalen Ladens<sup>16</sup>, welche sich aktuell stark weiterentwickelt und weitere Speicherkapazitäten generieren könnte. Zum bidirektionalen Laden erarbeitet das BVU zusammen mit der IMAG eine entsprechende Grundlagenstudie.

Die IMAG verfolgt zudem die weiteren Entwicklungen auf dem Batteriemarkt und prüft laufend die Anwendung sinnvoller neuer Technologien in den kantonseigenen Immobilien. Hierzu werden bei Bedarf entsprechende Pilotprojekte zum Prüfen des Einsatzes vorgesehen. Aktuell wird ein mögliches Pilotprojekt bezüglich des Einsatzes eines Wasserstoffspeichersystems diskutiert.

### 3.6 FAZIT

Der Kanton will im Sinne der Kreislaufwirtschaft Lithium-Eisenphosphat-Batterien aus dem Downcycling der Elektromobilität in den eigenen Immobilien einsetzen. Durch den Einsatz von Second-Life-Batterien wird der gesamte Lebenszyklus der entsprechenden Batterie noch einmal verlängert und die Ökobilanz (bezogen auf gespeicherte kWh) wird verbessert. Würden neue Batterien produziert, so würde einerseits erneut aufgrund des problematischen Abbaus umweltschädliches Kobalt verwendet werden, andererseits ist die Ökobilanz einer reinen Solarbatterie bedeutend schlechter.

Beim Erbau sämtlicher PV-Anlagen sind auch Batteriespeicher zu planen. Diese sollen der Optimierung des Eigenverbrauchs und der Entlastung und Unterstützung des lokalen Netzes dienen. Der Kanton trägt mit seinen Batterien zur Versorgungssicherheit und zur Netzstabilität bei und sorgt mit einer optimalen Einbindung des Speichers dafür, dass die Anlage möglichst wirtschaftlich betrieben wird.

---

<sup>16</sup> Zum bidirektionalen Laden zählt für den Kanton Aargau:

V2B (Vehicle to Building), V2H (Vehicle to Home) ist hingegen kein Begriff, der beim Kanton Aargau unter die Bezeichnung des bidirektionalen Ladens fällt, da keine Home-Applikationen betrieben werden.

V2G (Vehicle to Grid)

V2X (Vehicle to Everything)

## 4 LADEINFRASTRUKTUR ELEKTROMOBILITÄT

### 4.1 TECHNOLOGIE

Bei der Ladung eines Elektrofahrzeugs wird grundsätzlich zwischen der AC- und der DC-Ladung unterschieden. Die Batterie wird grundsätzlich mit Gleichstrom (DC) geladen. Wird das Fahrzeug mit Wechselstrom (AC) geladen, so muss die Energie mittels des im Fahrzeug integrierten Gleichrichters umgewandelt werden. Die Ladeleistung ist hierbei von der Leistung des Gleichrichters abhängig und liegt normalerweise zwischen 3.7 und 22 kW.

Bei der DC-Ladung hingegen findet die Umwandlung des Wechselstroms zu Gleichstrom innerhalb der Ladestation statt. Die Leistung von DC-Ladestationen für Personenfahrzeuge liegt zwischen 10 und 350 kW. Ab 50 kW spricht man von einer «Schnellladestation»<sup>17</sup>

*Statisches Lastmanagement:* Bei einem statischen Lastmanagement wird die Gesamtladeleistung für die Ladeinfrastruktur auf einen definierten Wert (Leistungsbegrenzung, maximal verfügbare Gesamtladeleistung) limitiert und die Ladevorgänge werden entsprechend verschoben beziehungsweise die verfügbare Ladeleistung wird auf die angeschlossenen Fahrzeuge verteilt.

*Dynamisches Lastmanagement:* Das dynamische Lastmanagementsystem begrenzt die maximal ab Netz bezogene Leistung. Dadurch ist eine höhere Ladeleistung möglich, wenn die Leistung durch Eigenproduktion oder durch einen tiefen momentanen Leistungsbezug der Gebäudeverbraucher zur Verfügung steht. Im Kanton Aargau sind Ladestationen zwingend in ein dynamisches Lastmanagementsystem zu integrieren. Nur so ist die Ladeinfrastruktur für einen zukünftigen Ausbau und allfällige variable Energiepreise gerüstet.

*V1G (unidirektionales Smart Charging):* Den Elektrofahrzeugen wird von der Ladestation die Möglichkeit gegeben Ladetarife und -zeiten dynamisch zu verändern. Dies hat den Vorteil, dass die Kosten für das Aufladen für die Kundschaft minimiert werden. V1G wird vom Kanton im Moment nicht zur Verfügung gestellt.

*V2B, V2G und V2X (bidirektionales Laden):* Zum bidirektionalen Laden zählt für den Kanton Aargau das «V2B» (Vehicle to Building). Das «V2H» (Vehicle to Home) ist hingegen nicht ein Begriff, welcher beim Kanton Aargau verwendet wird. Es sind keine Home-Applikationen vorgesehen. Zum bidirektionalen Laden erarbeitete das BVU und die IMAG eine Grundlagenstudie.

In Zukunft werden das bidirektionale Laden und die Verwendung des Autos als Energiespeicher an Bedeutung gewinnen.

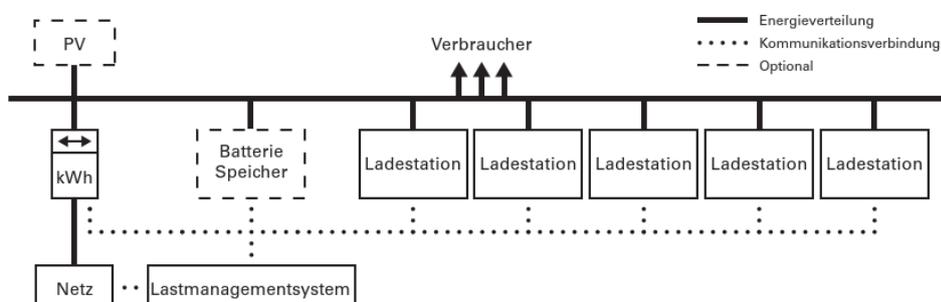


Abbildung 11: Prinzipschema eines Gebäudes mit dynamischem Lastmanagement (Quelle: SIA 2060, Figur 8)

<sup>17</sup> Gem. Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE, Handbuch «Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität», Seite 15

#### 4.1.1 KENNDATEN<sup>18</sup>

Der Kanton Aargau verbaut ausschliesslich Ladestationen mit einseitig fest angeschlossenem Anschlusskabel mit den Steckertypen Typ 2 und CCS (Combined Charging System, basierend auf Typ 2).

Für die Nutzung durch Privatpersonen werden grundsätzlich 11kW-Ladestationen eingesetzt.

**Tabelle 7:** Kenndaten Ladestationen

	Elektro-PW	Elektromotorrad, Elektro-leichtfahrzeug	Elektrofahrrad
Lebensdauer Ladestation	15 Jahre	15 Jahre	15 Jahre
Durchschnittlicher Energieverbrauch des Fahrzeugs	12 - 20 kWh/100km	3 - 9 kWh/100km	0.2 - 0.6 kWh/100km
Ladeleistung	1.4 - 350 kW	1 - 6 kW	0.1 - 0.8 kW
Batteriekapazität	10 - 100 kWh	2 - 15 kWh	0.3 - 1 kWh

## 4.2 NUTZUNG

Bei der Auswahl der Ladeinfrastruktur sind am Anfang drei grundlegende Fragen zu beantworten.

- Wo ist der Standort der Ladestation?
- Wer nutzt die Ladeinfrastruktur?
- Wer betreibt die Ladeinfrastruktur und wer bewerkstelligt die Abrechnungsdienstleistungen?

Dazu wird beim Kanton Aargau zwischen drei verschiedenen Arten des Ladens unterschieden.

Nutzung durch Privatpersonen (Privat)	Der Kanton Aargau als Arbeitgeber stellt den Mitarbeitern zu marktüblichen Konditionen <sup>19</sup> nicht öffentlich zugängliche Ladestationen am Arbeitsort zur Verfügung.
Nutzung durch Privatpersonen (Öffentlich)	Der Ladepunkt befindet sich auf einem öffentlichen Parkplatz. Der Ladepunkt ist frei zugänglich und kann auch von den Angestellten genutzt werden (zu marktüblichen Konditionen). Im Kanton Aargau sind dies beispielsweise Ladepunkte bei Schulgebäuden oder Freizeit- und Kultureinrichtungen.
Kantonale Nutzung	Dies sind Ladepunkte, welche ausschliesslich für kantonseigene Fahrzeuge wie Unterhaltsfahrzeuge, Polizeifahrzeuge, Transportfahrzeuge, Staatswagen, Pool-Fahrzeuge oder Blaulicht-Fahrzeuge verwendet werden.

<sup>18</sup> Kenndaten in Anlehnung an SIA 2060 «Infrastruktur für Elektrofahrzeuge in Gebäuden», Tabelle 1 bis 4

<sup>19</sup> Die Preise an den Ladestationen der IMAG werden von der Fachstelle Energie der IMAG festgelegt.

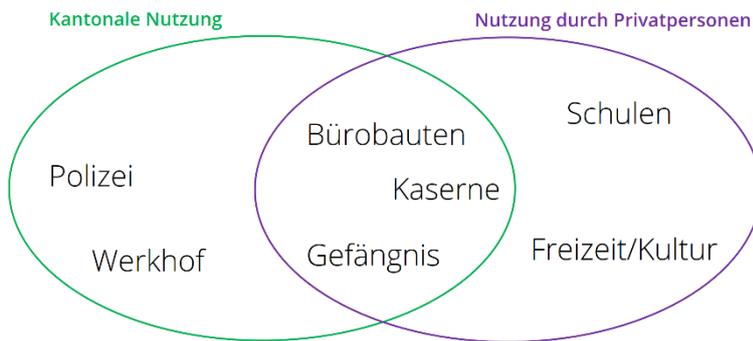


Abbildung 12: Verschiedene Nutzungen Elektromobilität

### 4.3 FINANZIERUNG

Der Kanton Aargau beschafft die Ladestationen mittels Submissionsverfahren selbst. Die Erstellungskosten der Ladeinfrastruktur werden dem Standortgebäude belastet und transparent ausgewiesen. Der Betrieb und Unterhalt wird durch Externe (AEW) sichergestellt. Die Betriebskosten inkl. Energiekosten werden ebenfalls dem Standortgebäude belastet.

Tabelle 8: Vergleich der Finanzierungsarten bei Elektroladestationen

	Vorteile	Nachteile
Eigenbeschaffung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Produkt frei wählbar</li> <li>• Niedrige Kosten bei Eigennutzung</li> <li>• Hoheit bei Kanton Aargau</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Investitions- und Unterhaltskosten</li> <li>• Administrativer Aufwand</li> </ul>
Systemdienstleister	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Know-How des Errichters</li> <li>• Keine Investitions- und Unterhaltskosten</li> <li>• Verlagerung der Risiken</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• keine Eigenverbrauchsoptimierung möglich</li> <li>• Abhängigkeit vom Systemdienstleister</li> </ul>
Fremdfinanzierung und -betrieb, Kanton ist Eigentümer	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Servicedienstleistungen</li> <li>• Know-How des Errichters</li> <li>• Integration in öffentliches Lade-netz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vorgegebenes Produkt</li> <li>• Abhängigkeit vom Strompreis</li> </ul>

#### 4.3.1 VERRECHNUNG UND ENERGIEPREISGESTALTUNG

Die Benutzung von Ladestationen des Kanton Aargau ist für Privatpersonen kostenpflichtig. Das Preisniveau des Energiepreises und der Blockiergebühr sollen marktüblich sein. Das heisst, dass sich der Energiebezugstarif an den marktüblichen Bezugspreisen der bekannten Anbieter (swisscharge, EnBW, usw.) im Aargau orientiert.

Eine Ladestation ist nur sinnvoll und wirtschaftlich, wenn sie häufig genutzt wird. Aus diesem Grund soll der Standortwahl immer einer Standortanalyse zu Grunde liegen.

Das Ladeangebot des Kanton Aargau ist attraktiv zu gestalten. Auf diese Weise werden die Ladepunkte häufig genutzt und die Ladestation erfüllt den gesellschaftlichen Nutzen. Im Allgemeinen gilt es die nachfolgend aufgeführten Punkte hinsichtlich der Projektierung eines oder mehrerer Ladepunkte zu beachten.

- Einfaches Bedienen der Ladestation
- Zugang für alle (sämtliche gängigen Ladeanbieter)
- Gute Signalisation (der Kunde muss die Ladestation finden können)
- Anordnung an bevorzugten Lagen (nahe bei Treppenhäusern, witterungsgeschützt)
- Höherer Nutzungskomfort (grosse Parkfelder)

Detaillierte Angaben zur Gestaltung der Ladeparkplätze sowie zur Energiepreisbildung werden in der Richtlinie «Elektromobilität» erläutert.

#### 4.4 ESSENZ AUS RICHTLINIE «ELEKTROMOBILITÄT»

##### 4.4.1 DIMENSIONIERUNG

Die Richtlinie «Elektromobilität» ist bei sämtlichen kantonseigenen Immobilien mit vorhandenen Parkplätzen anzuwenden. Der Kanton Aargau ist Eigentümer der Ladeanlage. Die Benutzung der Ladeinfrastruktur ist, mit Ausnahme der rein kantonalen Nutzung, kostenpflichtig. Der Kanton prüft hierbei gewisse Möglichkeiten in Kombination mit einer PV-Anlage auch Gratis-Ladestationen anzubieten.

Die Dimensionierung der Ladeinfrastruktur stützt sich auf den Angaben der SIA 2060 «Infrastruktur für Elektrofahrzeuge in Gebäuden» ab. Hierbei geht der Kanton jedoch einen Schritt weiter und verschärft die Anforderungen. Detaillierte Angaben zur Dimensionierung der Infrastruktur sind der Richtlinie «Elektromobilität» zu entnehmen.

##### 4.4.2 CHECKLISTE

Vor dem Start einer Anlagenplanung ist im Rahmen einer Auftragsanalyse die Checkliste zu beachten und die aufgeführten Punkte zu prüfen. Die Checkliste und deren ausführliche Erläuterung ist der entsprechenden Richtlinie «Elektromobilität» zu entnehmen.

##### 4.4.3 DOKUMENTATION

Die folgenden Eckdaten müssen der Fachstelle der Immobilien Aargau bis Ende Bauprojekt vorliegen.

- 1) Massnahmenkatalog gemäss Checkliste
- 2) Angaben zur geplanten Ladeinfrastruktur
  - a) Anzahl verfügbare Parkplätze (inkl. davon elektrifizierte Parkplätze)
  - b) Angaben zum Lastmanagement inkl. Auslastung der Zuleitung
  - c) Gesamtleistung
  - d) Reserven
  - e) Unter Einbezug aller Prüfpunkte der Checkliste
- 3) Situationsplan mit Signalisierung
- 4) Wirtschaftlichkeit gemäss SIA 480, statische Methode
  - a) Grundriss des gesamten Parkplatzes
- 5) Positionierung der Ladeparkplätze
- 6) Räumliche Darstellung Leitungsführung (Erschliessung inkl. Medium)
- 7) Einpoliges Prinzipschema inkl. Messkonzept und Lastmanagement
- 8) Disposition der Aufstellungsorte der Ladepunkte, dem Verteilsystem und dem Lastmanagement (Schaltgerätekombination)

##### 4.4.4 ERLÄUTERUNG FÜR AUSSCHLIESSLICH KANTONALE NUTZUNG

Für kantonale Nutzungen ist eine detaillierte Nutzeranalyse unabdingbar, um den elektrischen Leistungsbedarf, der aus der Integration der elektrischen Infrastruktur für die Elektrofahrzeuge entsteht, abschätzen zu können. Dies muss individuell nach Einsatzplan der Elektrofahrzeuge erfolgen und kann, wie in Abbildung 13 exemplarisch dargestellt, erfolgen.

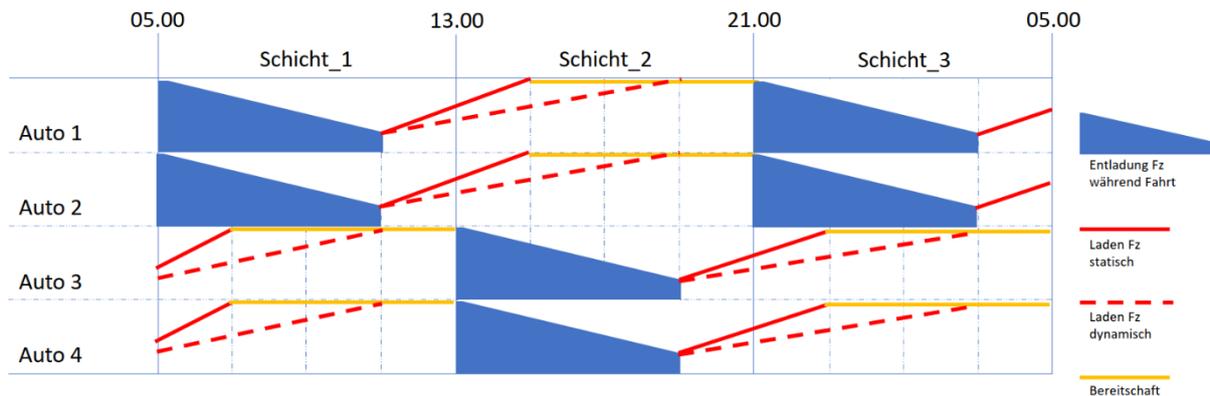


Abbildung 13: Ladeprofil Schichtbetrieb mobile Einsatzpolizei (Quelle: Partner Ingenieure AG)

Anhand der kumulierten Lastprofile kann der ungefähre Leistungsbedarf für die Elektromobilität abgeschätzt werden. Sofern es das Nutzungsprofil erlaubt, können zudem weitere Optimierungsmassnahmen geprüft werden.

#### 4.4.5 ERNEUERUNGEN UND NUTZUNGSANPASSUNGEN

Bei bestehenden Gebäuden ist der elektrische Leistungsbedarf für die Elektromobilität mit der Auslastung der bestehenden Anschlussleitung zu vergleichen bzw. die zu erwartende Gesamtauslastung zu ermitteln.

Zur Ermittlung der Auslastung der bestehenden Anschlussleitung sind die Leistungsdaten oder 1/4h Energiedaten entweder aus einem allfällig vorhandenen Energiemanagementsystem auszulesen oder beim zuständigen Energieversorgungsunternehmen für mindestens ein vollständiges Kalenderjahr anzufragen.

Bei bestehenden Gebäuden ist zu prüfen, ob die bisherige Anschlussleistung ausreichend ist, um die zusätzliche Ladeleistung für die Elektrofahrzeuge zu decken. Wichtig ist ebenfalls eine Analyse des aktuellen Lastprofils, um auf Lastspitzen Rücksicht nehmen zu können.

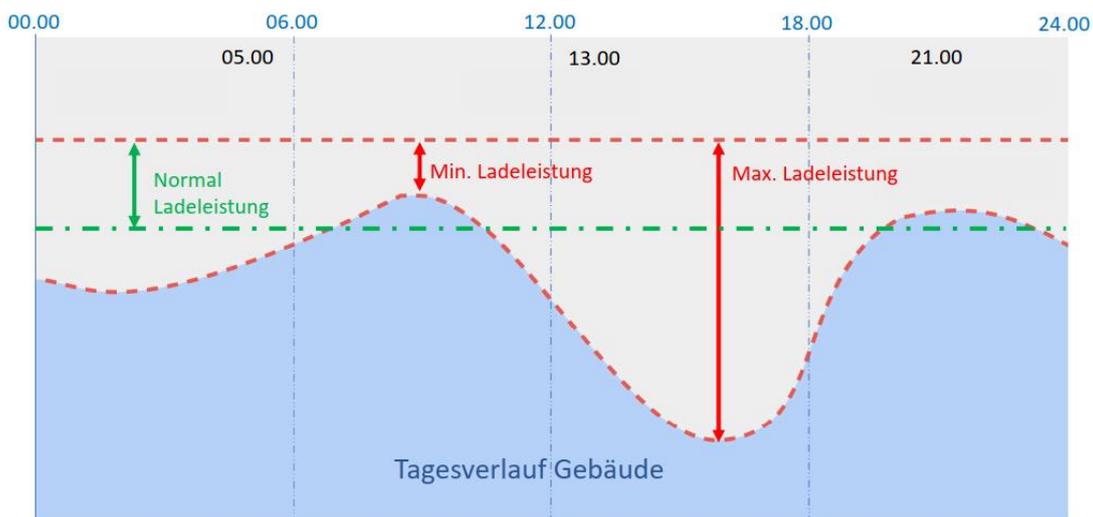


Abbildung 14: Lastprofil bestehender Anschluss (Quelle: Partner Ingenieure AG)

#### 4.5 AUSBLICK

Die Elektromobilität hat sich inzwischen als alternative Antriebsmethode für den Individualverkehr etabliert und nimmt signifikant zu. Es bleiben jedoch Fragen offen. Beispielsweise bleibt abzuwarten, ob sich der Individualverkehr an sich verändern wird und ob weitere Innovationen in der elektrischen

Speichertechnologie erwartet werden dürfen. Auch ein Technologiesprung bei Wasserstoff-Antrieben ist durchaus noch möglich.

Aufgrund der zunehmenden Anzahl von Nutzern der individuellen Elektromobilität wird sich der Markt an Ladeangeboten konsolidieren. Roaming-Plattformen werden grösser, kleinere werden verschwinden. Das Ladeangebot und die Ladepreise werden übersichtlicher werden. Aufgrund der Zunahme der Reichweite von Elektrofahrzeugen wird sich auch das Bedürfnis an Ladeangeboten verändern. Grundsätzlich ist die Ladung am Arbeitsort jedoch sinnvoll, da vor allem dann ein Überschuss an Energie besteht, wenn die Fahrzeuge bei der Arbeitsstelle stehen (am Tag, bei Überschuss an Solarstrom). Hierbei ist das Ladeverhalten wohl auch von der Entwicklung des Energiepreises (voraussichtlich immer dynamischer) abhängig.

In diesem Zusammenhang kann auch das bidirektionale Laden eine entscheidende Rolle einnehmen. Interessant für grössere Ladeinfrastrukturen bleibt zudem die Elektrifizierung von Dienst- und Nutzfahrzeugen.

#### **4.6 FAZIT**

Der Kanton beobachtet die Entwicklung auf dem Elektromobilitätsmarkt. Die vorhandenen Parkplätze sollen gemäss den Grundsätzen für die Elektromobilität gerüstet werden.

Der Kanton trägt dazu bei die Elektromobilität nutzbarer zu machen und bindet die Ladepunkte sinnvoll in das Gesamtsystem des Gebäudes ein.

## 5 ABSCHLUSS

Der Kanton Aargau möchte den Ausbau der Photovoltaik auf und an seinen Immobilien merklich fördern. Hierzu sind verschiedene Faktoren ausschlaggebend für das Vorhaben. Eine Photovoltaikanlage kann heute wirtschaftlich betrieben werden. Zudem leistet der Kanton einen grossen Beitrag an der Erzeugung von nachhaltiger Energie und seine Vorbildfunktion gegenüber den Bewohnern des Kantons wahr.

Mit der ökologischen, gesellschaftlichen und nicht zuletzt auch wirtschaftlichen Entwicklung der Batteriespeichersysteme wird deren Einführung künftig begünstigt. Der Kanton beabsichtigt den Einsatz von Batteriespeichersystemen vor allem hinsichtlich des gesellschaftlichen Nutzens. Durch den Einsatz zur Vorhaltung von Regelenergie trägt der Kanton dazu bei, dass die Energiewende umgesetzt werden kann, ohne dass dabei die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit gefährdet ist. Zudem wird die mittels PV-Anlagen produzierte Energie lokal zwischengespeichert und das Gebäude kann bei Bedarf von der Batterie versorgt werden. Dies entlastet zumindest saisonal die Netze und trägt zur Effizienz bei. Es werden hauptsächlich Lithium-Eisenphosphat-Batterien eingesetzt, welche als Second-Life-Batterien aus dem Downcycling der Elektromobilität verfügbar sein werden.

Mit der Dekarbonisierung des Individualverkehrs beziehungsweise der Zunahme von Elektrofahrzeugen entstehen weitere Möglichkeiten zur Steigerung des Eigenverbrauchs und auch der Speicherkapazitäten. Alle vorgenannten Themen müssen jedoch einerseits optimal aufeinander abgestimmt sein, andererseits ideal in das Gebäude eingebunden sein. Hierfür müssen die Planenden von entsprechenden Projekten über die Grundhaltung und die Bedürfnisse des Kanton Aargau informiert sein, um zielgerichtet und effizient arbeiten zu können. Die hierfür nötige Bestellerkompetenz soll mit vorliegendem Dokument gefördert werden.

Die Gebäude des Kanton Aargau vereinen neben den drei Dimensionen: «Wirtschaftliche Effizienz», «Gesellschaftliche Solidarität» und «Schutz der natürlichen Umwelt» falls vereinbar, auch die drei Technologien «Photovoltaik», «Batteriespeichersysteme» und «Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität».

## 6 VERZEICHNISSE

### 6.1 ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Effizienzebenenmodell, Partner Ingenieure AG	4
Abbildung 2: EVA und AG in Abhängigkeit der PV-Produktion, Anlage ohne Speicher (Quelle: SIA 2061, Figur 13)	8
Abbildung 3: Eigenverbrauchsanteil versus Autarkiegrad (Quelle: Grafiken des Kanton Aargau in Anlehnung an die Grafik vom VSE)	9
Abbildung 4: Extensive Begrünung, modellierter Schichtaufbau, Südausrichtung (Quelle: Leitfaden «Dachbegrünung und Solarenergieanlagen», Swissolar)	9
Abbildung 5: Aufstellungsarten bei Aufständering	10
Abbildung 6: Wirtschaftlichkeit PV-Anlagen und Massnahmen (Quelle: Partner Ingenieure AG)	14
Abbildung 7: Speichersystemeinsatz bei der Eigenverbrauchsoptimierung (Quelle: SIA 2061, Figur 2)	17
Abbildung 8: Speichersystemeinsatz am Beispiel einer Bezugsspitzenminimierung (Quelle: SIA 2061, Figur 3)	18
Abbildung 9: Arten der Regelernergie (Quelle: Swissgrid Übersicht Regelernergien)	19
Abbildung 10: Möglicher Einsatz eines Batteriespeichersystems (Quelle: Partner Ingenieure AG)	23
Abbildung 11: Prinzipschema eines Gebäudes mit dynamischem Lastmanagement (Quelle: SIA 2060, Figur 8)	26
Abbildung 12: Verschiedene Nutzungen Elektromobilität	28
Abbildung 13: Ladeprofil Schichtbetrieb mobile Einsatzpolizei (Quelle: Partner Ingenieure AG)	30
Abbildung 14: Lastprofil bestehender Anschluss (Quelle: Partner Ingenieure AG)	30

### 6.2 TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Kenndaten PV-Anlagen Dach (CH-Mittelland) Stand 07/23	7
Tabelle 2: Kenndaten PV-Anlagen Fassade (CH-Mittelland) Stand 07/23	7
Tabelle 3: Arten der Finanzierung von PV-Anlagen	11
Tabelle 4: Beurteilung von Eckdaten Stand 12/23	14
Tabelle 5: Vergleich unterschiedlicher Batteriespeichersysteme	16
Tabelle 6: Vergleich Arten der Finanzierung von Batteriespeichersystemen	20
Tabelle 7: Kenndaten Ladestationen	27
Tabelle 8: Vergleich der Finanzierungsarten bei Elektroladestationen	28

### 6.3 ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

<b>AC</b>	
alternating current, engl. Wechselstrom.....	28
<b>AG</b>	
Autarkiegrad .....	8, 11, 14, 33
<b>BVU</b>	
Departement Bau, Verkehr und Umwelt.....	27
<b>DC</b>	
direct current, engl. Gleichstrom.....	6, 28
<b>EBF</b>	
Energiebezugsfläche.....	13
<b>EVA</b>	
Eigenverbrauchsanteil.....	8, 14
<b>EVU</b>	
Energieversorgungsunternehmen.....	13, 14, 20, 23

<b>IMAG</b>	
Immobilien Aarau .....	27
<b>kW</b>	
Kilowatt, Einheit der elektrischen Leistung .....	6, 7, 18, 28
<b>kWh</b>	
Kilowattstunde, Einheit für elektrische Energie .....	7, 8, 14, 16, 25, 29
<b>LCoE</b>	
Levelized Cost of Electricity, engl. Stromgestehungskosten .....	13
<b>PV</b>	
Photovoltaik .....	13
<b>SIA</b>	
Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein .....	13, 17, 18, 23, 28, 29, 32
<b>V2B</b>	
Vehicle to Building, engl. Fahrzeug zu Gebäude .....	27, 28
<b>V2G</b>	
Vehicle to Grid, engl. Fahrzeug zu Netz .....	27, 28
<b>V2H</b>	
Vehicle to Home, engl. Fahrzeug zu Heim .....	27, 28
<b>V2X</b>	
Vehicle to Everything, engl. Fahrzeug zu allem .....	27, 28
<b>VEG</b>	
vorgezogene Entsorgungsgebühr .....	21
<b>vRG</b>	
vorgezogene Recyclinggebühr .....	12
<b>ZEV</b>	
Zusammenschluss zum Eigenverbrauch .....	11, 13