

Bachelorarbeit

zur Erlangung des akademischen Grades
Bachelor

Technische Hochschule Wildau

Fachbereich Ingenieur- und Naturwissenschaften

Studiengang Physikalische Technologien / Energiesysteme (B. Eng.)

Thema (deutsch): Untersuchung der Ertragscharakteristik des Hallenbads Verl mit seiner additiven Dach- und fassadenintegrierten Photovoltaikanlage

Thema (englisch): Investigation of the yield characteristics of the Verl indoor swimming pool with its additive roof- and facade-integrated photovoltaic system

Autor/in:	Joury Bischkopf
Seminargruppe:	PE/23
Betreuer/in:	Prof. Dr.-Ing. Mario Nowitzki
Zweitgutachter/in:	M.Sc. Niklas Albinus
Spätestmögliche Abgabe:	29.07.2026

Abstract

Deutsch

Bauwerkintegrierte Photovoltaik (BIPV) gilt als zusätzliches Potenzial zur energetischen Aufwertung von Bauwerken, jedoch fehlen bislang ausgewertete Betriebsdaten aus realen Anwendungen. Diese Arbeit untersucht daher, welchen Einfluss eine fassadenintegrierte PV-Anlage im Vergleich zu einer additiven Dach-PV-Anlage auf ein Hallenbad hat. Dies erfolgte am Beispiel des Hallenbads Verl, das Betriebsdaten beider Anlagentypen über ein Jahr (April 2025–März 2026) liefert. Die realen Erträge werden mit einer *PV*SOL*-Simulation abgeglichen und um eine 20-Jahres-Amortisationsrechnung für vier Verbrauchsszenarien ergänzt. Der reale Gesamtjahresertrag von April 2025–März 2026 betrug 106,2 MWh/a, wovon etwa ein Drittel auf die Fassade entfiel. Die Dach-PV ist bilanziell im Ertrag und wirtschaftlich überlegen. Die Fassaden-PV wirkt vor allem saisonal und tagsüber ausgleichend. Die fassadenintegrierte PV ist primär gestalterisch zu bewerten und trägt zusätzlich zur Energieerzeugung bei. Anhand dessen wird deutlich, dass beide Photovoltaiksysteme Vor- und Nachteile haben.

Englisch

Building-integrated photovoltaics (BIPV) is considered additional potential for improving the energy performance of buildings, yet analyzed operating data from real-world applications remain scarce. This thesis therefore investigates how a facade-integrated PV system affects an indoor swimming pool compared with an additive rooftop PV system. This was done using the example of the Verl indoor swimming pool, which provides one year of operating data (April 2025–March 2026) for both system types. Measured yields are compared with results from a *PV*SOL* simulation and complemented by a 20-year payback calculation for four consumption scenarios. The real total yield between April 2025 and March 2026 was 106.2 MWh/a, of which the facade contributed one third. The rooftop PV is superior in terms of yield and economics. The facade PV mainly balances seasonal and daily supply, is to be assessed primarily on architectural grounds, and additionally contributes to energy generation. These results show that both photovoltaic systems entail distinct advantages and disadvantages.

Inhaltsverzeichnis

Abstract

1	Einleitung	1
2	Theoretische Grundlagen	3
2.1	Grundlagen zu Photovoltaik	3
2.1.1	Photovoltaiksystem	3
2.1.2	Einstrahlung auf geneigte und vertikale Flächen	4
2.1.3	Unterschied von bauwerkintegrierter- und additiver Photovoltaik	7
2.1.4	Modultechnologien	7
2.1.5	Kenngrößen zur Systembewertung	8
2.2	Grundlagen zur Datenvalidierung	9
2.2.1	Definition und Zweck	9
2.2.2	Taxonomie der Validierung	10
2.2.3	Die wichtigsten verwendeten Python-Bibliotheken	10
2.2.4	PV*SOL als Simulationssoftware	11
2.3	Technische Gebäudegrundlagen eines Hallenbads	12
2.3.1	Hallenbad als energetischer Verbraucher	12
2.3.2	Lastprofile	12
2.3.3	Elektrische Wärmeversorgung	13
2.4	Grundlagen zur Wirtschaftlichkeitsberechnung	14
2.4.1	Amortisationsrechnung	14
2.4.2	Wirtschaftliche Besonderheiten bei additiver- und fassadenintegrierter Photovoltaik	15
3	Objektbeschreibung	16
3.1	Standort, Gebäude und Umgebung	16
3.2	Beschreibung des Dachs	18
3.3	Beschreibung der Fassade	19
4	Analyse der Wechselrichter- und Ertragscharakteristik	21
4.1	Validierung der Messdaten	21
4.1.1	Konfiguration	21
4.1.2	Datenaufbereitung und Typkonvertierung	22
4.1.3	Inhaltsvalidierung	23

4.1.4	Datenvollständigkeit und Ertragslücken	24
4.2	Visualisierung und Analyse der Wechselrichter- und Ertragsdaten	25
5	Vergleich der realen und simulierten Erträge	32
5.1	Abweichung der Dach-PV	33
5.2	Abweichung der Fassaden-PV	33
6	Lastprofilanalyse	36
6.1	Lastprofile	38
6.2	Fall 1: Ausgangslage der Lastdeckung	41
6.3	Fall 2: Lastdeckung mit Wärmepumpe	46
6.4	Fall 3: Lastdeckung mit Wärmepumpe und Speicher	50
6.5	Fall 4: Lastdeckung mit Speicher ohne Wärmepumpe	53
7	Wirtschaftlichkeitsabschätzung	56
8	Anlagenvergleich	65
9	Fazit	70
	Nomenklatur	73
	Abbildungsverzeichnis	78
	Tabellenverzeichnis	79
	Literaturverzeichnis	85
	Nutzung von Künstlicher Intelligenz	86
	Anhang	87
	Eigenständigkeitserklärung	

1 Einleitung

Die Photovoltaik (PV) stellt einen wichtigen Baustein der Energiewende dar und trägt bereits heute wesentlich zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland bei [47, 16]. Neben klassischen Freiflächen- und Aufdachanlagen, rücken zunehmend weitere Flächen an Gebäuden in den Fokus [35]. Fassaden bieten beispielsweise ein zusätzliches Potenzial, da sie neben einer begrenzten Dachfläche zur solaren Stromerzeugung genutzt werden können [1, 35].

Eine Möglichkeit zur Erweiterung nutzbarer Flächen stellt die bauwerkintegrierte Photovoltaik (BIPV) dar [35]. Dabei werden Photovoltaikmodule direkt in Bauwerke integriert und übernehmen die Rolle eines multifunktionalen Bauelements [35]. Ziel dieses Ansatzes ist es, Photovoltaik ästhetisch und funktional in Bauwerke einzubinden und so das energetische Potenzial von Gebäuden stärker auszuschöpfen [35]. Es fehlt jedoch an Praxiserfahrung und ausgewerteten Messdaten aus dem realen Betrieb, was einer noch breiteren Anwendung im Weg steht [1].

Ein Beispiel für eine solche BIPV-Anwendung entstand in Kooperation mit dem Helmholtz-Zentrum Berlin (HZB) und mit der Beratungsstelle für bauwerkintegrierte Photovoltaik (BAIP). Das Hallenbad in Verl dient seit ca. einem Jahr nicht nur als städtisches Hallenbad, sondern auch als Reallabor für Forschungszwecke [39]. Es verfügt über eine additive Dach-PV sowie über eine fassadenintegrierte PV-Anlage. Die BAIP und die Outdoorgruppe des Kompetenzzentrums für Photovoltaik des HZBs sind für das Monitoring und die Analyse der gemessenen PV-Daten zuständig [39].

Vergleiche von Dach- und Fassaden-PV-Erträgen beruhen häufig auf Simulationen oder auf Anlagen an unterschiedlichen Standorten, sodass sich beispielsweise Witterungseinflüsse unterscheiden. Am Hallenbad Verl liegen reale Betriebsdaten über ein Jahr beider Anlagentypen am selben Gebäude vor. Dies bietet die Möglichkeit, die Ertragscharakteristik einer additiven Dach- und einer fassadenintegrierten PV-Anlage anhand gemessener Daten am selben Standort gegenüberzustellen und mit einer Simulation abzugleichen.

Ziel dieser Arbeit ist es daher, die Ertragscharakteristik der additiven Dach- und der fassadenintegrierten PV-Anlage am Hallenbad Verl anhand realer Messdaten gegenüberzustellen und mit einer Simulation in *PV*SOL* abzugleichen.

Im Rahmen dieser Arbeit werden die aufgezeichneten Leistungsdaten der additiven Dach-PV und der fassadenintegrierten PV-Anlage validiert und aufbereitet, anschließend visualisiert und analysiert. Die realen Erträge werden außerdem mit einer Simulation in *PV*SOL* verglichen. Zusätzlich werden verschiedene elektrische Lastprofile analysiert, und mit PV-Erträgen ins Verhältnis gesetzt. Darüber hinaus wird untersucht, inwiefern eine Wärmeversorgung in einem Hallenbad elektrisch, mit PV-Unterstützung, umgesetzt werden kann. In Folge dessen werden verschiedene Verbrauchssituationen wirtschaftlich betrachtet.

Diese Arbeit untersucht folgende Forschungsfrage:

Welchen Einfluss hat eine fassadenintegrierte PV-Anlage im Vergleich zu einer additiven Dach-PV-Anlage auf ein Hallenbad?

Zur Beantwortung dieser Frage legt Kapitel 2 zunächst die photovoltaischen und baulichen Grundlagen sowie die Datenvalidierung als methodisches Werkzeug dar. Darauf aufbauend beschreibt Kapitel 3 das Hallenbad Verl mit seiner additiven Dach- und seiner fassadenintegrierten PV-Anlage als Untersuchungsobjekt. Kapitel 4 validiert und wertet die realen Messdaten beider Anlagen aus, bevor Kapitel 5 deren Belastbarkeit im Abgleich mit der Simulation in *PV*SOL* prüft. Da die realen und simulierten Jahreserträge in der Gesamtbilanz nur gering voneinander abweichen, wird *PV*SOL* als Datengrundlage für die folgenden Kapitel als geeignet bewertet. Kapitel 6 stellt auf dieser Datengrundlage Erzeugung und Verbrauch gegenüber. Kapitel 7 bewertet auf derselben Basis ausgewählte Verbrauchsszenarien wirtschaftlich. Kapitel 8 führt die Ergebnisse abschließend zusammen. Der Ertragsvergleich beruht dabei auf den realen Messdaten, der wirtschaftliche Vergleich dagegen auf der Simulation, was aufgrund der geringen Abweichung beider Datenquellen kaum ins Gewicht fällt. Kapitel 9 beantwortet die Forschungsfrage und ordnet die Ergebnisse ein.

2 Theoretische Grundlagen

2.1 Grundlagen zu Photovoltaik

2.1.1 Photovoltaiksystem

Ein Photovoltaiksystem besteht vereinfacht betrachtet aus einer PV-Anlage, die Energie aus dem Sonnenlicht in elektrische Energie umwandelt.¹ Da elektrische Energie im öffentlichen Stromnetz überwiegend als Wechselstrom (AC) bereitgestellt wird, wird der von PV-Modulen erzeugte Gleichstrom (DC) durch einen Wechselrichter umgewandelt. Von dem WR kann dieser Strom dann entweder direkt verbraucht oder in ein Stromnetz eingespeist werden.^[34]

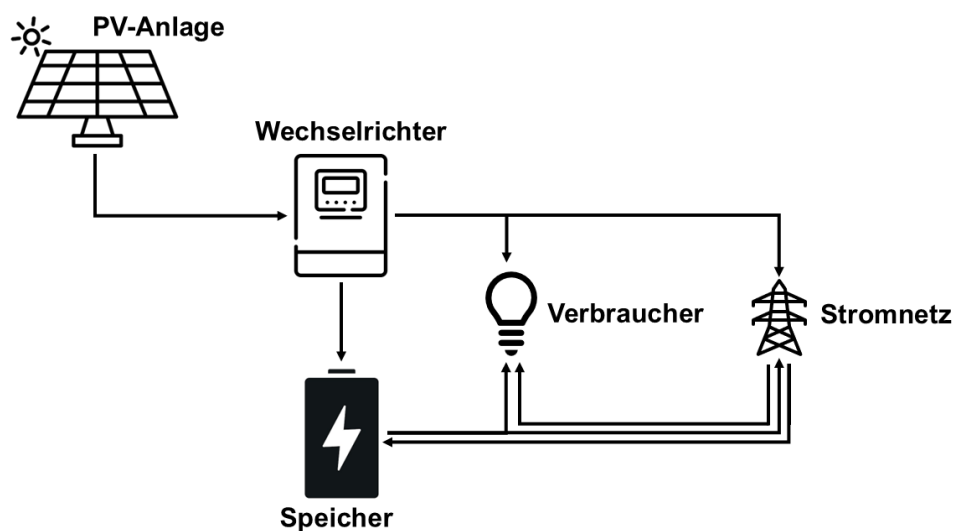


Abbildung 1: Vereinfachte, schematische Darstellung eines PV-Systems mit AC-gekoppeltem Speicher. (eigene Darstellung) ^[34]

PV-Energie kann demnach nur nutzbar gemacht werden, solange die Sonne scheint. Um diese durch Einstrahlung begrenzt abrufbare PV-Energie zeitlich zu verlagern, kann ein elektrischer Speicher verwendet werden, der auch Strom zur Verfügung stellen kann, wenn die Sonne nicht scheint. Ein Speicher kann entweder über den eigenen PV-Strom oder über günstigen Netzstrom geladen werden. Günstiger Netzstrom existiert, wenn die Netzlast gering ist, aber viel Strom im Netz zur Verfügung steht. Eine Speichernachrüstung erfolgt bei bestehenden Systemen meistens durch AC-gekoppelte Speicher. ^[34]

1 Die Begriffe Energieerzeugung und Energieverbrauch werden in dieser Arbeit im energietechnischen Sinne verwendet. Physikalisch betrachtet kann Energie gemäß des Energieerhaltungssatzes weder erzeugt noch verbraucht, sondern lediglich umgewandelt werden. Zur besseren Lesbarkeit wurden die Begriffe dennoch verwendet.

2.1.2 Einstrahlung auf geneigte und vertikale Flächen

Die Solarstrahlung, die eine Fläche erreicht, setzt sich aus mehreren Anteilen zusammen. Für die Einstrahlungsargumentation einer PV-Anlage werden diese Anteile getrennt betrachtet:

- Die **Globalstrahlung** ist die gesamte Solarstrahlung, die auf eine horizontale Fläche trifft. Sie setzt sich aus der direkten und der diffusen Strahlung zusammen. [34]
- Die **direkte Einstrahlung (Direktstrahlung)** ist der Anteil, der ungestreut und geradlinig von der Sonne auf eine Fläche trifft. Direktstrahlung sorgt für scharfe Schatten und ist bei klarem Himmel am stärksten. [34]
- Die **direkte normale Einstrahlung (direkte Normalstrahlung)** ist der Anteil, der ungestreut und senkrecht auf eine Fläche trifft. Auch diese Art der Einstrahlung sorgt für scharfe Schatten und ist bei klarem Himmel am stärksten. [34]
- Die **diffuse Strahlung (Diffusstrahlung)** ist der Anteil, der an Luftmolekülen, Aerosolen und Wolken gestreut wird und aus dem gesamten Himmelsgewölbe eintrifft. Bei bedecktem Himmel besteht die Globalstrahlung fast vollständig aus diffuser Strahlung. [34]
- Die **Bodenreflexion** ist der Anteil, der vom Untergrund vor einer geneigten oder vertikalen Fläche reflektiert wird und zusätzlich auf diese Fläche trifft. Ihr Anteil wird über die Albedo, den Reflexionsgrad des Untergrunds, beschrieben. [34]
- Die **Einstrahlung auf die geneigte Ebene** ergibt sich aus der Summe von direkter, diffuser und bodenreflektierter Strahlung, umgerechnet auf die tatsächliche, geneigte oder vertikale Modulebene. In diese Umrechnung gehen der Neigungswinkel und die Ausrichtung der Fläche ein. [34]

Abbildung 2 zeigt schematisch, wie die direkte, die diffuse und die reflektierte Strahlung auf ein geneigtes PV-Modul treffen. Der Winkel β kennzeichnet die Neigung der Modulfläche gegenüber dem horizontalen Untergrund.

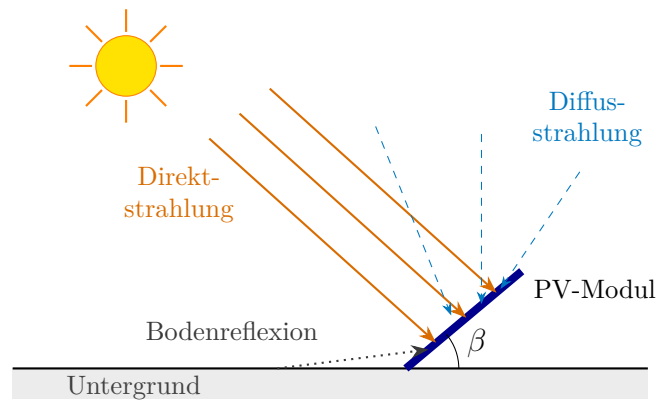


Abbildung 2: Schematische Darstellung verschiedener Strahlungsanteile, die auf ein geneigtes PV-Modul treffen. (eigene Darstellung) [34]

Der Ertrag einer PV-Anlage hängt unter anderem von der Ausrichtung und der Neigung der Modulfläche ab. Beide Größen bestimmen, unter welchem Winkel das Sonnenlicht auf die Modulfläche trifft. Der Sonnenstand selbst wird über zwei Winkel beschrieben, den Azimut als horizontale Richtung der Sonne und die Elevation als die Höhe über dem Horizont. Die Elevation kann auch als Sonnenhöhe verstanden werden. Beide Winkel ändern sich im Tages- und Jahresverlauf, wodurch sich für eine feststehende Modulfläche auch der direkte Einstrahlungswinkel stetig ändert. Je senkrechter das Sonnenlicht auf die Modulebene trifft, desto stärker ist die direkte Einstrahlung auf der geneigten Ebene [34]. Das folgende Diagramm (Abbildung 3) zeigt den Verlauf von Azimut und Elevation für drei repräsentative Tage für den Standort Verl.

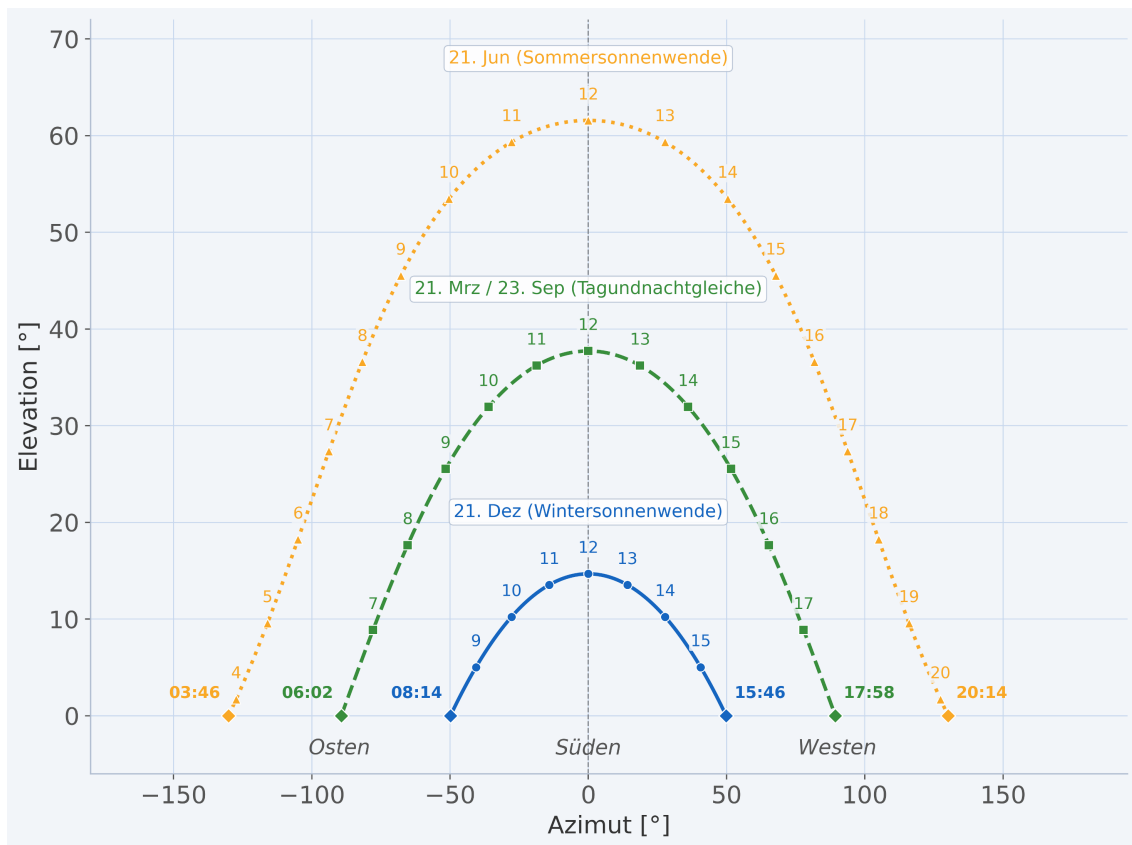


Abbildung 3: Sonnenstandsdiagramm für den Standort Verl zu Wintersonnenwende, Tagundnachtgleiche und Sommersonnenwende. (eigene Darstellung berechnet nach [34])

Die Abbildung 3 zeigt den Verlauf des Sonnenstands am Standort Verl für die Wintersonnenwende, Tagundnachtgleiche und Sommersonnenwende. Die x-Achse beschreibt den Azimutwinkel und damit die horizontale Richtung der Sonne, während die y-Achse die Elevation, also die Sonnenhöhe über dem Horizont, angibt. Es ist zu erkennen, dass die Sonne im Sommer in einem höheren und längeren Tagesbogen verläuft als im Winter. Zur Sommersonnenwende erreicht die maximale Sonnenhöhe über 60° , während sie zur Wintersonnenwende nur etwa 15° beträgt. Diese Unterschiede beeinflussen den direkten Einstrahlungswinkel auf die PV-Module und erklären, warum Dach- und Fassadenflächen im Jahresverlauf unterschiedliche Ertragscharakteristiken aufweisen.

Horizontale oder nur gering geneigte Module erzielen gegenüber vertikal montierten Modulen in der Regel höhere Jahreserträge, da der direkte Einstrahlungswinkel, über das Jahr, im Mittel günstiger ist. Vertikale Module erhalten im Sommer, wenn die Sonne hoch steht, deutlich weniger direkte Einstrahlung als im Winter, wenn der niedrige

Sonnenstand zu einem günstigeren direkten Einstrahlungswinkel auf die senkrechte Fläche führt. Unabhängig vom Einstrahlungswinkel wird mittags im Sommer jedoch generell eine deutlich höhere Globalstrahlung gemessen als im Winter. Zusätzlich bestimmt der Azimut, zu welcher Tageszeit die maximale direkte Einstrahlung auftritt. Nach Osten orientierte Module erhalten ihre höchste direkte Einstrahlung vormittags, westlich orientierte Module hingegen nachmittags. Der Ertragszeitraum verschiebt sich dadurch zeitlich. [52, 34]

2.1.3 Unterschied von bauwerkintegrierter- und additiver Photovoltaik

Bauwerkintegrierte Photovoltaik

Von Integration wird gesprochen, wenn ein Modul ein herkömmliches Bauelement ersetzt und neben der Energiegewinnung weitere Funktionen übernimmt (z.B. Witterungsschutz). Sie müssen sowohl technische Anforderungen als Solar- und Bauelement erfüllen [2] als auch gestalterisch in das Gebäude eingebunden sein [35]. Bei Fassaden spielt der gestalterische Aspekt dabei eine größere Rolle als der Wirkungsgrad des Moduls [35].

Additive-Photovoltaik

Additive Photovoltaik hingegen muss diese weiteren Funktionen nicht erfüllen. Der primäre Nutzen ist die Energieerzeugung und Module sind meist auf maximale Wirtschaftlichkeit ausgelegt. Eine solche Installation muss keine funktionalen Gebäudeteile substituieren, sondern wird zusätzlich, an Bauwerken installiert. [8]

2.1.4 Modultechnologien

Kristalline Siliziummodule

Kristalline Siliziummodule (c-Si) sind die am weitesten verbreitete PV-Technologie und dominieren den globalen Markt mit einem Marktanteil von 97,7 % [21]. Sie basieren auf mono- oder multikristallinen Siliziumzellen, die aus dem häufig vorkommenden Rohstoff Silizium hergestellt werden. Monokristalline Module haben sich dabei als aktueller industrieller Standard etabliert und zeichnen sich vor allem durch hohe Wirkungsgrade und eine ausgereifte Technologie aus [8].

Dünnschichtmodule

Dünnschichtmodule sind mit einem geringeren globalen Marktanteil von 2,3 % vertreten [21]. Im Gegensatz zu c-Si-Modulen, basieren sie auf polykristallinen Halbleiterschichten,

die direkt auf ein Trägermaterial aufgedampft werden [36]. Der wesentliche Vorteil dieser Technologie liegt im deutlich geringeren Materialeinsatz [36].

Die installierten Module am Hallenbad Verl unterscheiden sich vom Dach zur Fassade. Während die additive Dach-PV mit Tunnel Oxide Passivated Contact (TOPCon)-Modulen realisiert wurde, besteht die Fassade aus Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS)-Modulen. Die folgende Tabelle 1 beschreibt die in Verl verwendeten Modultechnologien hinsichtlich Technologie, Entwicklungsstand, Wirkungsgrad und Vorteilen.

Tabelle 1: Vergleich der in Verl verwendeten Modultechnologien TOPCon und CIGS.

Kriterium	TOPCon [23]	CIGS [22]
Technologie	c-Si	Dünnschicht
Marktbedeutung	Aktueller Stand der Technik im Bereich kristalliner Siliziummodule	Neben Cadmiumtellurid (CdTe) eine der kommerziell bedeutendsten Dünnschichttechnologien
Modulwirkungsgrad	21,2–23,2 %	11–15 %
Vorteile	Hohe Wirkungsgrade, etablierte Technologie	Gutes Schwachlichtverhalten, geringerer Materialeinsatz [27]

2.1.5 Kenngrößen zur Systembewertung

Fassadenanlagen weisen aufgrund ihrer vertikalen Ausrichtung meist geringere Erträge auf, können jedoch, wie in Abschnitt 2.1.2 beschrieben, eine günstigere saisonale Ertragsverteilung mit stärkerem Winteranteil aufweisen, als nur gering geneigte Aufdach-Anlagen [52]. Ein reiner Ertragsvergleich zwischen Dach-PV- und Fassaden-PV-Systemen ist nur eingeschränkt aussagekräftig, wenn neben dem Ertrag auch Faktoren wie solare Deckung oder direkter Eigenverbrauch betrachtet werden. Für eine anlagenübergreifende Bewertung werden neben dem Ertrag somit auch noch normierte Kenngrößen herangezogen:

- Der **Ertrag** [kWh] gibt die in einem Betrachtungszeitraum erzeugte elektrische Energie an. Er hängt direkt von der installierten Leistung und der Modulfläche ab und ist daher allein nicht für einen Systemvergleich geeignet. [52]
- Der **spezifische Ertrag** [kWh/(kWp · a)] normiert den Jahresertrag auf die installierte Nennleistung. Anlagen unterschiedlicher Größe und Technologie, lassen sich so direkt gegenüberstellen. [52]

- Der **flächenspezifische Ertrag** [$\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$] setzt den Jahresertrag ins Verhältnis zur Modulfläche. Für den Vergleich von Dach- und Fassaden-PV ist er besonders relevant, weil er zeigt, wie effizient eine Modulfläche, unabhängig von der installierten Nennleistung, genutzt wird. [52]
- Die **Performance Ratio (PR)** [%] setzt den tatsächlichen Ertrag ins Verhältnis zum theoretisch möglichen Ertrag bei der gemessenen Einstrahlung. Sie fasst Systemverluste durch Temperatur, Verschattung, Wechselrichterwirkungsgrad und Leitungsverluste in einer standortunabhängigen Kenngröße zusammen. [52] In dieser Arbeit wird die PR nicht berechnet, da die Einstrahlungssensoren nicht vollständig in die Ertragsanalyse einbezogen werden. Sie wird im Ausblick für eine weiterführende Systemanalyse aufgegriffen.

2.2 Grundlagen zur Datenvalidierung

2.2.1 Definition und Zweck

Die in dieser Arbeit analysierten Monitoring-Daten des Hallenbads Verl wurden als Comma-Separated-Values (CSV)-Dateien im Fünf-Minuten-Intervall erfasst und erforderten vor ihrer Verwendung in der Ertragsanalyse eine Datenvalidierung.

Der Begriff Datenvalidierung bezeichnet die Prüfung von Daten auf Korrektheit, Konsistenz und Vollständigkeit, bevor sie in weiteren Berechnungen oder Analysen eingesetzt werden [7]. Fehlerhafte Daten beeinflussen die Verlässlichkeit aller nachfolgenden Prozesse [25]. Datenqualität ist daher eine Grundvoraussetzung für verwertbare Ergebnisse. Die Validierung ist dabei die Maßnahme, mit der definierte Anforderungen geprüft werden [7].

In automatisierten Datenerfassungssystemen werden Messwerte kontinuierlich aufgezeichnet und in strukturierten Dateien (beispielsweise CSV-Dateien) gespeichert. Reale Datensätze unterliegen dabei stets einem gewissen Rauschen oder enthalten fehlerhafte Einträge, die auf Fehler bei der Datenerfassung oder -verarbeitung zurückzuführen sind [7]. Ohne systematische Validierung bleiben solche Fehler unerkannt und beeinflussen die Ergebnisse folgender Analysen [7].

2.2.2 Taxonomie der Validierung

Für die Validierung von Monitoring-Daten können verschiedene Prüfungstypen angewendet werden [29]. Die folgende Tabelle fasst sechs Prüfungstypen mit der jeweils geprüften Eigenschaft und einem anwendungsbezogenen Beispiel zusammen. Diese Taxonomie bildet die Grundlage für die Validierung in Abschnitt 4.1.

Tabelle 2: Taxonomie von Validierungsprüfungstypen (in Anlehnung an [29], eigene Darstellung)

Prüfungstyp	Geprüfte Eigenschaft	Beispiel
Typprüfung	Jeder Wert besitzt den erwarteten Datentyp	Ein Leistungswert muss eine Dezimalzahl sein
Bereichsprüfung	Numerische Werte liegen innerhalb eines physikalisch zulässigen Bereichs	Ein Einstrahlungswert darf nicht negativ sein
Vollständigkeitsprüfung	Keine erwarteten Datensätze oder Werte fehlen	Alle Kalendertage eines Monats müssen vorhanden sein
Eindeutigkeitsprüfung	Werte, die eindeutig sein müssen, treten nicht mehrmals auf	Zeitstempel innerhalb eines Tages dürfen sich nicht wiederholen
Zeitliche Prüfung	Zeitreihendaten kommen im erwarteten regelmäßigen Messintervall an	Messwerte müssen in Fünf-Minuten Abständen vorliegen
Konsistenzprüfung	Werte in zusammenhängenden Messkanälen sind logisch kohärent	Energieertrag muss null sein, wenn keine Einstrahlung gemessen wird

Die Prüfungen werden in einer abgestuften Reihenfolge durchgeführt. Strukturelle Prüfungen, die Aufbau, Zeitstempel und Datentypen betreffen, sollten abgeschlossen sein, bevor inhaltliche Prüfungen sinnvoll durchgeführt werden können. [29]

2.2.3 Die wichtigsten verwendeten Python-Bibliotheken

Die im Rahmen dieser Arbeit eingesetzte Datenvalidierung basiert auf drei Python-Bibliotheken, die in Kombination alle Schritte von der Dateningestion, über die Prüflogik bis zur Abbildungserzeugung abdecken.

- „pandas“ ist das Werkzeug für die tabellarische Datenverarbeitung in Python. Die

gesamte Validierungslogik, von der Schemaprüfung über Zeitstempelanalysen bis hin zu kanalvergleichenden Konsistenzprüfungen, wird direkt auf DataFrame-Objekten ausgeführt. Da „pandas“ kein Schema erzwingt, müssen alle Prüfregele vom Entwickler explizit formuliert werden, was vollständige Kontrolle und Transparenz über die Validierungslogik gewährleistet. [30]

- „NumPy“ ergänzt „pandas“ um numerische Operationen auf Array-Ebene. Bereichsprüfungen, Ertragsberechnungen und der Umgang mit fehlenden Werten (NaN) werden durch „NumPy“-Funktionen unterstützt, die auf den zugrundeliegenden Arrays der DataFrames operieren und dadurch eine hohe Verarbeitungsgeschwindigkeit auch bei großen Datensätzen ermöglichen. [30]
- „Matplotlib“ wird zur Erzeugung aller Diagramme eingesetzt. Die Bibliothek ermöglicht die Darstellung von Validierungsergebnissen in Form von Visualisierungen (z.B. Säulen-, Linien- oder Kreisdiagrammen). [30]

Energieberechnung durch numerisches Integrieren

Die Monitoring-Software erfasst elektrische Leistungen P_i im gleichmäßigen Fünf-Minuten-Intervall. Daraus wird die erzeugte elektrische Energie durch numerisches Integrieren nach der Rechtecksummenregel ermittelt [33]. *Pandas* übernimmt diese Rechnung und geht dabei wie folgt vor:

$$E = \sum_{i=1}^N P_i \cdot \Delta t, \quad \Delta t = \frac{5}{60} \text{ h} \quad (1)$$

P_i bezeichnet den Leistungsmesswert des i -ten Intervalls in Kilowatt (kW). N ist die Anzahl der Intervalle innerhalb des betrachteten Zeitraums. Durch Summation aller Intervallbeiträge $P_i \cdot \Delta t$ ergibt sich der Energieertrag direkt in Kilowattstunden (kWh).

2.2.4 PV*SOL als Simulationssoftware

Für die Simulation der Ertragsdaten wird die Software *PV*SOL* der Valentin Software GmbH verwendet [49]. Sie simuliert den Energieertrag von PV-Anlagen anhand von Modul- und Wechselrichterdatenbanken, einer 3D-Verschattungsanalyse sowie standortabhängiger Klimadaten [49]. Die Klimadaten stammen überwiegend aus *Meteonorm* und werden für Deutschland durch Daten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) ergänzt [48].

2.3 Technische Gebäudegrundlagen eines Hallenbads

2.3.1 Hallenbad als energetischer Verbraucher

Hallenbäder zählen aufgrund ihres ganzjährigen Betriebs, der hohen Anforderungen an Wasser- und Raumtemperaturen sowie der technischen Anlagen für Lüftung, Wasseraufbereitung und Beleuchtung, zu den energieintensivsten Gebäuden [5]. Besonders prägend ist dabei der Wärmebedarf, der etwa dreimal über dem Strombedarf liegt. Ein wesentlicher Anteil dieses Wärmebedarfs entsteht durch die Beheizung des Beckenwassers [46]. Dadurch unterscheidet sich ein Hallenbad energetisch deutlich von vielen anderen Gebäuden, da nicht nur Räume temperiert, sondern zusätzlich große Wassermengen dauerhaft auf einem nutzbaren Temperaturniveau gehalten werden müssen. [5, 46]

2.3.2 Lastprofile

Ein Lastprofil beschreibt den zeitlichen Verlauf des Energieverbrauchs eines Objekts. Die Darstellung folgt festen Zeitperioden (z.B. stündlich oder minütlich) und ermöglicht die Analyse von Verbrauchsmustern. Lastprofile werden durch verschiedene Einflussfaktoren bestimmt, darunter Tageszeit, Wochentag, Jahreszeit, Wetterbedingungen sowie individuelles Nutzerverhalten. In der Energiewirtschaft dienen sie als Grundlage für Netzplanung, Lastprognosen und die Bilanzierung von Strommengen. [6]

Im Zusammenhang mit Photovoltaikanlagen besitzen Lastprofile eine besondere Bedeutung, da sie den zeitlichen Stromverbrauch dem Erzeugungsprofil² der PV-Anlage gegenüberstellen. Da Strom auch zu Zeiten verbraucht wird, in denen keine oder nur geringe PV-Erzeugung stattfindet, können zeitliche Differenzen zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch entstehen [34]. Mithilfe von Lastprofilen kann daher analysiert werden, welcher Anteil des erzeugten Solarstroms direkt vor Ort genutzt, zwischengespeichert oder in das öffentliche Netz eingespeist wird. Somit bilden Lastprofile (und Ertragsprofile) eine Grundlage zur Bewertung von Eigenverbrauch, solarem Deckungsgrad und Wirtschaftlichkeit von PV-Systemen. [55, 22]

- Der **Eigenverbrauch** [kWh] bezeichnet den Anteil der erzeugten PV-Energie, der direkt vor Ort verbraucht und nicht in das Netz eingespeist wird. [34]

² Das Erzeugungs-, bzw. Ertragsprofil beschreibt den zeitlichen Verlauf des Energiegewinns eines Energiesystems und steht dem Lastprofil direkt gegenüber [34]. Im Fall dieser Arbeit beschreibt das Ertragsprofil den zeitlichen Verlauf des Energiegewinns eines PV-Systems.

- Der **solare Deckungsgrad** [%] gibt an, welcher Anteil des Gesamtstromverbrauchs durch die PV-Anlage gedeckt wird, auch wenn ein Speicher den Nutzungszeitraum verlagert. [34]

2.3.3 Elektrische Wärmeversorgung

Die Nutzung einer elektrischen Wärmeversorgung wird immer bedeutender [11]. Eine Möglichkeit, fossile Energieträger in der Wärmebereitstellung zu ersetzen, besteht darin, regenerativ erzeugten Strom, beispielsweise aus Photovoltaikanlagen, für elektrische Heizsysteme oder Wärmepumpen zu nutzen. Eine besondere Relevanz erhält dieses Thema, wenn die hauseigene PV-Energie verwendet werden kann. Eine Möglichkeit derartiger elektrischer Wärmeversorgung stellt die Wärmepumpe (WP) dar [13]. In dieser Arbeit wird mit einer Luft/Wasser WP gearbeitet, da diese Technologie den größten Marktanteil auf dem Wärmepumpenmarkt ausmacht und darüber hinaus, im Vergleich zu anderen WP ohne viel Aufwand installiert werden kann [14]. Es wird untersucht, wie sich eine elektrische Wärmeversorgung durch eine Luft/Wasser WP auf ein Hallenbad auswirkt.

Eine WP arbeitet nach dem umgekehrten Prinzip eines Kühlschranks. Sie entzieht der Umwelt (in diesem Fall der Luft) Wärme und hebt diese mithilfe eines elektrisch angetriebenen Kompressors/Verdichters auf eine für Heizung und Trinkwarmwasser (TWW) nutzbare Temperatur. Dabei verdampft ein Kältemittel und nimmt so die Umweltwärme auf, wird anschließend verdichtet, gibt die aufgenommene Wärme an das Heizsystem ab und verflüssigt sich dabei. Über ein Expansionsventil entspannt sich das Kältemittel danach wieder auf das ursprüngliche Druckniveau und kühlt ab, sodass der Kreislauf erneut beginnt. [13]

Dieses Prinzip wird durch die folgende Abbildung 4 schematisch dargestellt:

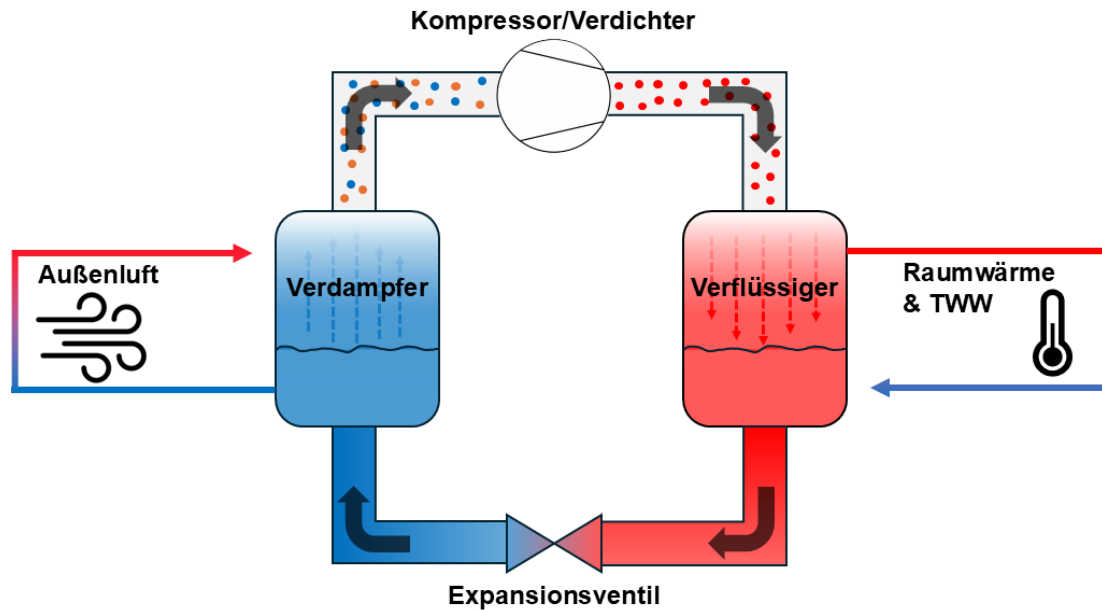


Abbildung 4: Schematisches Funktionsprinzip einer Wärmepumpe. (eigene Darstellung nach [53])

Die Effizienz einer solchen WP wird über den Coefficient of Performance (COP) und die Jahresarbeitszahl (JAZ) beschrieben. Der COP gibt das Verhältnis von abgegebener Wärmeleistung zu aufgenommener elektrischer Leistung, unter bestimmten Betriebsbedingungen, an (z.B. einer bestimmten Außentemperatur), während die JAZ dieses Verhältnis über ein gesamtes Betriebsjahr abbildet. Eine JAZ von 3,18 bedeutet beispielsweise, dass aus 1 kWh Strom etwa 3,18 kWh Wärme erzeugt werden. [13, 15]

2.4 Grundlagen zur Wirtschaftlichkeitsberechnung

2.4.1 Amortisationsrechnung

Eine Amortisationsrechnung bestimmt den Zeitraum, nach dem die anfängliche Investition durch die laufenden Erträge der Anlage wieder eingenommen wurde [34]. Bei einer PV-Anlage setzen sich diese Erträge aus den vermiedenen Strombezugskosten durch den Eigenverbrauch und der Einspeisevergütung für den eingespeisten Überschuss zusammen [34]. Die Amortisationszeit ist dann erreicht, wenn die kumulierten (kum.) Einsparungen die kumulierte Investition übersteigen.

2.4.2 Wirtschaftliche Besonderheiten bei additiver- und fassadenintegrierter Photovoltaik

Wirtschaftliche Besonderheit bei fassadenintegrierter Photovoltaik

Eine BIPV-Fassade übernimmt neben der Stromerzeugung zugleich die Funktion der Gebäudehülle und ersetzt damit eine konventionelle Fassadenverkleidung, wie beispielsweise Aluminiumplatten. Die Kosten für eine ohnehin notwendige Fassade fallen unabhängig von der PV-Nutzung an. Es wird also mit den Mehrkosten zu einer konventionellen Fassade gerechnet.

Wirtschaftliche Besonderheit bei additiver Photovoltaik

Bei einer additiven Dach-PV entfällt diese Abgrenzung, da die Module keine bauliche Funktion ersetzen und ihre vollen Kosten der Erzeugung zugeordnet werden. Für den Wirtschaftlichkeitsvergleich beider Anlagentypen fließt die additive Anlage damit mit ihren Gesamtkosten ein (inklusive Unterkonstruktion).

3 Objektbeschreibung

3.1 Standort, Gebäude und Umgebung

Die Stadt Verl lässt sich im Regierungsbezirk Detmold, in Nordrhein-Westfalen (NRW), innerhalb des Städtedreiecks Bielefeld, Paderborn und Gütersloh verorten. [19]



Abbildung 5: Deutschlandkarte zur Verortung der Stadt Verl. [45]

Das Verler Hallenbad ist eine öffentliche, neu erbaute Schwimmhalle mit Flachdach, die im Jahr 2025 zur Nutzung freigegeben wurde. Es verfügt über eine additive Dach-PV sowie über eine fassadenintegrierte PV in allen Himmelsrichtungen, mit einer installierten Gesamtleistung von 171,1 kWp und acht Wechselrichtern (WR). Das Hallenbad lässt sich in zwei Baukörper untergliedern. Ein niedriger stehendes Gebäude, in dem sich die Umkleiden sowie Foyer und Duschen befinden, und ein höher stehendes Gebäude, in dem sich zwei Schwimmbecken befinden. Nur der höher stehende Baukörper besitzt die solare Gebäudehülle sowie die Aufdachanlage.

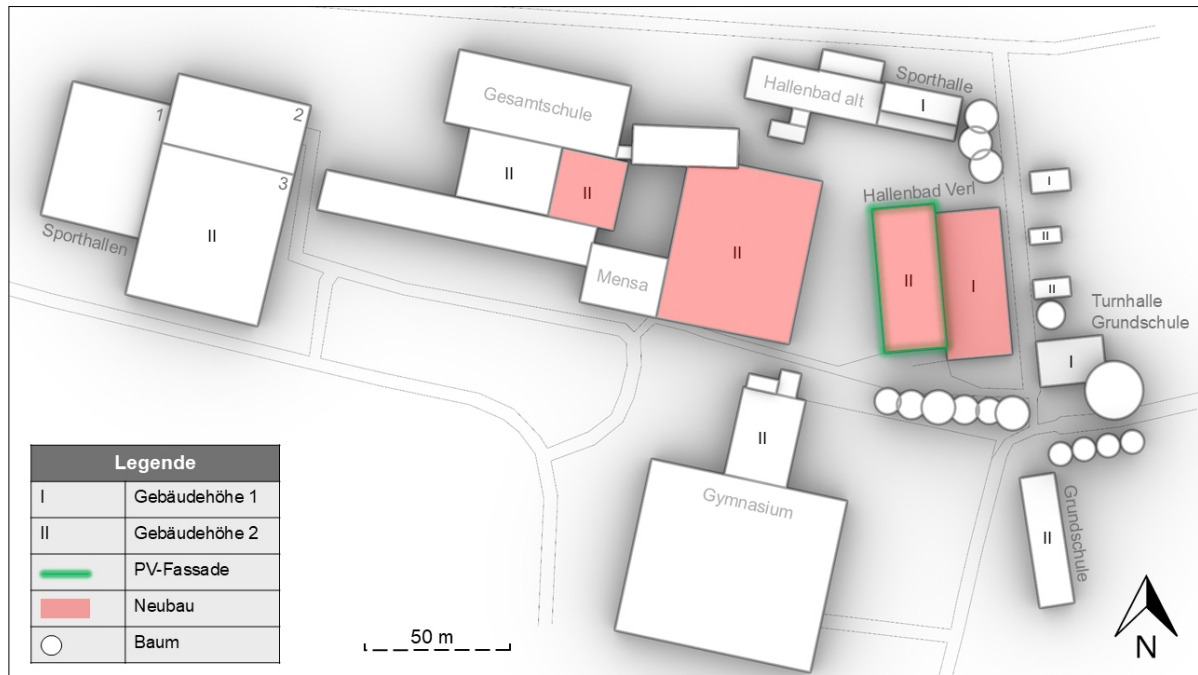


Abbildung 6: Reduzierter schematischer Lageplan des Verler Campus (Ausrichtung: Norden). Die römischen Zahlen geben zur Abschätzung der Gebäudehöhen die Anzahl der Geschosse an. © Joury Bischoff

Der Lageplan stellt vereinfacht den gesamten Verler Campus dar und beinhaltet unter anderem die Gebäude, die in einem Campusnetz integriert sind. Der Lageplan basiert auf einem 3D-Modell in *Rhinoceros 3D* und diente als Grundlage für Simulationen in *PV*SOL*.

Das betrachtete Gebäude ist nicht exakt nach Norden ausgerichtet, sondern um ca. 15° nach Westen gedreht (siehe Abbildung 6). Im weiteren Verlauf werden die Fassadenseiten vereinfacht wie folgt bezeichnet:

- Nord-West-Fassade: Nord-Fassade
- Nord-Ost-Fassade: Ost-Fassade
- Süd-Ost-Fassade: Süd-Fassade
- Süd-West-Fassade: West-Fassade

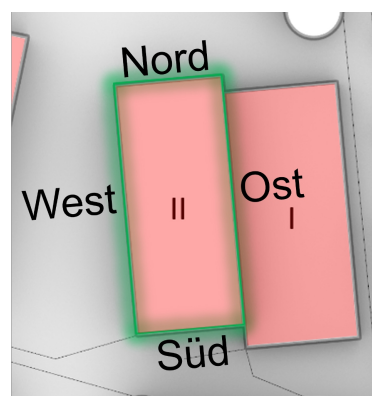


Abbildung 7: Benennung der Fassadenseiten.

Im Norden an das Verler Hallenbad grenzen eine Sporthalle und das alte Hallenbad sowie nordöstlich eine Baumreihe, die zur Verschattung beitragen kann. Die Ost-Fassade grenzt unmittelbar an den niedrigeren Baukörper des Hallenbads und verringert somit die mit PV besetzbare Fassadenfläche. Östlich grenzen hinter einer Straße außerdem zwei zweistöckige Einfamilienhäuser. An die südliche Fassade grenzt eine Baumreihe, die vor allem bei tiefstehender Sonne, Verschattung verursacht. Im Verlauf des letzten Jahres wurde, in circa 15 m Entfernung zur westlichen Fassade, ein neues Gebäude für die Gesamtschule errichtet. Dieser Neubau ist ebenfalls zweistöckig und somit ungefähr gleich hoch wie der höherstehende Baukörper des Hallenbads.

Um die Ergebnisse dieser Arbeit nachhaltiger und effektiver auf vergleichbare Projekte übertragen zu können, wird angenommen, dass das Verler Hallenbad den PV-Strom direkt selbst verbraucht. Real ist das Hallenbad in ein Campusnetz eingebunden, wodurch überschüssige Energie intern verbraucht werden kann (siehe Abbildung 6). Die technische Umsetzung dieses Campusnetzes wird im Rahmen dieser Arbeit nicht vertiefend untersucht, da die daraus gewonnenen Erkenntnisse zu individuell wären und sich daher nur eingeschränkt auf ähnliche Anwendungsfälle übertragen ließen. In der Wirtschaftlichkeitsabschätzung (Abschnitt 7) wird die für Verl tatsächlich maßgebliche Campusnetz-Abrechnung dennoch separat betrachtet.

3.2 Beschreibung des Dachs

Das Dach des Verler Hallenbads verfügt über eine additive, aufgeständerte PV-Anlage.

Bei den verwendeten Modulen handelt es sich um eine TOPCon-Technologie des Herstellers IBC Solar (siehe Anhang A). Die wichtigsten Eigenschaften für die weitere Analyse sind die Nennleistung $P_{\max}$ von 435 W_p, sowie die spezifische Leistung P_{spez} von 222,8 W_p/m², der Modulwirkungsgrad η von 22,3 % und die Modulfläche von ungefähr 1,95 m² (siehe Tabelle 10).



Abbildung 8: Foto der additiven Dach-PV.
© Thorsten Kühn, HZB

Die Montage folgt einer Ost-West-Ausrichtung mit insgesamt vier WR. 192 Module (je 96 Ost/West) sind auf einer Gesamtfläche von 374,93 m² mit einer Gesamtleistung von 83,52 kW_p installiert.

Tabelle 3: Modulfläche, Modulanzahl und installierte Leistung je Dach-Wechselrichter.

Wechselrichter	$\sum$ Modulfläche [m ²]	Modulanzahl	installierte Leistung [kWp]	Leistung
WR 1	93,73	48	20,88	
WR 2	101,54	52	22,62	
WR 3	93,73	48	20,88	
WR 4	85,92	44	19,14	
Gesamt	374,93	192	83,52	

Die Tabelle zeigt, dass sich sowohl Modulfläche, Modulanzahl sowie installierte Gesamtleistung zwischen den WR kaum unterscheiden. Aufgrund dessen ist eine ausgewogene Ertragscharakteristik der WR zu erwarten.

Auf dem Dach sind zusätzlich, je Fassadenseite, ein Einstrahlungssensor montiert, der die Einstrahlung auf die jeweilige Fassade messen soll. Es gibt keine größeren Verschattungsobjekte, wie Lüftungstechnik oder ähnliches.

3.3 Beschreibung der Fassade

Die solare Gebäudehülle besteht aus fassadenintegrierten, grünen CIGS-Modulen des Herstellers Avancis (siehe Anhang A).

Die gesamte Fassade des höherstehenden Gebäudes besteht, wie auch auf dem Lageplan erkennbar, aus PV-Modulen (siehe Abbildung 6). Die Module umfassen, mit einer Gesamtfläche von 684,05 m², etwas weniger als doppelt so viel Fläche wie die Aufdachanlage. Mit einer Nennleistung $P_{\max}$ von 135 W_p + 5 W_p und einer Modulanzahl von 654, sind an der Gesamtfassade 87,59 kWp installiert. An einigen Stellen war es durch begrenzte Flächen nicht möglich, Module in Standardgröße zu montieren. In diesen Fällen wurden Sondermodule mitverwendet. Für diese Sondermodule existieren keine Datenblätter, weshalb davon ausgegangen wird, dass die flächenspezifische Leistung von 128,1 W_p/m² gleich bleibt. Standardmodule haben eine Größe von etwa 1,05 m². Jede Fassade besitzt einen eigenen WR.



Abbildung 9: Foto der integrierten Fassaden-PV. © Stadt Verl

Die folgende Tabelle 4 zeigt analog zu Tabelle 3 für die Dach-PV die Modulfläche, Modulanzahl sowie die installierte Gesamtleistung aller Fassadenseiten. Außerdem wird die Summe jedes Parameters aufgeführt.

Tabelle 4: Modulfläche, Modulanzahl und installierte Leistung inklusive Sondermodule je Fassadenseite sowie der Gesamtfassade.

Fassadenseite	$\sum$ Modulfläche [m ²]	Modulanzahl	installierte Leistung [kWp]	Leis-
Nordfassade	146,03	142	18,67	
Ostfassade	160,17	152	20,52	
Südfassade	114,41	110	14,65	
Westfassade	263,44	250	33,75	
Gesamt	684,05	654	87,59	

Anders als beim Dach unterscheiden sich die Fassadenseiten in Modulfläche und installierter Leistung deutlich stärker. Die Westfassade stellt mit 263,44 m² und circa (ca.) 39 % der Gesamtfassadenfläche die größte Fassadenfläche dar. Gleichzeitig dominiert die Westfassade auch die installierte Leistung mit 33,75 kWp und ca. 39 %.

Die Nord- und Ostfassade ähneln sich von der installierten Leistung, der Modulfläche und der Modulanzahl. Mit 21 % (Nordfassade) und 23 % (Ostfassade) der installierten Gesamtleistung erschließen beide Fassadenseiten jeweils ca. 16 %, bzw. 18 % weniger Fläche als die Westfassade.

Die Südfassade stellt mit 114,41 m² die geringste Fassadenfläche dar. Außerdem sind nur ca. 17 % der installierten Leistung an der Südfassade installiert.

Wie sich diese Unterschiede auf die Ertragscharakteristik auswirken, zeigt Abschnitt 4.2.

4 Analyse der Wechselrichter- und Ertragscharakteristik

4.1 Validierung der Messdaten

Die Programmierung wurde durch Nutzung von künstlicher Intelligenz (KI) überprüft und an einigen Stellen optimiert (siehe Tabelle 9).

Dabei wurde der Code der Validierung auf Fehler überprüft. Die dabei identifizierten Fehler wurden anschließend eigenständig behoben. Bei den Diagrammen wurde KI verwendet, um den Code zu kürzen sowie Inlays, saisonale Hintergrundfarben, Linienstile und Schraffuren zu erstellen.

Welche Validierungsschritte der Code tatsächlich durchläuft, ist in diesem Kapitel beschrieben.

Die Datenvalidierung wurde als sequenzielle Pipeline in vier Stufen implementiert, die der in Abschnitt 2.2 eingeführten Taxonomie folgt. Strukturelle Prüfungen werden vor inhaltlichen durchgeführt, da ein fehlerhafter Aufbau der Eingabedaten jede nachfolgende Prüfung bedeutungslos macht [29].

Ein vollständig korrekter Tagesdatensatz enthält, nach der Konvertierung in eine für Python einlesbare CSV-Datei, 16 Spalten und 287 Zeilen mit Daten. Das Monitoring-System loggt alle fünf Minuten einen Wert für Einstrahlung und Leistung. Die 287 Zeilen entstehen dadurch, weil der Zeitstempel 00:00 Uhr systematisch gelöscht wurde, da dieser Wert theoretisch den Beginn eines neuen Tages kennzeichnet, aber im Monitoring als letzter Tageswert aufgenommen wurde. Da zu dieser Uhrzeit keine Einstrahlung zu erwarten ist, wurde dieser Wert kollektiv entfernt, damit das Einlesen der Daten reibungslos funktioniert.

4.1.1 Konfiguration

Vor dem Einlesen der Messdaten werden alle Konfigurationsparameter automatisch auf Konsistenz und Vollständigkeit geprüft. Diese Stufe entspricht den Prüfungstypen *Typprüfung* und *Vollständigkeitsprüfung* nach Tabelle 2. Es werden ausschließlich Strukturmerkmale bewertet, ohne Messwerte zu laden. Konfigurationsfehler sollen dabei frühzeitig mit einer präzisen Rückmeldung erfolgen, anstatt erst während der Auswertung einen schwer interpretierbaren Fehler zu erzeugen.

1. **Datenpfad:** Der konfigurierte Basispfad muss existieren und mindestens einen Monatsunterordner enthalten.

2. **Koordinaten:** Der Breitengrad muss im Intervall von -90° und 90° , der Längengrad im Intervall von -180° und 180° liegen. Für den Standort Verl sind $51,87^\circ$ nördliche Breite und $8,52^\circ$ östliche Länge hinterlegt.
3. **Modulfläche:** Die konfigurierte Dachfläche muss größer als 1 m^2 sein.
4. **Spaltennamen:** Aus einer gewählten CSV werden die tatsächlichen Spaltenköpfe ausgelesen und mit den konfigurierten Spalten abgeglichen. Pflicht-Spalten umfassen den Zeitstempel, die aggregierten Dach- und Fassadenleistungen, alle vier Einstrahlungssensoren sowie die acht Einzel-Wechselrichter. Fehlt mindestens eine Pflicht-Spalte, wird die Ausführung abgebrochen. Die Spalte `fehlender_Zeitstempel` ist als optional klassifiziert. Fehlt sie, wird ein Fallback-Mechanismus aktiviert und eine Warnung ausgegeben.
5. **Intervall-Konfiguration:** Der Mindestlücken-Parameter muss durch fünf teilbar sein, da das Messintervall 5 min beträgt. Eine Ertragslücke wird über die Anzahl der 5-Minuten-Intervalle gemessen, in denen keine Leistung gemessen wurde.

Die Prüfungen 1 bis 4 sind blockierend. Ein Fehler führt zum sofortigen Programmabbruch. Die Prüfung 5 ist nicht blockierend. Abweichungen werden protokolliert, ohne den Ablauf zu unterbrechen. Dies stellt die Unterscheidung zwischen harten Fehlern und tolerierbaren Warnungen dar [7].

4.1.2 Datenaufbereitung und Typkonvertierung

In der zweiten Stufe werden alle CSV-Tagesdateien aus den Monatsunterordnern des Basispfads eingelesen und zu einem gemeinsamen *pandas*-DataFrame zusammengeführt [30]. Alle Messwert-Spalten werden anschließend in numerische Datentypen konvertiert. Werte, die sich nicht als Zahl interpretieren lassen, beispielsweise Buchstaben oder Sonderzeichen, werden dabei direkt in `not a number` (NaN) überführt. Jeder nicht-numerische Eintrag in einer Messspalte stellt einen ungültigen Datenpunkt dar und wird als fehlend markiert.

Die Spalte `fehlender_Zeitstempel` enthält einen Lückenindikator. Der Wert 0 bedeutet, dass ein Messwert vorhanden ist. Der Wert 1 bedeutet, dass dieser Zeitstempel im Erfassungssystem als fehlend protokolliert wurde. Diese Information bildet die Grundlage der anschließenden Lückenanalyse.

Fehlen nach dem Spaltennamen-Abgleich konfigurierte Kanäle im geladenen DataFrame, zum Beispiel wenn ein WR-Kanal in bestimmten Zeitenräumen nicht aufgezeichnet

wurde, werden die betroffenen Kanäle als **not in the File** (NTF) markiert und in den zugehörigen Auswertungen entsprechend gekennzeichnet.

4.1.3 Inhaltsvalidierung

Die dritte Stufe führt die Inhaltsvalidierung durch. Sie entspricht den Prüfungstypen *Bereichsprüfung* und *Eindeutigkeitsprüfung* nach Tabelle 2 und modifiziert den DataFrame direkt.

Bereichsprüfung

Einstrahlungswerte werden auf den physikalisch zulässigen Bereich von 0 W/m^2 bis 1500 W/m^2 geprüft. Der obere Grenzwert von 1500 W/m^2 liegt bewusst über dem Standard Test Conditions (STC)-Referenzwert von 1000 W/m^2 und dient als Ausreißer-Schwellenwert.

Das folgende Diagramm (Abbildung 10) zeigt die gemessene Einstrahlung pro Quadratmeter je Pyranometer im betrachteten Zeitraum von April 2025 bis März 2026.

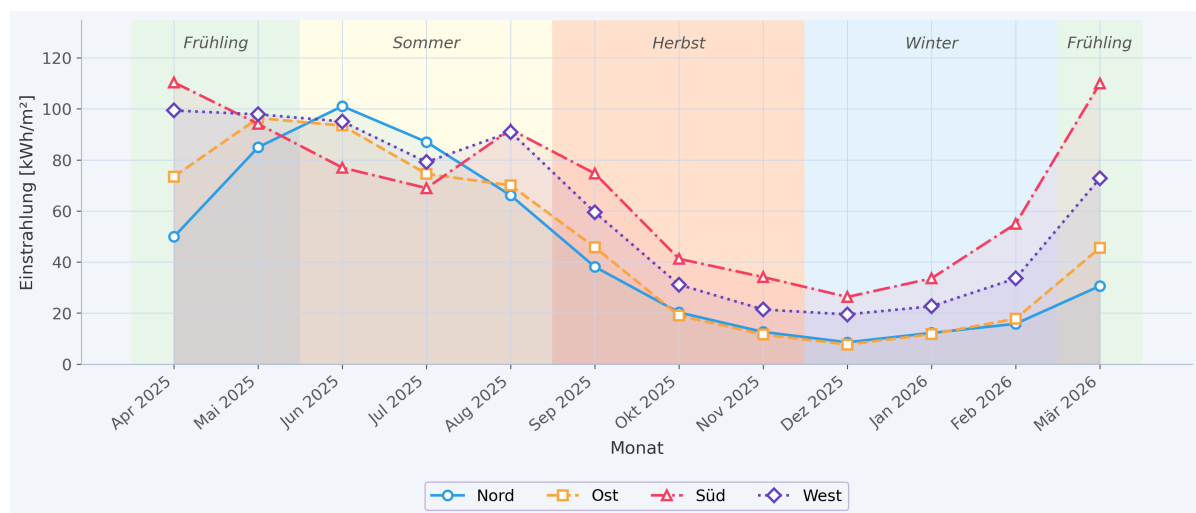


Abbildung 10: Kumulierte monatliche flächenspezifische Einstrahlung auf die vier Einstrahlungssensoren des Verler Hallenbads. Real gemessen von April 2025 – März 2026.

Die x-Achse zeigt die Monate des Betrachtungszeitraums von April 2025 bis März 2026, während die y-Achse die flächenspezifische kumulierte Einstrahlung in Kilowattstunden pro Quadratmeter (kWh/m^2) darstellt. Die Diagrammpunkte entsprechen der flächenspezifischen kumulierten Einstrahlung pro Monat in $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{Monat})$ je Pyranometer. Die Färbungen kennzeichnen die Jahreszeiten (grün: Frühling, gelb: Sommer, rot: Herbst, blau: Winter). Durch dieses Diagramm wird die Dominanz des nördlichen Einstrahlungssensors

in den Sommermonaten auffällig. Dieses Phänomen entspricht nicht der Erwartung, da eine vertikale nördliche Fläche prinzipiell die geringste Einstrahlung erhalten sollte. Eine Sichtprüfung aller Pyranometer zeigt, dass die Einstrahlungssensoren einerseits zu niedrig über der Attika installiert sind, wodurch sie, aufgrund einer reflektierenden Oberfläche (hoher Albedowert), zusätzlich eine hohe Reflexion messen (siehe Anhang B). Andererseits ist der nördliche Einstrahlungssensor um 45° geneigt, wodurch außerdem die Einstrahlung auf eine geneigte Fläche gemessen wird (siehe Anhang B). Es wird empfohlen, diese beiden Montagefehler zu beheben. Die Einstrahlungsdaten werden aufgrund dessen nicht für vertrauenswürdig erklärt und werden im weiteren Verlauf nicht weiter betrachtet. Da die Einstrahlung im weiteren Verlauf nicht mehr als eigenständige Größe betrachtet wird, dient stattdessen der in $PV \cdot SOL$ für die Dach- beziehungsweise Fassaden-PV simulierte Ertrag als Vergleichsgröße (siehe Kapitel 5).

Alle Leistungsspalten (Dachaggregat, Fassadenaggregat und die acht Einzel-Wechselrichter) werden auf negative Werte geprüft. Negative Leistungswerte widersprechen der in diesem Datensatz verwendeten Vorzeichenkonvention für PV-Erzeugungsleistungen und werden daher als ungültige Messwerte interpretiert. Werte, die die jeweiligen Grenzwerte verletzen, werden auf **NaN** gesetzt. Die Anzahl der bereinigten Datenpunkte je Spalte wird im Terminal ausgegeben.

Eindeutigkeitsprüfung

Doppelte Zeitstempel entstehen, wenn der Datenlogger einen Datensatz mehrfach schreibt. Dies kann beispielsweise nach einem Neustart oder bei Synchronisierungsfehlern vorkommen. Von mehrfach auftretenden Zeitstempeln wird das erste Vorkommen beibehalten, alle weiteren Vorkommen werden entfernt. Die Anzahl der entfernten Duplikate sowie die betroffenen Tage werden protokolliert.

4.1.4 Datenvollständigkeit und Ertragslücken

Die vierte Stufe prüft die Datenvollständigkeit anhand der Prüfungstypen *Zeitliche Prüfung* und *Konsistenzprüfung* (siehe Tabelle 2). Da die Einstrahlungsdaten als unzuverlässig eingestuft werden, ist eine korrelationsbasierte Ertragslückenanalyse nicht möglich. Stattdessen werden ausschließlich längere, einstrahlungsunabhängige WR-Ausfälle dokumentiert.

Im Berichtszeitraum wurden drei anlagenbedingte Ausfälle identifiziert. Vom 29.04. bis 05.05.2025 stand die gesamte Anlage sieben Tage lang still. Die Ursache konnte nach

Rückfragen auf ein Sicherungsproblem zurückgeführt werden. Am 17.07.2025 trat ein weiterer eintägiger Totalausfall auf. Darüber hinaus fiel WR 1 Fassade West vom 20. bis 23.05.2025 für rund 44 Stunden isoliert aus, während alle übrigen Wechselrichter normal produzierten. Im Januar 2026 verzeichnete die Dachanlage innerhalb der ersten Dekade eine vollständige Ertragslücke, während die Fassadenanlage weiterhin Energie lieferte. Ursache war eine Schneebedeckung der Dachmodule und konnte durch einen Bericht des DWD validiert werden [18]. Auf leicht geneigten Flächen kann Schnee über mehrere Tage liegen bleiben und die Moduloberfläche vollständig abdecken. Senkrecht montierte Module, wie an der Fassade, sind dafür deutlich weniger anfällig und können sogar von der Reflexion des Schnees profitieren.

Lückenanalyse

Die Lückenanalyse nutzt den in Abschnitt 4.1.2 beschriebenen `fehlender_Zeitstempel`-Indikator. Alle Zeitpunkte mit dem Wert 1 werden in chronologisch zusammenhängende Blöcke gruppiert. Je Block werden Datum, Lückenbeginn und -ende sowie die Anzahl fehlender Intervalle sortiert.

4.2 Visualisierung und Analyse der Wechselrichter- und Ertragsdaten

Alle Diagramme in diesem Kapitel liegen im Betrachtungszeitraum von April 2025 bis März 2026 und basieren auf real gemessenen Leistungsdaten des Verler Hallenbads. Die saisonale Hintergrundfarbe kennzeichnet einheitlich die Jahreszeiten: grün für Frühling, gelb für Sommer, rot für Herbst und blau für Winter.

Die Ertragsdaten werden an dieser Stelle auf drei Ebenen analysiert. Im ersten Schritt folgt ein Gesamtüberblick über das gesamte untersuchte Jahr (April 2025 – März 2026), bzw. eine Monatsübersicht, um zu erkennen, an welcher Stelle Monate schwächer oder besser als der vorherige oder anschließende Monat abschnitten.

Anschließend wird für die vier Jahreszeiten repräsentativ ein Monat gewählt und anhand der Tagesertragsprofile auf Unterschiede im Tagesertragszeitraum zwischen Dach- und Fassaden-PV analysiert.

Abschließend werden die einzelnen WR des Dachs und der Fassade auf Anomalien oder Ausfälle geprüft (unter Berücksichtigung der Validierung aus Abschnitt 4.1.4). Dafür werden die WR einzeln mit den kumulierten monatlichen Erträgen in einem Säulendiagramm dargestellt. Diese Darstellung ermöglicht visuell Unterschiede in der monatlichen Energieerzeugung der einzelnen WR zu erkennen und dient dazu, nachvollziehen zu können, ob die WR wie erwartet arbeiten.

Monatserträge des Verler Hallenbads

Die kumulierten Erträge des Hallenbads eines Jahres (April 2025 – März 2026) liegen (nach der Berechnung in Abschnitt 2.2.3) bei 106,2 Megawattstunden pro Jahr (MWh/a). Dabei übernimmt die Fassade etwa ein Drittel des Gesamtertrags. Wie sich dieser Gesamtertrag auf die einzelnen Monate verteilt und wie viel davon jeweils auf Dach- und Fassaden-PV entfällt, zeigt die folgende Abbildung 11.

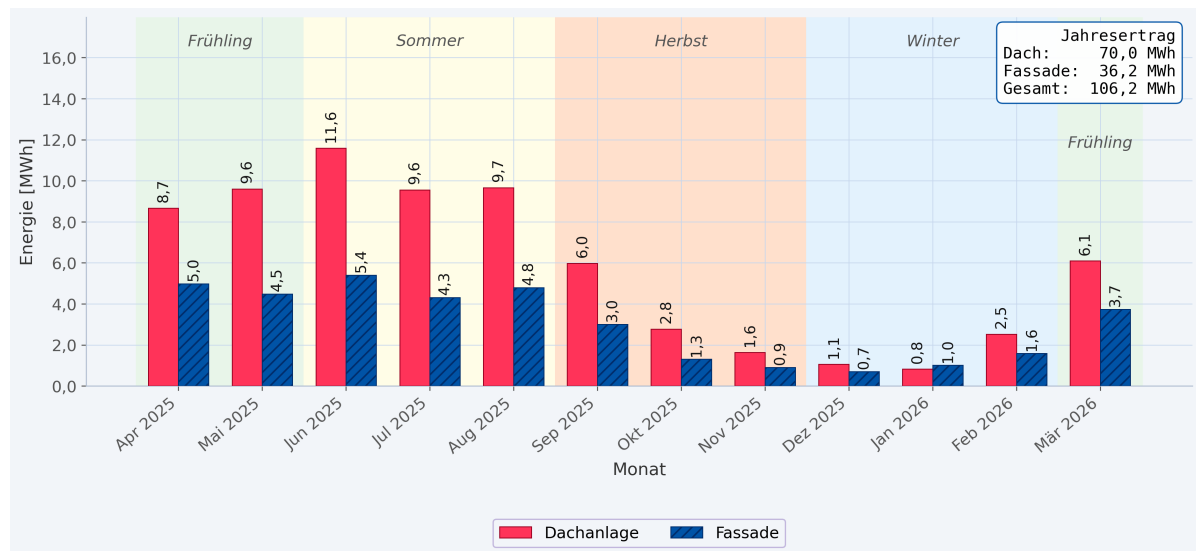


Abbildung 11: Reale monatliche Gesamterträge der Aufdach- und Fassaden-PV im Vergleich. Gemessen am Verler Hallenbad von April 2025 – März 2026.

Die Abbildung 11 stellt die monatlichen Gesamtenergieerträge der Aufdach- und Fassaden-PV-Anlage dar. Auf der x-Achse sind die einzelnen Monate abgebildet (April 2025–März 2026), während die y-Achse die Energieerträge in MWh zeigt. Die einzelnen Säulen stellen den Energieertrag von Dach- und Fassaden-PV in MWh pro Monat (MWh/Monat) dar.

Die Fassadenerträge liegen im Frühling, Sommer und Herbst ungefähr bei der Hälfte des Ertrags der additiven Dach-PV. Im Winter gleichen sich die Erträge stärker an und im Januar kann die BIPV-Anlage sogar 0,2 MWh/Monat mehr Energie umsetzen. Auffällig sind die geringen Erträge im Oktober, die sich durch einen einstrahlungsarmen Herbst begründen lassen (siehe Bericht des DWD [17]). Diese Darstellung ermöglicht einen groben Gesamtüberblick über die Ertragscharakteristik der einzelnen Monate, verrät aber nicht, wie sich die Erträge der Dach- und Fassaden-PV innerhalb des Tageszeitraums unterscheiden.

Tagesertragsprofile des Verler Hallenbads

PV-Erträge unterliegen tages- und jahreszeitlichen Schwankungen, die insbesondere durch Einstrahlung, Sonnenstand, Temperatur und Verschattung beeinflusst werden, weshalb sie ein dynamisches Ertragsprofil liefern (siehe Grundlagen Kapitel 2.3.2). Um einschätzen zu können, wie die Dach- und Fassaden-PV sich in den Ertragszeiträumen unterscheiden, werden saisonal durchschnittliche Tagesertragsprofile verglichen. Dabei wird für jede Jahreszeit repräsentativ ein Monat gemittelt, indem die Leistung jedes Wechselrichter pro Zeitstempel addiert wird und durch die Tagesanzahl des jeweiligen Monats dividiert wird. Die gewählten Monate liegen immer inmitten der Jahreszeit. Demnach werden die Monate April für Frühling, Juli für Sommer, Oktober für Herbst und Januar für Winter betrachtet (siehe Hintergrundfärbung in Abbildung 11).

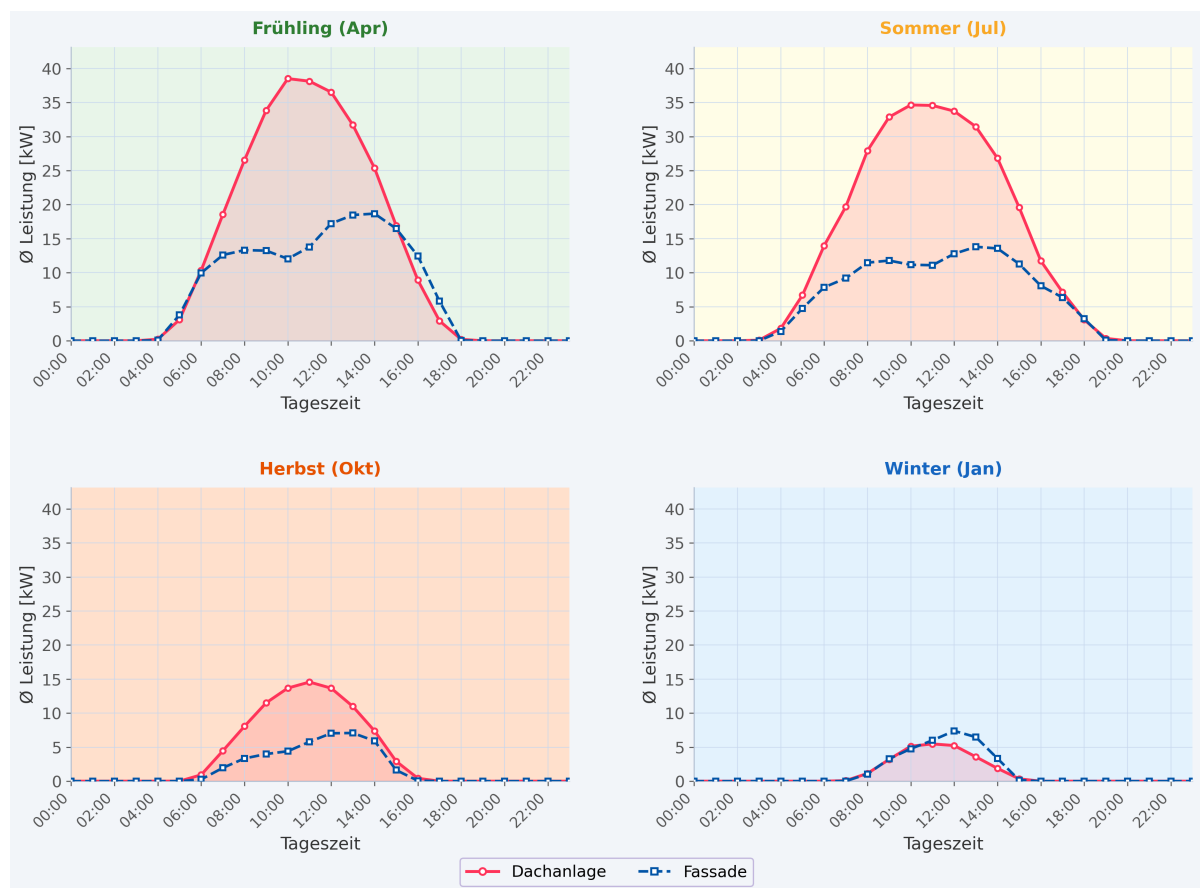


Abbildung 12: Reale gemittelte Tagesertragsprofile der Monate Januar, April, Juli und Oktober. Gemessen am Verler Hallenbad von April 2025 – März 2026.

Die Abbildung 12 umfasst vier Diagramme, in denen jeweils das gemittelte Tagesertragsprofil eines repräsentativen Monats dargestellt ist. Die Verläufe sind für die Dach-PV und

Fassaden-PV einzeln aufgeführt. Die x-Achse zeigt die Tageszeit in Stunden (von 0 Uhr bis 23:55 Uhr), während auf der y-Achse die mittlere Leistung in Kilowatt (kW) angegeben ist.

Im Frühling, Sommer und Herbst sind die durchschnittlichen Tageserträge der Aufdach-PV etwa doppelt so hoch wie die der Fassaden-PV. Das lässt sich durch die Flächenanteile unter dem jeweiligen Graphen erkennen. Grund dafür ist, dass die Dach-PV deutlich weniger abhängig vom Azimut ist. Die Fassade ist deutlich abhängiger vom Azimut, da über den gesamten Tag nur eine Fassade gleichzeitig effektiv, direkte Einstrahlung erfahren kann (zu gewissen Azimutwinkeln auch Südostfassade oder Südwestfassade in Kombination). Im Januar lag Schnee auf den Dach-Modulen (siehe Kapitel 4.1.4), was sich besonders stark auf das gemittelte Profil auswirkt. Zudem ist die Sonnenhöhe im Winter tiefer, wodurch der direkte Einstrahlungswinkel für Aufdachmodule ungünstiger ausfällt. Das Resultat sind geringere Erträge der Aufdach-PV im Winter. Gleichzeitig profitiert die Fassaden-PV davon, da ein geringerer Sonnenstand eine direktere Einstrahlung auf die Fassade ermöglicht, was zu höheren Erträgen führt. Der Einfluss von Verschattungsobjekten wächst durch einen geringeren Elevationswinkel aber ebenfalls, was die mögliche direktere Einstrahlung kompensieren kann. Das breitere Ertragsprofil der Fassaden-PV ergibt sich aus der Verteilung der Module auf mehrere Azimute. Während die Ostfassade frühere Tageserträge liefert, verschiebt die große Westfassade einen Anteil der Erzeugung in die Nachmittags- und Abendstunden. Die Leistungspeaks der Fassaden-PV in den Abendstunden lassen sich durch die verhältnismäßig große Westfassade erklären (siehe Tabelle 4).

Einzelne Wechselrichter im Vergleich

Um zu prüfen, ob alle WR wie erwartet arbeiten, werden an dieser Stelle die unterschiedlichen WR miteinander verglichen. Für die Dach-WR wird eine gleichmäßige Verteilung zwischen den monatlichen WR-Erträgen erwartet, da die installierte Leistung und die Einstrahlungsbedingungen für alle Dach-Module sehr ähnlich sind (siehe Kapitel 3.2). Für die Fassade gelten diese Bedingungen nicht. Die WR-Erträge der Einzelfassaden hängen nicht nur von der installierten Leistung, sondern auch von der Fassadenausrichtung ab.

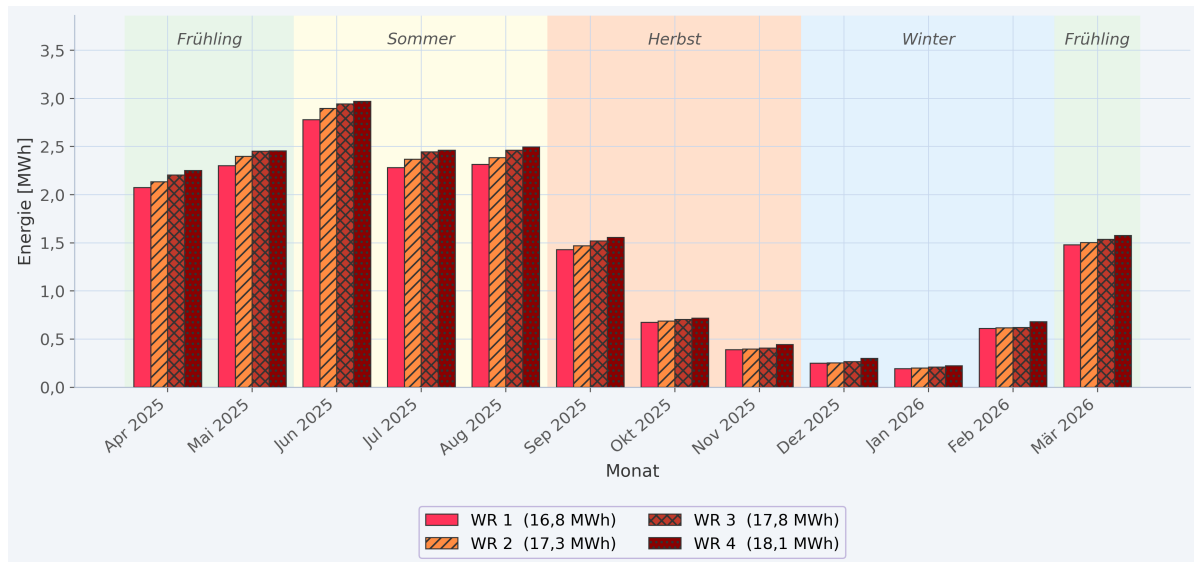


Abbildung 13: Reale kumulierte Monatserträge der einzelnen Dach-WR. Gemessen am Verler Hallenbad von April 2025 – März 2026.

Die Abbildung 13 zeigt ein Säulendiagramm mit den kumulierten Monatsertr gen (MWh/Monat), aufgeschlüsselt für jeden Dach-WR. Die y-Achse stellt die Energie in MWh dar, während die x-Achse die Monate April 2025 bis März 2026 darstellt.

Die minimalen Unterschiede der einzelnen Dach-WR in den Monatsertr gen lassen sich durch die unterschiedlichen Modulanzahlen erklären (siehe Tabelle 3). Der WR 4 (mit den wenigsten Modulen) verzeichnet stetig die höchsten Erträge, was paradox erscheint. Da WR 4 trotz der geringsten dokumentierten Modulanzahl die höchsten Erträge aufweist, können die Unterschiede nicht allein mit der Modulanzahl erklärt werden. Eine belastbare Ursache lässt sich anhand der verfügbaren Monitoring- und Verschaltungsinformationen nicht bestimmen. Insgesamt zeigt sich aber, dass die Verteilung der Monatserträge ausgewogen ist und es keine starken Anomalien gibt.

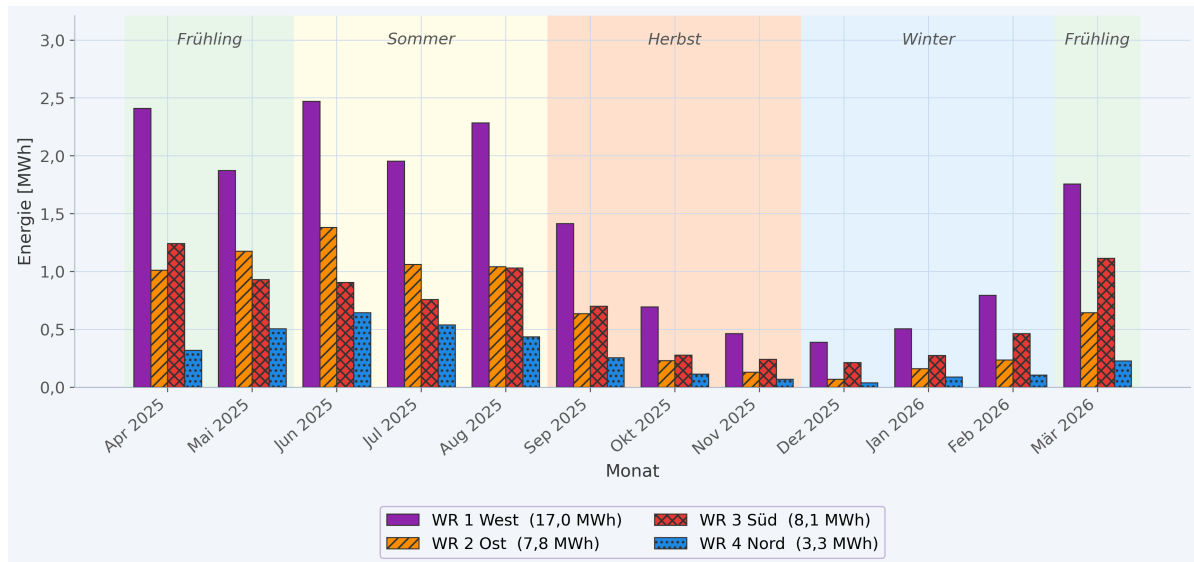


Abbildung 14: Reale kumulierte Monatserträge der einzelnen Fassaden-WR. Gemessen am Verler Hallenbad von April 2025 – März 2026.

Die Abbildung 14 zeigt ebenfalls ein Säulendiagramm mit den kumulierten Monatserträgen in (MWh/Monat). Hier allerdings aufgeschlüsselt für jeden Fassaden-WR. Die y-Achse stellt die Energie in MWh dar, während die x-Achse die Monate April 2025 – März 2026 darstellt.

Die ungleichmäßige Verteilung der Monatserträge auf die verschiedenen Fassaden-WR ergibt sich aus der verfügbaren Fassadenfläche mit der installierten Leistung je Fassaden-seite (siehe Tabelle 4), den fassadenspezifischen Verschattungsobjekten (siehe Kapitel 3.1) sowie aus dem Azimut, der beispielsweise dafür sorgt, dass die Nordfassade die geringste direkte Einstrahlung erfährt (siehe Grundlagen Kapitel 2.1.2). Die Westfassade übernimmt vom gesamten Fassaden-PV-Ertrag 46,9 %, die Südfassade 22,5 %, die Ostfassade 21,4 % und die Nordfassade 9,2 %. Die Westfassade dominiert aufgrund der deutlich größten PV-Fläche. Die Südfassade besitzt zwar nur etwa 2/3 der Fläche der Ostfassade, hat aber vor allem im Winter mehr effektive direkte Einstrahlungszeit als die Ostfassade. Im Sommer sind die Erträge der Ostfassade höher, da der Azimut wieder größer ist.

Die Dachanlage erzielt über weite Teile des Jahres den höheren Ertrag. Die Fassaden-PV verhält sich durch die ungleiche Verteilung auf die vier Ausrichtungen deutlich uneinheitlicher.

Die reine Betrachtung der Gesamterträge reicht für eine anlagenübergreifende Bewertung

nicht aus, bildet aber die Grundlage für die weiteren Analyseschritte. Dach- und Fassadenfläche sowie die installierte Leistung unterscheiden sich (siehe Abschnitt 2.1.5), sodass ein direkter Vergleich beider Anlagentypen, nur auf dieser Datenbasis, nicht empfehlenswert ist. Ein Vergleich mit flächen- und leistungsnormierten Kenngrößen erfolgt deshalb bewusst in Kapitel 8, um die Anlagen auf mehreren Ebenen vergleichen zu können, unter anderem unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit (Kapitel 7)

Zuvor wird geprüft, wie belastbar die realen Ertragsdaten der Dach- und Fassaden-PV Systeme im Vergleich zur PV^*SOL -Simulation sind.

5 Vergleich der realen und simulierten Erträge

Um einzuordnen, ob das analysierte Jahr für die Photovoltaik repräsentativ ist, werden die realen Erträge des Hallenbads mit einer *PV*SOL*-Simulation verglichen, die auf einem langjährig gemittelten Klimadatensatz basiert (siehe Grundlagen Kapitel 2.2.4) [48]. Der Vergleich erfolgt sowohl auf Jahres- als auch auf Monatsebene. Darüber hinaus wird in den folgenden Unterkapiteln 5.1 und 5.2 die Abweichung der Dach- und Fassaden-PV zur Simulation untersucht, um die Korrektheit der *PV*SOL*-Simulation noch kritischer zu untersuchen.

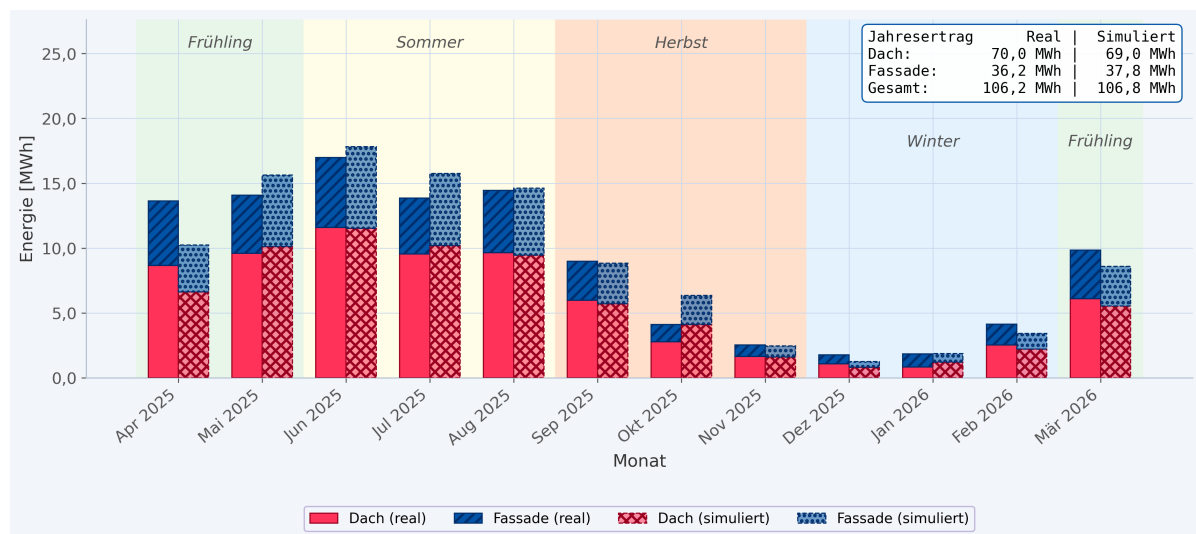


Abbildung 15: Vergleich der simulierten und realen Monatserträge der Dach- und Fassaden-PV des Hallenbads Verl. Im Zeitraum von April 2025 – März 2026.

Die Abbildung 15 zeigt vergleichend die Monatserträge der *PV*SOL*-Simulation und die realen Ertragsdaten. Die rechten Säulen stellen dabei die Simulation dar. Außerdem sind die Erträge nach Fassaden-PV- und Dach-PV-Ertrag aufgeteilt, sodass auch zwischen den Einzelsystemen verglichen werden kann. Die y-Achse stellt hier den Energieertrag in MWh dar, während die x-Achse die Monate April 2025 – März 2026 darstellt. Die Säulen geben den PV-Ertrag pro Monat in MWh/Monat an.

Auf Jahresebene zeigt das Diagramm eine hohe Übereinstimmung. 106,2 MWh/a real stehen 106,8 MWh/a simuliert gegenüber, beim Dach 70,0 zu 69,0 MWh/a und bei der Fassade 36,2 zu 37,8 MWh/a, also eine Gesamtabweichung von rund 0,6 %. Auf Monatsebene weichen die Balkenpaare deutlich stärker voneinander ab. Die Differenzen reichen von -35,5 % im Oktober bis +41,9 % im Dezember, im Mittel liegt die absolute

Abweichung bei rund 15 %. Außerdem stehen die simulierten Dach- und Fassadensegmente innerhalb jedes Monatsbalkens stets im gleichen Verhältnis zueinander, während sich das Verhältnis bei den realen Balken von Monat zu Monat sichtbar verschiebt. Auf Jahresebene liegen reale und simulierte Erträge damit nah beieinander.

5.1 Abweichung der Dach-PV

Die Einstrahlungssensoren sind nicht belastbar (siehe Abschnitt 4.1.3). Der reale, über die Wechselrichter erfasste Ertrag der Dachanlage, wird deshalb gegen die *PV*SOL*-Simulation verglichen. *PV*SOL* nutzt für Deutschland, ein aus DWD-Messwerten der Jahre 1995 bis 2012 abgeleitetes, typisches meteorologisches Jahr [48], sodass der Vergleich erkennen lässt, ob der reale Jahresertrag in Verl von diesem langjährigen Mittel abweicht. Die Jahressummen liegen dabei eng beieinander, allerdings bei deutlich größeren monatlichen Abweichungen (siehe Abbildung 15). Die Übereinstimmung auf Jahresebene ist daher eher auf einen Frühling mit hoher Einstrahlung und einen auffällig trüben Oktober zurückzuführen, die sich gegenseitig kompensieren [17], als auf ein durchgehend durchschnittliches Jahr.

Tabelle 5: Realer und *PV*SOL*-simulierter spezifischer Jahresertrag der Dach-PV des Verler Hallenbads von April 2025 – März 2026 (inklusive prozentualer Abweichung).

Anlage	Spez. Jahres- ertrag real [kWh/(kWp · a)]	Spez. Jahres- ertrag simuliert [kWh/(kWp · a)]	Abw. [%]
Dachanlage (gesamt)	837,6	826,6	+1,3

Der reale spezifische Jahresertrag der Dachanlage liegt mit 837,6 kWh/(kWp · a) nur 1,3 % über dem simulierten Wert von 826,6 kWh/(kWp · a). Auf dem Dach gibt es, wie in Abschnitt 3.2 beschrieben, keine relevanten Verschattungsobjekte. Die geringe Abweichung ist deshalb plausibel. Sie bestätigt die Eignung von *PV*SOL* als Vergleichsgröße und deutet auf eine plausible Erfassung der Wechselrichter-Ertragsdaten hin.

5.2 Abweichung der Fassaden-PV

Analog zur Dachanlage wird der reale Ertrag der Fassaden-PV mit *PV*SOL* verglichen. Die Verschattungssituation variiert je Ausrichtung (siehe Abschnitt 3.1).

Tabelle 6: Realer und *PV*SOL*-simulierter spezifischer Jahresertrag der Fassaden-PV (je Ausrichtung) des Verler Hallenbads von April 2025 – März 2026 (inklusive prozentualer Abweichung).

Anlage	Spez. Jahres- ertrag real [kWh/(kWp · a)]	Spez. Jahres- ertrag simuliert [kWh/(kWp · a)]	Abw. [%]
Fassade Nord	178,4	269,9	-33,9
Fassade Ost	378,4	441,3	-14,3
Fassade Süd	556,4	444,3	+25,2
Fassade West	503,8	509,3	-1,1
Fassade (gesamt)	413,9	431,5	-4,1

In Summe liegt der reale spezifische Jahresertrag der Fassade mit 413,9 kWh/(kWp · a) nur 4,1 % unter dem simulierten Wert. Das liegt an der ähnlichen Größenordnung wie der Unterschied bei der Dachanlage. Auf Ebene der einzelnen Fassaden ist die Streuung jedoch deutlich größer. Die Nordfassade bleibt mit real 178,4 gegenüber simulierten 269,9 kWh/(kWp · a) um 33,9 % deutlich darunter. Grund dafür ist vermutlich, dass die im 3D-Modell hinterlegte Verschattungsgeometrie der angrenzenden Sporthalle, des alten Hallenbads und der nordöstlichen Baumreihe (siehe Abschnitt 3.1) die tatsächliche Verschattung unterschätzt. Die Ostfassade liegt mit -14,3 % zwischen den Extremwerten der Nord- und der Südfassade. Das entspricht eher der Schwankung, die zwischen einem Klimanormal und einem einzelnen Messjahr zu erwarten ist. Bei der Südfassade ist es umgekehrt. Der reale Ertrag liegt 25,2 % über der Simulation (556,4 gegenüber 444,3 kWh/(kWp · a)). Im *PV*SOL*-Modell ist die Modulfläche der Südfassade, durch die dort hinterlegte, voll belaubte Baumreihe, nahezu vollständig verschattet. Wie in Abschnitt 3.1 beschrieben, verursacht diese Baumreihe, vor allem bei tiefstehender Sonne, Verschattung, also überwiegend im laubfreien Winterhalbjahr. Die Simulation nimmt für die Baumreihe einen konstanten Transmissionsgrad an, der von einer ganzjährig vollen Belaubung ausgeht. Unbelaubte Baumkronen lassen real jedoch deutlich mehr Strahlung durch als belaubte [28]. Dadurch fällt der simulierte Ertrag der Südfassade zu niedrig aus. Die Westfassade liegt mit -1,1 % nahe an der Simulation. Die größeren Abweichungen bei Nord und Süd zeigen aber, dass ein statisches 3D-Verschattungsmodell eine sich jahreszeitlich verändernde Umgebung nur begrenzt abbilden kann.

Die realen und simulierten Ertragsdaten zeigen, wie viel PV-Energie insgesamt erzeugt

wird. Ob diese Energie auch zeitgleich im Hallenbad benötigt wird, hängt vom Verbrauchsprofil des Gebäudes ab. Deshalb wird im folgenden Kapitel [6](#) eine Lastprofilanalyse durchgeführt, die Erzeugung und Verbrauch zeitlich gegenüberstellt.

6 Lastprofilanalyse

Die Lastprofilanalyse in diesem Kapitel betrachtet vier Fälle, die sich im Verbrauchumfang und im Einsatz eines Speichers unterscheiden (siehe Abschnitt 6.2 bis 6.5). Fall 1 bildet die aktuelle Ausgangslage mit den heute angenommenen Verbrauchern (Beleuchtung, Belüftung und Sonstige) ab. Da diese Verbrauchszahlen, wie im Folgenden gezeigt, unter Vorbehalt stehen, wird die Last in Fall 2 um eine elektrische Wärmeversorgung (Raumwärme und TWW) erweitert, wodurch sich der Gesamtverbrauch der bekannten Prognose annähert. Da PV-Ertrag und Verbrauch zeitlich auseinanderfallen und tagsüber erzeugter Überschuss ohne Zwischenspeicherung ungenutzt ins Netz eingespeist wird, wird in Fall 3 zusätzlich ein Speicher ergänzt. Fall 4 prüft, wie sich ein Speicher, auch ohne die zusätzliche Wärmepumpenlast, auf die Ausgangslage (Fall 1) auswirkt. Auf dieser Basis lassen sich Handlungsempfehlungen für ein Gebäude dieser Art ableiten.

In diesem Kapitel wird ausschließlich mit einer *PV*SOL* Simulation des Hallenbads Verl gearbeitet, da eine Integration von Speichertechnologien durch die Software bereitgestellt wird. Das Laden- und Entladen von Speichern manuell in einem Python Skript zu implementieren, wäre in diesem Kontext zu aufwendig und fehleranfällig. Um die Vergleichbarkeit mit ähnlichen Projekten zu gewährleisten, eignet sich die Nutzung von *PV*SOL* ebenfalls, um allgemeinere Empfehlungen geben zu können. In der folgenden Analyse wird auf die PV-Nutzung, den solaren Deckungsgrad und den Netzbezug eingegangen.

Für verschiedene Verbraucher werden von Organisationen Standardlastprofile angefertigt und veröffentlicht. Die hier gewählten Lastprofile von *nPro* basieren auf der Schweizer Norm für stündliche Gebäudenutzungsprofile (*SIA 2024*) als Quelle für die Profilform von Schwimmbädern, ergänzt durch die Richtlinie Verbrauchskennwerte für Gebäude (*VDI 3807*) für jährliche Energiekennwerte [32, 37, 51]. Um die Vergleichbarkeit mit anderen Hallenbädern zu gewährleisten wird im Folgenden mit den Standardlastprofilen von *nPro* gearbeitet. Diese werden mit jährlichen Energiekennwerten des Hallenbads Verl konstruiert.

Die folgende Tabelle 7 zeigt die prognostizierten jährlichen Gebäude- und Energiekennwerte pro Quadratmeter des Hallenbads Verl. Die offiziellen Verbrauchsdaten wurden auf direktem Wege mit den Anlagenbetreibern des Verler Hallenbads kommuniziert. Sie wurden zudem in einer vor Inbetriebnahme veröffentlichten Fachzeitschrift aus dem Frühjahr 2025 dokumentiert und können dort verifiziert werden [39].

Tabelle 7: Relevante Gebäude- und Energiekennwerte des Verler Hallenbads zur Konstruktion von elektrischen Lastprofilen. [39]

Kennwert	Wert	Einheit
Nettogrundfläche	3.969,3	m ²
Jährlicher Endenergiebedarf	87,01	kWh/(m ² a)
Heizung	64,21	kWh/(m ² a)
Trinkwarmwasser	18,21	kWh/(m ² a)
Beleuchtung	2,32	kWh/(m ² a)
Belüftung	2,27	kWh/(m ² a)
Kühlung	0	kWh/(m ² a)
Endenergiebedarf nach Energieträgern		
Nah-/Fernwärme	82,25	kWh/(m ² a)
Strom-Mix	4,75	kWh/(m ² a)

Die Quelle nennt einen prognostizierten Verbrauch von 250 MWh pro Jahr [39]. Dieser spiegelt sich allerdings nicht in den Energiekennwerten wider (siehe Tabelle 7). Wenn der reine Strom-Mix betrachtet wird, ergibt sich ein elektrischer Jahresenergieverbrauch von ca. 19 MWh/a, was nur etwa 7 % des prognostizierten Verbrauchs entspricht. Es werden auch lediglich die Beleuchtung und die Belüftung als elektrische Verbraucher gelistet. Weitere elektrische Verbraucher (z.B. Pumpen), die für ein Hallenbad charakteristisch wären, werden nicht mit aufgeführt. Aus diesem Grund werden diese Werte unter Vorbehalt und mit einer großen Ungenauigkeit verwendet.

Das Prinzip der Lastprofilanalyse kann dennoch angewendet werden. Hierfür wird das Verler Hallenbad als ein Gebäude betrachtet, das Energie zur Verfügung stellt, losgelöst von erwarteten Verbrauchszahlen. Denn obwohl die Verbrauchsdaten mit Unsicherheiten behaftet sind, lassen sich auf Basis der Lastprofilanalyse grundsätzliche Aussagen zum solaren Deckungsgrad und zur Wirtschaftlichkeit, für ein Gebäude dieser Art, ableiten. Zur Vereinfachung werden folgende Annahmen getroffen:

- Die Gesamtjahresverbräuche des Hallenbads (siehe Tabelle 7) werden als einzige Verbrauchsgrundlage herangezogen [39].
- Es wird ein Ganzjahresbetrieb angenommen. Jeder Tag folgt dem gleichen Profil mit dem gleichen Verbrauch.
- Bei dem Verbrauchsprofil der Wärmepumpe wird nicht mit einer festen Jahresarbeitszahl, sondern mit einem monatlich variierenden COP zwischen 2,9 (Winter)

und 3,7 (Übergangszeit) gerechnet (resultierende Jahresarbeitszahl JAZ $\approx 3,18$). Diese Bandbreite orientiert sich an den für Luft/Wasser-Wärmepumpen im Bestand gemessenen Jahresarbeitszahlen eines Fraunhofer-ISE-Feldtests [24].

6.1 Lastprofile

Die untersuchten *nPro* Lastprofile folgen diesen zeitlichen Verläufen:

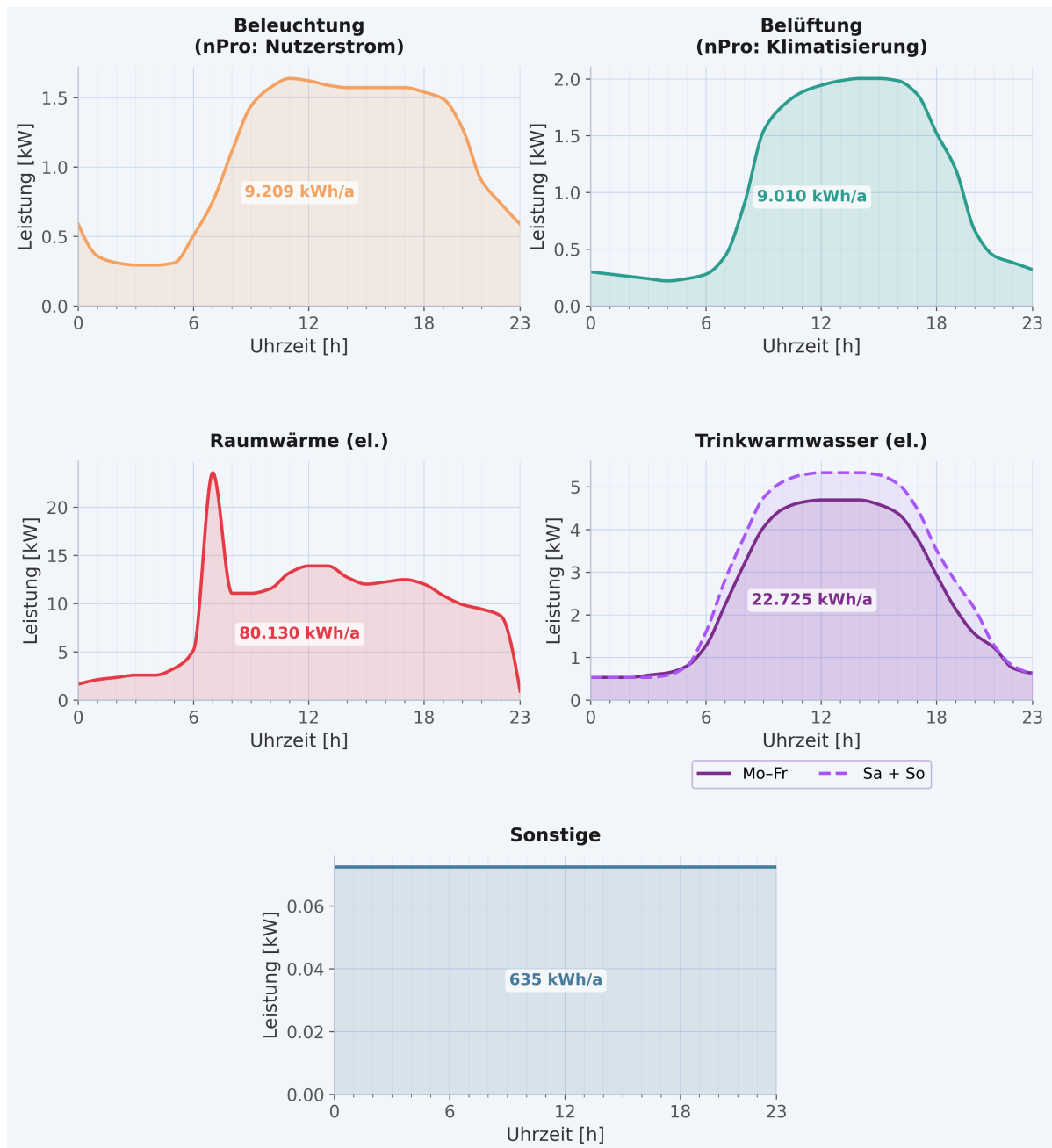


Abbildung 16: Elektrische Tageslastprofile (0 – 23 Uhr) der Beleuchtung, Belüftung, Raumwärme, des Trinkwarmwassers und sonstiger Verbräuche eines Hallenbads mit eingeblendeten Jahresenergiesummen (kWh/a), konstruiert durch *nPro* Lastprofile mit Kennwerten des Hallenbads Verl (siehe Tabelle 7) [32].

Die Abbildung 16 zeigt fünf Diagramme. Jedes zeigt den zeitlichen Verlauf eines elektrischen Verbrauchs über die Tageszeit, von 0 Uhr bis 23 Uhr. Der Sonstige Verbrauch wird als konstante Grundlast angenommen, da der Verbrauch im Vergleich zu den anderen Verbrauchern gering ist und *nPro* kein passendes Verbrauchsmuster bereitstellt. Die

Lastprofile für die Raumwärme und das Trinkwarmwasser werden im Verlauf der Analyse relevant.

Auf der x-Achse ist bei allen fünf Diagrammen die Uhrzeit von 0 bis 23 Uhr abgetragen, auf der y-Achse die elektrische Leistung in kW. Die Kurve zeigt damit, wie sich die Leistung im Tagesverlauf verändert. Die gefüllte Fläche unter jeder Kurve entspricht dem Tagesverbrauch. Das eingblendete Textfeld gibt den, auf das Jahr hochgerechneten Verbrauch, in kWh/a an (Ganzjahresbetrieb mit täglich gleichem Profil, siehe Annahmen oben). Beim Trinkwarmwasser sind zwei Kurven dargestellt, eine für die Werktage (Montag – Freitag) und eine für das Wochenende (Samstag und Sonntag), da am Wochenende ein höherer Bedarf angenommen wird.

Beleuchtung und Belüftung liegen mit Spitzen von rund 1,6 kW beziehungsweise 2,0 kW auf dem niedrigsten Niveau und folgen den Betriebszeiten am Tag. Ihre Last steigt am Morgen an, hält über den Tag ein Plateau und fällt am Abend wieder ab. Das Trinkwarmwasser erreicht mittags bis zu 4,7 kW (Montag – Freitag) beziehungsweise 5,3 kW (Samstag und Sonntag). Die Raumwärme trägt mit Abstand die höchste Last. Sie zeigt morgens gegen 7 Uhr eine ausgeprägte Spitze von etwa 23 kW und bleibt danach über den Tag auf einem Niveau von rund 11 bis 14 kW.

Die beiden Wärmeprofile Raumwärme (el.) und Trinkwarmwasser (el.) geben bereits den Strombedarf an, den eine Wärmepumpe zur Deckung dieses Wärmebedarfs aufnimmt (umgerechnet mit der Jahresarbeitszahl aus den Annahmen oben). In Summe ergeben sie etwa 103 MWh/a ($80.130 \text{ kWh/a} + 22.725 \text{ kWh/a}$). Das ist der zusätzliche elektrische Energiebedarf, der in Fall 2 (siehe Abschnitt 6.3) durch den Einsatz einer Wärmepumpe entsteht und entspricht dem dort genannten Zuwachs von rund 100 MWh/a. Beleuchtung, Belüftung und der sonstige Verbrauch summieren sich dagegen nur auf rund 19 MWh/a.

Die vier folgenden Fälle verwenden wiederkehrend die gleichen vier Diagrammtypen. Ihr Aufbau wird an dieser Stelle einmalig erläutert und in den einzelnen Fällen nicht erneut beschrieben. Die saisonale Hintergrundfarbe entspricht auch hier den Jahreszeiten. Der Unterschied zu den bisherigen Diagrammen liegt vor allem darin, dass nun das Jahr 2025, von Januar bis Dezember betrachtet wird. Ursache dafür ist, dass Lastprofile in *PV*SOL* nur innerhalb eines Jahres implementiert werden können.

Die Säulendiagramme zur bilanziellen Verbrauchsdeckung zeigen auf der x-Achse die

Monate Januar 2025 – Dezember 2025 und auf der y-Achse die Energie in kWh. Die linke Säule stellt den monatlichen Gesamtertrag von Dach- und Fassaden-PV dar, die rechte Säule den monatlichen Gesamtverbrauch des Hallenbads.

Die Säulendiagramme zur Nutzung der PV-Energie zeigen ebenfalls auf der x-Achse die Monate Januar 2025 – Dezember 2025 und auf der y-Achse die Energie in kWh. Die linke Säule teilt den Gesamtertrag erneut in Dach- und Fassadenanteil auf. Der rechte Balken gleicher Höhe zeigt, welcher Anteil davon direkt genutzt wird und welcher Anteil ins Netz eingespeist wird. Es handelt sich hier also nicht um den Gesamtverbrauch, sondern um den Anteil, der tatsächlich verbraucht werden kann.

Die Säulendiagramme zur Deckung des Verbrauchs zeigen den monatlichen Verbrauch in kWh, gegenübergestellt dem Anteil, der durch PV beziehungsweise durch Netzbezug gedeckt wird. Auch hier sind auf der x-Achse die Monate Januar 2025 – Dezember 2026 dargestellt. Die y-Achse zeigt auch hier die Energie in kWh. Hier geht es wieder um den Gesamtverbrauch und wie dieser gedeckt wird. $PV \cdot SOL$ berechnet allerdings nicht, durch welchen WR die genutzte PV-Energie kommt. Aus diesem Grund kann hier nicht mehr zwischen Dach- bzw. Fassaden-PV unterschieden werden. Zusätzlich sind der jährliche solare Deckungsgrad und der jährliche Netzbezug als Kennzahlen im Diagramm angegeben.

Die saisonalen Tagesprofile zeigen für die repräsentativen Monate Januar, April, Juli und Oktober den gemittelten Tagesverlauf von Verbrauch und PV-Ertrag. Für die Fälle mit Speichernutzung wird hier ebenfalls eine Kurve für die Entladung des Speichers zur Verbrauchsdeckung eingebunden. Der Speicher wird in der Simulation ausschließlich durch PV-Energie geladen. Dies geschieht, wenn die Last gedeckt wird und ein PV-Überschuss auftritt, also mehr erzeugt wird, als im Moment verbraucht wird. Auf der x-Achse ist die Tageszeit von 0 Uhr bis 22 Uhr abgetragen, auf der y-Achse die mittlere Leistung in kW. Je Teildiagramm, sind der mittlere Tagesverbrauch, der mittlere PV-Tagesertrag und der solare Deckungsgrad angegeben.

6.2 Fall 1: Ausgangslage der Lastdeckung

Es wird davon ausgegangen, dass in der aktuellen Ausgangslage keine weiteren elektrischen Verbraucher als die Beleuchtung, die Belüftung und der sonstige Verbrauch als Last anliegen. Außerdem ist in der aktuellen Situation kein Speicher im Verler Hallenbad

installiert und die Wärmeversorgung erfolgt über das örtliche Nah- und Fernwärmenetz.

Um ein Gefühl für die Energiemengen (von Erzeugung und Verbrauch) zu entwickeln, folgt eine bilanzielle Darstellung der Verbrauchsdeckung (siehe Abbildung 17).

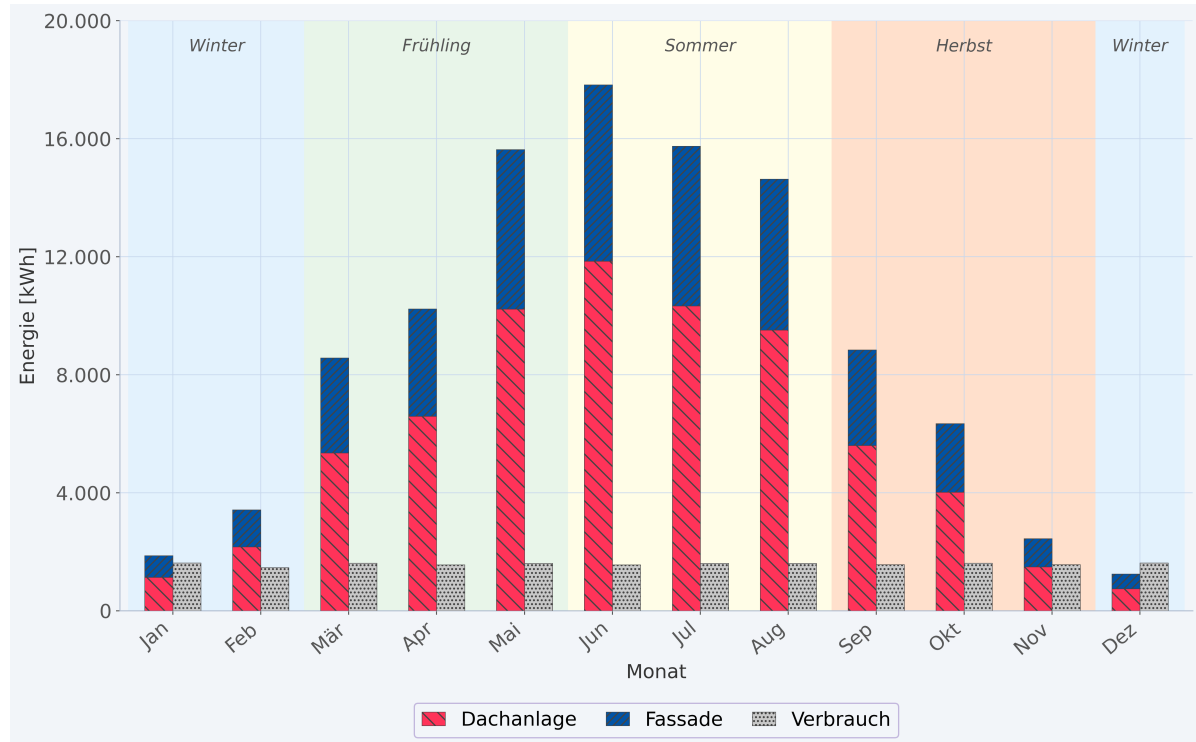


Abbildung 17: Monatliche bilanzielle Verbrauchsdeckung durch Dach- und Fassaden-PV, simuliert am Hallenbad Verl von Januar bis Dezember 2025. (Fall 1)

Bilanziell wird, bis auf den Dezember, stets mehr PV-Energie erzeugt, als Verbrauch anfällt. Die Fassaden-PV liefert von März bis Oktober bilanziell sogar allein genug Ertrag, um den Verbrauch zu decken. Doch so allgemein lässt sich kein Urteil fällen, da es sich sowohl bei der PV, als auch bei der Last, um ein dynamisches Profil handelt.

Wie viel vom Gesamtertrag tatsächlich verbraucht werden kann, zeigt das folgende Diagramm (Abbildung 18) der Nutzung der PV-Energie:

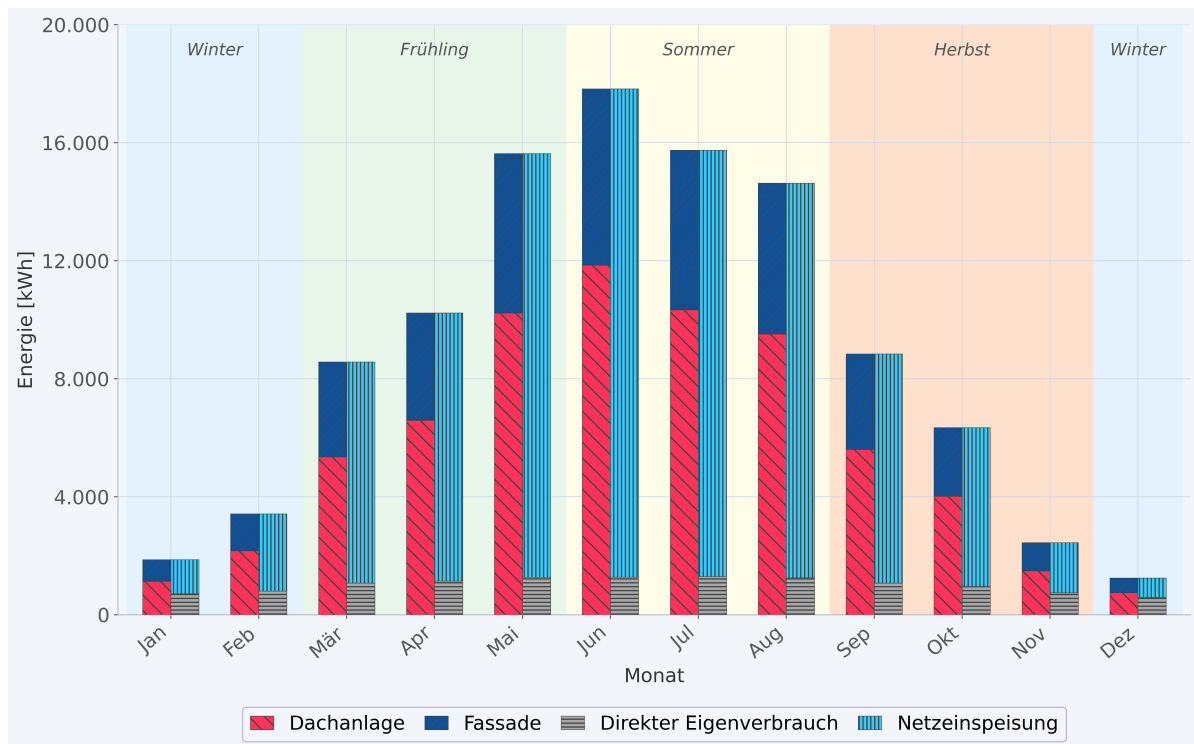


Abbildung 18: Monatliche Nutzung der Dach- und Fassaden-PV-Energie, simuliert am Hallenbad Verl von Januar bis Dezember 2025. (Fall 1)

Das Diagramm zeigt, dass die erzeugte Energiemenge grundsätzlich ausreichend ist, der direkte Eigenverbrauch jedoch nur ein Bruchteil von dem ausmacht, was eigentlich produziert wird. Überschüssige Energie, die nicht unmittelbar im Gebäude genutzt werden kann, wird in das öffentliche Netz eingespeist. Selbst in den Wintermonaten können einzelne Ertragsspitzen den momentanen Verbrauch übersteigen, wodurch auch in dieser Zeit Einspeisemengen auftreten. In den Sommermonaten verstärkt sich dieser Effekt, da die PV-Erträge tagsüber deutlich höher ausfallen als die zeitgleich anliegende Last. Während die vorige Abbildung 18 zeigt, welcher Anteil des Ertrags genutzt wird, zeigt Abbildung 19 die umgekehrte Perspektive. Sie zeigt welcher Anteil des Verbrauchs durch PV beziehungsweise durch Netzbezug gedeckt wird.

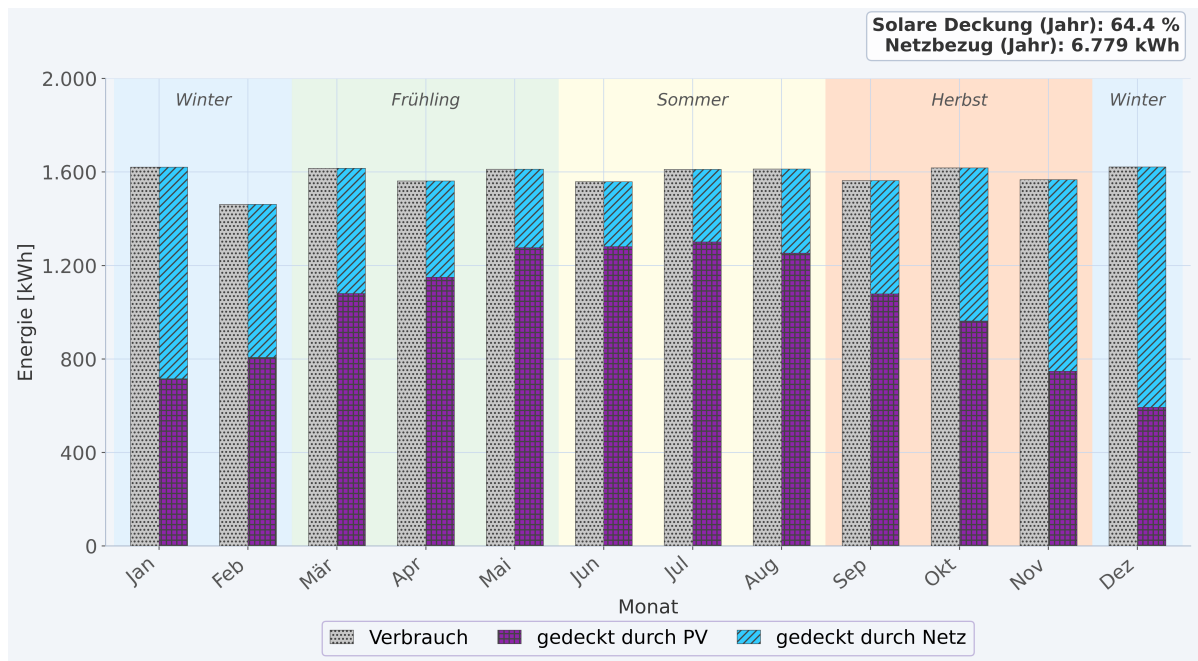


Abbildung 19: Monatliche Deckung des Verbrauchs durch die PV-Gesamtanlage und Netzbezug, simuliert am Hallenbad Verl von Januar bis Dezember 2025. (Fall 1)

Deutlich wird, dass im Winter etwa 50 % und im Sommer etwa 75–80 % des Gesamtverbrauchs durch PV-Energie gedeckt werden können. Die verbleibende Energiemenge muss über den Netzbezug bereitgestellt werden. Die Säule **gedeckt durch PV** stellt dabei jedoch nicht den gesamten monatlichen PV-Ertrag dar, sondern ausschließlich den Anteil, der zeitgleich im Gebäude genutzt werden kann. Unter den betrachteten Bedingungen ergibt sich über das Jahr ein solarer Deckungsgrad von 64,4 %. Die Aufteilung zwischen **gedeckt durch PV** und **gedeckt durch Netz** folgt dem typischen jahreszeitlichen Verlauf eines PV-Systems. Wie in Kapitel 2.1.1 bereits erläutert, scheint hier die zeitliche Abweichung zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch entscheidend für die Differenz zwischen PV-Nutzung und Netzbezug zu sein.

Die folgende Abbildung 20 visualisiert diese Hypothese, indem der Ertrag dem Verbrauch im Tagesverlauf gegenübergestellt wird:

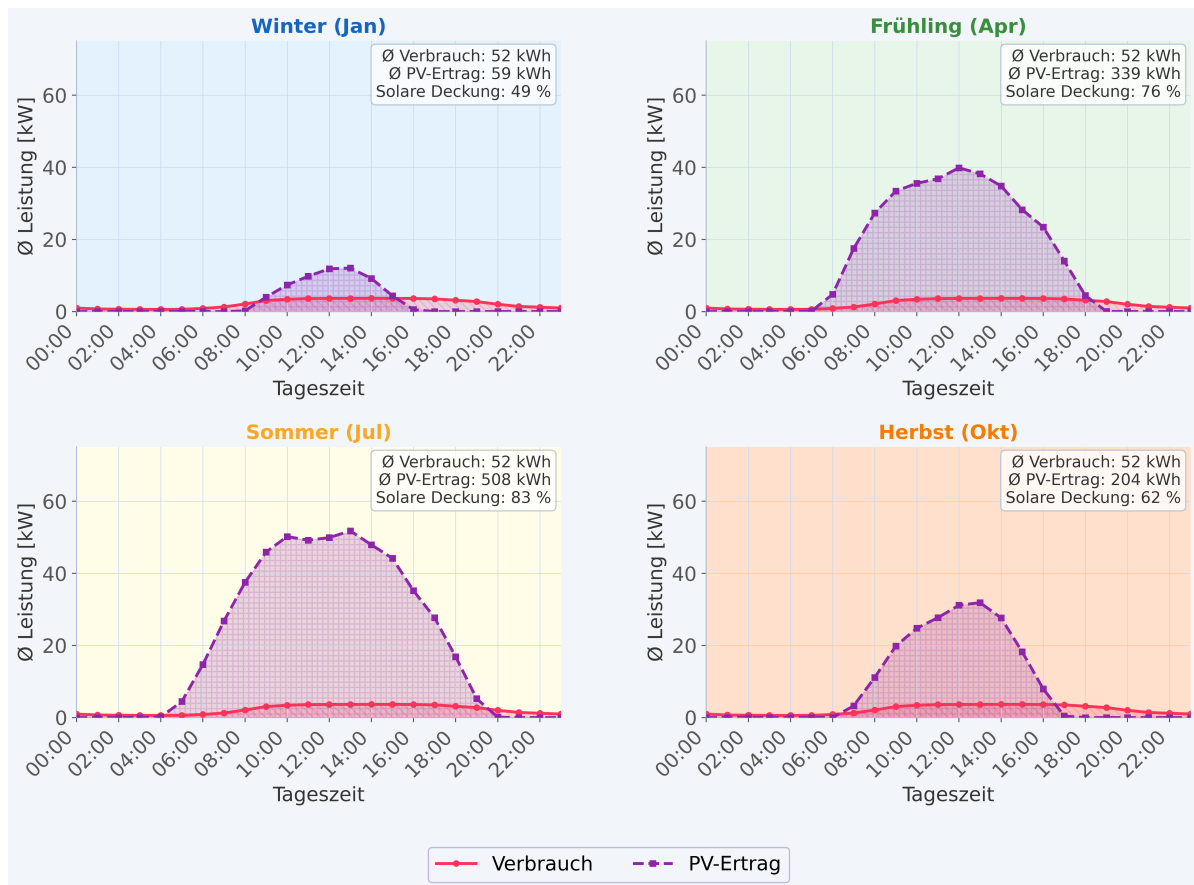


Abbildung 20: Mittlere Tagesertrags- und Verbrauchsprofile der PV-Gesamtanlage für die Monate Januar, April, Juli und Oktober, simuliert am Hallenbad Verl im Kalenderjahr 2025. (Fall 1)

Diese Diagramme belegen die oben getätigte Aussage. Egal in welcher Jahreszeit, im Tageszeitraum sind die Erträge höher als der Verbrauch. Die überschüssige Energie wird ins Netz eingespeist und kann nicht selbst genutzt werden. Sobald der Ertrag geringer ist als der momentane Verbrauch, muss die benötigte Energie über einen Netzbezug bereitgestellt werden. Die Inlays der gemittelten Erträge zeigen aber auch, dass zu jeder Jahreszeit potenziell genug PV-Ertrag für eine vollständige Verbrauchsdeckung existiert.

Auf der aktuellen Grundlage wäre es demnach sinnvoll, entweder mit weiteren Verbrauchern, den im Tageszeitraum liegenden Verbrauch zu erhöhen, um die hohen Erträge im Tageszeitraum zu nutzen. Oder mit einem Speicher das zeitliche Problem auszugleichen, sodass das Hallenbad auch in der Nacht die eigene PV-Energie nutzen kann und somit autark funktioniert.

6.3 Fall 2: Lastdeckung mit Wärmepumpe

Als weiterer Verbraucher mit hoher Last, eignet sich beispielsweise eine Wärmepumpe. Denn wie in Kapitel 2.3.3 beschrieben, wird die Nutzung elektrischer Wärmeversorgungen immer relevanter. Ein Hallenbad ist durch den hohen Wärmebedarf demnach ein interessantes Objekt. Durch die Nutzung einer WP steigt der elektrische Energiebedarf um rund 100 MWh/a (siehe Abschnitt 6.1), wodurch der gesamte elektrische Endenergiebedarf mit insgesamt ca. 120 MWh/a näher an dem kommunizierten und prognostizierten Verbrauch von 250 MWh/a liegt [39].

In dieser Arbeit wird der Fall betrachtet, aus dem der gesamte Wärmebedarf über eine WP gedeckt werden soll. Wie sich die zusätzliche Last der Wärmepumpe auf die bilanzielle Verbrauchsdeckung auswirkt, zeigt Abbildung 21.

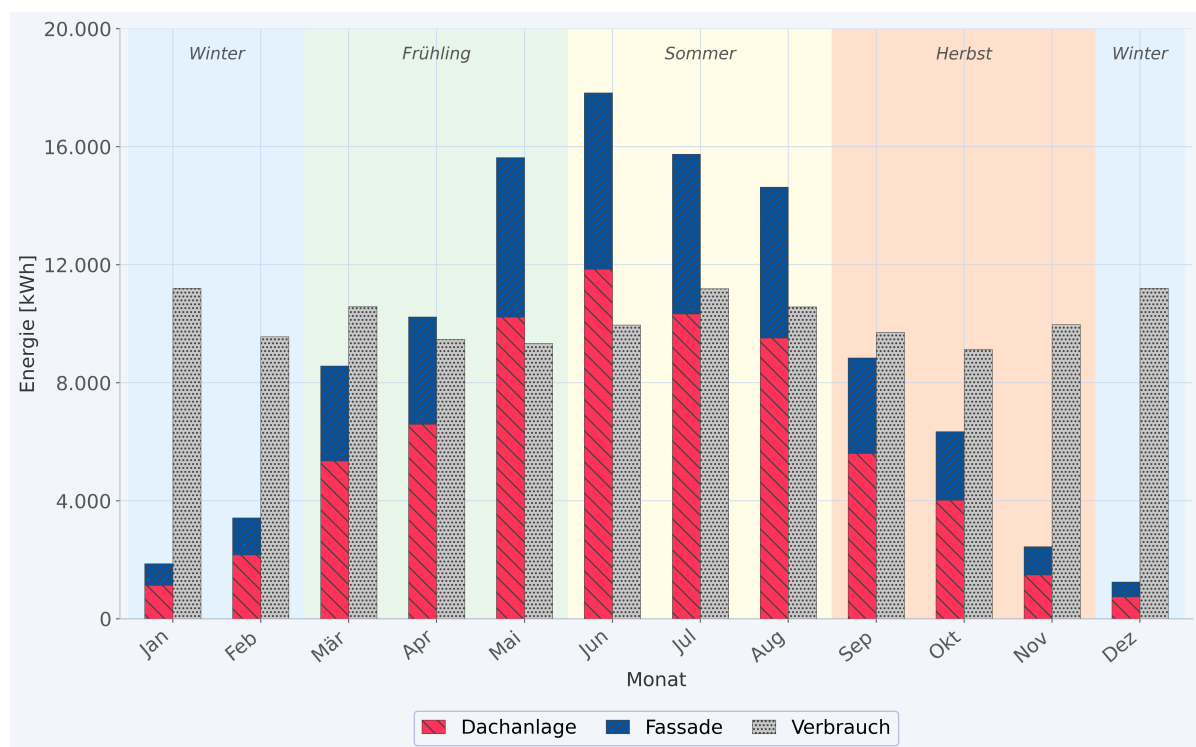


Abbildung 21: Monatliche bilanzielle Verbrauchsdeckung durch Dach- und Fassaden-PV mit Wärmepumpe, simuliert am Hallenbad Verl von Januar bis Dezember 2025. (Fall 2)

Durch die Einbindung einer elektrischen Wärmepumpe steigt der Stromverbrauch deutlich. Die Abbildung 21 zeigt, dass der monatliche Verbrauch nur von April bis August vollständig bilanziell durch die PV-Erträge gedeckt werden kann. In den übrigen Monaten reichen die Erträge der Dach- und Fassadenanlage nicht aus, sodass ein zusätzlicher Netz-

bezug erforderlich ist. Im Winter ist die Differenz zwischen Verbrauch und PV-Erzeugung größer, da der COP der WP und die Erträge gering sind. Abbildung 22 zeigt, wie sich der höhere Verbrauch auf die Nutzung der erzeugten PV-Energie auswirkt.

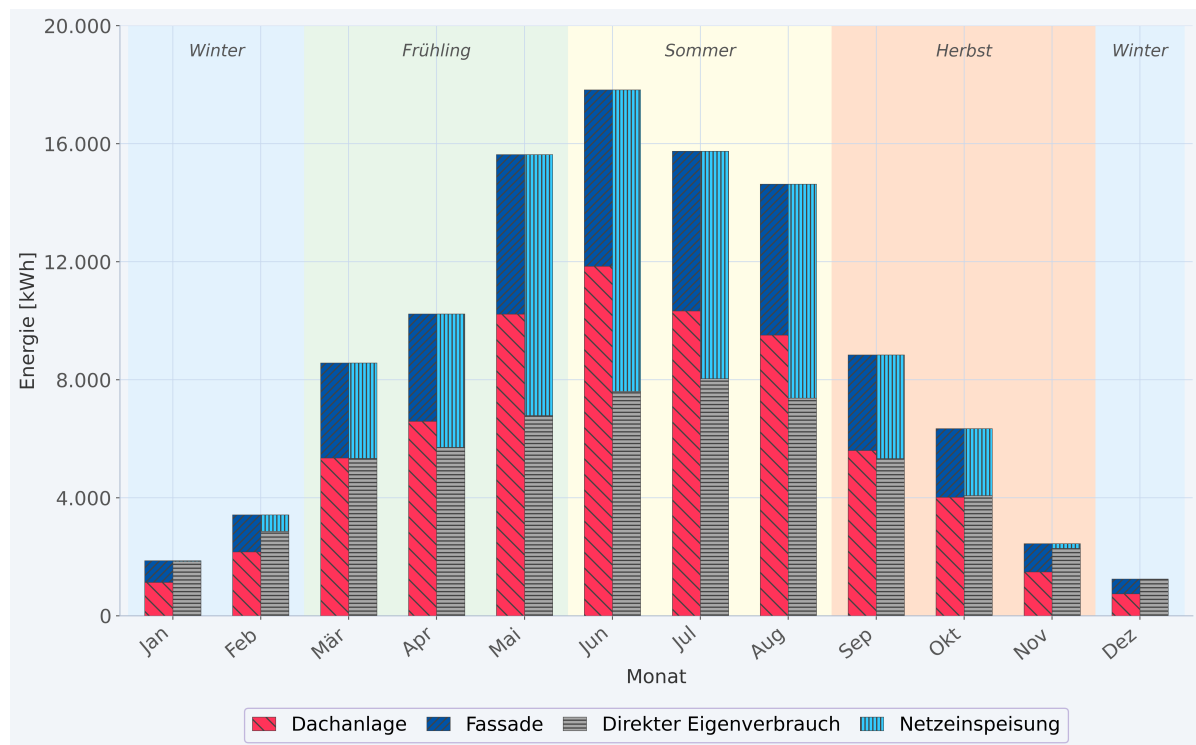


Abbildung 22: Monatliche Nutzung der Dach- und Fassaden-PV-Energie mit Wärmepumpe, simuliert am Hallenbad Verl von Januar bis Dezember 2025. (Fall 2)

Durch den höheren Eigenverbrauch wird deutlich weniger Energie in das öffentliche Netz eingespeist. Insbesondere in den Wintermonaten fällt die Einspeisung nahezu vollständig weg, da die erzeugte PV-Energie größtenteils direkt im Gebäude genutzt wird. In den Sommermonaten entstehen hingegen weiterhin Überschüsse, sodass trotz des erhöhten Eigenverbrauchs noch etwa die Hälfte des PV-Ertrags eingespeist wird.

Wie sich der Netzbezug und der solare Deckungsgrad mit der WP-Nutzung ändert, zeigt das folgende Diagramm.

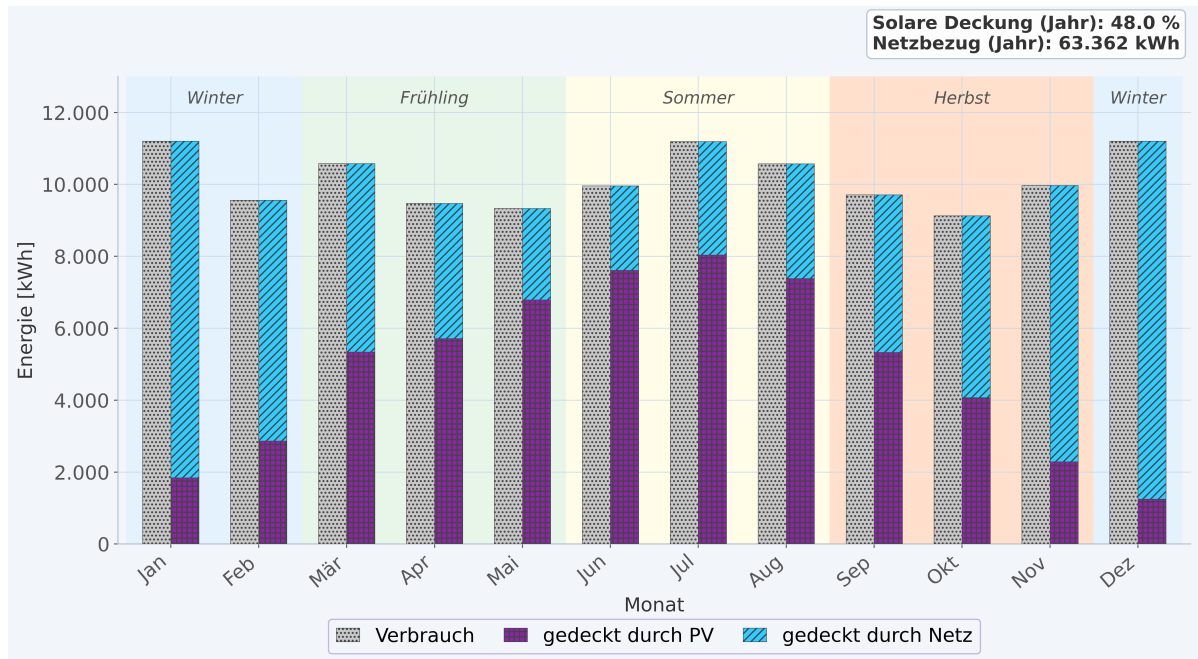


Abbildung 23: Monatliche Deckung des Verbrauchs durch die PV-Gesamtanlage und Netzbezug mit Wärmepumpe, simuliert am Hallenbad Verl von Januar bis Dezember 2025. (Fall 2)

Der jährliche solare Deckungsgrad sinkt von 64,4 % auf 48,0 %. Der jährliche Netzbezug steigt von 6.779 kWh/a auf 63.362 kWh/a und damit auf etwa das Neunfache der Ausgangslage. Aufgrund des erhöhten Bedarfs kann insgesamt mehr PV-Energie genutzt werden. Jedoch ist der Verbrauch so hoch, dass sich sowohl der Netzbezug als auch der solare Deckungsgrad, negativ entwickelt. Der Vergleich zu Fall 1 zeigt, dass die PV-Anlage weiterhin einen Anteil deckt, der durch die Wärmepumpe deutlich erhöhte Gesamtverbrauch aber überproportional stärker über das Netz gedeckt werden muss. Wie sich Erzeugung und Verbrauch mit Wärmepumpe im Tagesverlauf zueinander verhalten, zeigt [Abbildung 24](#).

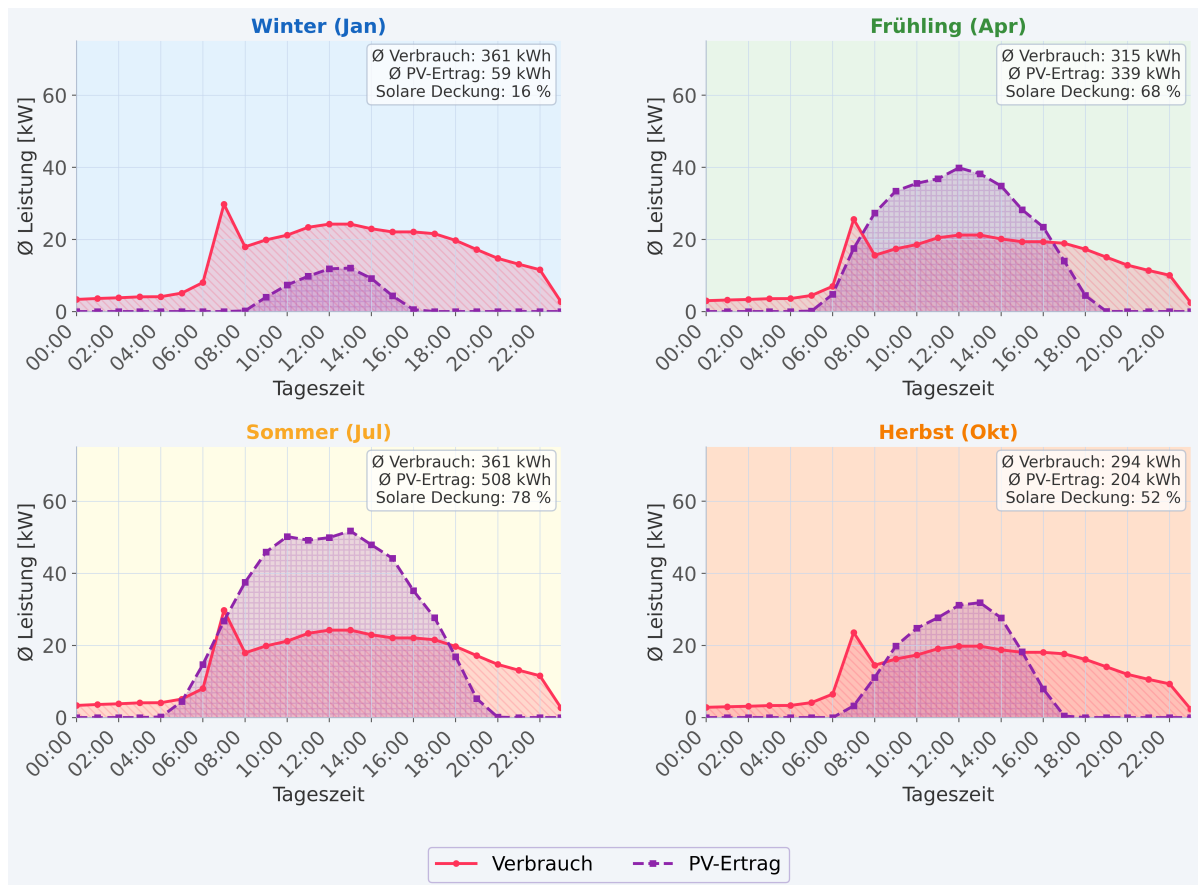


Abbildung 24: Mittlere Tagesertrags- und Verbrauchsprofile der PV-Gesamtanlage mit Wärmepumpe für die Monate Januar, April, Juli und Oktober, simuliert am Hallenbad Verl im Kalenderjahr 2025. (Fall 2)

Es ist zu erkennen, dass durch den erhöhten Energieverbrauch zwar insgesamt ein größerer Anteil des PV-Ertrags direkt genutzt werden kann, die Last jedoch, insbesondere in den Wintermonaten, nicht gedeckt werden kann. Im Winter reicht der PV-Ertrag nicht aus, um den Verbrauch nennenswert zu decken. Der solare Deckungsgrad beträgt lediglich 16 %. Zudem ist in den Nachtstunden kein PV-Ertrag verfügbar, sodass der Verbrauch in diesen Zeiträumen vollständig über Netzbezug gedeckt werden muss. Im Frühling und Sommer fällt der PV-Ertrag tagsüber deutlich höher aus, wodurch solare Deckungsgrade von 68 % bzw. 78 % erreicht werden. Dennoch zeigt sich auch hier eine zeitliche Abweichung zwischen Erzeugung und Verbrauch, da Verbrauchsanteile außerhalb der Ertragszeiten weiterhin nicht direkt durch PV-Strom gedeckt werden können.

Im Vergleich zum Fall ohne Wärmepumpe steigt somit der absolute Eigenverbrauch, während der solare Deckungsgrad aufgrund des höheren Gesamtverbrauchs sinkt und der Netzbezug zunimmt. Um diese zeitliche Verschiebung zwischen Erzeugung und Verbrauch

zu reduzieren, wird im folgenden Fall zusätzlich ein Speicher in die Simulation einbezogen.

6.4 Fall 3: Lastdeckung mit Wärmepumpe und Speicher

Der Speicher wird anhand der Dimensionierungsempfehlung für gewerbliche PV-Speicher der Forschungsgruppe Solarspeichersysteme der Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin ausgewählt [54]. Für Gewerbebetriebe wird darin eine nutzbare Speicherkapazität von 0,75 bis 1,5 kWh je MWh Jahresstromverbrauch empfohlen. Bei einem Jahresverbrauch von rund 120 MWh/a mit Wärmepumpe (siehe Abschnitt 6.3), ergibt sich daraus eine Spanne von rund 90 bis 180 kWh. Die empfohlene Spanne hängt von den angenommenen Speicherkosten und der Einspeisevergütung ab. Für diesen Fall wird dabei ein Verhältnis von 1 kWh je MWh Jahresverbrauch angesetzt, ein Wert innerhalb der empfohlenen Spanne, woraus sich ein Zielwert von rund 120 kWh ergibt. Der in *PV*SOL* verfügbare Speicher, der diesem Zielwert am nächsten kommt, besteht aus zwei Einheiten des Sunwoda Energy Oasis-60, betrieben über einen SMA Sunny Island X 50-Wechselrichter [40, 38], mit einer Gesamtkapazität von 120,4 kWh. Abbildung 25 zeigt die Nutzung der PV-Energie mit diesem Speicher.

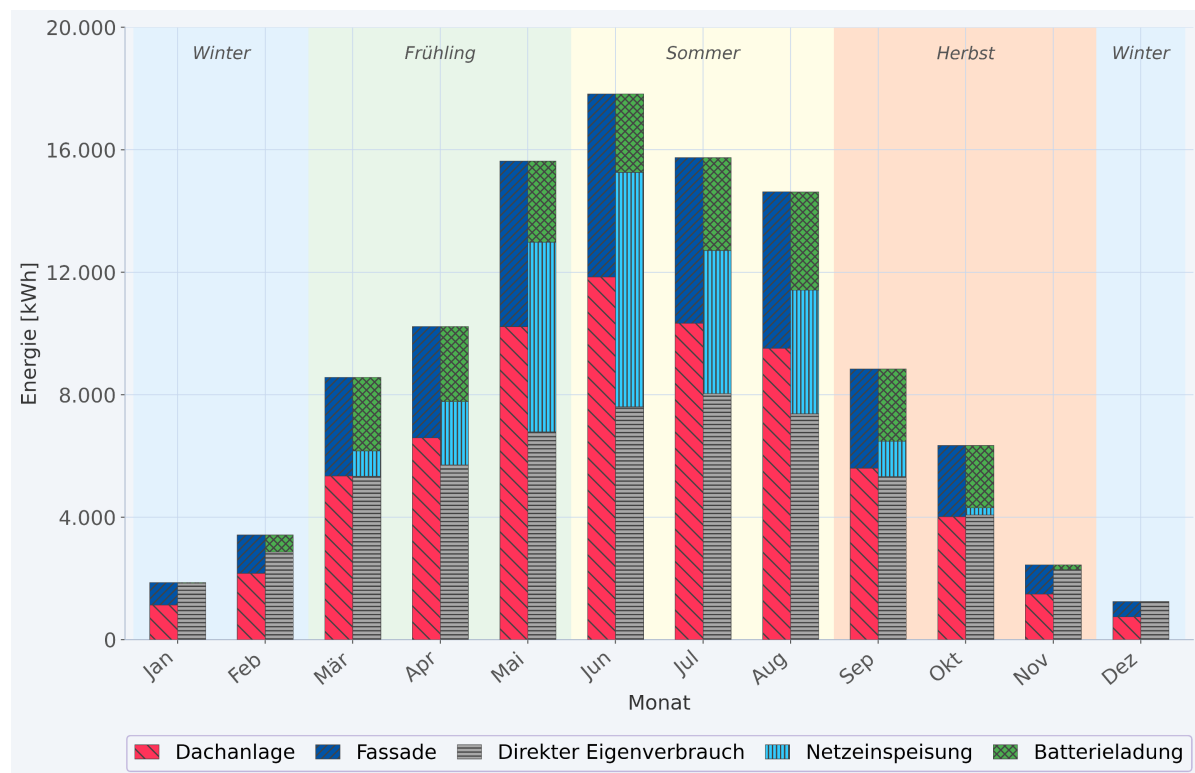


Abbildung 25: Monatliche Nutzung der Dach- und Fassaden-PV-Energie mit Wärmepumpe und Speicher, simuliert am Hallenbad Verl von Januar bis Dezember 2025. (Fall 3)

Aufgrund des hohen Eigenverbrauchs, wird der Speicher in den Wintermonaten nur geringfügig geladen. In den Sommermonaten stehen dagegen größere PV-Überschüsse zur Verfügung, die teilweise zur Batterieladung genutzt werden können. Dennoch kann die Netzeinspeisung nicht vollständig vermieden werden, da die erzeugte PV-Energie zeitweise den aktuellen Verbrauch sowie die verfügbare Speicherkapazität übersteigt. Welchen Einfluss die Speichernutzung auf die Deckung des Verbrauchs hat, zeigt Abbildung 26.

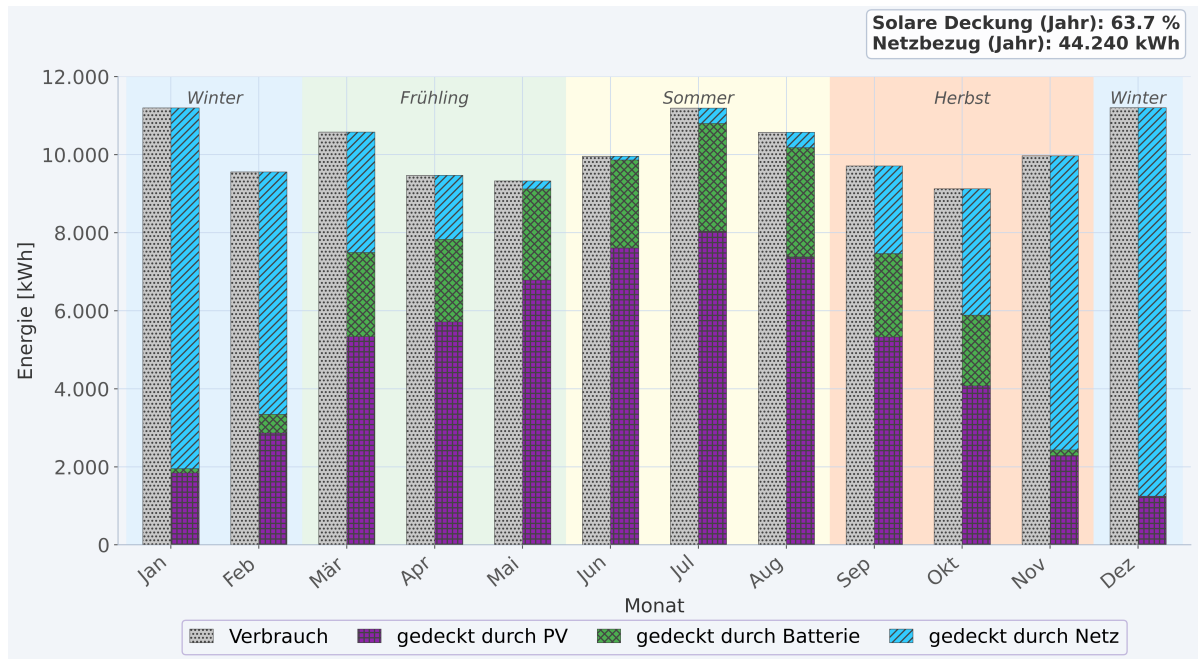


Abbildung 26: Monatliche Deckung des Verbrauchs durch die PV-Gesamtanlage und Netzbezug mit Wärmepumpe und Speicher, simuliert am Hallenbad Verl von Januar bis Dezember 2025. (Fall 3)

Da der Speicher im Winter nur geringfügig geladen wird, steht in diesen Monaten kaum gespeicherte Energie zur Lastdeckung zur Verfügung. Entsprechend bleibt der Netzbezug, vor allem im Winter, hoch. In den Sommermonaten kann dagegen ein großer Teil des Verbrauchs solar gedeckt werden, teilweise im Bereich von 80–100 %. Insgesamt ergibt sich ein solarer Deckungsgrad von 63,7 % (ähnlich wie in der Ausgangslage), wobei der jährliche Netzbezug mit 44.240 kWh/a weiterhin deutlich über dem der Ausgangsvariante liegt. Wie sich der Speicher im Tagesverlauf auf Erzeugung und Verbrauch auswirkt, zeigt Abbildung 27.

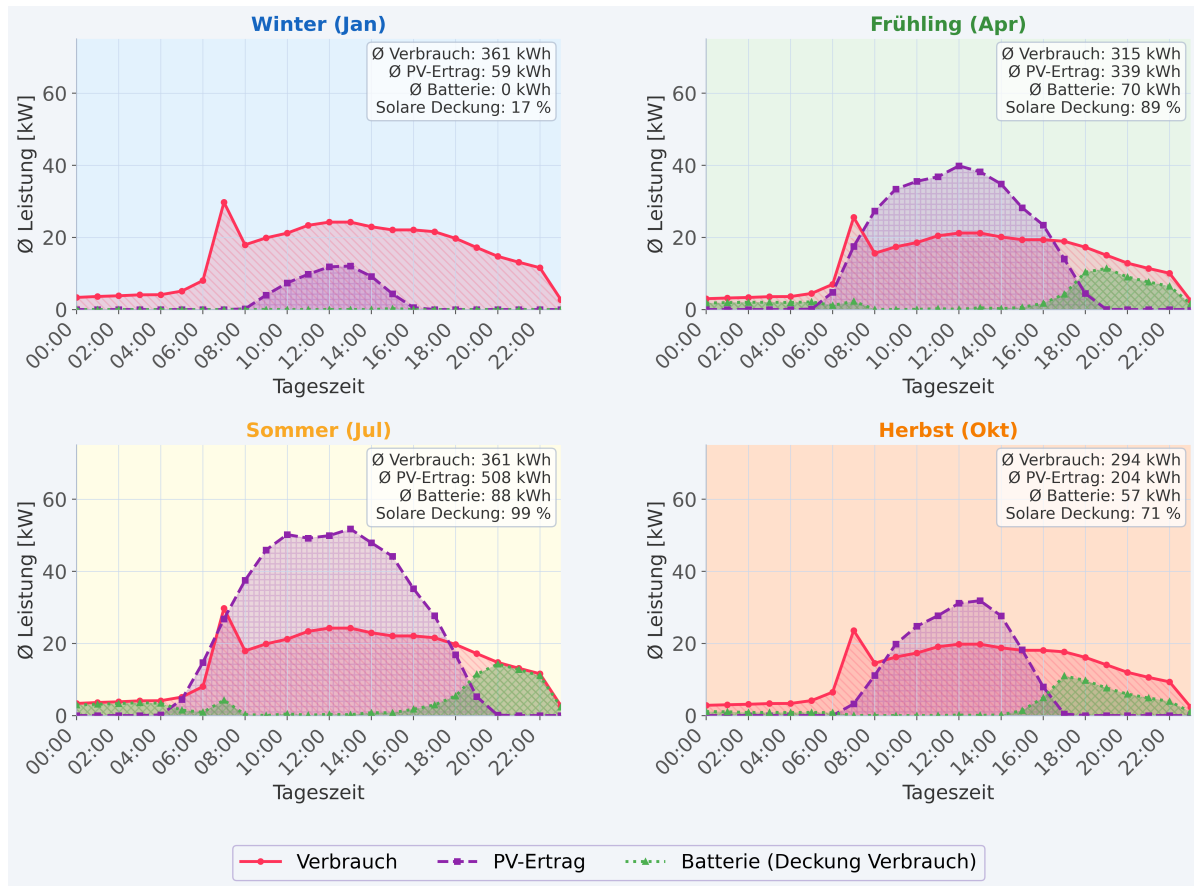


Abbildung 27: Mittlere Tagesertrags- und Verbrauchsprofile der PV-Gesamtanlage mit Wärmepumpe und Speicher für die Monate Januar, April, Juli und Oktober, simuliert am Hallenbad Verl im Kalenderjahr 2025. (Fall 3)

Die Tagesverläufe verdeutlichen, dass der Speicher in den Wintermonaten nicht zur Lastdeckung beiträgt, da aufgrund der geringen PV-Erträge keine überschüssige Energie zur Batterieladung zur Verfügung steht. Im Frühling, Sommer und Herbst kann hingegen ein Teil der tagsüber erzeugten PV-Energie gespeichert und in die Abend- bzw. Nachtstunden verschoben werden. Dadurch wird der zeitliche Versatz zwischen PV-Erzeugung und Verbrauch teilweise ausgeglichen und der solare Deckungsgrad erhöht.

Ein Speicher lohnt sich dann, wenn genug Überschussstrom vorhanden ist. Im Fall 1 wird beobachtet, dass ein monatlicher Überschuss in der Ausgangslage vorhanden ist. Wie sich ein Speicher bei dem Verbrauchsmuster des ersten Falls verhält, zeigt der anschließende Fall 4.

6.5 Fall 4: Lastdeckung mit Speicher ohne Wärmepumpe

Um einstrahlungsarme Tage länger überbrücken zu können, wird bewusst ein Speicher gewählt, der die verbrauchsbezogene Empfehlung der HTW [54] um etwa das Zwei- bis Dreifache übersteigt. Bei einem Jahresverbrauch von rund 19 MWh/a ohne Wärmepumpe ergäbe die Empfehlung von 0,75 bis 1,5 kWh je MWh einen Zielbereich von rund 14 bis 30 kWh. Analog zur Variante mit WP wird dafür der SMA Sunny Island X 30 mit einer Einheit des Sunwoda Energy Oasis-60 gewählt [40, 38], womit sich eine Gesamtkapazität von 60,2 kWh ergibt. Wie sich dieser vergleichsweise groß dimensionierte Speicher auf die Nutzung der PV-Energie auswirkt, ist in Abbildung 28 zu sehen.

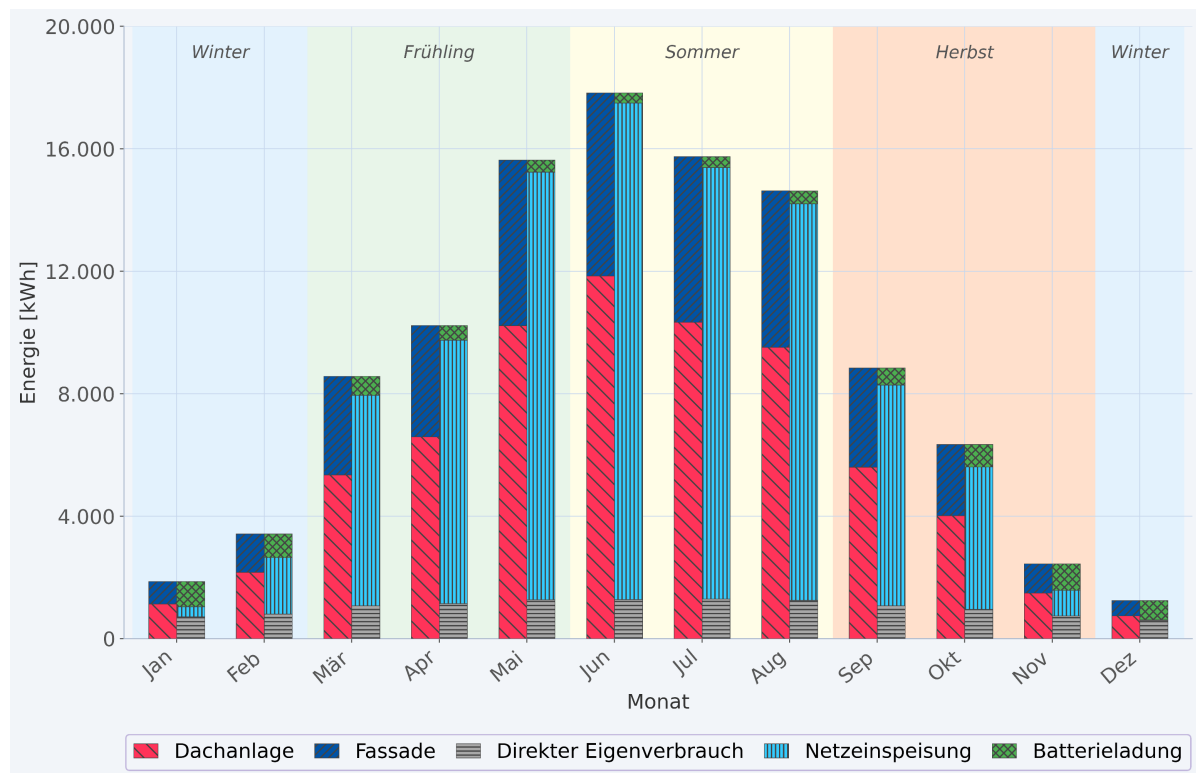


Abbildung 28: Monatliche Nutzung der Dach- und Fassaden-PV-Energie ohne Wärmepumpe, mit Speicher, simuliert am Hallenbad Verl von Januar bis Dezember 2025. (Fall 4)

In diesem Fall wird über das gesamte Jahr hinweg nur ein geringer Anteil der PV-Energie zur Batterieladung genutzt. Der Großteil der erzeugten Energie wird, mit Ausnahme der Wintermonate Dezember und Januar, weiterhin in das öffentliche Netz eingespeist. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Speicherkapazität im Verhältnis zu den auftretenden PV-Überschüssen gering ist und daher nur einen begrenzten Anteil der überschüssigen Energie aufnehmen kann.

Inwieweit die vergleichsweise geringe Batterieladung zur Deckung des Verbrauchs beiträgt, wird in der folgenden Abbildung 29 visualisiert.

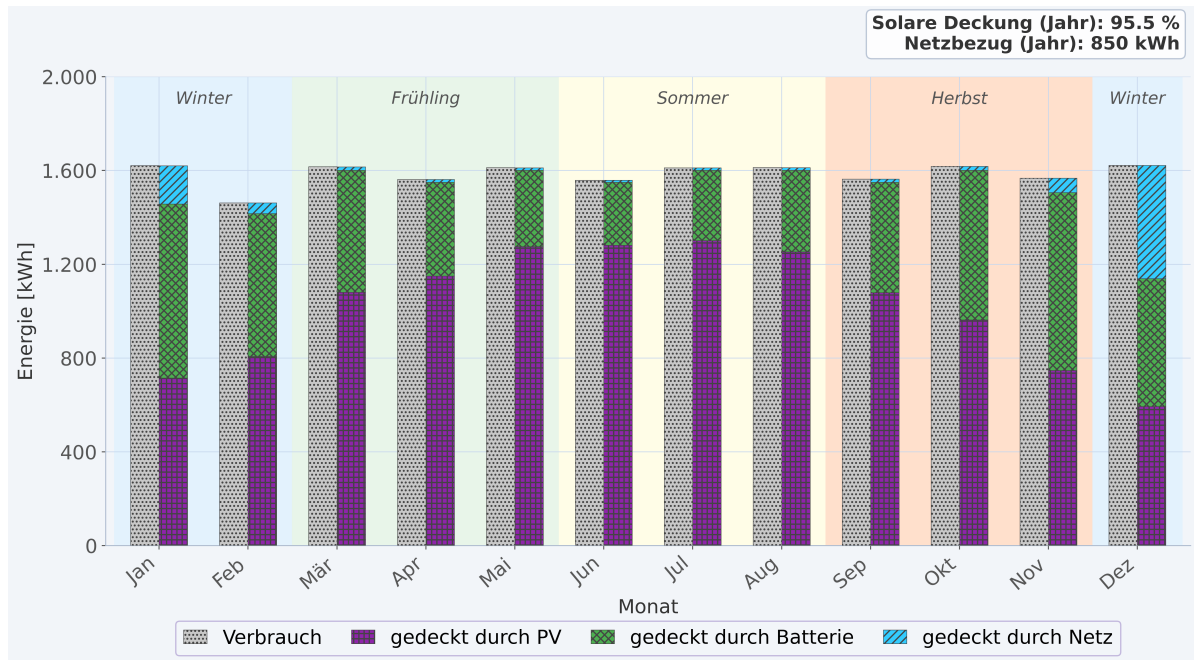


Abbildung 29: Monatliche Deckung des Verbrauchs durch die PV-Gesamtanlage und Netzbezug ohne Wärmepumpe, mit Speicher, simuliert am Hallenbad Verl von Januar bis Dezember 2025. (Fall 4)

Trotz des vergleichsweise geringen Anteils der PV-Energie, der in die Batterie geladen wird, steigt der solare Deckungsgrad auf 95,5 %. Auch in den Wintermonaten können mindestens zwei Drittel des Verbrauchs durch direkt genutzte PV-Energie und zwischengespeicherte Batterieladung gedeckt werden. Der Speicher trägt somit über das gesamte Jahr zur Erhöhung der solaren Deckung und zur Reduzierung des Netzbezugs bei. Insgesamt müssen lediglich 850 kWh/a aus dem öffentlichen Netz bezogen werden.

Auch im Tagesverlauf wird deutlich, weshalb nur ein geringer Anteil des PV-Ertrags für die Speichernutzung verwendet wird und welchen Beitrag der Speicher innerhalb eines Tages zur Verbrauchsdeckung leistet.

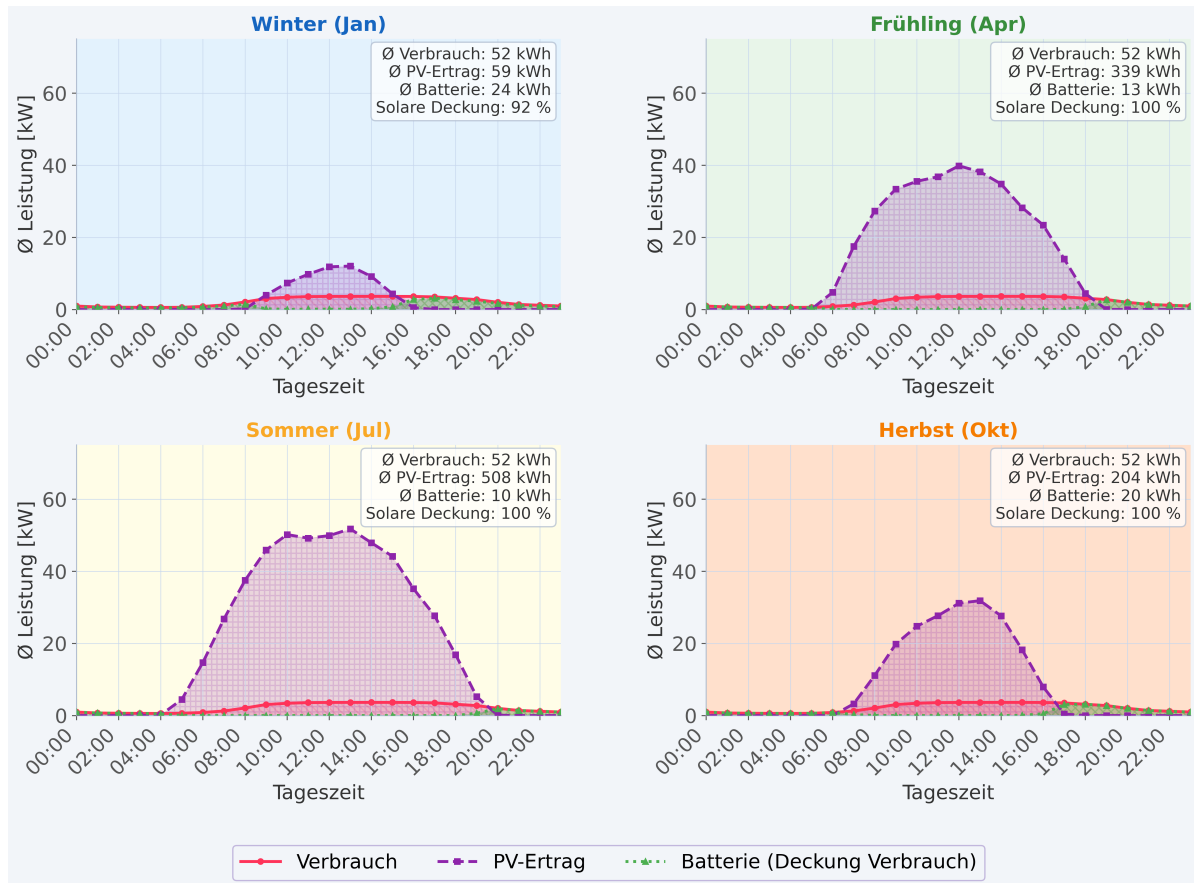


Abbildung 30: Mittlere Tagesertrags- und Verbrauchsprofile der PV-Gesamtanlage ohne Wärmepumpe, mit Speicher für die Monate Januar, April, Juli und Oktober, simuliert am Hallenbad Verl im Kalenderjahr 2025. (Fall 4)

Mit Ausnahme des Winters, kann in den dargestellten Tagesprofilen ein solarer Deckungsgrad von 100 % erreicht werden. Der Speicher verschiebt dabei einen Teil der tagsüber erzeugten PV-Energie in die Abend- und Nachtstunden und trägt so zur vollständigen Verbrauchsdeckung bei. Trotz des geringen PV-Ertrags im Januar, kann durch die Speichernutzung ein solarer Deckungsgrad von 92 % erreicht werden.

Energetisch betrachtet ist der Fall vier, aufgrund des geringsten Netzbezugs und des höchsten solaren Deckungsgrades, also die vielversprechendste Variante. Jedoch ist das kein Argument dafür, dass die Variante auch wirtschaftlich die beste Entscheidung ist. Wie sich die vier Fälle wirtschaftlich unterscheiden wird im folgenden Abschnitt untersucht.

7 Wirtschaftlichkeitsabschätzung

Eine tabellarische Übersicht der in diesem Kapitel verwendeten Werte, befindet sich im Anhang [C](#).

Um zu beurteilen, welche der vier Varianten wirtschaftlich zu empfehlen ist, wird im Folgenden eine Amortisationsrechnung über 20 Jahre durchgeführt. Als Preisbasis dienen bewusst allgemeine, öffentlich verfügbare Richtwerte statt projektspezifischer Tarife, um die Übertragbarkeit auf andere Objekte zu gewährleisten. Angesetzt werden ein Gewerbestrompreis von 0,2636 €/kWh mit 2 % jährlicher Steigerung (Statistisches Bundesamt [44]) sowie ein Fernwärmepreis von 0,17 €/kWh ohne Preissteigerung (Verbraucherzentrale Bundesverband [50]). Für eingespeiste elektrische Energie entfällt ab 100 kWp installierter Leistung der Anspruch auf eine garantierte, festgesetzte Einspeisevergütung (§ 21 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2023) [10]. Eine Vergütung ist oberhalb dieser Schwelle nur noch über die Marktprämie im Rahmen der Direktvermarktung erreichbar (§ 20 EEG 2023) [9], andernfalls erfolgt die Einspeisung unentgeltlich. Da die untersuchte Anlage mit rund 171 kWp über dieser Schwelle liegt, wird die eingespeiste Energie über die Marktprämie vergütet. Als anzulegender Marktprämienwert werden 0,0602 €/kWh angesetzt (Inbetriebnahme März 2025, Leistungsstufe bis 400 kW) [12]. Nach Ablauf der 20-jährigen Förderdauer würde die Vergütung auf den reinen Marktwert Solar von rund 0,045 €/kWh fallen [31]. Die Amortisationsrechnung bildet daher genau diesen Förderzeitraum ab und endet mit dem 20. Betriebsjahr. Die Investitionskosten der Wärmepumpe selbst fließen dabei bewusst nicht in die Amortisationsrechnung ein. Betrachtet wird ausschließlich die Amortisation der PV-Anlage bzw. der PV-Anlage mit Speicher, während die Wärmepumpe, als bereits gegebener Verbraucher, ohne Investitions- und Wartungskosten in die Energiebilanz eingeht. Die Bewertung erlaubt daher keine vollständige Wirtschaftlichkeitsaussage zur Wärmepumpe selbst, sondern beschreibt ausschließlich deren Einfluss auf die PV-bezogene Amortisation. Die Investitionskosten für Speicher sind davon unabhängig und beruhen, mangels verbindlicher Angebote, auf eigenen Annahmen mit einer Unsicherheit von etwa ± 15 bis 20 % (siehe Anhang [C](#)).

Eine Besonderheit des Hallenbads Verl ist die Anbindung an ein Campusnetz. Ist der PV-Ertrag temporär höher als der Stromverbrauch des Hallenbads, wird PV-Überschuss nicht ins öffentliche Netz eingespeist, sondern campusintern zum vollen Strompreis verwertet, statt zur deutlich niedrigeren Marktprämie. Dadurch sind Eigenverbrauch und campusinterne Einspeisung für Verl wirtschaftlich gleichwertig. Eine Verschiebung von Einspeisung

zu Eigenverbrauch, wie sie eine Wärmepumpe bewirkt, bringt daher keinen zusätzlichen wirtschaftlichen Vorteil für das Campusnetz. Der Hauptanreiz einer Wärmepumpe, die Aufwertung gering vergüteter Einspeisung zu hochwertigem Eigenverbrauch, entfällt beim Verler Campus dadurch. Die zusätzlich ausgewiesene Gesamtbetrachtung mit regulärer EEG-Marktprämie ist daher nicht für die Anlagenbetreiber selbst maßgeblich, sondern als Vergleichswert für Objekte ohne eigenes Campusnetz zu verstehen.

Die Amortisation ergibt sich aus dem Vergleich der kumulierten Investition mit der kumulierten Einsparung. Die jährliche Einsparung setzt sich aus drei Bestandteilen zusammen und lässt sich für ein Betriebsjahr t wie folgt beschreiben:

$$S(t) = E_{\text{EV}}(t) \cdot p_{\text{Str}}(t) + E_{\text{WP}}(t) \cdot p_{\text{FW}} + E_{\text{Ein}}(t) \cdot p_{\text{Ein}}(t) \quad (2)$$

$S(t)$ steht hier für die Einsparung im Betriebsjahr t . Dabei ist $E_{\text{EV}}(t)$ die im Hallenbad selbst verbrauchte PV-Energie pro Jahr ohne den WP-Anteil, die den Bezug von Netzstrom zum Gewerbestrompreis $p_{\text{Str}}(t)$ erspart. In den Fällen mit Speicher (Fall 3 und 4) zählt dazu unter anderem auch der aus dem Speicher entladene Anteil, da dieser ebenfalls regulären Netzbezug ersetzt. $E_{\text{WP}}(t)$ ist die PV-Energie, die durch die Wärmepumpe zusätzlich selbst verbraucht wird, auch hier wird in Fall 3 der Speicher berücksichtigt, allerdings mit einer kleinen Unsicherheit, da die Speicher in Fall 3 und Fall 4 unterschiedliche Kapazitäten haben. Sie wird vereinfachend im Verhältnis 1:1 mit dem Fernwärmepreis p_{FW} bewertet, unter der Annahme, dass sie in gleichem Umfang Fernwärme ersetzt, die sonst für die Wärmeversorgung nötig wäre. Eine Bewertung über die tatsächlich durch die Wärmepumpe erzeugte Wärmemenge, also unter Berücksichtigung der Jahresarbeitszahl wird hier vereinfachend nicht betrachtet. $E_{\text{Ein}}(t)$ ist die eingespeiste, beziehungsweise campusintern verwertete Energie, bewertet mit der Marktprämie $p_{\text{Ein}}(t)$. Nach EEG entspricht p_{Ein} der Marktprämie von 0,0602 €/kWh, in der Campusnetz-Betrachtung dagegen dem vollen Strompreis p_{Str} , der regelmäßig ansteigt.

Die PV-Erträge sinken über die Betriebsdauer durch die Moduldegradation. Für jede Teilanlage gilt $E(t) = E_0 \cdot (1 - d)^{t-1}$ mit dem Ertrag E_0 im ersten Jahr und der jährlichen Degradationsrate d . Für die Dachmodule garantiert der Hersteller eine lineare Leistungsminderung von 1,0 % im ersten und je 0,4 % in den Jahren 2 bis 30, insgesamt also 87,4 % Restleistung nach 30 Jahren [26]. Daraus ergibt sich eine konstante Degradationsrate von rund 0,43 %/a. Für die Fassadenmodule wird mit der von Avancis öffentlich publizierten Leistungsgarantie von mindestens 90 % nach 10 und mindestens 80 % nach 25 Jahren

gerechnet [4]. Daraus ergibt sich eine konstante Degradationsrate von rund 0,83 %/a. Der Gewerbestrompreis steigt umgekehrt jährlich um $g = 2\%$, also $p_{\text{Str}}(t) = p_{\text{Str},0} \cdot (1 + g)^{t-1}$. Die kumulierte Einsparung ist die Summe der jährlichen Einsparungen bis zum Jahr t . Die Anlage amortisiert sich in dem Jahr, in dem diese Summe die kumulierte Investition erstmals übersteigt.

Eine Beispielrechnung zur Anwendung der Gleichung 2 für die ersten beiden Betriebsjahre von Fall 2 ohne Campusnetz befindet sich in Anhang D.

Die kumulierte Investition umfasst die einmalige PV-Basisinvestition, die Ersatzinvestition der Wechselrichter nach zehn Jahren sowie, je nach Fall, den Speicher mit einer Ersatzinvestition nach 15 Jahren. Wie sich die PV-Basisinvestition auf ihre Bestandteile verteilt, zeigt die folgende Abbildung 31.

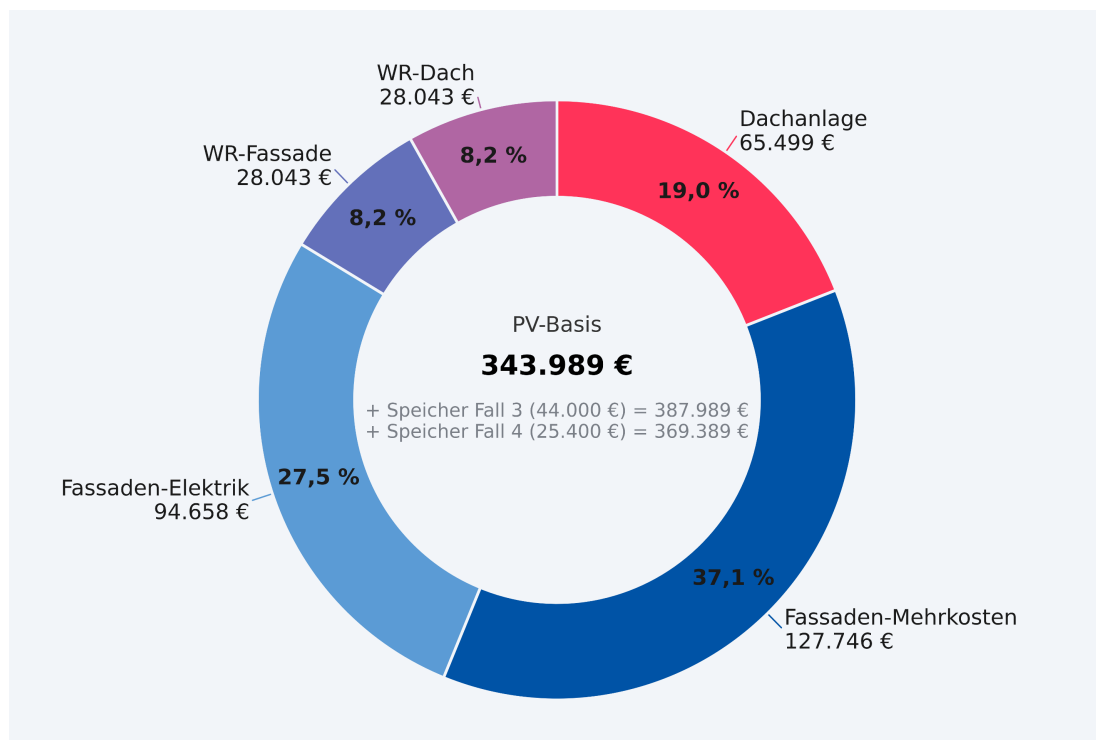


Abbildung 31: Zusammensetzung der PV-Basisinvestition der Dach- und Fassaden-PV des Verler Hallenbads (siehe Anhang C).

Das Kreisdiagramm (Abbildung 31) gliedert die gesamte PV-Basisinvestition von rund 343.989 € in vier Anteile. Auf die Dachanlage entfallen 19,0 %, auf die Fassade in Summe rund 64,7 %, aufgeteilt in Fassaden-Mehrkosten von 37,1 % und Fassaden-Elektrik von 27,5 %. Die restlichen 16,3 % entfallen auf die Wechselrichter, die beiden Teilanlagen zugeordnet

sind (vereinfachend Dach-WR-Investition = Fassaden-WR-Investition). Damit verursacht die fassadenintegrierte Anlage den größten Kostenblock, obwohl Dach und Fassade mit 83,52 kWp und 87,59 kWp eine ähnliche installierte Leistung besitzen. Darunter zeigt die Abbildung 31 ergänzend, wie sich die PV-Basisinvestition um den jeweiligen Speicher erweitert. Mit dem Speicher aus Fall 3 steigt sie auf 387.989 € (+ 12,8 %), mit dem kleineren Speicher aus Fall 4 auf 369.389 € (+ 7,4 %). Die Kosten für die Fassaden-Elektrik stammen aus einem realen Angebot und sind damit deutlich belastbarer als die aus einer externen Fallstudie abgeleiteten Fassaden-Mehrkosten. Wie diese Fassaden-Mehrkosten hergeleitet werden, zeigt Anhang E. Für die anschließende Argumentation ist vor allem relevant, dass die Basis-Investitionskosten in allen vergleichbaren Fällen konstant angesetzt werden. Betriebskosten, wie WR- oder Speicher-Tausch werden in den vergleichbaren Fällen ebenfalls gleich angesetzt. Dadurch lassen sich die relevanten Trends hinsichtlich Amortisationszeit unabhängig von ihrer genauen Höhe ableiten.

Betrachtung ohne Campusnetz

Die folgende Abbildung 32 zeigt, für jeden der vier Fälle, in einem eigenen Diagramm den kumulierten Betrag in Euro (y-Achse) über dem Betriebsjahr von 1 bis 20 (x-Achse). Die durchgezogene rote Linie ist die kumulierte Investition, die gestrichelte lila Linie die kumulierte Einsparung, jeweils bewertet mit den Einspeisevoraussetzungen ohne Campusnetz. Die anfängliche Investition entspricht der in Abbildung 31 gezeigten PV-Basisinvestition zuzüglich ggf. eines Speichers (siehe Anhang C). Der Dach- und der Fassaden-Mehrkosten-Anteil beruhen dabei jeweils auf einem spezifischen Wert je kWp beziehungsweise je Quadratmeter [22], der auf die reale Größe der jeweiligen Teilanlage hochgerechnet wird. Die bereits in der Basisinvestition enthaltenen Wechselrichter werden zusätzlich nach zehn Jahren einmal ersetzt, in Fall 3 und Fall 4 kommt außerdem der Ersatz eines neuen Speichers nach 15 Jahren hinzu. Innerhalb der betrachteten 20 Jahre wird dabei nur ein Wechselrichter-Ersatz eingerechnet. Ein zweiter Ersatz wäre bei der angesetzten Lebensdauer von zehn Jahren um das 20. Jahr herum erneut fällig, fällt damit an den Rand des Betrachtungszeitraums und bleibt in der Rechnung unberücksichtigt. Das Inlay in jedem Diagramm gibt zusätzlich das Amortisationsjahr an, sofern die Einsparungslinie die Investitionslinie innerhalb der 20 Jahre erreicht. Ergänzend zeigt es die über die 20 Jahre gemittelte jährliche Einsparung sowie die Differenz zwischen kumulierter Einsparung und kumulierter Investition am Ende des 20. Betriebsjahres. Die y-Achse ist für alle vier Fälle einheitlich skaliert, sodass sich die unterschiedliche Höhe der Investition, etwa durch den Speicher in Fall 3 und 4 sowie die Steigung der jeweiligen

Einsparungslinie direkt zwischen den Diagrammen vergleichen lassen.

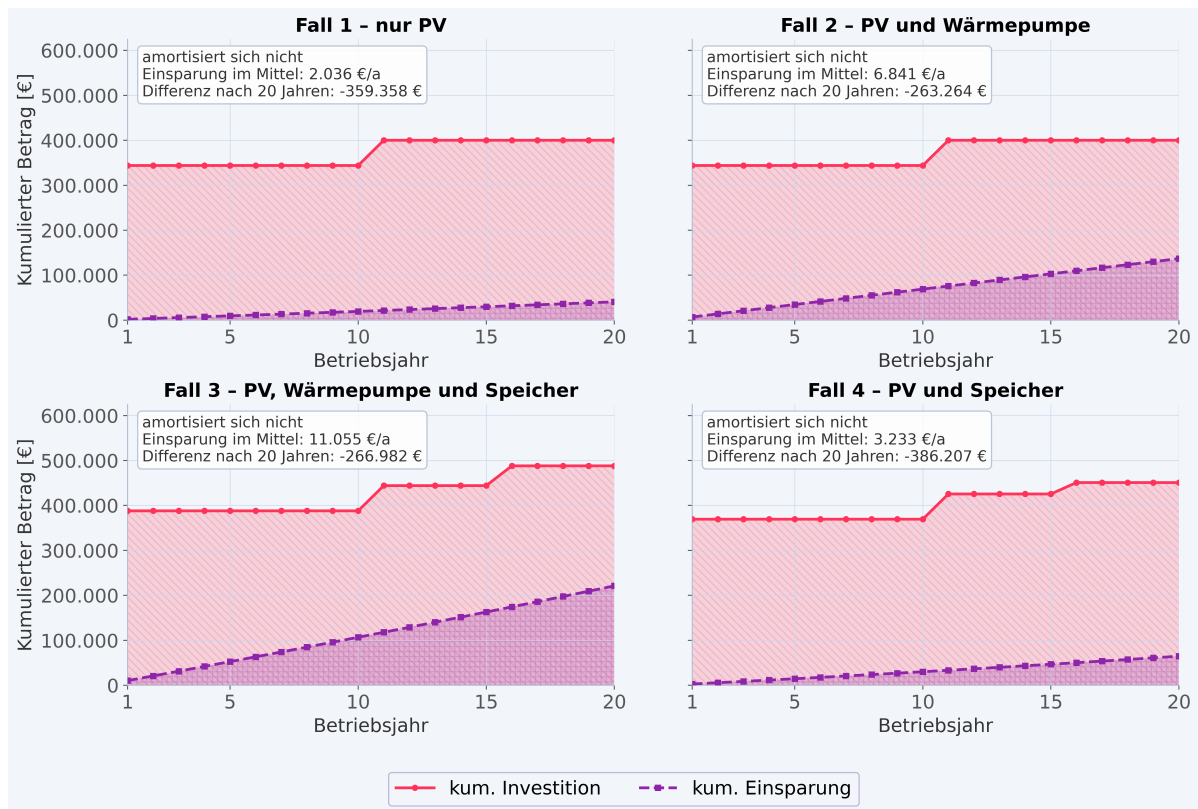


Abbildung 32: Kumulierte Investition (PV-Investitionsbasis zzgl. Wechselrichter-Ersatzinvestition und ggf. Speicher) und kumulierte Einsparung über 20 Jahre. Gesamtbetrachtung mit regulärer Marktprämien-Vergütung (ohne Campusnetz).

Aussagekräftiger als die exakten Werte der Investition und der Einsparung ist dabei die Steigung der Einsparungslinie. Die kumulierte Investition (rot) ist eine Treppenfunktion, die nur bei dem Wechsel von Wechselrichter und Speicher springt und sonst konstant bleibt. Die kumulierte Einsparung (lila) steigt dagegen jedes Jahr um die aktuelle Jahreseinsparung. Ihre Steigung entspricht also dem Tempo, mit dem sich die beiden Linien einander annähern. Da insbesondere die Fassaden-Mehrkosten und, in den betroffenen Fällen, die Speicherkosten mit Unsicherheiten behaftet sind (siehe Anhang C), die Einsparung aber auf validierten Ertrags- und Verbrauchsdaten beruht, ist deren Trend belastbarer als der exakte Amortisationszeitpunkt selbst.

Unter dieser Bewertung amortisiert sich keiner der vier Fälle innerhalb von 20 Jahren, da die volle PV-Investition durch die vergleichsweise niedrige Marktprämie von 0,0602 €/kWh nicht aufgewogen wird. Im Vergleich der vier Fälle untereinander erzielt Fall 3 (Wärmepumpe und Speicher) die höchste mittlere jährliche Einsparung, gefolgt von Fall

2 (nur Wärmepumpe), Fall 4 (nur Speicher) und Fall 1 (nur PV) mit der geringsten Einsparung. Sowohl die Wärmepumpe als auch der Speicher verschieben PV-Energie von der gering vergüteten Einspeisung zu höher bewertetem Eigenverbrauch. Die Nutzung der PV-Energie für den Speicher und die WP ermöglicht die Einsparung von Stromkosten deutlich über der Marktprämie von 0,0602 €/kWh, sodass beide Maßnahmen die PV-Amortisation einzeln verbessern. Da der Speicher in Fall 3 mehr PV-Überschuss puffert als in Fall 4 und zum volleren Preis bewertet wird, erzielt Fall 3 eine deutlich höhere mittlere Einsparung als Fall 2. Dieser Vorteil beruht ausschließlich auf Energie- und Preisannahmen und ist damit unabhängig von der Unsicherheit der Investitionskosten. Fall 2 schneidet am Ende der 20 Jahre, trotz der deutlich niedrigeren Einsparung, nicht schlechter ab als Fall 3. Für dieses Vergleichsszenario ist damit die risikoärmere Variante ohne Speicher zu empfehlen, also Fall 2 (PV-Anlage mit Wärmepumpe).

Betrachtung mit Campusnetz

Die folgende Abbildung 33 zeigt dieselbe Darstellung wie Abbildung 32 (kumulierte Investition in Rot, kumulierte Einsparung in Lila je Betriebsjahr, jeweils mit Amortisationsjahr, mittlerer jährlicher Einsparung und Differenz nach 20 Jahren im Inlay, y-Achse einheitlich skaliert), nun jedoch unter Berücksichtigung eines Campusnetzes, das jederzeit die gesamte PV-Energie nutzen kann.

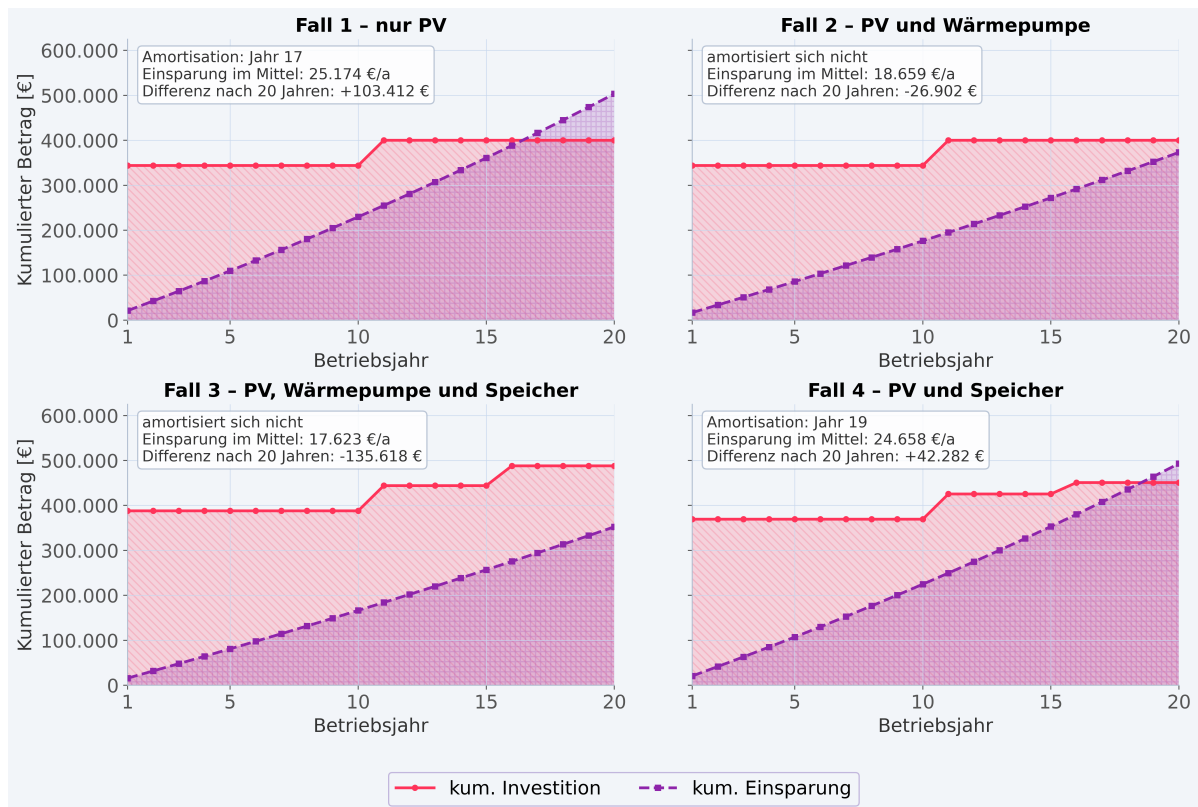


Abbildung 33: Kumulierte Investition (PV-Investitionsbasis zzgl. Wechselrichter-Ersatzinvestition und ggf. Speicher) und kumulierte Einsparung je Fall über 20 Jahre. Betrachtung nach Campusnetz-Abrechnung.

Unter der für Verl tatsächlich maßgeblichen Campusnetz-Abrechnung amortisieren sich nur die beiden Fälle ohne Wärmepumpe innerhalb der 20 Jahre. Die reine PV-Anlage (Fall 1) in Jahr 17, die Speicher-Variante ohne Wärmepumpe (Fall 4) in Jahr 19. Die beiden Varianten mit Wärmepumpe (Fall 2 und Fall 3) amortisieren sich dagegen innerhalb der 20 Jahre nicht.

Dass Fall 2 hier deutlich schlechter abschneidet als Fall 1, liegt an der Bewertung des WP-Anteils. Unter Campusnetz-Bedingungen sind Eigenverbrauch und campusinterne Einspeisung gleichwertig und werden beide zum vollen Gewerbestrompreis von 0,2636 €/kWh bewertet. Der WP-Anteil wird dagegen, wie einleitend beschrieben, mit dem niedrigeren Fernwärmepreis von 0,17 €/kWh angesetzt. Die Wärmepumpe verschiebt damit einen erheblichen Teil der PV-Energie von einer Verwertung, die 0,2636 €/kWh einbringen würde, zu einer Bewertung mit nur 0,17 €/kWh. Dieser Wertverlust tritt unter regulärer EEG-Vergütung nicht auf, weil die dortige Alternative, die Marktpremie von 0,0602 €/kWh, noch niedriger liegt als der Fernwärmepreis. Fall 3 schneidet aus

demselben Grund schlechter ab als Fall 4. Der Speicher selbst bleibt davon unberührt. Sein Anteil wird weiterhin zum vollen Gewerbestrompreis bewertet. Er verliert unter Campusnetz-Bedingungen nur geringfügig durch die eigenen Lade- und Entladeverluste der Batterie.

Für die Betreiber des Hallenbads Verl wirkt sich eine Wärmepumpe unter Campusnetz-Bedingungen nachteilig auf die PV-Amortisation aus. Fall 2 amortisiert sich, anders als Fall 1, innerhalb von 20 Jahren nicht mehr. Auch in Kombination mit dem Speicher (Fall 3) verschlechtert sie das Ergebnis gegenüber Fall 4 deutlich. Ein Speicher allein (Fall 4) amortisiert sich zwar etwas später und mit einem niedrigeren Endergebnis als die reine PV-Anlage, bleibt aber im positiven Bereich. Das liegt darin begründet, dass bei Speichernutzung auch automatische Speicherverluste auftreten und die Investitionen steigen. Für die für Verl tatsächlich maßgebliche Campusnetz-Betrachtung ist damit die reine PV-Anlage (Fall 1) zu empfehlen, sowohl ohne Wärmepumpe als auch ohne Speicher.

Unter regulärer EEG-Einspeisevergütung (Abbildung 32) kehrt sich dieses Bild um. Dort liegt die Marktprämie mit 0,0602 €/kWh so deutlich unter dem Fernwärmepreis, dass die Wärmepumpe trotz der vorsichtigen Bewertung ihres eigenen Anteils einen wirtschaftlichen Vorteil bringt. Auch der Speicher wirkt sich hier vorteilhaft aus, da er weiterhin zum vollen Gewerbestrompreis bewertet wird. Für ein vergleichbares Objekt, ohne eigenes Campusnetz, wären Wärmepumpe und Speicher demnach vorteilhaft für die PV-Amortisation. Für das Hallenbad Verl mit seiner Campusnetz-Anbindung gilt dagegen weiterhin die im vorigen Absatz begründete Empfehlung der reinen PV-Anlage ohne Wärmepumpe und ohne Speicher.

Die absoluten Amortisationszeitpunkte der Fälle mit Speicher sind mit Vorsicht zu betrachten, da deren Investitionskosten auf Annahmen ohne verbindliche Angebote beruhen (Unsicherheit rund ± 15 bis 20 %, siehe Anhang C). Zusätzlich beruhen die in allen vier Fällen enthaltenen Fassaden-Mehrkosten auf einer eigenen Schätzung ohne Angebot und sind damit ebenfalls unsicher. Anders als beim Speicher lässt sich diese Unsicherheit bei den Fassaden-Mehrkosten jedoch nicht abschätzen. Die Kostenunsicherheit des Speichers von rund ± 15 bis 20 % wirkt sich auf die Gesamtinvestition nur gering aus. Fall 4 amortisiert sich unter Campusnetz-Abrechnung, auch im ungünstigsten Kostenfall, nur wenige Jahre später als im Basisfall. Fall 3 amortisiert sich in keinem Kostenfall innerhalb der 20 Jahre. Der Befund, dass sich die Wärmepumpe unter Campusnetz-Bedingungen nachteilig und unter regulärer EEG-Vergütung vorteilhaft auf die PV-Amortisation aus-

wirkt, beruht dagegen ausschließlich auf der Bewertung von Einspeisung, Eigenverbrauch und WP-Anteil und ist von dieser Unsicherheit unabhängig.

Bei dieser Betrachtung bleibt unberücksichtigt, dass sich die vier Fassadenseiten wirtschaftlich sehr unterschiedlich auswirken können. Die Fassaden-Investition wird in der vorliegenden Rechnung flächen- beziehungsweise leistungsproportional auf alle vier Ausrichtungen verteilt (siehe Anhang C). Die Nordfassade beansprucht damit rund 21 % der Fassaden-Investition (18,67 kWp beziehungsweise 146,03 m², siehe Tabelle 4). Nach den in Abschnitt 4.2 ermittelten Anteilen trägt sie jedoch nur zu 9,2 % zum Fassadenertrag bei, also weniger als die Hälfte ihres Kostenanteils. Ursache ist, wie dort bereits festgestellt, unter anderem der Azimut der Nordfassade, der die direkte Einstrahlung gegenüber den übrigen Ausrichtungen am stärksten einschränkt. Süd- und Westfassade liefern dagegen zusammen bereits knapp 70 % des Fassadenertrags. Die in Kapitel 6 gezeigte saisonale Ergänzungsfunktion der Fassade wird dabei nur für die Fassade insgesamt untersucht, nicht getrennt nach der Ausrichtung. Ob sich dieser zeitliche Vorteil ungleich auf die vier Seiten verteilt, lässt sich mit den vorliegenden Daten nicht beantworten. Eine nach Ausrichtung getrennte Amortisationsrechnung wird im Rahmen dieser Arbeit ebenfalls nicht durchgeführt, da hierfür zusätzliche Annahmen zur Investitionsaufteilung und zur zeitlichen Lastdeckung je Fassadenseite nötig wären. Wie sich die Unterschiede zwischen den Fassadenseiten in den Ertragskennzahlen niederschlagen, wird im folgenden Anlagenvergleich vertieft.

8 Anlagenvergleich

Um die Dach- und Fassaden-PV anhand der in Kapitel 2.1.5 eingeführten Kenngrößen zu vergleichen, werden zunächst der Jahresertrag, der spezifische Jahresertrag sowie der flächenspezifische Jahresertrag herangezogen.

Tabelle 8: Jahresertrag, spezifischer Jahresertrag und flächenspezifischer Jahresertrag der realen Dach- und Fassaden-PV im Vergleich.

Anlage	Jahresertrag	Spez. Jahresertrag [kWh/(kW _p · a)]	Flächenspez. Jahresertrag [kWh/(m ² · a)]
Dachanlage (gesamt)	70,0 MWh/a	837,6	186,6
Nordfassade	3,3 MWh/a	178,4	22,8
Ostfassade	7,8 MWh/a	378,4	48,5
Südfassade	8,1 MWh/a	556,4	71,2
Westfassade	17,0 MWh/a	503,8	64,5
Fassade (gesamt)	36,2 MWh/a	413,9	53,0

Im Vergleich ist die Südfassade bei beiden Kennzahlen die stärkste Fassadenseite, vor West, Ost und Nord in gleicher Reihenfolge. Die Dachanlage dominiert die Fassaden-PV bei beiden Kennzahlen, allerdings unterschiedlich stark. Ihr spezifischer Jahresertrag liegt rund 1,5-mal so hoch wie der Wert der Südfassade, ihr flächenspezifischer Ertrag mehr als doppelt so hoch. Beim absoluten Jahresertrag kehrt sich diese Reihenfolge bei West und Süd allerdings um. Die Westfassade liefert mit 17,0 MWh/a mehr als doppelt so viel wie die Südfassade mit 8,1 MWh/a. Grund ist die installierte Leistung, nicht eine günstigere Ausrichtung. Die Westfassade ist mit 33,75 kWp mehr als doppelt so groß wie die Südfassade mit 14,65 kWp (siehe Tabelle 4).

Der Unterschied zwischen beiden Faktoren zeigt, was die jeweilige Kennzahl misst. Der spezifische Jahresertrag ist normiert auf die installierte Leistung und bildet damit vor allem die Unterschiede im Jahresertrag aufgrund von Ausrichtung und Verschattung ab. Der flächenspezifische Ertrag bezieht sich auf die Modulfläche und enthält zusätzlich den Unterschied in der Modultechnologie. Die TOPCon-Module des Dachs erreichen mit 222,8 W_p/m² eine um den Faktor 1,7 höhere spezifische Leistung als die CIGS-Fassadenmodule mit 128,1 W_p/m² (siehe Anhang A). Dieser Technologieunterschied erklärt, warum der Faktor beim flächenspezifischen Jahresertrag (2,6) deutlich größer ausfällt als beim spe-

zifischen Jahresertrag (1,5). Die restliche Differenz beim spezifischen Jahresertrag geht auf die günstigere Dachausrichtung und die in Abschnitt 5.2 beschriebene Verschattung einzelner Fassadenseiten zurück. Für einen technologieübergreifenden Vergleich würde sich die Performance Ratio eignen. Sie kann hier aufgrund der in Abschnitt 4.1 beschriebenen Montagefehler der Einstrahlungssensoren nicht berücksichtigt werden. Durch eine Remontage bzw. Umplatzierung der Sensoren könnte auch diese berechnet und theoretisch verglichen werden.

Wirtschaftlich relativiert sich der geringere flächenspezifische Ertrag der Fassade. Die Module sind nicht additiv, sondern bauwerkintegriert als Ersatz für eine konventionelle Aluminium-Verbundplattenfassade verbaut. Wirtschaftlich ist deshalb nicht die volle Investitionssumme, sondern nur die Mehrinvestition gegenüber der konventionellen Ausführung der PV-Erzeugung zuzurechnen. Dadurch fällt der wirtschaftliche Nachteil der geringeren flächenspezifischen Leistung kleiner aus als der technische Vergleich zunächst vermuten lässt. Primär geht es bei der Fassade, wie in Abschnitt 2.1.3 beschrieben, um die gestalterische Einbindung von PV in die Gebäudehülle, nicht um einen maximalen Ertrag pro Quadratmeter [35].

Um die additive Dach-PV-Anlage und die fassadenintegrierte PV-Anlage wirtschaftlich miteinander zu vergleichen, wird folgendermaßen vorgegangen. Beide Systeme werden hinsichtlich ihrer jeweiligen Amortisation betrachtet. Dabei werden die Investitionskosten den Einsparungen gegenübergestellt. Auf diese Weise können die wirtschaftlichen Entwicklungen beider Anlagentypen isoliert miteinander verglichen werden. Unter der Annahme einer Volleinspeisung zum Gewerbestrompreis ergeben sich folgende Tendenzen hinsichtlich der Amortisation:

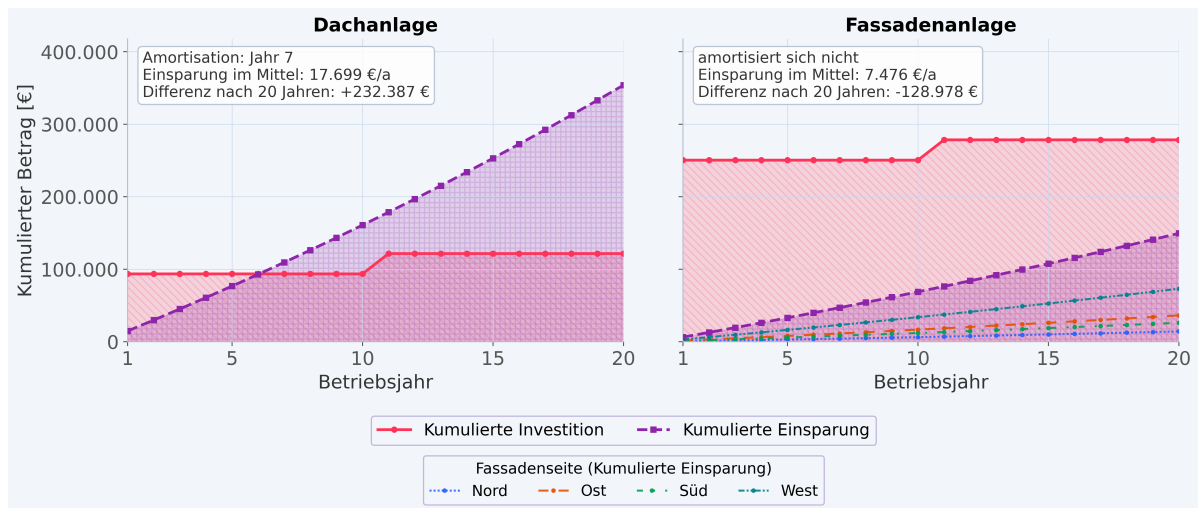


Abbildung 34: Kumulierte Investition und kumulierte Einsparung isoliert für Dach- und Fassadenanlage über 20 Jahre. Betrachtung nach Campusnetz-Abrechnung (Volleinspeisung zum Strompreis). Für die Fassadenanlage wird ausschließlich die Mehrinvestition berücksichtigt. Es sind zusätzlich die kumulierten Einsparungen der vier Fassadenseiten ohne separate Investitionslinien dargestellt.

Die Diagramme (Abbildung 34) folgen dem gleichen Schema wie in Kapitel 7. Die Mehrkosten der Fassaden-PV sind in der Investition mehr als doppelt so hoch wie die der Dach-PV. Der Anstieg der kumulierten Einsparung zeigt darüber hinaus, dass die Fassaden-PV eine deutlich geringere Steigung aufweist. Wie in der Ertragsanalyse bereits festgestellt, trägt die Fassade etwa ein Drittel zum Gesamtertrag bei. Weniger Ertrag bedeutet unter diesen Bedingungen gleichzeitig weniger Einsparung. Die Dach-Anlage amortisiert sich bereits nach 7 Jahren, während sich die Fassadenanlage innerhalb der 20 Jahre nicht amortisiert. Im direkten Vergleich schneidet die Fassade also im Ertrag und der Amortisationszeit schlechter ab als die additive Dach-PV.

Ergänzend sind in der rechten Grafik die kumulierten Einsparungen der vier Fassadenseiten einzeln dargestellt. Die Investitionen werden hier nicht flächen- beziehungsweise leistungsproportional auf die einzelnen Fassadenseiten aufgeteilt. Daher wird für jede Seite ausschließlich die kumulierte Einsparung dargestellt und eine separate Investitionslinie entfällt. An der gesamten kumulierten Einsparung der Fassade trägt die Nordfassade in der *PV*SOL*-Simulation nur rund 9,5 % bei, die Westfassade dagegen rund 48,8 %. Dieses Verhältnis korreliert direkt mit den simulierten Ertragsanteilen der Fassadenseiten, die nicht exakt den real gemessenen Anteilen entsprechen (siehe Abschnitt 5.2). Die Fassaden-Investition selbst ist, wie in Abschnitt 7 beschrieben, bereits nur mit Unsicherheit bekannt, und eine Aufteilung auf die vier Seiten erfordert zusätzliche Annahmen.

Unter diesen Annahmen lässt sich die Amortisation je Fassadenseite näherungsweise über die Zeit darstellen. Abbildung 35 zeigt für jede der vier Fassadenseiten die kumulierte Einsparung in Prozent der jeweils auf sie entfallenden Investition.

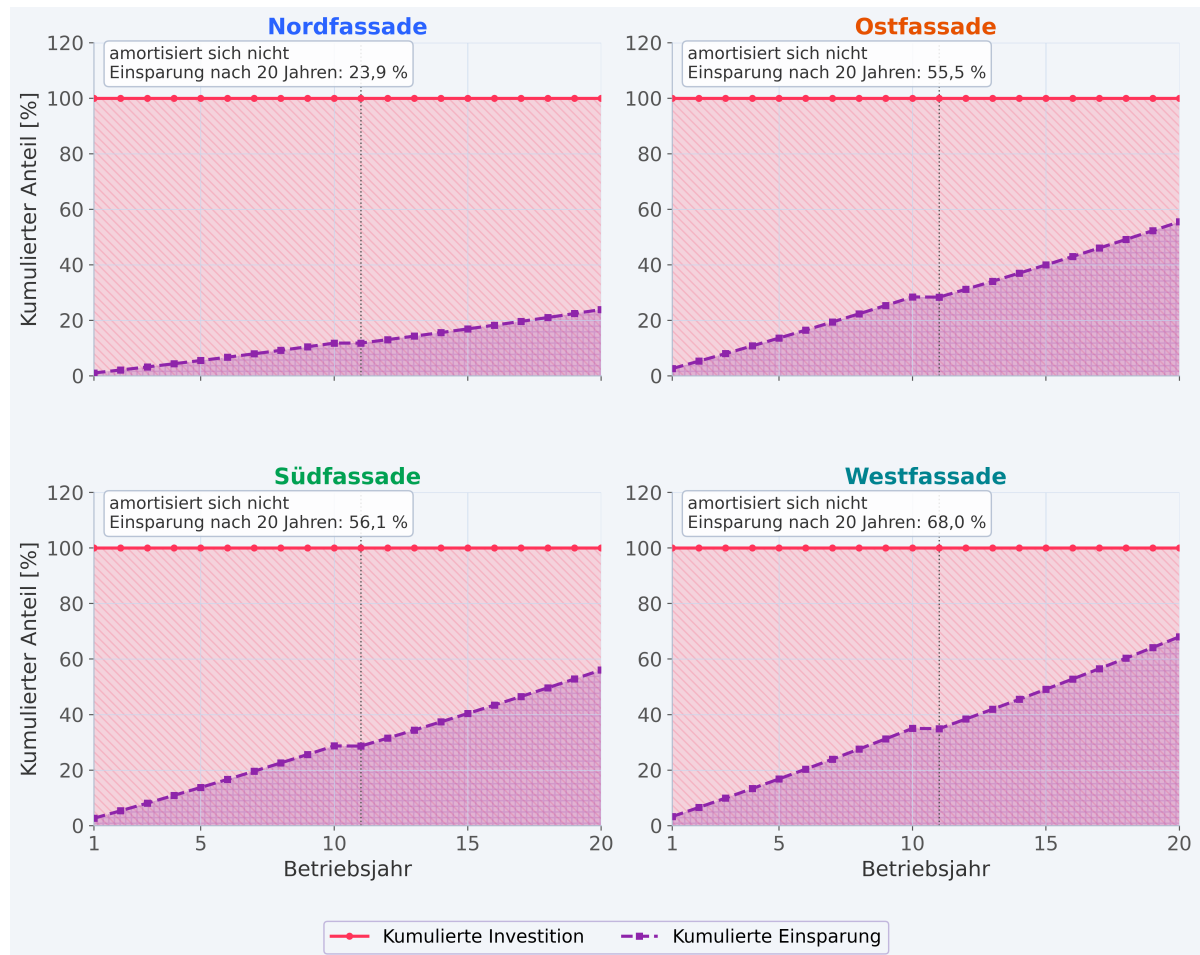


Abbildung 35: Kumulierte Einsparung der einzelnen Fassadenseiten in Prozent der jeweils anteilig zugeordneten Investition einschließlich der Wechselrichter-Ersatzinvestition nach zehn Jahren. Die Aufteilung der Gesamtinvestition auf die vier Fassadenseiten beruht auf einer flächenproportionalen Annahme.

Auf der x-Achse ist wie in den vorherigen Diagrammen das Betriebsjahr aufgetragen, auf der y-Achse der kumulierte Anteil in Prozent der jeweiligen Fassadenseiteninvestition. Die rote Linie markiert die Investition der jeweiligen Seite als konstante 100 %-Referenz, die violette Linie die kumulierte Einsparung im Verhältnis dazu. Ein Erreichen der 100 %-Linie entspräche der Amortisation dieser Seite. Das tritt bei keiner der vier Seiten innerhalb von 20 Jahren ein. Am nächsten kommt die Westfassade mit 68,0 %, gefolgt von Süd (56,1 %) und Ost (55,5 %). Die Nordfassade erreicht nur 23,9 %. Bei Jahr 11

zeigt sich bei allen vier Linien ein leichter Knick. Zu diesem Zeitpunkt steigt die anteilige Investition durch die Wechselrichter-Ersatzinvestition sprunghaft um rund 11 %, während die Einsparung selbst weiter kontinuierlich wächst.

Die Rangfolge der Seiten deckt sich mit der bereits beschriebenen Verteilung der Ertragsanteile (siehe Abbildung 14). Die Westfassade trägt sowohl am meisten zum Ertrag als auch zur Einsparung bei, die Nordfassade am wenigsten. Selbst die wirtschaftlich stärkste Einzelseite (Westfassade) erreicht nach 20 Jahren aber nur rund zwei Drittel ihrer anteiligen Investition. Das schwache Abschneiden der Fassaden-PV im direkten Vergleich zur Dach-PV (Abbildung 34) ist damit kein reiner negativer Einfluss der Nordseite, sondern zeigt sich auch bei den günstigeren Ausrichtungen.

Dieser Vergleich lässt sich mit den Erkenntnissen aus der Lastprofilanalyse zusammenführen. Der hohe flächenspezifische Ertrag der Dachanlage trägt im Campusnetz den größten Teil des Eigenverbrauchs. Er ist damit für die Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage maßgeblich (siehe Abschnitt 6). Wie in Abschnitt 6 gezeigt, deckt die Fassaden-PV gerade den Verbrauch außerhalb der sommerlichen Monate ab, in denen die Dachanlage allein nicht ausreicht. Diese Ergänzung zeigt sich nicht nur saisonal, sondern auch im Tagesverlauf. Wie in Abschnitt 4.2 gezeigt, verschiebt vor allem die Westfassade einen Teil des Ertrags in die Nachmittags- und Abendstunden, während die Ostfassade früher am Tag Ertrag liefert. Damit ergänzt die Fassaden-PV die Dachanlage auch innerhalb eines Tages, nicht nur über das Jahr. Nicht die Ertragshöhe allein, sondern das zeitliche Zusammenspiel von Ertrag und Last entscheidet damit über die tatsächliche Auslastung der Anlage. Das wird insbesondere bei der Bewertung von Wärmepumpe und Speicher in Abschnitt 6 zum tragenden Kriterium.

Dieser technische und wirtschaftliche Vergleich beider Anlagenteile bildet die Grundlage für die abschließende Beantwortung der eingangs gestellten Forschungsfrage im Fazit.

9 Fazit

Die Validierung (Abschnitt 4.1) hat die aufgezeichneten Leistungsdaten des Hallenbads Verl auf eine belastbare Grundlage gestellt. Die Einstrahlungssensorik erwies sich aufgrund fehlerhafter Montage als nicht belastbar. Die Ertragsanalyse stützt sich daher auf validierte Wechselrichterdaten und *PV*SOL*-Klimadaten als Vergleichsgröße.

Über den Auswertungszeitraum von April 2025 bis März 2026 erzielte das Hallenbad Verl einen realen Gesamtertrag von 106,2 MWh/a, von dem die Fassaden-PV rund ein Drittel beitrug (siehe Abschnitt 4.2). Die Dach-PV dominiert den Jahresertrag sowie die normierten Kennzahlen. Die Fassaden-PV ergänzt vor allem saisonal und im Tagesprofil. Ursache ist neben der günstigeren Dachausrichtung vor allem die höhere spezifische Leistung der TOPCon- gegenüber den CIGS-Modulen. Diesem Vorteil der Dach-PV steht eine saisonale Komplementarität der Fassade gegenüber. Während die Dach-PV im Frühling, Sommer und Herbst etwa doppelt so viel liefert wie die Fassade, gleichen sich die Erträge im Winter an. Die realen Erträge weichen auf Jahresebene nur minimal von der Simulation in *PV*SOL* als Vergleichsgröße ab und bestätigen damit die Eignung und Qualität des Monitorings.

Die Lastprofilanalyse in Kapitel 6 zeigt, dass ein Speicher die zeitliche Nutzung der PV-Erzeugung verbessert und dadurch den solaren Deckungsgrad erhöht. Eine Wärmepumpe steigert zwar den Eigenverbrauch, erhöht aber zugleich den Gesamtstrombedarf, auch zu Tageszeiten mit geringer PV-Erzeugung. Dadurch sinkt der solare Deckungsgrad und der Netzbezug steigt. Ein zusätzlicher Speicher kann diesen Effekt teilweise kompensieren und den solaren Deckungsgrad wieder auf ein ähnliches Niveau, wie ohne Wärmepumpe anheben. Der Netzbezug bleibt jedoch deutlich höher als im Fall ohne Wärmepumpennutzung.

Die Wirtschaftlichkeitsabschätzung in Kapitel 7 untersucht die vier Verbrauchsszenarien in zwei Abrechnungskontexten: einem Vergleichsfall mit regulärer Marktprämie als Einspeisevergütung und dem für Verl spezifischen Campusnetz. Unter der für Verl tatsächlich maßgeblichen Campusnetz-Abrechnung (Abbildung 33) amortisieren sich innerhalb von 20 Jahren nur die beiden Fälle ohne Wärmepumpe. Die reine PV-Anlage (Fall 1) amortisiert sich in Jahr 17, die Speicher-Variante ohne Wärmepumpe (Fall 4) in Jahr 19. Die Varianten mit Wärmepumpe (Fall 2 und Fall 3) amortisieren sich dagegen innerhalb der 20 Jahre nicht. Grund dafür ist die vereinfachte Annahme der

Vergütung des WP-Anteils über den Fernwärmepreis. Für ein vergleichbares Objekt ohne eigenes Campusnetz kehrt sich der Einfluss der WP um. Unter regulärer Marktprämie (Abbildung 32) liegt die Einspeisevergütung so deutlich unter dem Fernwärmepreis, dass Wärmepumpe und Speicher dort die PV-Amortisation verbessern.

Der isolierte Amortisationsvergleich beider Anlagen in Abschnitt 8 (Abbildung 34) bestätigt die technische Überlegenheit der Dach-PV auch wirtschaftlich. Unter der Annahme einer Volleinspeisung zum Gewerbestrompreis amortisiert sich die Dachanlage bereits nach 7 Jahren. Die Fassadenanlage amortisiert sich dagegen innerhalb der 20 Jahre nicht, obwohl ihre Investition mehr als doppelt so hoch ausfällt wie die der Dach-PV. Innerhalb der Fassade zeigt sich dabei kein einheitliches Bild: Die anteilige Einsparung folgt der Ertragsverteilung der vier Seiten, von rund 24 % bei der Nordfassade bis rund 68 % der jeweiligen Investition bei der Westfassade nach 20 Jahren. Selbst die wirtschaftlich günstigste Ausrichtung erreicht die eigene Amortisation damit nicht.

Hinsichtlich des absoluten, spezifischen und flächenspezifischen Ertrags ist die additive Dach-PV der BIPV-Fassade deutlich überlegen. Bei nahezu identischer installierter Leistung liefert sie rund zwei Drittel des Gesamtertrags und bildet damit den energetisch und wirtschaftlich tragenden Anteil der Gesamtanlage. Der Beitrag der Fassaden-PV liegt weniger in der Ertragshöhe, sondern im zeitlichen Zusammenspiel mit dem Verbrauch. Gerade außerhalb der Sommermonate ergänzt sie die Dachanlage, da vertikale Flächen bei niedrigem Sonnenstand höhere Erträge liefern können, als bei hohem Sonnenstand. Wirtschaftlich ist sie nicht wie eine additive PV-Anlage zu bewerten, sondern über ihre Mehrinvestition gegenüber einer konventionellen Fassade. Der Mehrwert von BIPV liegt somit nicht primär in maximalen Erträgen, sondern in der Kombination aus Stromerzeugung, Gebäudehüllenfunktion und gestalterischer Integration. Für ein Hallenbad liefert die additive Dach-PV den größeren energetischen und wirtschaftlichen Beitrag, während die fassadenintegrierte PV die saisonale Deckungsgleichheit von Erzeugung und Verbrauch verbessert.

Bei der Einordnung dieser Ergebnisse sind die getroffenen Annahmen zu berücksichtigen, da sie die Übertragbarkeit der konkreten Kennzahlen einschränken. Die Lastprofilanalyse basiert auf Standardlastprofilen von *nPro* mit einem für jeden Tag identischen Verlauf ohne saisonale Schließzeiten und nicht auf objektspezifisch gemessenen Verbrauchsdaten des Hallenbads Verl. Zudem fällt die zugrunde gelegte elektrische Last für ein Hallenbad vergleichsweise gering aus. Gleichzeitig enthalten die verwendeten Energiekennwerte widersprüchliche Angaben zwischen Prognose und aufgeführtem Ver-

brauch. Dadurch sind insbesondere die Lastprofilanalyse und die daraus abgeleitete Wirtschaftlichkeitsabschätzung als näherungsweise Szenarioanalyse zu verstehen. Die Wirtschaftlichkeitsabschätzung verwendet außerdem für die Tarife bewusst allgemeine, öffentlich verfügbare Preisannahmen. Die Investitionskosten für Wärmepumpe und Speicher beruhen mangels verbindlicher Angebote auf eigenen Annahmen mit einer Unsicherheit von etwa ± 15 bis 20 % (Anhang C). Auch die Fassaden-Mehrkosten sind eine eigene Schätzung ohne Angebot, ein vergleichbarer Zahlenwert lässt sich dafür jedoch nicht angeben. Die Fassaden-Elektrik beruht dagegen auf einem realen Angebot und ist entsprechend belastbarer.

Für zukünftige Arbeiten wäre es interessant zu untersuchen, wie sich die Performance Ratio der beiden PV-Systeme verhält, um einen technologieübergreifenden Vergleich zu gewährleisten. Dieser ließe sich auch mit simulierten Werten ins Verhältnis setzen. Dafür ist die klare Empfehlung die Einstrahlungssensoren in ihrer Ausrichtung und Lage zu korrigieren, sowie zwei weitere Sensoren zu installieren, die die Einstrahlung auf die Dachmodule messen oder einen Sensor zum Messen der Globalstrahlung. Mit belastbaren Einstrahlungsdaten ließen sich Ertragslücken künftig verlässlicher detektieren, die Performance Ratio real berechnen und das Monitoring insgesamt weiter verbessern. Ebenso wäre für das Hallenbad selbst eine fundiertere Lastprofilanalyse und Wirtschaftlichkeitsabschätzung von Bedeutung. Die in dieser Arbeit verwendeten nPro-Standardlastprofile und die teils widersprüchlichen Energiekennwerte können objektspezifisch gemessene Verbrauchsdaten nicht ersetzen. Mit vollständigen, realen Verbrauchsdaten des Hallenbads Verließen sich der solare Deckungsgrad und die Amortisationsrechnung für das konkrete Objekt genauer, statt nur näherungsweise, bestimmen.

Nomenklatur

Abkürzungen

AC	Wechselstrom (<i>Alternating Current</i>)	
BAIP	Beratungsstelle für bauwerkintegrierte Photovoltaik	
BIPV	Bauwerkintegrierte Photovoltaik	
c-Si	Kristallines Silizium (<i>crystalline Silicon</i>)	
CdTe	Cadmiumtellurid	
CIGS	Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid	
COP	Leistungszahl (<i>Coefficient of Performance</i>)	
CSV	Comma-Separated Values	
DC	Gleichstrom (<i>Direct Current</i>)	
DWD	Deutscher Wetterdienst	
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	
HTW	Hochschule für Technik und Wirtschaft	
HZB	Helmholtz-Zentrum Berlin	
JAZ	Jahresarbeitszahl	
KI	Künstliche Intelligenz	
kW	Kilowatt	[kW]
kWh	Kilowattstunde	[kWh]
kWp	Kilowatt Peak (installierte Nennleistung)	[kWp]
MWh	Megawattstunde	[MWh]
NaN	Not a Number	
NRW	Nordrhein-Westfalen	

NTF	Not in the File	
PR	Performance Ratio	[%]
PV	Photovoltaik	
STC	Standard Test Conditions (1000 W/m ² ; 25 °C; Air Mass (AM) 1,5)	
TOPCon	Tunnel Oxide Passivated Contact	
TWW	Trinkwarmwasser	
W/m ²	Watt pro Quadratmeter (Bestrahlungsstärke)	[W/m ²]
WP	Wärmepumpe	
Wp	Watt Peak (Modul-Nennleistung unter STC)	[W _p]
WR	Wechselrichter	

Griechische Symbole

β	Neigungswinkel der Modulfläche	[°]
η	Wirkungsgrad	[%]

Römische Symbole

Δt	Messintervall	[h]
A	Fläche	[m ²]
d	Jährliche Degradationsrate	[%]
E	Elektrischer Energieertrag	[kWh]
$E(t)$	PV-Jahresertrag einer Teilanlage im Betriebsjahr t	[kWh]
E_0	PV-Jahresertrag einer Teilanlage im ersten Betriebsjahr	[kWh]
E_{Ein}	Eingespeiste bzw. campusintern verwertete PV-Energie	[kWh]
E_{EV}	Eigenverbrauchte PV-Energie ohne WP-Anteil	[kWh]
E_{WP}	Durch die Wärmepumpe zusätzlich selbst verbrauchte PV-Energie	[kWh]

g	Jährliche Strompreissteigerung	[%]
I	Investitionskosten	[€]
N	Anzahl der Messintervalle	[-]
p_{Ein}	Einspeisevergütung (anzulegender Wert) bzw. Campuspreis	[€/kWh]
p_{FW}	Fernwärmepreis	[€/kWh]
P_{max}	Maximale Modulleistung unter STC	[W _p]
P_{spez}	Flächenspezifische Leistung	[W _p /m ²]
p_{Str}	Gewerbestrompreis	[€/kWh]
P_i	Elektrische Leistung im Messintervall i	[kW]
S	Jährliche Einsparung im Betriebsjahr t	[€/a]
t	Betriebsjahr	[a]

Abbildungsverzeichnis

1	Vereinfachte, schematische Darstellung eines PV-Systems mit AC-gekoppeltem Speicher. (eigene Darstellung) [34]	3
2	Schematische Darstellung verschiedener Strahlungsanteile, die auf ein geneigtes PV-Modul treffen. (eigene Darstellung) [34]	5
3	Sonnenstandsdiagramm für den Standort Verl zu Wintersonnenwende, Tag- und nachts gleiche und Sommersonnenwende. (eigene Darstellung berechnet nach [34])	6
4	Schematisches Funktionsprinzip einer Wärmepumpe. (eigene Darstellung nach [53])	14
5	Deutschlandkarte zur Verortung der Stadt Verl. [45]	16
6	Reduzierter schematischer Lageplan des Verler Campus (Ausrichtung: Norden). Die römischen Zahlen geben zur Abschätzung der Gebäudehöhen die Anzahl der Geschosse an. © Joury Bischoff	17
7	Benennung der Fassadenseiten.	17
8	Foto der additiven Dach-PV. © Thorsten Kühn, HZB	18
9	Foto der integrierten Fassaden-PV. © Stadt Verl	19
10	Kumulierte monatliche flächenspezifische Einstrahlung auf die vier Einstrahlungssensoren des Verler Hallenbads. Real gemessen von April 2025 – März 2026.	23
11	Reale monatliche Gesamterträge der Aufdach- und Fassaden-PV im Vergleich. Gemessen am Verler Hallenbad von April 2025 – März 2026. . . .	26
12	Reale gemittelte Tagesertragsprofile der Monate Januar, April, Juli und Oktober. Gemessen am Verler Hallenbad von April 2025 – März 2026. . .	27
13	Reale kumulierte Monatserträge der einzelnen Dach-WR. Gemessen am Verler Hallenbad von April 2025 – März 2026.	29
14	Reale kumulierte Monatserträge der einzelnen Fassaden-WR. Gemessen am Verler Hallenbad von April 2025 – März 2026.	30
15	Vergleich der simulierten und realen Monatserträge der Dach- und Fassaden-PV des Hallenbads Verl. Im Zeitraum von April 2025 – März 2026. 32	
16	Elektrische Tageslastprofile (0 – 23 Uhr) der Beleuchtung, Belüftung, Raumwärme, des Trinkwarmwassers und sonstiger Verbräuche eines Hallenbads mit eingeblendeten Jahresenergiesummen (kWh/a), konstruiert durch <i>nPro</i> Lastprofile mit Kennwerten des Hallenbads Verl (siehe Tabelle 7) [32].	39

17	Monatliche bilanzielle Verbrauchsdeckung durch Dach- und Fassaden-PV, simuliert am Hallenbad Verl von Januar bis Dezember 2025. (Fall 1) . . .	42
18	Monatliche Nutzung der Dach- und Fassaden-PV-Energie, simuliert am Hallenbad Verl von Januar bis Dezember 2025. (Fall 1)	43
19	Monatliche Deckung des Verbrauchs durch die PV-Gesamtanlage und Netzbezug, simuliert am Hallenbad Verl von Januar bis Dezember 2025. (Fall 1)	44
20	Mittlere Tagesertrags- und Verbrauchsprofile der PV-Gesamtanlage für die Monate Januar, April, Juli und Oktober, simuliert am Hallenbad Verl im Kalenderjahr 2025. (Fall 1)	45
21	Monatliche bilanzielle Verbrauchsdeckung durch Dach- und Fassaden-PV mit Wärmepumpe, simuliert am Hallenbad Verl von Januar bis Dezember 2025. (Fall 2)	46
22	Monatliche Nutzung der Dach- und Fassaden-PV-Energie mit Wärmepumpe, simuliert am Hallenbad Verl von Januar bis Dezember 2025. (Fall 2)	47
23	Monatliche Deckung des Verbrauchs durch die PV-Gesamtanlage und Netzbezug mit Wärmepumpe, simuliert am Hallenbad Verl von Januar bis Dezember 2025. (Fall 2)	48
24	Mittlere Tagesertrags- und Verbrauchsprofile der PV-Gesamtanlage mit Wärmepumpe für die Monate Januar, April, Juli und Oktober, simuliert am Hallenbad Verl im Kalenderjahr 2025. (Fall 2)	49
25	Monatliche Nutzung der Dach- und Fassaden-PV-Energie mit Wärmepumpe und Speicher, simuliert am Hallenbad Verl von Januar bis Dezember 2025. (Fall 3)	50
26	Monatliche Deckung des Verbrauchs durch die PV-Gesamtanlage und Netzbezug mit Wärmepumpe und Speicher, simuliert am Hallenbad Verl von Januar bis Dezember 2025. (Fall 3)	51
27	Mittlere Tagesertrags- und Verbrauchsprofile der PV-Gesamtanlage mit Wärmepumpe und Speicher für die Monate Januar, April, Juli und Oktober, simuliert am Hallenbad Verl im Kalenderjahr 2025. (Fall 3)	52
28	Monatliche Nutzung der Dach- und Fassaden-PV-Energie ohne Wärmepumpe, mit Speicher, simuliert am Hallenbad Verl von Januar bis Dezember 2025. (Fall 4)	53

29	Monatliche Deckung des Verbrauchs durch die PV-Gesamtanlage und Netzbezug ohne Wärmepumpe, mit Speicher, simuliert am Hallenbad Verl von Januar bis Dezember 2025. (Fall 4)	54
30	Mittlere Tagesertrags- und Verbrauchsprofile der PV-Gesamtanlage ohne Wärmepumpe, mit Speicher für die Monate Januar, April, Juli und Oktober, simuliert am Hallenbad Verl im Kalenderjahr 2025. (Fall 4)	55
31	Zusammensetzung der PV-Basisinvestition der Dach- und Fassaden-PV des Verler Hallenbads (siehe Anhang C).	58
32	Kumulierte Investition (PV-Investitionsbasis zzgl. Wechselrichter-Ersatzinvestition und ggf. Speicher) und kumulierte Einsparung über 20 Jahre. Gesamtbetrachtung mit regulärer Marktprämien-Vergütung (ohne Campusnetz).	60
33	Kumulierte Investition (PV-Investitionsbasis zzgl. Wechselrichter-Ersatzinvestition und ggf. Speicher) und kumulierte Einsparung je Fall über 20 Jahre. Betrachtung nach Campusnetz-Abrechnung.	62
34	Kumulierte Investition und kumulierte Einsparung isoliert für Dach- und Fassadenanlage über 20 Jahre. Betrachtung nach Campusnetz-Abrechnung (Volleinspeisung zum Strompreis). Für die Fassadenanlage wird ausschließlich die Mehrinvestition berücksichtigt. Es sind zusätzlich die kumulierten Einsparungen der vier Fassadenseiten ohne separate Investitionslinien dargestellt.	67
35	Kumulierte Einsparung der einzelnen Fassadenseiten in Prozent der jeweils anteilig zugeordneten Investition einschließlich der Wechselrichter-Ersatzinvestition nach zehn Jahren. Die Aufteilung der Gesamtinvestition auf die vier Fassadenseiten beruht auf einer flächenproportionalen Annahme.	68
36	Fotos der Einstrahlungssensoren an der Nord- und Westseite des Verler Hallenbads.	87

Tabellenverzeichnis

1	Vergleich der in Verl verwendeten Modultechnologien TOPCon und CIGS.	8
2	Taxonomie von Validierungsprüfungstypen (in Anlehnung an [29], eigene Darstellung)	10
3	Modulfläche, Modulanzahl und installierte Leistung je Dach-Wechselrichter.	19
4	Modulfläche, Modulanzahl und installierte Leistung inklusive Sondermodule je Fassadenseite sowie der Gesamtfassade.	20
5	Realer und <i>PV*SOL</i> -simulierter spezifischer Jahresertrag der Dach-PV des Verler Hallenbads von April 2025 – März 2026 (inklusive prozentualer Abweichung).	33
6	Realer und <i>PV*SOL</i> -simulierter spezifischer Jahresertrag der Fassaden-PV (je Ausrichtung) des Verler Hallenbads von April 2025 – März 2026 (inklusive prozentualer Abweichung).	34
7	Relevante Gebäude- und Energiekennwerte des Verler Hallenbads zur Konstruktion von elektrischen Lastprofilen. [39]	37
8	Jahresertrag, spezifischer Jahresertrag und flächenspezifischer Jahresertrag der realen Dach- und Fassaden-PV im Vergleich.	65
9	Verwendung von KI-Tools im Rahmen dieser Arbeit.	86
10	Vergleich der relevanten technischen Daten der verbauten PV-Module am Hallenbad Verl.	87
11	Kostenannahmen der Wirtschaftlichkeitsabschätzung aus Abschnitt 7. . .	88

Literaturverzeichnis

- [1] Albinus, N. u. a. (2025). „A Comprehensive Case Study of a Full-Size BIPV Facade“. In: *Energies* 18.5, S. 1293. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en18051293. URL: <https://doi.org/10.3390/en18051293>.
- [2] Allianz Bauwerkintegrierte Photovoltaik e.V. (Jan. 2025). *Technische Baubestimmungen für PV-Module als Bauprodukte und zur Verwendung in Bauarten. Bauordnungsrechtliche Vorgaben zu Produkt- und Anwendungsregeln*. Hinweispapier. Berlin: Allianz Bauwerkintegrierte Photovoltaik e.V. URL: https://allianz-bipv.org/wp-content/uploads/2025/04/Allianz-BIPV_Tech-Baubestimmungen_Jan_2025.pdf.
- [3] Avancis GmbH (2022). *Produktdatenblatt: SKALA, Produktvariante 4.6 (ab 4.6.81)*. Avancis GmbH. Torgau. URL: https://www.avancis.de/_Resources/Persistent/d/d/8/e/dd8e122269974fa85489a898b5da556e28d378b1/SKALA%20Datenblatt%20V4.6.81.pdf.
- [4] Avancis GmbH (Sep. 2024). *Bedingungen für Gewährleistung und Garantie von AVANCIS Photovoltaikmodulen*. URL: <https://www.avancis.de/downloads/de-garantiebedingungen>.
- [5] Bayerisches Landesamt für Umwelt (Apr. 2012). *Energieeffizienz in Schwimmbädern: Klima schützen – Kosten senken*. UmweltSpezial. Augsburg. URL: https://kurzfischer.de/fileadmin/Kurz_und_Fischer/Winnenden_u._Halle/Veroeffentlichungen/2012_Energieeffizienz_in_Schwimmb%C3%A4dern.pdf.
- [6] BDEW (2026). *Standardlastprofile Strom – Grundlagen und Anwendung*. Stand: 18.03.2025. Berlin. URL: <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/> (besucht am 20.07.2026).
- [7] Biessmann, F. u. a. (2021). „Automated Data Validation in Machine Learning Systems“. In: *IEEE Computer Society Technical Committee on Data Engineering Bulletin*.
- [8] Bucher, C. (2021). *Photovoltaikanlagen – Planung, Installation, Betrieb*. 1. Aufl. Zürich: Faktor Verlag. ISBN: 978-3-905711-62-2.
- [9] Bundesministerium der Justiz (2023a). *§ 20 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023): Anspruch auf Marktprämie*. Bundesministerium der Justiz. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/__20.html.
- [10] Bundesministerium der Justiz (2023b). *§ 21 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023): Anspruch auf Zahlung, Verringerung des Zahlungsanspruchs*. Bundesminis-

- terium der Justiz. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/__21.html.
- [11] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (o. J.). *Dialog Klimaneutrale Wärme: Zielbild, Bausteine und Weichenstellung 2030/2050*. URL: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/dialog-klimaneutrale-waerme-zielbild-bausteine-weichenstellung-2030-2050.html>.
 - [12] Bundesnetzagentur (2025). *Anzulegende Werte für Solaranlagen, Februar bis Juli 2025*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Foerderung/Archiv_VergSaetze/_DL/VergSaetzeFebbisJul25.xlsx.
 - [13] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V. (Okt. 2025a). *Modernisieren mit Wärmepumpe*. Ratgeber, Stand: 10–2025. URL: https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/Ratgeber-Modernisieren_25-10_web.pdf.
 - [14] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V. (2025b). *Zahlen und Daten: Absatzstatistik Wärmepumpen 2025*. URL: <https://www.waermepumpe.de/presse/zahlen-daten/> (besucht am 29.06.2026).
 - [15] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V. (2026). *Wo liegt der Unterschied in den Bezeichnungen Leistungszahl, COP und Jahresarbeitszahl (JAZ)?* URL: <https://www.waermepumpe.de/verbraucher/darum-waermepumpe/fragen-sie-die-experten/antwort-der-experten/wo-liegt-der-unterschied-in-den-bezeichnungen-leistungszahl-cop-und-jahresarbeitszahl-jaz/> (besucht am 03.06.2026).
 - [16] Burger, B. und L. Gandhi (2026). *Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2025*. URL: https://www.energy-charts.info/downloads/Stromerzeugung_2025.pdf.
 - [17] Deutscher Wetterdienst (30. Dez. 2025). *Deutschlandwetter im Jahr 2025: Ein Sonnenjahr mit ungewöhnlicher Wärme und deutlichem Niederschlagsdefizit*. Pressemitteilung. Offenbach: Deutscher Wetterdienst. URL: https://www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2025/20251230_pm_jahr-2025.html (besucht am 27.05.2026).
 - [18] Deutscher Wetterdienst (30. Jan. 2026). *Deutschlandwetter im Januar 2026: Winterlicher, aber trockener und sehr sonniger Jahresauftakt*. Pressemitteilung. Offenbach: Deutscher Wetterdienst. URL: https://www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2026/20260130_deutschlandwetter_januar_news.html (besucht am 06.06.2026).

- [19] *Diercke Weltatlas* (2010). 1. Auflage 2008. Braunschweig: Westermann Schulbuchverlage. ISBN: 978-3-14-100700-8.
- [20] elektromax24 (2026). *SMA Solar Wechselrichter Sunny Island X 30*. URL: <http://www.elektromax24.de/SMA-Solar-Wechselrichter-Sunny-Island-X-30> (besucht am 10.07.2026).
- [21] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE (2025). *Photovoltaics Report*. Version October 2025. Freiburg, Germany. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html> (besucht am 29.06.2026).
- [22] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE (2026). *Photovoltaics Report*. updated: 22 June 2026. Freiburg, Germany. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html> (besucht am 29.06.2026).
- [23] Gebhardt, P. u. a. (2024). „Reliability of Commercial TOPCon PV Modules - An Extensive Comparative Study“. In: *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. DOI: 10.1002/pip.3868.
- [24] Günther, D. u. a. (25. Nov. 2025). *Wärmepumpen in Bestandsgebäuden: Abschlussbericht des Projektes „WP-QS im Bestand“*. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. URL: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/projekte/WP-QS_Schlussbericht.pdf.
- [25] Hildebrand, K., M. Mielke und M. Gebauer, Hrsg. (2025). *Daten- und Informationsqualität: Die Grundlage der Digitalisierung*. 6. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg. ISBN: 978-3-658-47317-4. DOI: 10.1007/978-3-658-47317-4.
- [26] IBC Solar AG (2024). *Produktdatenblatt: IBC MonoSol 430 / 435 / 440 GS10-HC-N*. IBC Solar AG. Bad Staffelstein. URL: <https://www.energiespeicher-online.shop/media/16/5a/06/1711527929/Datenblatt%20+%20Garantiebedingung%20IBC%20MonoSol%20430%20GS10-HC-N.pdf>.
- [27] Intal, D. und A. U. Ebong (2025). „Thin-Film Solar Photovoltaics: Trends and Future Directions“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. DOI: 10.1016/j.rser.2025.116464.
- [28] Konarska, J. u. a. (2014). „Transmissivity of Solar Radiation through Crowns of Single Urban Trees, Application for Outdoor Thermal Comfort Modelling“. In: *Theoretical and Applied Climatology* 117.1-2, S. 363–376. DOI: 10.1007/s00704-013-1000-3.

- [29] Livera, A. u. a. (2021). „Data processing and quality verification for improved photovoltaic performance and reliability analytics“. In: *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. DOI: 10.1002/pip.3349.
- [30] McKinney, W. (2023). *Datenanalyse mit Python: Auswertung von Daten mit pandas, NumPy und Jupyter*. 3. Aufl. Heidelberg: dpunkt.verlag / O'Reilly. ISBN: 978-3-96009-211-7.
- [31] Netztransparenz.de (2025). *Marktwertübersicht: Jahresmarktwert Solar 2025*. URL: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Marktpr%C3%A4mie/Marktwert%C3%BCbersicht> (besucht am 02.07.2026).
- [32] nPro Energy (2026). *Lastprofile für Schwimmbäder*. URL: <https://www.npro.energy/main/de/load-profiles/swimming-pool> (besucht am 25.05.2026).
- [33] Papula, L. (2025). *Mathematik für Ingenieure und Naturwissenschaftler, Band 2*. 15. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg. ISBN: 978-3-658-46886-6. DOI: 10.1007/978-3-658-46887-3.
- [34] Quaschnig, V. (2024). *Regenerative Energiesysteme*. München: Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG. ISBN: 978-3-446-47777-3.
- [35] Rau, B. und M. Riedel (Apr. 2019). „Power aus der Mauer. Chancen und Möglichkeiten durch bauwerkintegrierte Photovoltaik“. In: *HLH 70.4*, S. 19–22. DOI: 10.37544/1436-5103-2019-04-19. URL: <https://doi.org/10.37544/1436-5103-2019-04-19>.
- [36] Scheer, R. und H.-W. Schock (2011). *Chalcogenide Photovoltaics: Physics, Technologies, and Thin Film Devices*. Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA. ISBN: 978-3-527-31459-1.
- [37] Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein (2025). *Raumnutzungsdaten für die Energie- und Gebäudetechnik – Korrigenda C2 zum Merkblatt SIA 2024:2021*. SIA 2024-C2:2025. gültig ab 2025-06-01. Zürich.
- [38] Shenzhen Sunwoda Energy Technology Co., Ltd. (5. März 2025). *Oasis 60 Battery Cabinet – User Manual (Model Series CIESS 50 60)*. URL: <https://www.sunwodaenergy.com/static/upload/file/20250305/1741158347161346.pdf>.
- [39] Siegele, C. (2025). „Verl surft auf der Solarwelle: Hallenbad-Neubau mit BIPV in Verl“. In: *GEB – Gebäude Energieberatung*.
- [40] SMA Solar Technology AG (Okt. 2024). *Sunny Island X: SI30-20 / SI50-20 – Datenblatt*. URL: <https://files.sma.de/downloads/SIxx-20-DS-de-20.pdf>.
- [41] Solar Outlet (2026a). *SMA + Sunwoda: Oasis 60, Outdoor + Sunny Island X 50 HV-Speichersystem, 60,0 kWh nutzbar, 50 kW WR*. URL: <https://solaroutlet.d>

- e/products/sma-sunwoda-oasis-60-outdoor-sunny-island-x-50-hv-speichersystem-60-0-kwh-nutzbar-50-kw-wr (besucht am 10.07.2026).
- [42] Solar Outlet (2026b). *SMA Sunny Island X 50-20, 50 kW*. URL: <https://solaroutlet.de/products/sma-sunny-island-x-50-20-50-kw-2> (besucht am 10.07.2026).
- [43] SOLARVIC (2026). *Sunwoda Oasis 60 Batteriespeicher*. URL: <https://solarvic.at/products/sunwoda-oasis-60> (besucht am 10.07.2026).
- [44] Statistisches Bundesamt (Destatis) (2025). *Strompreise – Nicht-Haushaltspreise (Gewerbestrompreise nach Verbraucherschicht)*. GENESIS-Online. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt. URL: <https://genesis.destatis.de/datenbank/online?sequenz=tabelleErgebnis&selectionname=61243-0005&language=de> (besucht am 02.07.2026).
- [45] StepMap (2026). *Karte Verl*. URL: <https://www.stepmap.de/landkarte/karte-verl-YbYL13P6rS-i> (besucht am 07.04.2026).
- [46] Thieme, L. und M. Weinfurter (2024). „Umfrage zum Endenergieverbrauch (EEV) kommunaler Schwimmbäder: zentrale Ergebnisse“. In: *AB Archiv des Badewesens*. URL: <https://www.dgfdb.de/unser-angebot/artikeldatenbank/detail/umfrage-zum-endenergieverbrauch-eev-kommunaler-schwimmbaeder-zentrale-ergebnisse> (besucht am 20.07.2026).
- [47] Umweltbundesamt (2024). *Photovoltaik*. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/photovoltaik> (besucht am 24.03.2026).
- [48] Valentin Software GmbH (2026a). *Klimadaten – PV*SOL Hilfe*. URL: <https://help.valentin-software.com/pvsol/de/berechnungsgrundlagen/einstrahlung/klimadaten/> (besucht am 28.05.2026).
- [49] Valentin Software GmbH (2026b). *PV*SOL – Photovoltaik-Planung und -Simulation*. URL: <https://www.valentin-software.com/de/produkte/pvsol> (besucht am 06.07.2026).
- [50] Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv) (5. Mai 2025). *Teure Fernwärmepreise: Verbraucherzentrale fordert Preisdeckel*. URL: <https://www.vzbv.de/pressemitteilungen/teure-fernwaermepreise-verbraucherzentrale-fordert-preisdeckel> (besucht am 02.07.2026).
- [51] Verein Deutscher Ingenieure (Nov. 2014). *Verbrauchskennwerte für Gebäude: Verbrauchskennwerte für Heizenergie, Strom und Wasser*. VDI 3807 Blatt 2. Ausgabe deutsch/englisch. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure e.V.

- [52] Wagner, A. (2019). *Photovoltaik Engineering: Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung*. 5. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg. ISBN: 978-3-662-58454-5. DOI: 10.1007/978-3-662-58455-2.
- [53] Watter, H. (2025). *Regenerative Energiesysteme: Grundlagen, Systemtechnik und Analysen ausgeführter Beispiele nachhaltiger Energiesysteme*. 7. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg. ISBN: 978-3-658-48061-5. DOI: 10.1007/978-3-658-48062-2.
- [54] Weniger, J. u. a. (2021). „Auslegung von Solarstromspeichern im Gewerbe“. In: *das Elektrohandwerk* 9, S. 30–33. URL: <https://solar.htw-berlin.de/wp-content/uploads/WENIGER-2021-Auslegung-von-Solarstromspeichern-im-Gewerbe.pdf>.
- [55] Wirth, H. (2026). *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. Fassung vom 15.01.2026. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.html>.

Nutzung von Künstlicher Intelligenz

Tabelle 9: Verwendung von KI-Tools im Rahmen dieser Arbeit.

KI-Tool	Zweck	Betroffene Teile der Arbeit	Bemerkungen
Claude Code	Optimierung der Codeabschnitte in Python	Kapitel 4.1 und 4.2	Claude Code wurde zur Erstellung des Verler Jahresberichts für das HZB verwendet. Die Validierung wurde hier vollständig durchgeführt, die Abbildungen wurden erstmals dort erstellt und leicht verändert übernommen. Die Vorarbeit erfolgte im Rahmen eines Praktikums und war eine Arbeit des Autors.
ChatGPT 5.5	Rechtschreibkontrolle	Ganze Arbeit	ChatGPT wurde ausschließlich zur Überprüfung der Rechtschreibung verwendet. Inhaltliche Änderungen oder Umformulierungen wurden dabei nicht vorgenommen.

Anhang

A

Tabelle 10: Vergleich der relevanten technischen Daten der verbauten PV-Module am Hallenbad Verl.

Parameter	IBC MonoSol 435 GS10-HC-N [26]	Avancis SKALA S 135 4002 [3]
<i>Technologie</i>		
Zelltechnologie	TOPCon	CIGS
Rahmen	eloxiertes Aluminium	rahmenlos
<i>Elektrische Daten (STC)</i>		
Nennleistung $P_{\max}$	435 W _p	135 W _p
Spezifische Leistung P_{spez}	222,8 W _p /m ²	128,1 W _p /m ²
Modulwirkungsgrad η	22,3 %	12,8 %
Leistungstoleranz	-0/ + 5 W	-0/ + 5 W
<i>Mechanische Eigenschaften</i>		
Abmessungen (L × B × H)	1722 × 1134 × 30 mm	1587 × 664 × 39 mm
Gewicht	21,7 kg	20,0 kg

B



(a) Foto des westlichen Einstrahlungssensors. © Thorsten Kühn, HZB



(b) Foto des nördlichen Einstrahlungssensors. © Thorsten Kühn, HZB

Abbildung 36: Fotos der Einstrahlungssensoren an der Nord- und Westseite des Verler Hallenbads.

C

Tabelle 11: Kostenannahmen der Wirtschaftlichkeitsabschätzung aus Abschnitt 7.

Parameter	Wert
<i>Tarife</i>	
Gewerbestrompreis	0,2636 €/kWh, +2 %/a [44]
Marktprämie (Jahr 1-20)	0,0602 €/kWh [12]
Einspeisevergütung nach Förderende	0,045 €/kWh [31]
Nah-/Fernwärme-Preis	0,17 €/kWh [50]
<i>Speicher Fall 3 (mit WP)</i>	
System	SMA Sunny Island X 50, 2× Sunwoda Energy Oasis-60 [40, 38]
Kapazität / Investition / Nutzungsdauer	120,4 kWh / $\approx$ 44.000 € (abgeleitet aus [42, 41]) / 15 Jahre
<i>Speicher Fall 4 (ohne WP)</i>	
System	SMA Sunny Island X 30, 1× Sunwoda Energy Oasis-60 [40, 38]
Kapazität / Investition / Nutzungsdauer	60,2 kWh / $\approx$ 25.400 € (abgeleitet aus [20, 43]) / 15 Jahre
<i>PV-Investitionsbasis</i>	
Dachanlage (Richtwert 1.120 €/kWp, abzgl. WR) [22]	65.499,40 € (174,70 €/m ²)
Fassaden-Mehrkosten	127.746,34 € (186,75 €/m ² , abgeleitet aus [1])
Fassaden-Elektrik (ohne Wechselrichter)	94.657,66 € (138,38 €/m ² , nach vorliegendem Angebot)

Parameter	Wert
Wechselrichter (Dach: Annahme identisch zur Fassade)	56.086 € (Ersatz alle 10 Jahre)
PV-Gesamtsumme	343.989,40 €

D Beispielrechnung zur Jahreseinsparung (Fall 2)

Zur Veranschaulichung wird Gleichung 2 beispielhaft für Fall 2 (PV-Anlage mit Wärmepumpe), unter der Bewertung ohne Campusnetz, für die ersten beiden Betriebsjahre ausgewertet. Für $t = 1$ greifen weder Degradation noch Strompreissteigerung, sodass die Energiegrößen den simulierten PV*SOL-Jahreswerten entsprechen. Der WP-Anteil ergibt sich aus der Differenz des direkten Eigenverbrauchs zu Fall 1 (58.521,3 kWh gegenüber 12.249,2 kWh): $E_{WP}(1) = 46.272,1 \text{ kWh}$. Die verbleibenden 12.249,2 kWh bilden $E_{EV}(1)$, hinzu kommen 48.306,1 kWh Einspeisung. Unter regulärer Marktprämie entspricht p_{Ein} der Marktprämie von 0,0602 €/kWh:

$$S(1) = 12.249,2 \text{ kWh} \cdot 0,2636 \text{ €/kWh} + 46.272,1 \text{ kWh} \cdot 0,17 \text{ €/kWh} \\ + 48.306,1 \text{ kWh} \cdot 0,0602 \text{ €/kWh} \approx 14.003,17 \text{ €}$$

Für das zweite Betriebsjahr wirken Degradation und Strompreissteigerung bereits zusammen. Da alle drei Energiegrößen die Erträge von Dach- und Fassadenanlage gemeinsam enthalten, wird die Restleistung im Verhältnis des jeweiligen Anteils am PV-Jahresertrag gewichtet. Der Dachanteil beträgt rund 64,6 %, der Fassadenanteil entsprechend 35,4 %. Für $t = 2$ ergibt sich damit eine gewichtete Restleistung von $0,646 \cdot (1 - 0,0043) + 0,354 \cdot (1 - 0,0083) \approx 0,9943$, also $E_{EV}(2) \approx 12.178,7 \text{ kWh}$, $E_{WP}(2) \approx 46.005,8 \text{ kWh}$ und $E_{Ein}(2) \approx 48.028,1 \text{ kWh}$. Der Gewerbestrompreis steigt im selben Jahr auf $p_{Str}(2) = 0,2636 \cdot 1,02 \approx 0,2689 \text{ €/kWh}$, während Marktprämie und Fernwärmepreis über die gesamte Förderdauer unverändert bleiben:

$$S(2) = 12.178,7 \text{ kWh} \cdot 0,2689 \text{ €/kWh} + 46.005,8 \text{ kWh} \cdot 0,17 \text{ €/kWh} \\ + 48.028,1 \text{ kWh} \cdot 0,0602 \text{ €/kWh} \approx 13.986,78 \text{ €}$$

Die Einsparung sinkt von Jahr 1 zu Jahr 2 leicht, um rund 0,1 %, statt zu steigen.

Die Strompreissteigerung wirkt nur auf den kleineren E_{EV} -Term, während der größere WP-Anteil und die Einspeisung zu unveränderten Preisen bewertet werden und mit der Degradation entsprechend zurückgehen. Bei Fall 2 überwiegt der Effekt der Degradation auf diese beiden größeren, preisstabilen Terme damit den Effekt der Strompreissteigerung auf den kleineren.

E Herleitung der Fassaden-Mehrkosten

Für das Dach der Hallenbad-Verl-Anlage liegt kein Einzelbeleg vor, weshalb ein Fraunhofer-ISE-Richtwert angesetzt wird (siehe Anhang C). Für die Fassade existiert dagegen zwar eine reale Schlussrechnung, diese bewertet die Fassade jedoch als Ganzes und lässt offen, welcher Anteil der Kosten allein durch die PV-Aktivierung entsteht. Eine konventionelle, nicht-solaraktive Fassadenverkleidung wäre am Hallenbad Verl ohnehin errichtet worden. Um nur diesen zusätzlichen, PV-bedingten Anteil in die Wirtschaftlichkeitsrechnung eingehen zu lassen, wird eine Mehrkosten-Methodik verwendet, wie sie auch in einer vergleichbaren Fallstudie zu einer BIPV-Fassade angewendet wird [1]. Da Verl über keine nicht-solare Fassadenfläche verfügt, werden die dafür benötigten Kostenwerte direkt aus dieser Fallstudie übernommen. Die PV-Fassade kostet dort insgesamt 621 €/m² (inkl. Wechselrichter und DC-Elektrik), die reale Alu-Vergleichsfassade desselben Gebäudes 320 €/m². Auf die Fassadenfläche des Hallenbads Verl ($A_{\text{Fassade}} = 684,05 \text{ m}^2$) bezogen, ergibt sich:

$$\Delta I_{\text{Fassade}} = (506,75 - 320,00) \text{ €/m}^2 \cdot 684,05 \text{ m}^2 \approx 127.746,34 \text{ €}$$

Zusätzlich wird die reale, Hallenbad-Verl-spezifische Elektrik der Fassade (Verkabelung, Monitoring, Generatoranschlüsse, ohne Wechselrichter) aus der vorliegenden realen Schlussrechnung ergänzt. Eine konventionelle Fassade benötigt diese PV-spezifische Elektrik nicht, weshalb sie vollständig als Mehrkosten zählt:

$$\begin{aligned} I_{\text{Fassade,Basis}} &= \Delta I_{\text{Fassade}} + I_{\text{Elektrik,sonst.}} = 127.746,34 \text{ €} + 94.657,66 \text{ €} = 222.404,00 \text{ €} \\ &\hat{=} 325,13 \text{ €/m}^2 \end{aligned}$$

Eigenständigkeitserklärung

Ich versichere, dass ich die vorliegende Bachelorarbeit selbstständig und ausschließlich unter Verwendung zulässiger Hilfsmittel konzipiert und verfasst habe. Ich habe keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt. Insbesondere habe ich alle von mir als Hilfsmittel eingesetzten Tools auf Basis von Künstlicher Intelligenz (KI-Tools) mit ihrem Produktnamen und einer Übersicht des im Rahmen dieser Bachelorarbeit genutzten Funktionsumfangs und Anwendungszwecks vollständig aufgeführt.

Ich habe alle aus Quellen entnommenen oder von KI-Tools erzeugten, unverändert oder sinngemäß übernommenen Inhalte, als solche kenntlich gemacht und die entsprechenden Quellen angegeben. Dies gilt auch für beigefügte Grafiken, Skizzen, bildliche Darstellungen und dergleichen sowie für Quellen aus dem Internet. Mir ist bekannt, dass es sich bei der Abgabe eines Plagiats um ein schweres akademisches Fehlverhalten handelt.

Ich willige ein, dass meine Arbeit mittels einer Software auf Plagiate sowie die Nutzung von KI-Tools überprüft wird. Täuschungen werden nach der für mich gültigen Prüfungsordnung geahndet. Gleichzeitig erkläre ich, dass weder diese Arbeit – in dieser oder einer inhaltlich äquivalenten Form – noch Teile daraus von mir oder einer anderen Person als Bestandteil einer Prüfungs- oder Studienleistung an anderer Stelle vorgelegt oder veröffentlicht wurden.

Mir ist bewusst, dass ich als Autor der vorliegenden Arbeit volle Verantwortung für den Text trage.

J. Bischkopf

Joury Bischkopf Berlin, den 24.7.2026