

Energetische und wirtschaftliche Vergleichsanalyse von fassadenintegrierter Photovoltaik (FIPV) zu herkömmlichen Dachanlagen unter Berücksichtigung der aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen und Förderungen

Für den Fall einer sanierungsrelevanten Bestandssiedlung in Vorarlberg

Masterarbeit
zur Erlangung des akademischen Grades

Master of Science in Engineering

Fachhochschule Vorarlberg

Nachhaltige Energiesysteme

Betreut von / Instructor
Dipl.-Ing. (FH) Dr. Tobias Hatt M.Eng

Vorgelegt von / Submitted by
B.Sc. Manuel Neuer

Dornbirn, Jänner 2023

Kurzreferat

Ertragsabschätzung und Vergleichsanalyse Fassadenintegrierte Photovoltaik (FIPV) zur Dachanlagen-Photovoltaik für die sanierungsbedürftige Südtiroler Siedlung in Bludenz

Diese Arbeit beschäftigt sich mit einer Einbindung von FIPV bei einer energetischen Sanierung des Altbestandes der Südtiroler Siedlung in Bludenz. Im Rahmen einer Kooperation der Alpenländischen Gemeinnützigen Wohnbaugesellschaft, heimischen Architekten, Planern und dem Energieinstitut Vorarlberg, wurde ein Forschungs- und Entwicklungsprojekt gestartet, welches auch die Masterarbeit inkludiert. Gerade bei sanierungsrelevanten Gebäuden wird oft nur das Flächenpotential des Daches für die regenerative Photovoltaikstromproduktion und deren Direktnutzung verwendet. Fassadenanteile werden dabei oft vernachlässigt, da angenommen wird, dass der Kosten-Nutzen-Faktor noch immer zu gering ausfällt. Durch entsprechende Gesetzesänderungen und diverse PV-Förderungen könnten diese FIPV-Anteile gerade bei Renovierungen von Siedlungen eine Alternative für mehr erneuerbaren PV-Strom bieten. Zudem soll der Forschungsfrage nachgegangen werden, ob Anreize aber auch aktuelle gesetzliche Rahmenbedingungen und Förderungen ausreichen, FIPV weitestgehend bei Sanierungsfällen zu integrieren. FIPV könnte somit neue Möglichkeit bieten, Strom ins Netz zu integrieren und eine, in vielen Fällen zusätzliche Option, in manchen Fällen einzige Option zur herkömmlichen Photovoltaik auf dem Dach zu erschließen.

Anhand eines ausgewählten am Standort stehenden Pilotgebäudes, soll einerseits der Kontext von FIPV zur herkömmlichen Dach-PV energetisch und wirtschaftlich betrachtet werden, andererseits soll dessen generalisiertes Potential auf ähnliche Gebäude als auch Siedlungen abgeschätzt werden. Auf Basis der unterschiedlichen Ausrichtungen des Gebäudes zur Sonneneinstrahlung hin, werden die optimale PV-Leistungen, die resultierenden Kosten bzw. Erlöse, Netzbezug und Eigenverbrauchsquoten ermittelt.

Um den Energiebedarf des Bestandes grob zu ermitteln, ist der erste Schritt die Anfertigung eines Energieausweises (EAW) des Gebäudekomplexes, bestehend aus 10 Nutzeinheiten. Grundlagenkenntnisse verschaffen Baupläne aus dem Jahre 1940, die nach dem tatsächlichen Baubestand aktualisiert wurden. Aufgrund des Gebäudealters wird ein hoher Energieverbrauch angenommen und daraufhin eine Bedarfsoptimierung durchgeführt. Dabei wird die Grundlast des Gebäudes auf einen Niedrigenergiehausstandard angepasst.

Die Software basierende Berechnung wurde mit IDA Indoor Climate and Energy (IDA ICE) erstellt und ein Referenzmodell der Siedlung, bei dem die thermische Gebäudehülle (Fenster, Außenwände, Kellerdecke und Dachraum) entsprechend aktueller Bautechnikverordnung (BTV) verbessert und abgebildet wird. Um die Autarkie des Gebäudes anzuheben, wurde eine monovalente Sole-Wärmepumpe als Heizsystem modelliert, damit der nachgebildete Stromertrag der Dach- als auch Fassadenphotovoltaikanalyse besser integriert und genutzt werden kann.

Die Ergebnisse zeigen, dass FIPV-Anlagen auf Mehrfamilienhäusern, mit den aktuellen österreichischen Förderungen und Endkundenstromtarifen in gewisser Hinsicht wirtschaftlich umsetzbar sind, und die technische Machbarkeit gegeben ist.

Darüber hinaus gewinnen wir Erkenntnisse darüber, dass durch stundenwert basierte Betrachtung der Verteilung des erzeugten Stroms im Gebäude bessere Ergebnisse hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit erzielt werden können. Grund dafür sind Synergien zwischen den Lastprofilen der einzelnen Wohnungen. Unter Verwendung einer Sensitivitätsanalyse kann festgestellt werden, dass die Rentabilität von FIPV stark von überhöhten Einspeisevergütungen, Diskontierungssätzen und spezifischen Preisangeboten beeinflusst wird. Zukünftig entscheidende Einflüsse auf eine kostengünstige FIPV-Fassadenumsetzung liegen in der Architektur des Gebäudes, aber auch in der Betrachtungsweise des Kohlenstoffdioxid ausstoßes (CO₂) der Heizung im Gebäudewesen, sowie im Ausbau der Elektromobilität.

Schlagwörter: Photovoltaik, FIPV, GIPV, Gebäudesimulation, Modellierung, IDA ICE, Energiebedarf, Gebäudesanierung, Wirtschaftlichkeit, Flächenpotential

Abstract

Yield estimation and comparative analysis of façade-integrated photovoltaics (FIPV) to roof-mounted photovoltaics for the redevelopment-relevant case of the Südtirol housing estate in Bludenz

This thesis deals with the energetic refurbishment of the old building stock of the Südtiroler Siedlung in Bludenz. The concrete motivation for this master thesis is a research and development project in cooperation with the “Alpenländische Gemeinnützige Wohnbaugesellschaft”, local architects, planners and the “Energieinstitut Vorarlberg”. Especially for buildings that ought to be renovated, it is often the case that only the surface potential of the roof is used for regenerative photovoltaic production and its direct use. Facade components are often neglected because the cost-benefit factor is still too low. But due to appropriate changes in the law and various PV subsidies, these parts could offer an attractive alternative for more renewable PV electricity, especially in the renovation of housing estates. If this is the case, should be examined and the research question should be pursued, whether incentives but also current legal framework conditions and subsidies are sufficient to integrate FIPV further in renovation cases, in order to develop a possible option compared to roof photovoltaics for the feed-in of renewable energy into the grid.

Based on a selected pilot building at the site, the context of FIPV to conventional roof PV will be considered energetically and economically and its generalized potential to similar buildings as well as settlements will be estimated. Depending on the different orientations of the building towards the sun, the optimal PV performance, resulting costs and revenues, grid connection and self-consumption rates will be determined.

To roughly determine the energy demand of the existing building, a first step is the preparation of the Energy Performance Certificate (EPC) of the building complex consisting of 10 units. Basic knowledge is provided by construction plans from 1940, which were updated according to the actual building stock. Due to the high energy consumption of the building, a demand optimization is carried out. Thereby the base load of the building is adjusted to a low energy house standard. The software-based calculation by IDA Indoor Climate and Energy (IDA ICE) creates a reference model of the settlement, where the thermal building envelope (windows, exterior walls, basement ceiling and attic space) is improved and mapped according to the current Building Technology Ordinance (BTV). To increase the self-sufficiency of the building, a monovalent brine heat pump was modelled as a heating system, so that the simulated electricity yield of the roof and facade photovoltaic analysis can be better integrated and utilized. The results show that FIPV systems on multi-family buildings are, to some extent, economically feasible with the current Austrian subsidies and retail electricity tariffs, and that the technical feasibility is given.

In addition, we gained the knowledge that a more dynamic view of the distribution of the generated electricity in the building can achieve better results in terms of economic efficiency. This is due to synergies between the load profiles of the individual apartments. By using a sensitivity analysis, it can be stated that the profitability of FIPV is strongly influenced by excessive feed-in tariffs, discount rates and specific price offers. A decisive future influence on a cost-effective BIPV façade implementation lies in

the architecture of the building but also in the consideration of the carbon dioxide consumption (CO₂) of the heating in the building sector as well as the expansion of electric mobility.

Keywords: photovoltaics, FIPV, GIPV, building simulation, modelling, IDA ICE, energy demand, building renovation, economics, area potential

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Ausgangslage und Hintergrund	1
1.2	Zielsetzung der Arbeit	3
1.3	Methoden-Werkzeuge	5
2	Forschungsstand	8
2.1	Bedeutung PV für die Energiewende	8
2.2	Technologiefortschritt FIPV	9
2.3	Gesetzesgrundlagen und Förderungen	15
3	Fallstudie – Südtirol Siedlung Bludenz	18
3.1	Beschreibung	18
3.2	Referenzgebäude	20
3.2.1	Energiekennzahlenermittlung - Bestandsgebäude	22
3.2.2	Ergebnis EAW - Bestandsgebäude	24
3.3	Instandsetzung (Sanierung)	25
3.3.1	Energiekennzahlenermittlung - Sanierungsgebäude	26
3.3.2	Rahmenbedingungen für die Modellierung in IDA ICE	31
3.3.3	Ergebnis EAW & IDA ICE - Sanierungsgebäude	37
3.4	Aufbau Photovoltaikanalyse	38
3.4.1	Dachmodellierung	39
3.4.2	Fassadenmodellierung	42
3.5	Wirtschaftlichkeitsberechnung	43
3.6	Umlegung auf Siedlungsobjekte	46
4	Ergebnisse	47
4.1	Solarerträge - Dach und Fassade	47
4.2	Vergleichsanalyse - Dach und Fassade	51
4.3	Ökonomie von Einzelgebäude und Siedlung	55
5	Interpretation und Diskussion	61
	Literaturverzeichnis	66
	Anhang	69
	Eidesstattliche Erklärung	

Darstellungenverzeichnis

Abbildung 1: Gebäudeklassen im Energieausweis (eigene Darstellung)	5
Abbildung 2: Übersicht der Arbeitsgliederung (eigene Darstellung)	6
Abbildung 3: Notwendiger Ausbau erneuerbarer Energietechnologien bis 2030 [21]	8
Abbildung 4: Zustimmung eines erneuerbaren Energieprojektes in (der Nähe) der Gemeinde [6]	9
Abbildung 5: Modulwirkungsgrade und Zellwirkungsgrade von Solarzelltechnologien [27]	10
Abbildung 6: Wirkungsgrad von PV-Dachanlage zur FIPV für einen Sommer und Wintertag [30]	11
Abbildung 7: Installierte Solarzellentypen in Österreich 2010 – 2020 [20]	12
Abbildung 8: Vereinfachter Aufbau einer Solarzelle (eigene Darstellung)	13
Abbildung 9: Stromspannungs- und Leistungskennlinie bezogen auf die Sonneneinstrahlung [35] ..	14
Abbildung 10: Schematische Funktionsweise einer Bypass-Diode (eigene Darstellung)	15
Abbildung 11: Lageplan Südtirol - Siedlung Bludenz (Quelle: Amt d. Stadt Bludenz)	18
Abbildung 12: Westansicht Haus 12a in der Südtirol Siedlung (Foto: Manuel Neuer, 21.01.2022)	20
Abbildung 13: Anlagenmodell des Gebäudes in der Gebäude- und Anlagensimulationsumgebung IDA ICE.	27
Abbildung 14: Grundrisspläne, Ansichten und 3D-Modell des sanierten Hauses	28
Abbildung 15: Geometrisches Grundrissmodell – Wohneinheit	29
Abbildung 16: Simulationsmodell – Wohneinheit	30
Abbildung 17: Personenprofil einer Wohneinheit [56]	31
Abbildung 18: Geräteprofil einer Wohneinheit [56]	31
Abbildung 19: Annahme der externen Wind beeinflussten Infiltrationsraten	34
Abbildung 20: Wärmebrückenauslegung	34
Abbildung 21: Öffnungszeiten der Haupteingangstüren	36
Abbildung 22: Sonnengang mit Horizontaldarstellung für das Haus 12a	37
Abbildung 23: Variierende Parameter der Photovoltaikanalyse in IDA ICE (eigene Darstellung)	38
Abbildung 24: Einfluss Orientierung und Neigung auf den jährlichen Solarertrag [58]	39
Abbildung 25: Globalstrahlung in Österreich auf horizontale Flächen [59]	40
Abbildung 26: Darstellung und Anordnung der Dachmodule	41

Abbildung 27: Darstellung und Anordnung der Fassadenmodule	43
Abbildung 28: Monatserträge der Dachmodulfelder	48
Abbildung 29: Vertikalschnitt der vorgehängten hinterlüfteten Fassade mit Aluminium U-Profilblech .	49
Abbildung 30: Monatserträge der Fassadenmodulfelder	49
Abbildung 31: Spezifischer Ertrag von Dachanlage zur FIPV bei unterschiedlicher Orientierung	50
Abbildung 32: Monatswerte auf Basis einer Monatsbilanz (Gebäudeverbrauch und PV-Erzeugung zzgl. Netzbezug und Eigennutzung für die Fassade) [kWh]	52
Abbildung 33: Monatswerte auf Basis einer Stundenbilanz (Gebäudeverbrauch und PV-Erzeugung zzgl. Netzbezug und Eigennutzung für die Fassade) [kWh]	53
Abbildung 34: Strombezug der Dachanlage in einer simulieren Winterwoche 2022.....	53
Abbildung 35: Strombezug der FIPV in einer simulieren Winterwoche 2022	54
Abbildung 36: Grafische Darstellung des Kapitalwertes für die Dach-PV ohne Förderungen	55
Abbildung 37: Grafische Darstellung des Kapitalwertes für die FIPV für zwei Varianten.....	56
Abbildung 38: Grafische Darstellung des Kapitalwertes mit drei FIPV-Flächen.....	57
Abbildung 39: Grafische Darstellung des Kapitalwertes mit zwei FIPV-Flächen.....	58
Abbildung 40: Struktur und Umlegung der Energie in der EEG für die Variante 4a	59
Abbildung 41 Grafische Darstellung des Kapitalwertes mit 3 Gebäuden und jeweils zwei FIPV-Flächen	60

Tabelle 1: Kostenbefreiung der zu erwartenden lokalen und regionalen EEG	17
Tabelle 2: aktueller Energieträgermix Südtirol Siedlung Bludenz.....	19
Tabelle 3: Allgemeine Daten zum Bestandsgebäude	20
Tabelle 4: Darstellung der Bauteile und deren U-Werte im Bestand	21
Tabelle 5: Energiekennwerte bei der Bestandsberechnung mit GEQ	24
Tabelle 6: Nutzungsstunden der Beleuchtung	31
Tabelle 7: Anzahl der Fenster und Türen mit den jeweiligen Breiten und Höhen	35
Tabelle 8: Energiekennwerte der Sanierungsberechnung mit GEQ u. IDA ICE.....	38
Tabelle 9: Eckdaten der Dachfläche des Gebäudes	40
Tabelle 10: Modulinformationen gemäß IDA ICE – Panel	41
Tabelle 11: Aufschlüsselung der Flächenanteile der Fassade	42
Tabelle 12: Aufschlüsselung der belegten Modulaufteilung bezogen auf die Freiflächen der Wände .	42
Tabelle 13: Preiszusammensetzung der Dach- und FIPV bei Vollbelegung	44
Tabelle 14: Berechnete IDA ICE - Werte der Dachanlage in [kWh]	47
Tabelle 15: Berechnete IDA ICE – Werte der Fassadenanlage in [kWh]	47
Tabelle 16: Monatswerte [kWh] auf Basis einer Monatsbilanz bei einer Verdrehung des Gebäudes um 210°	51
Tabelle 17: Monatswerte [kWh] auf Basis einer Stundenbilanz bei einer Verdrehung des Gebäuds um 210°	52

Abkürzungen

BTV	Bautechnikverordnung
DSC	Dünnschicht Solarzellen
EAG	Erneuerbares-Ausbau-Gesetz
EAVG	Energieausweis Vorlagegesetz
EAW (GEQ)	Energieausweis
EEB	Endenergiebedarf
EEG	Erneuerbare Energiegemeinschaften
EPS	Expandierter Polystyrol-Schaumstoff
EU	Europäische Union
FIPV	Fassadenintegrierte Photovoltaik
GIPV (BIPV)	Gebäudeintegrierte Photovoltaik
HWB	Heizwärmebedarf
IDA ICE	IDA Indoor Climate and Energy
JAZ	Jahresarbeitszahl
MPP	Maximum Power Point
PEB	Primärenergiebedarf
PV	Photovoltaik
WDVS	Wärmedämmverbundsystem
WNF	Wohnnutzfläche
WRG	Wärmerückgewinnungsanlage
XPS	Extrudierter Polystyrol-Schaumstoff

1 Einleitung

Krieg und Klimawandel erfordern ein Umdenken bei unserer selbstzerstörerischen Abhängigkeit von fossilen Energieträgern in allen Sektoren. Vor allem im unsanierten Gebäudebestand ist das Rückgrat der Erzeugung von Wärme und Strom immer noch der fossile Brennstoff. Regenerative Wärmeerzeuger wie Wärmepumpen benötigen Strom, um deren Wärmequellen in für uns brauchbare Wärme umzuwandeln. Der Ausbau der Solarenergie wird daher immer wichtiger, um die erneuerbaren Erzeuger vor allem (Pelletheizungen, Wärmepumpen) mit Ökostrom zu beliefern. Es wird immer drängender, dass der massive Ausbau der Solarenergie vorankommt und jegliches Flächenpotential bestmöglich genutzt und erforscht wird.

Dieses einleitende Kapitel repräsentiert zunächst die Ausgangssituation und deren politische Sichtweise im Hinblick auf die Photovoltaik im Gebäudesektor. Daran anschließend wird eine Analyse des aktuellen PV-Forschungsstandes abgebildet. Ausgehend von den konkreten Forschungsfragen, die es im Rahmen dieser Arbeit zu beantworten gilt, soll auch ein geeignetes Sanierungskonzept abgeleitet werden. Das Kapitel endet mit einem Überblick über den Aufbau der Arbeit.

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

„Mit dem Pariser Klima-Übereinkommen hat die Staatengemeinschaft deutlich gemacht, dass sie entschieden gegen den vom Menschen verursachten Klimawandel ankämpfen will. Verursacht wird der Klimawandel durch den Ausstoß von Treibhausgasen. Wichtigste Quelle von Treibhausgas-Emissionen ist sowohl global als auch in Europa die Nutzung fossiler Energieträger. [1]“

Die Europäische Union (EU) hat sich gemäß des geltenden Pariser Klimavertrages im Dezember 2019 ein Ziel gesetzt und den Green-Deal ins Leben gerufen. Dieser zielt darauf ab, die Reduktion der Nettotreibhausgasemissionen bis 2030 um 55 % im Vergleich zu 1990 zu verringern und Europa 2050 zum ersten ressourceneffizienten und klimaneutralen Kontinent zu bewegen [2].

Österreich will diese EU-Richtlinien national stärker einbinden und zu 100 % erneuerbaren Strom generieren und bis 2040 Klimaneutralität erlangen. Damit der schrittweise Wandel von fossiler zu erneuerbarer, effizienter Energienutzung gelingen kann, wird der Fokus vermehrt auf den Ausstieg der fossilen- hin zu erneuerbaren dezentralen Energieerzeugung gelegt.

Hier bedarf es neuer ökologischer Konzepte für die Energietechnologien, vor allem im Gebäudesektor. Durch Strom angetriebene Heizsysteme gewinnen effiziente dezentrale Energietechnologien wie die Photovoltaik aber auch die FIPV immer mehr an Bedeutung und gewährleisten dadurch eine sichere klimaneutrale und strukturierte Energieversorgung [3].

Vergleicht man nur die energetischen Endverbrauchszahlen des Umweltbundesamtes, so zeigt sich, dass die Raumwärmebereitstellung knapp 40 % des gesamten österreichischen Endenergiebedarfs ausmacht [4]. Hinzu kommt, dass ein Großteil der Gebäude, ineffizient mit veralteten Heizungstechnologien (Öl, Kohle, Gas) betrieben werden und einen schlechten Zustand aufweisen. Dieses Problem betrifft ganz Europa und verdeutlicht die schädlichen Klimaauswirkungen von unsanierten Gebäuden. Allein in der EU werden zum Heizen und Kühlen von Gebäuden 50 % des

europäischen Endenergiebedarfs (EEB) verwendet [5]. Der Druck auf die Politik steigt. Auch aufgrund des derzeitigen Ukrainekrieges, wird der Aufruf der Gesellschaft, weg von fossilen hin zu erneuerbaren Energiegewinnungsformen immer größer [4,5].

Politik-, Wirtschafts- und Forschungsexperten sind sich hinsichtlich der oben genannten Ziele einig, dass die Photovoltaik das Problem allein nicht bewältigen kann. Trotzdem ist Solarstrom neben Wind- und Wasserkraft eine der erneuerbaren Technologien, die in der Energieversorgung, explizit im Gebäudesektor weltweit die wesentliche Säule einnehmen wird. Zudem zeigen erhöhte Effizienzsteigerungen von Gebäudesanierungen in urbanen Gebieten deutlich, dass zukünftige Stromgewinnung, Stromversorgung nicht nur über herkömmliche PV möglich ist, sondern auch über bisher ungenutzte Fassadenflächen [6,7].

Für die dezentrale Erzeugung erneuerbarer Energien bieten gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen (GIPV) ein großes Potential zur Nutzung verfügbarer Erschließungsflächen in der bebauten Umwelt [8]. Um die Marktentwicklung und den Ausbau einer wettbewerbsfähigen, solaren Wertschöpfungskette voranzutreiben, ist es wichtig, das bereits vorhandene technische Potential zu analysieren und die Funktionalität auf die Gebäudefassade anzuwenden [9]. Der GIPV-Markt hat jedoch noch nicht die gewünschten Ergebnisse erzielt. Alleine in Europa betrug der geschätzte GIPV-Anteil von sanierten oder neu errichteten Dach- und Fassadensystemen lediglich 1-2 % im Jahr 2017, bezogen auf die Gesamtfläche [10].

Georeferenzierten Solarkataster erheben schon lange das PV-Potential von Dachflächen und deren Ertrags- und Solarstrahlungsgewinne. Dennoch wird in den meisten Studien nur das Dachpotential detailliert bewertet. Bei Fassadenflächen wird dagegen vermehrt auf die Literatur zurückgegriffen und keine simulierten Analysen betrachtet. Daher ist der Fragestellung nachzugehen, ob bei sanierten Bestandsgebäuden das soziale-ökologische Potential der FIPV angehoben und dementsprechend auf sanierte Siedlungen übertragend werden kann [11]. Im speziellen Fall der sanierungsrelevanten Vorarlberg-Siedlung, bei der die nachhaltige thermische Sanierung im Fokus steht, könnte die FIPV durch die jetzigen gesetzlichen Änderungen im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) [12] aber auch durch neue Förderrichtlinien (Klima und Energiefonds) eine zusätzliche Anwendungsoption erschließen [13].

Im Zuge der Masterarbeit wurden anhand eines Pilotgebäudes der „Südtiroler Siedlung - SüdSan“ verschiedene Varianten der Photovoltaikanlage nicht nur auf dem Dach, sondern auch an der Fassade getestet und modelliert. Anschließend wurden die ertragsreichsten Varianten (Dach- und Fassaden-PV) gründlich ausgearbeitet und dessen Flächenpotential auf ähnliche Gebäude abgeschätzt. Unter Einbindung der möglichen Gesetze als auch Förderungen, soll eine ökonomische und technische Betrachtung zeigen, wie marktfähig und lukrativ eine FIPV gegenüber herkömmlicher PV bei solchen Altbestandsgebäuden wirklich ist. Die Erkenntnisse dieser Arbeit fließen schlussendlich in eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für den praxisnahen Bezug der Siedlung einfließen.

1.2 Zielsetzung der Arbeit

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit gilt es anhand des Klima- und Energiepaktes, das Österreich für 2030 vorgibt, herauszufinden ob die im EAG verankerten Rahmenbedingungen als auch die Förderungen im Hinblick mit den heutigen technologischen Auflagen ausreichen, die FIPV für wesentliche sanierungsbedürftige Siedlungsprojekte einzubinden und deren Anwendungspotential zu steigern.

Dabei soll mittels des dynamischen Gebäude- und Anlagensimulationstools, IDA ICE, der Energiebedarf des für die Südtiroler-Siedlung charakteristische Mehrfamilienhauses (MFH), simuliert werden. Aufbauend auf diesen Ergebnissen lässt sich stundenbasiert der solare Ertrag berechnen. Im Zuge dieser Erhebung, soll eine mögliche Instandsetzungsmaßnahme für die thermische Gebäudesanierungen, energetisch ausgearbeitet werden.

Als Grundlage für die Untersuchung dienen zum einen die Bestandspläne der Siedlung und im weiteren Sinne die bauliche Umsetzung die durch eine Vorort Begehungen aufgenommen wurden. Anhand dieser Daten werden die wichtigsten Energiekennzahlen von dem gewählten Referenzgebäude quantifiziert. Einer der wesentlichen Parameter, der Endenergiebedarf (EEB), wird in [kWh/m²a] abgebildet. Dieser ist notwendig, um abschätzen zu können, was für ein prozentueller Flächenbedarf an PV aufzubringen ist, um zumindest den Großteil des Gesamtstromverbrauches des Gebäudes decken zu können. Autarkie schont sozusagen den Geldbeutel, macht von technischen oder preislichen Schwankungen der Energiesysteme unabhängig und entlastet das Klima.

Der zweite Teil beinhaltet die Modellierung und Vergleichsanalyse von herkömmlicher Dach-PV zur FIPV mit der Gebäudeleistungssimulations-Software IDA ICE. Dabei werden mögliche Vor- und Nachteile von FIPV zu herkömmlichen PV-Variante betrachtet und mit bestehender Literatur verglichen. Idealerweise führen die gewonnenen Erkenntnisse zu einer realistischen, wirtschaftlich rentablen Umsetzung in der Praxis.

Im letzten Teil der Arbeit gilt es die neuen Zuschüsse und gesetzlichen Regelungen die Österreich für solche Projekte zur Verfügung stellt zu prüfen und Vorteile für die Bewohner einer vergleichbaren Siedlung, als auch für die Investoren aufzuzeigen. Dementsprechend orientiert sich die nachfolgende Arbeit an folgender Forschungsfrage:

Reichen die Anreize hinsichtlich der aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen und Förderungen aus, um den Ausbau fassadenintegrierter Photovoltaikanlagen, wie im konventionellen Sanierungsfall der Stadt Bludenz, voranzutreiben und wirtschaftlich umzusetzen?

Durch die Arbeit sollen mehrere Ziele durchleuchtet und ausgearbeitet werden:

- Reichen die Anreize aus die erneuerbare Technologie FIPV durch aktuelle gesetzliche Regelungen marktfähiger zu machen?
- Es soll eine mögliche FIPV - Sanierungsmaßnahme für den konkreten Fall der Südtirol Siedlung erarbeitet werden.
- Es soll der Mehrwert einer FIPV zur herkömmlichen PV im Hinblick auf die Effizienz und Wirtschaftlichkeit bei Sanierungsobjekten betrachtet werden.

Die Übertragbarkeit dieser Studie auf ähnliche Siedlungen in Vorarlberg und Österreich ist denkbar, da solche Siedlungshäuser oft einen einheitlichen architektonischen Baustil aufweisen. Dieser entstand im Zuge des historischen Einmarsches deutscher Truppen 1938 in Österreich, als viele Südtiroler gezwungen waren umzusiedeln. In kürzester Zeit wurden billige, möglichst einheitliche Gebäudestandardisierungen und Rechteck-Grundformen errichtet. Der Großteil solcher Siedlungsbauten wurden unter der Leitung des Architekten Helmut Erdle geplant und realisiert. Bekannt sind diese Siedlungen heutzutage unter dem Namen „Südtiroler Siedlungen“ [14,15].

1.3 Methoden-Werkzeuge

Zunächst wird mittels Zehentmayer Energieausweissoftware (GEQ) [16] der tatsächliche Gebäudebestand und darauf aufbauend der jährliche Energiebedarf des aktuellen Pilotgebäudes abgebildet. Diese Auswertung dient zur Abschätzung des Energiestandards des Gebäudes. Der Energieausweis (EAW) ist der Typenschein eines Gebäudes. In diesem werden der rechnerische Energiebedarf und die Qualität auf Basis eines normierten Benutzerverhaltens dargestellt. Der EAW besteht aus zwei Deckblättern-, Empfehlungen zur Verbesserung bei Bestandsgebäude und einem Anhang-, in dem die Gebäudedetails festgehalten sind. Ein Gebäude ist bezogen auf die energetische Qualität der Hüllfläche umso besser, je kleiner die Zahl (Heizwärmebedarf) ist. Der Heizwärmebedarf (HEB) wird in Kilowattstunden pro Quadratmeter und Jahr (kWh/m²a) angegeben. Schlecht gedämmte Gebäude haben einen hohen Energieverbrauch und gehen oft mit einem schlechten energetischen Zustand und einem hohen Einsparpotenzial einher. Die Einstufung basiert auf Energieeffizienzklassen nach Energieausweis Vorlagegesetz (EAVG) 2012 [17] (vgl. mit Abbildung 1).

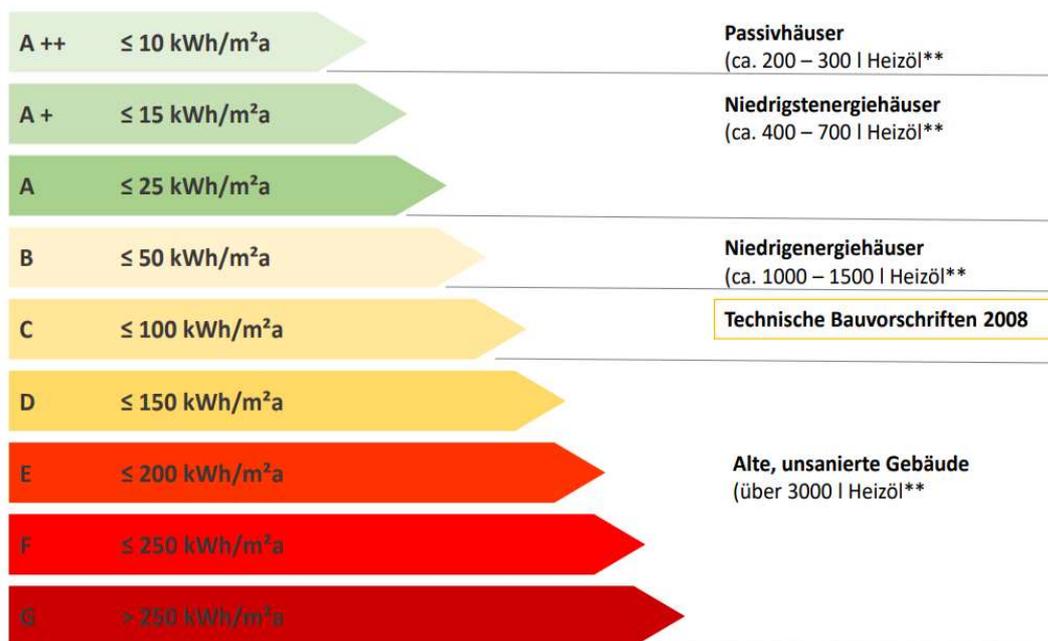


Abbildung 1: Gebäudeklassen im Energieausweis (eigene Darstellung)

Die Einstufung ist notwendig, weil das Gebäude mit Einzelöfen beheizt wird und keine direkten Energieverbräuche und Daten vorliegen. Weiteres ist ein Energieausweis im Baugesetz vorgeschrieben und muss bei Sanierungen immer erstellt werden, wenn bewilligungspflichtige Maßnahmen umgesetzt werden. Auch für Förderungen wird oft die Vorlage eines EAW benötigt und verlangt. EAWs dürfen aber nur von befugten Personen bzw. Firmen ausgestellt werden und daher wurde im Zuge dieser Arbeit in Zusammenarbeit mit dem Ingenieurbüro Dipl. Ing. Bernhard Weithas GmbH (Bauphysik) für das gewählte Referenzobjekt ein Bestandenergieausweis erstellt.

Im zweiten Schritt wird mittels technischer Gebäudeanlagensimulationssoftware IDA ICE [18] das Gebäude im Bestand modelliert. IDA ICE wurde dem GEQ vorgezogen, da der Schwerpunkt der Software darauf ausgelegt ist, thermische energetische Gebäudeabgleiche realgetreu abbilden zu können. Zudem können Solargewinne stundengenau berechnet werden, wofür das GEQ nicht in der

Lage ist. Beide Anwendungen sind nach Wissensstand ausgewiesene Werkzeuge zur Gebäudedarstellung und Anlagensimulation. Die Applikationen finden sowohl in Industrie, Forschungsbetrieben aber auch in akademischem Umfeld breite Anerkennung. Wie in Abbildung 2 dargestellt, ist die Vorgehensweise und Erhebung der Energiebilanzierung des Gebäudes entscheidend für die richtige Sanierungswahl und deren aufbauende Ertragsabschätzung bezüglich Dach- und Fassadenphotovoltaik.

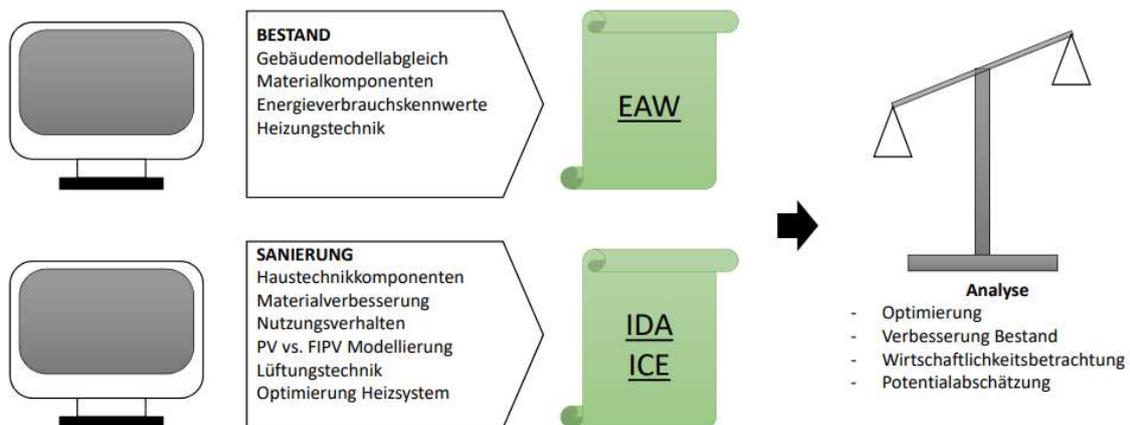


Abbildung 2: Übersicht der Arbeitsgliederung (eigene Darstellung)

Anhand von Ausführungsplänen und gegebenen Materialeigenschaften aus dem EAW erfolgt die Abbildung der Gebäudehülle in IDA ICE. Dieses Modell beinhaltet sämtliche außen- und erdanliegenden Flächen in Form von Wänden, Zwischendecken, Fenstern und Dachbedeckung. Im Simulationsaufbau wird zudem das Haustechnikschema bestehend aus Lüftung, Sole-Wärmepumpe und thermischer Hülle abgebildet. Haushaltsverbrauchsprofile für den täglichen Warmwasserverbrauch und Haushaltsstrom werden mittels SIA-Norm detailgetreu hinterlegt. Der letzte Arbeitsschritt beinhaltet die Analyse der modellierten Photovoltaikanlage auf dem Dach und an der Fassade.

Die Erkenntnisse aus den simulierten Energiebilanzen des Gebäudes, dienen als Eingangsgröße für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung hinsichtlich der integrierten Fassadenanlage, aber auch für die Aufdach-Variante. Folgend werden die relevanten Einflussgrößen aber auch die Berechnungsformel der angewendeten Barwertmethode kurz erläutert. Für Bauherren und Investoren ist die Barwertmethode eine relevante Beurteilungsgröße für die Wahl der Investitionsentscheidung hinsichtlich FIPV oder Dach-PV. Denn auch Fremdkapitalanteile werden berücksichtigt. Die Berechnung kann flexible an die Finanzierungssituation des Anlegers angepasst werden. Bei der Berechnung können sowohl die Kosten der Gesamtsanierung, als auch nur das Photovoltaiksystem allein betrachtet werden. Ein Vergleich zwischen unterschiedlichen Ausführungsvarianten mit und ohne FIPV gegenüber Dach-PV kann so durchgeführt werden. Zusätzliche Investitionen, wie beispielsweise Wärmepumpen, die zum Eigenstromverbrauch beisteuern können ebenfalls bilanziert werden. Die Durchführung der Berechnung erfolgt mittels Microsoft Excel. Die jährlichen Ertragsgewinne in Kilowattstunden pro Jahr werden unter einer jährlichen prozentuellen Degradierung berechnet. Weiteres werden Inflationsraten angenommen und aktuelle Marktpreise einbezogen. Der Berechnungshorizont wird auf 25 Jahre ausgelegt. Zudem wird für diese Zeitspanne, ein Wechselrichtertausch einkalkuliert.

Durch den großen Betrachtungszeitraum fiel die Entscheidung auf eine dynamische Berechnungsmethode: Die Effizienz der geplanten Anlage kann bewertet und eine allfällige Optimierung bei der Anlagenauslegung durchgeführt werden. Die Berechnung eignet sich ebenfalls für Solaranlagen, wo eine Trennung zwischen den Investitionen in die Gebäudehülle und dem Solarsystem besteht. Die Investitionskosten im Jahr 0 werden in den Berechnungen negativ hinterlegt. Jedes darauffolgende Jahr werden die Barwerte hinzugerechnet. Der Barwert entspricht dem verzinsten Cashflow, sprich Einnahmen minus Ausgaben. Die mathematische Darstellung der Kapitalwertformel wird in Formel 1 wiederlegt.

$$\text{Kapitalwert } C = \sum_{t=0}^T \frac{E^t - A^t}{(1+i)^t} \quad (1)$$

- $E^t - A^t$... jährlichen Erlöse minus der Aufwendung
- i ... Zinssatz
- t ... Jahr
- T ... Lebensdauer

2 Forschungsstand

In diesem Kapitel wird zu Beginn die Bedeutsamkeit von Photovoltaik für die Energiewende, aber auch deren Anwendungsmöglichkeiten auf die Gebäudekomplexität veranschaulicht. Die Sodann wird die grundlegende Funktionsweise, als auch die Struktur der wichtigsten Kernelemente beschrieben und die Gesetzlichen Rahmenbedingungen und Förderungen hinsichtlich Photovoltaikanlagen werden beleuchtet.

2.1 Bedeutung PV für die Energiewende

Um die Energiewende einzuleiten hat sich die aktuelle österreichische Bundesregierung das Ziel gesetzt, 100% erneuerbaren Strom bis zum Jahr 2030 zu erzeugen [19]. Damit dieser Plan gelingen kann, erfordert es einen Zubau von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten von 27 Terawattstunden (TWh) innerhalb der nächsten 10 Jahre. Naheliegend auf die einzelnen Erzeugungstechnologien, wie in Abbildung 3 ersichtlich, bedeutet dies einen erhöhten Ausbau von 11 TWh PV, 10 TWh Windkraft, 5 TWh Wasserkraft und 1 TWh Biomasse [20].

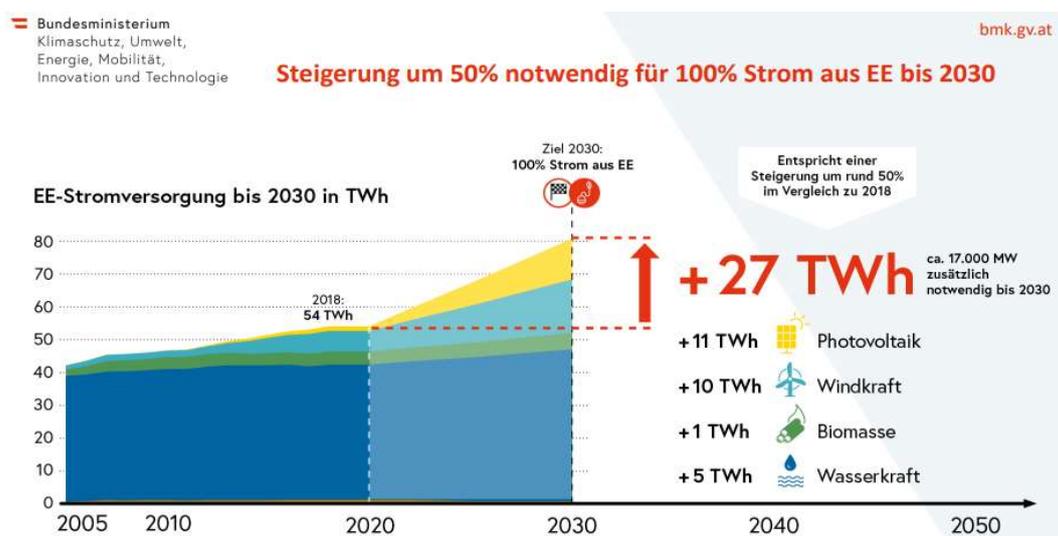


Abbildung 3: Notwendiger Ausbau erneuerbarer Energietechnologien bis 2030 [21]

Besonders für den Gebäudesektor als auch im Sanierungsbereich gilt die PV als Schlüsseltechnologie. Im Jahr 2014 wurden alleine auf Dächern 85 % der neuinstallierten Photovoltaikanlagen verbaut, jedoch nur 2,4 % direkt ins Gebäude integriert. Die restlichen 12,6 % sind Freiflächenanlagen [11].

Dieser damalige Technologiesprung gelang unter anderem nur, dank der bereitgestellten Fördermittel und einer Überarbeitung der gesetzlichen Auflagen der Politik. Durch den raschen Ausbau von PV-Anlagen und deren Zuschüsse in den Photovoltaikmarkt 2012, sanken die mittleren Systempreise einer netzgekoppelten 5 Kilowattpeak (kWp) Anlage in Österreich von 2.216 €/kWp auf 1.506 €/kWp. Das bedeutet die Anschaffungskosten im Vergleich von 2012 auf 2021 sind um 32,03 % gesunken [20]. Durch den Preissturz ist sowohl das Interesse als auch die Akzeptanz bei der Öffentlichkeit und den Investoren angestiegen. Das belegen zahlreiche Publikationen zum Thema erneuerbare Energieerzeugungsanlagen, wie die Studienreihe „Erneuerbare Energien in Österreich“ (Abbildung 4) [6].

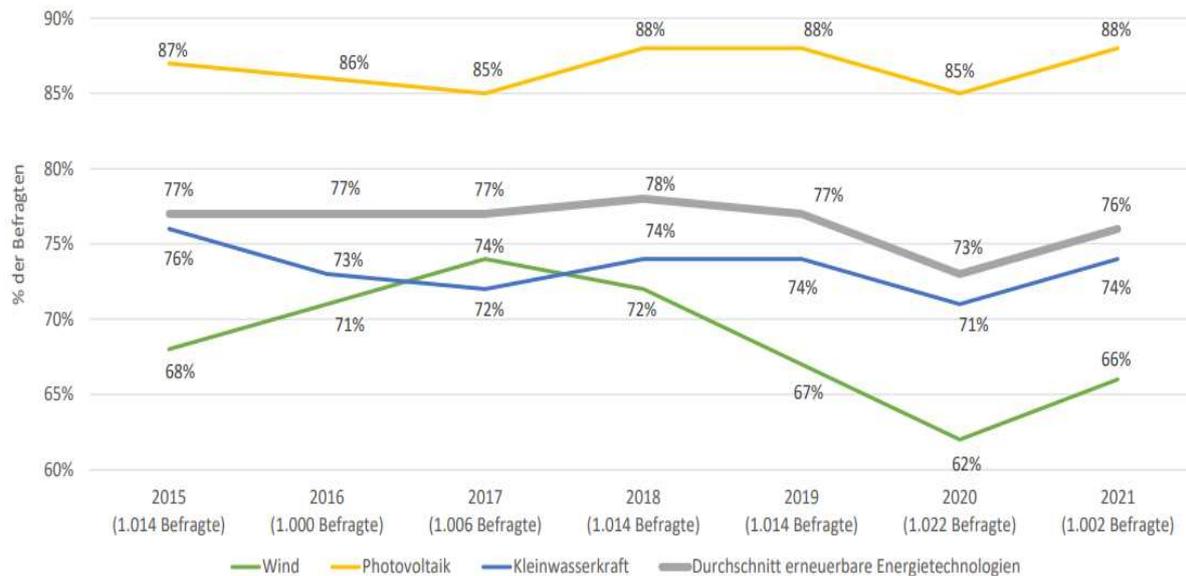


Abbildung 4: Zustimmung eines erneuerbaren Energieprojektes in (der Nähe) der Gemeinde [6]

Laut einer Erhebung der Wirtschaftsuniversität (WU) Wien, wünscht sich die große Mehrheit in Österreich einen schnelleren Ausbau der Photovoltaik in der Alpenrepublik. Die Akzeptanz hat sich seit 2020 sogar noch von 85% auf 88% erhöht. Weiteres sprechen sich in dieser Studie 93 Prozent dafür aus, dass solare Dächer und Fassaden ausgebaut werden sollen. Studienautorin Nina Naml bestätigt, die anhaltend hohe Zustimmung für den Ausbau der Photovoltaik in Österreich. Der langjährige Vergleich verdeutlicht, dass die Umsetzung dieser Vorhaben immer konkreter werden und sich der Zeithorizont kontinuierlich verkürzt [6]. Um diesen Zeithorizont auch für die FIPV noch schneller voran zu treiben, setzen Regierungen diesbezüglich regulative Förderungen und Anreize, die die Umsetzung begünstigen sollen. Diese Anreize gilt es zu prüfen und den Raum für die Entwicklung zu schaffen [7]. Zur Beantwortung der Frage, ob die derzeitigen Maßnahmen ausreichen auch FIPV häufiger einzubinden, soll mittels Siedlungsbauten am Beispiel der aktuellen SüdSan-Siedlung in Bludenz überprüft und nahegelegt werden.

2.2 Technologiefortschritt FIPV

Ein wesentlicher Vorteil für die BIPV (Building Integrated Photovoltaik) ist, der bestehende PV-basierende Forschungsstand, welcher als Grundlage herangezogen und verwendet werden kann. Zudem zeigen schon ältere, aber auch neue Studien, dass BIPV schon jetzt das technische Potential aufweist, marktfähig zu sein.

Eine Studie aus dem Jahr 2012, die ausgehend von vereinfachten Gebäudeeigenschaften und Einstrahlungswerten das EU-Potential für PV abgeschätzt hat, belegt, dass alleine für Österreich installierte Mengen von 20 TWh an Strom möglich sind [22]. Im Vergleich zu rezenten Studien sank zwar dieses technische Potential auf 13,4 TWh, dennoch ist es möglich, die Vorgaben der Regierung zu erreichen. Allerdings nur wenn die BIPV stärker berücksichtigt und der Ausbau vorangetrieben wird [11].

FIPV bieten ein sehr großes Potential für die Integration erneuerbarer Energien in das Gebäude, um dezentral elektrische als auch thermische Lasten zu versorgen. Allen voran können im Siedlungsfall Teile der Gebäudehülle durch Photovoltaikmodule ersetzt oder ausgetauscht werden. Diese dienen nicht nur als optische Gestaltungsform, sondern erhöhen gleichzeitig die Gebäudefunktionalität. Die Möglichkeiten der Integration von PV in Wände, Dächern oder Fensterfronten ist bereits unzählige Male umgesetzt und dokumentiert worden [23]. BIPV sind Systeme, die neben der Stromerzeugung auch Funktionen des statischen Bauteiles übernehmen können. Im weiteren Sinn werden sie als Sonnenschutz, Verschattung aber auch zur internen Kühlung von Gebäuden genutzt [24,25]. Building Integration (BI) und Building Attached (BA) sind zwei wesentliche Techniken für die Integration einer FIPV für thermische Sanierungen. Die Forschung von Anita Ghosh betrachtet wesentliche Unterschiede dieser Methoden. Unter anderem befasst sie sich mit aktiver und passiver Kühlung von Modulen, aber auch mit der Schneebedeckung und dem Staubschutz. Sie gibt zudem einen detaillierten Überblick über die verschiedenen Zellarten als auch Aufbauten [26].

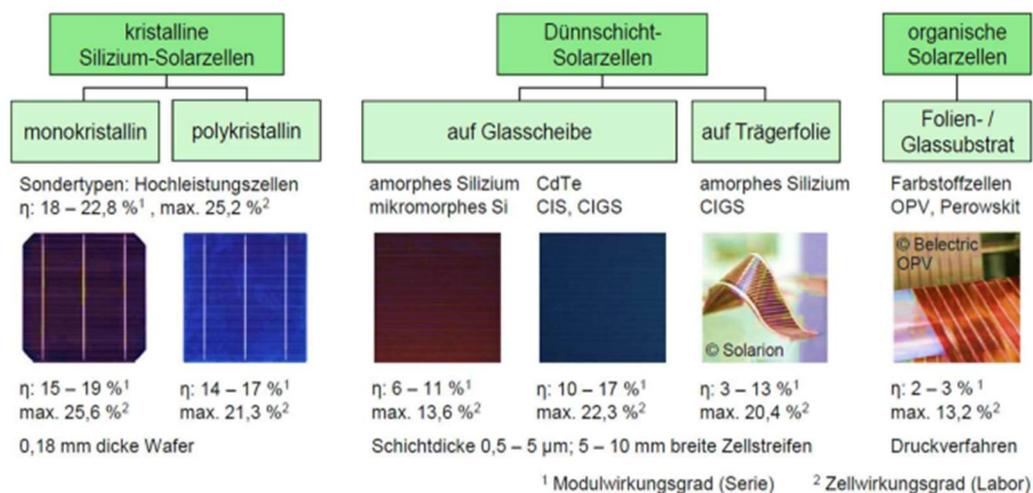


Abbildung 5: Modulwirkungsgrade und Zellwirkungsgrade von Solarzelltechnologien [27]

Es gibt verschiedene Typologien von Zellen, die für eine Solarerzeugung zum Einsatz kommen. In Abbildung 5 werden die Unterschiede von Zellen und deren Wirkungsgrade dargestellt. Es zeigt sich, dass ein hoher Wirkungsgrad mehr Material bei der Zellherstellung benötigt. Dies führt automatisch zu steigenden Entstehungskosten. Dennoch schreiten die Entwicklungen von PV-Zellen immer mehr voran und führen dadurch vermehrt zu Kostenreduktionen. Insbesondere die Dünnschicht-Solarzellen (DSC) mit dem geschälerten Materialverbrauch vereinfacht die Integrierung in Gebäudehüllen wie beispielsweise in Wänden oder Fassaden. Flexible Farbspektren aber auch gute Transparenzen der DSC finden Anwendung bei denkmalgeschützten Bauten, wo indirekt keine anderen baulichen Maßnahmen greifen. Zudem zeigen die DSC-Paneele bei diffuser Strahlung vermehrt eine bessere Effizienz als die kristallinen Silizium-Zellen. [28,29].

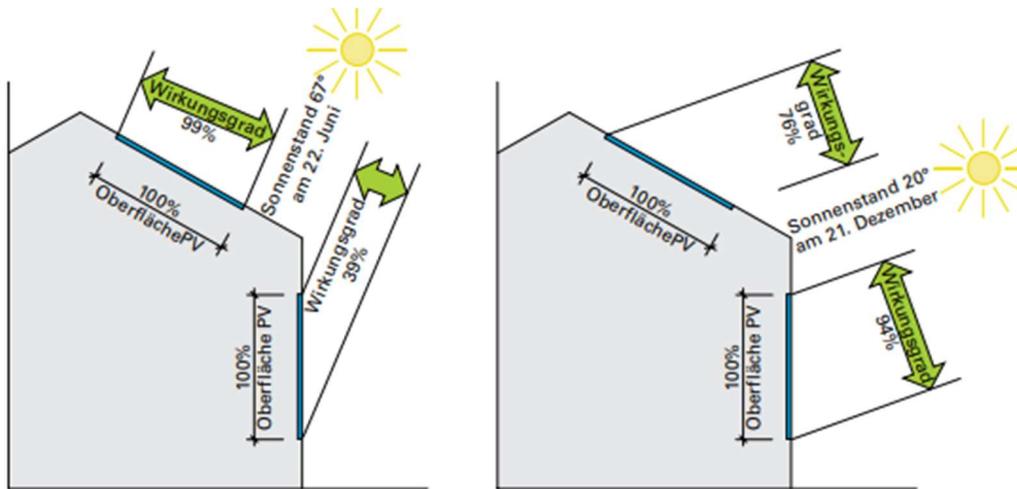


Abbildung 6: Wirkungsgrad von PV-Dachanlage zur FIPV für einen Sommer und Wintertag [30]

Auch realisierte Gebäude, die eine Photovoltaik integrierte Fassaden bereits betreiben, weisen Wirkungsgradsteigerungen auf, durch die Aufnahme von diffuser Sonneneinstrahlung in den Wintermonaten (siehe Abbildung 6) [30]. Dabei belegen auch neue Forschungsansätze wie die umweltfreundlichere farbstoffsensibilisierte Solarzelle, dass sie stabile Wirkungsgrade von 11,9 % unter Laborbedingungen erzielt, im Gegensatz zu kristallinen Zellen bei denen die Wirkungsgradverluste mit zunehmender Modultemperatur stark abnehmen [31].

Ein ähnliches Modell von Annamaria Buonomanao analysiert bereits energetische und wirtschaftliche BIPVT-Kollektoren für Referenzwohnbauten. Sie analysierte aktive und passive Energieeffekte von Gebäudeintegration auf den Gebäudeverbrauch. Die BIPVT-Panelresultate von 67% auf 89% zeigen deutliche Verringerungen beim Primärenergiebedarf des Hauses. Angesichts des Forschungsstandes und den heutigen technologischen Integrationspotenzials von PV sind somit erhebliche Einsparungen bei Heizung, Lüftung und Warmwasseraufbereitung realisierbar [32]. Hauptvorteil von FIPV im Vergleich zu Dach-PV ist eine bessere Ausnutzung der verfügbaren ungenutzten vertikalen Flächen. Hohe schlanke Gebäude haben fast keine Dachflächen, aber viel Fassade. Somit kann PV ungenutzte Fassadenoberflächen ersetzen die ohnehin nicht verwendet werden. Stockwerkserweiterungen maximieren den Wohnraum in bestehenden Gebäuden. Voraussetzung ist allerdings die nichtbelegung der Dachflächen mit PV-Modulen. Dagegen kann eine FIPV bei einer Etagenaufstockung beliebig erweitert werden ohne Abbaukosten zu verursachen. Zudem ist die Lebensdauer von FIPV im Vergleich zu PV-Dachanlage höher, da sie indirekt besser gegen Witterungseinflüsse geschützt ist.

Bei der Preisgestaltung von FIPV gegenüber Dach-PV, sollte grundlegend der Ersatz von Wandmaterialien einbezogen werden, um entsprechende Kostensynergien zu berücksichtigen. Indikatorwerte von älteren Studien [33] variieren zwischen 750 bis 780 €/m² (inklusive Montage) für eine PV-Fassade in Österreich. Werden zudem noch Sondermodule wie DSC verwendet, erhöhen sich die Investitionskosten zusätzlich um 20-30 % gegenüber Aufdachanlagen. Im Auftrag des Bundesamtes für Energiewesen der Schweiz veröffentlichten Viriden und Partner 2020 eine Studie über die Kosten einer fassadenintegrierten Lösung für ein MFH [34]. Viridens Kostenaufschlüsselung zeigt, dass aktuell mit Fassadenkosten von 511 CHF/m² (ca. 521 €/m²) gerechnet werden muss.

Solarmodultypen im Gebäudebereich

Photovoltaikanlagen gehören zu den erneuerbaren Energieträgern, die als fester Bestandteil einer CO₂-neutralen Zukunft gesehen werden. Die Energiegewinnung basiert auf dem Prinzip der Umwandlung von Sonnenlicht in elektrischen Strom. Diese Umwandlung erfolgt mittels der Halbleiter Solarzelle, dabei wird der photovoltaische Effekt ausgenutzt. Fällt Licht auf die Zellen, werden Elektronen frei, die sich durch das elektrische Feld bewegen und elektrische Spannung erzeugen, die wiederum genutzt werden kann [35].

Solarzellen werden ständig weiterentwickelt. Der Materialeinsatz und deren Herstellungsmethoden spielt eine entscheidende Rolle bei der Verbesserung der Modulleistung und deren Langlebigkeit. Die fünf gängigsten PV-Modultypen für Dach- und Fassadenanlagen werden nachstehend gelistet:

- Monokristalline PV-Module
- Polykristalline PV-Module
- Dünnschicht-PV-Module mit amorphem Silizium
- Dünnschicht-PV-Module mit Cadmium-Tellurid
- CIS/CIGS-PV-Module

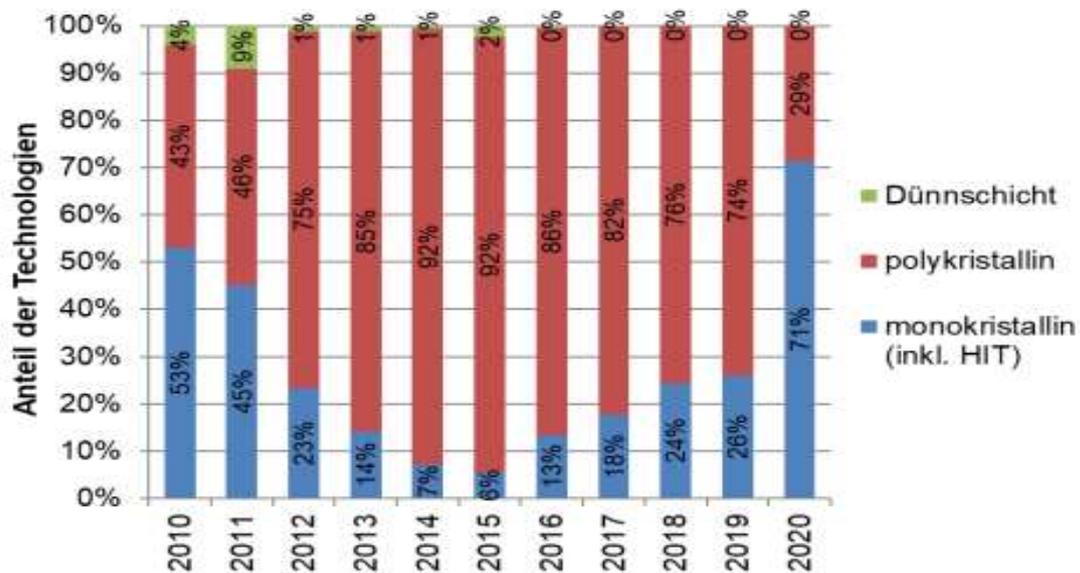


Abbildung 7: Installierte Solarzellentypen in Österreich 2010 – 2020 [20]

Monokristalline Zellen weisen in der Regel einen höheren Wirkungsgrad als die polykristallinen Zellen auf. Dies liegt daran, dass die Kristallqualitäten höher sind und mittels komplexem Herstellungsverfahren (Czochralski-Verfahren) angefertigt werden [8]. Jahrelang waren die hohen Errichtungskosten der monokristallinen Zellen, welche in Abbildung 7 dargestellt werden, ausschlaggebend, sodass sich die polykristallinen Solarzellen trotz niedrigerer Effizienz durchgesetzt haben. Dank neuer Herstellungsverfahren und kontinuierlicher Optimierung bei der Materialqualität, sind monokristalline Zellen wieder klar marktführend [vgl. 8,17].

Polykristalline Zellen unterscheiden sich optisch von monokristallinen Zellen, da sie eine größere Zelloberfläche besitzen, womit die Kristallstrukturen besser erkennbar sind. Mittels einer Antireflexionsschicht entsteht ein charakteristischer bläulicher Ton. Diese Schicht dient dazu die Lichtwellenbandbreiten verstärkt zu absorbieren. Dennoch weisen die Polykristallinen Zellen einen um 2-3 % geringeren Wirkungsgrad auf. Die Lebensdauer von beiden Zelltypen beträgt in der Regel zwischen 25 – 30 Jahre [36].

Dünnschicht Module zeichnen sich neben geringerem Materialaufwand durch sehr dünne Bauformen aus. Der photovoltaische Effekt kann schon bei Zelldicken von 0.5 μm durch den hohen Absorptionskoeffizienten genutzt werden [8]. Aufgrund des geringen Gewichts, der Einfachheit und der niedrigen Herstellungskosten sind diese Module von Vorteil, wenn für Solaranlagen keine optimalen Bedingungen herrschen. Dementsprechend können diese Module auch auf nicht optimal ausgerichteten Dächern installiert oder an senkrechten Wänden des Hauses befestigt werden. Allerdings sind die Wirkungsgrade noch zu gering und eine Lebensdauer von 15 Jahren recht kurz. In dieser Arbeit wird darum das Potential von Monokristallinen Modulen und dessen Dach- als auch Fassadenanwendung untersucht.

Grundprinzip monokristalliner Zellen

Die Herstellung von Monokristalline Zellen entsteht durch Spaltung von runden Siliziumstäben. Um nun den photovoltaischen Effekt (siehe Abschnitt 2.2.1) nützen zu können, ersetzt man mittels Gasdiffusion vereinzelte Siliziumatome durch Fremdatome. Dieser Vorgang wird auch als Dotierung bezeichnet. Die n-dotierte mit Phosphoratomen versetzte Siliziumschicht besitzt einen Elektronen Überschuss, während die p-dotierte aus Boratomen bestehende Schicht einen Elektronen Mangel aufweist. Dabei entsteht zwischen den Schichten (Grenzschicht) ein elektrisches Feld. Mittels Lichteinstrahlung bewegen sich die Elektronen wie in Abbildung 8 demonstriert über die Vorderseite eines leitenden Metalls zur Rückseite der p-dotierten Schicht und es fließt Strom [8,35].

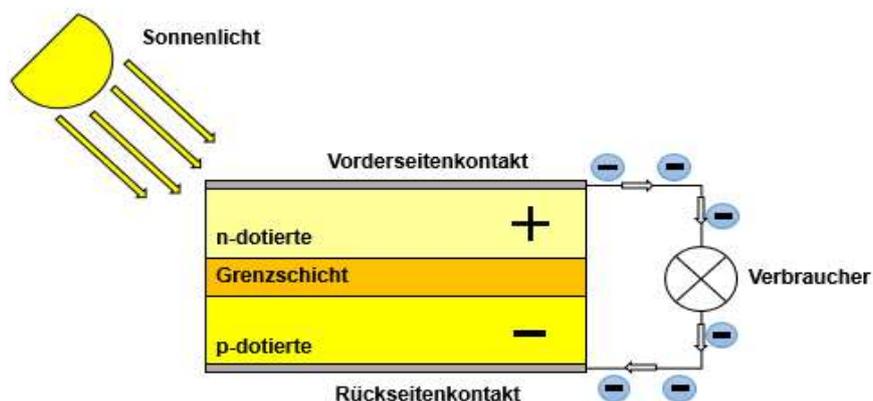


Abbildung 8: Vereinfachter Aufbau einer Solarzelle (eigene Darstellung)

Die elektrischen monokristallinen Solarzellen sind zwischen einer Kunststoffolie auf Glas eingebettet. Ein Aluminiumrahmen zur Versteifung und zum Schutz der Glaskante schließt die Zelle ein. Dadurch ist die Fixierung auf Unterkonstruktionen leicht möglich. Vorteil gegenüber DSC ist die längere Lebensdauer aber auch deren Widerstandsfähigkeit gegenüber äußeren Einwirkungen wie beispielsweise

Schnee oder Hagel [35]. Die Leistung eines Solarmodules entspricht dem Produkt aus der Spannung zur Stromstärke und wird mit nachstehender Formel 2 beschrieben.

$$P = U * I \quad (2)$$

Sowohl Spannung als auch Strom hängen hauptsächlich von der Sonneneinstrahlung und der Temperatur der Solarzelle ab. In Abbildung 9 soll dessen Zusammenhang vereinfacht erläutert werden. Die Grüne Linie zeigt den Stromverlauf der abhängig von der Lichtstärke, eine Spannbreite von Null bis zehn annehmen kann. Die Blaue Linie markiert die Leistungskennlinie und wird von der Temperatur beeinflusst. Für jede Situation von Einstrahlung und Zelltemperatur gibt es eine Kombination von Spannung und Strom. Die rote Linie ist entscheidend für den maximalen Stromertrag des Solarsystems und wird als Maximum Power Point (MPP) bezeichnet [35].

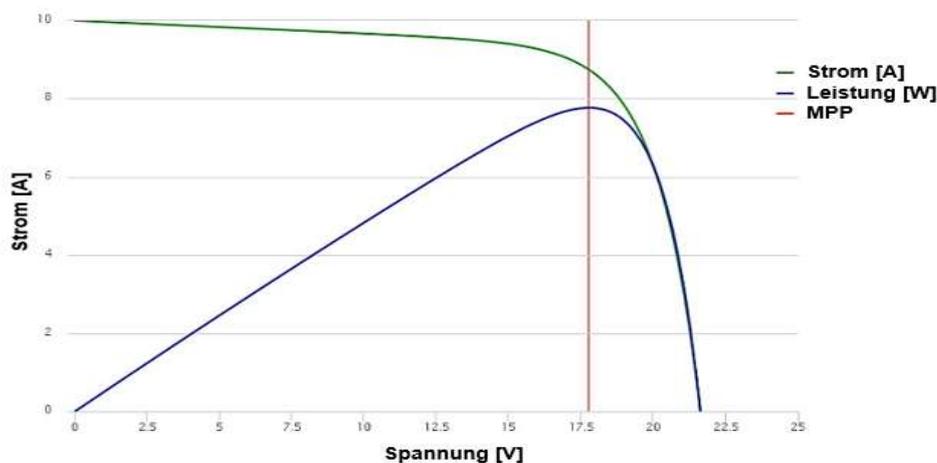


Abbildung 9: Stromspannungs- und Leistungskennlinie bezogen auf die Sonneneinstrahlung [35]

Vereinzelte Solarzellen bringen nur geringe Leistungen hervor und müssen deshalb zusammengeschaltet werden. Grundsätzlich gibt es zwei Möglichkeiten: Zum einen in Reihe (genannt Serienschaltung), zum anderen als Parallelschaltung. Der Unterschied besteht bei der Reihenschaltung darin, dass die Zellspannung addiert wird und der Zellstrom gleichbleibt. Umgekehrt addiert sich die Stromstärke bei der Parallelschaltung und die Spannung bleibt ident [36]. Bei der Verschaltung kann es vorkommen, dass einzelne Zellen durch Objekte verschattet oder verschmutzt werden und so die Mindeststromstärke den gesamten Einheitsstrang bestimmt. Folglich entsteht bei verschatteten Zellen ein elektrischer Innenwiderstand, der, statt Strom zu leiten, Wärme abgibt und dadurch langfristig die Zellen beschädigt. Abhilfe schaffen entsprechende Bypass-Dioden die den Strom umleiten (siehe Abbildung 10).

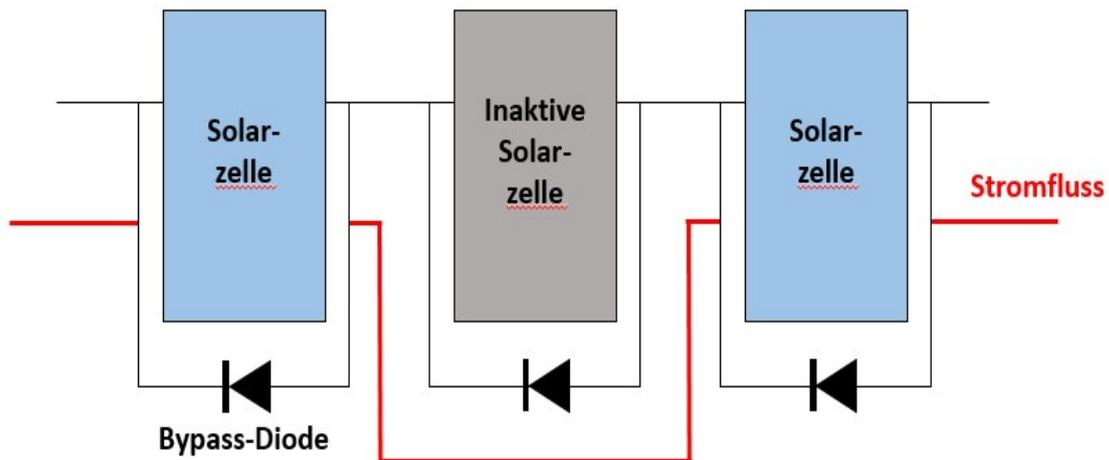


Abbildung 10: Schematische Funktionsweise einer Bypass-Diode (eigene Darstellung)

2.3 Gesetzesgrundlagen und Förderungen

Um die Klimaschutzziele und den vermehrten Ausbau von PV zu verwirklichen, ist ein rechtlicher Rahmen unabdingbar. Daher werden in diesem Abschnitt die wichtigsten gesetzlichen Regelungen und Richtlinien für die Umsetzung bei Ein- und Mehrfamiliengebäuden erläutert. FIPV-Projekte werden oft, für Immobilieneigentümer und Investoren erst durch Förderungen lukrativ und treiben die Realisierung erst dann voran.

Erneuerbare-Ausbau-Gesetz

Mit dem neuen Gesetzespaket der Österreichischen Bundesregierung rund um das Erneuerbare-Ausbau-Gesetz (EAG) wurden weitere Weichen in Richtung nachhaltigere Energiegewinnungsprojekte gelegt. Laut dem Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich (BGB) werden im EAG-Paket vermehrt Zuschüsse, Revitalisierung als auch Erweiterungen von PV-Anlagen verstärkt gefördert (§56 Absatz 1 Satz 3, BGB). Zudem heißt es, dass sich für Photovoltaikanlagen, die auf einer landwirtschaftlich genutzten Fläche oder einer Fläche im Grünland errichtet werden, der Investitionszuschuss um einen Abschlag von 25 % (§.56 Absatz 8, BGB). Aufgrund der Investitionsabschläge und bereits bebauter Flächen steigt die Nachfrage hin zum Ausbau von Aufdach-PV und FIPV-Anlagen.

Erneuerbare Energie-Gemeinschaften

Ein Lösungsansatz zur Steigerung der FIPV-Flächen können Energiegemeinschaften (EEG) [37] bilden, die das technische Potenzial von FIPV-Anlagen nutzen und die Rentabilität aufstocken. Dies führt automatisch zu Synergieeffekten - beispielsweise zu einer Zunahme der Eigenversorgung, durch verminderte Transportwege. Zudem gewinnt die gemeinschaftliche Nutzung als auch Erzeugung von Energie an Bedeutung [38]. Die rechtlichen Grundlagen wurden im neuen überarbeiteten EAG 2021 beschlossen und festgelegt. In dieser Gemeinschaft schließen sich Energieerzeuger und Energiekonsumenten zusammen, um gemeinsam die erzeugte Energie zu nutzen.

Nachfolgend wird die EEG in der EU-Richtlinie [39] wie folgt definiert:

„Eine Rechtsperson, die es ermöglicht, die innerhalb der Gemeinschaft erzeugte Energie gemeinsam zu nutzen; deren Mitglieder oder Gesellschafter müssen im Nahebereich [...] [dürfen] angesiedelt sein“ [40]

„Eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft darf Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugen, die eigenerzeugte Energie verbrauchen, speichern oder verkaufen. Weiteres darf sie im Bereich der Aggregation tätig sein und andere Energiedienstleistungen erbringen. Erzeuger, die elektrische Energie in ein Netz im Lokal- oder Regionalbereich [...] abgeben, an einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft teilnehmen [...], sofern sie nicht von einem Versorger, Lieferanten oder Stromhändler [...] kontrolliert werden. Die Energiegemeinschaft hat sich eines konzessionierten Netzbetreibers zu bedienen.“ [40]

Ein mögliches Ziel solcher Gemeinschaften könnte zum einen sein, dass Erzeugungsanlagen gerade aus Sicht von Betreibern einer herkömmlichen PV aber auch FIPV-Lösungen für Siedlungs- und Quartiersprojekte kostengünstiger wird. Der erzeugte Strom kann somit ökologisch an Ort und Stelle verbraucht und verwendet werden. Das schafft Akzeptanz für dezentrale nachhaltige Energiesysteme (Produktion und Versorgung) und steigert die regionale Wertschöpfungskette. Dies belegen Studien, wie beispielsweise das Schweizer Quartierstromprojekt unter Einbindung einer herkömmlichen Dach-PV. Die Studie zeigt, dass geringere Kosten für Beteiligte anfallen und die Energieeffizienz als auch die Energieeinsparung gestiegen ist [41].

Für EEGs wurden auf politischer Ebene, gesetzliche Befreiungen und Abgaben auf den Strommarktpreis definiert:

- Reduzierte Netznutzungsentgelt („Orttarif“)
- Entfall des Erneuerbaren-Förderbeitrags
- Befreiung der Elektrizitätsabgaben

Diese Befreiungen gelten allerdings nur, wenn in einer EEG mit 100 % erneuerbarem Strom gehandelt wird [37]. Der Arbeitspreis für die Netznutzungsentgelte reduziert sich um 57% in einer lokalen EEG's (Annahme: 57 % bei 3,57 ct/kWh Netzentgelt [42]). Das Netzverlustentgelt wird gemäß Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 – Novelle 2022 mit 0,35 ct/kWh angenommen [43]. Weiteres entfallen innerhalb der EEG auch die Elektrizitätsabgaben in Höhe von 1,5 ct/kWh [44]. Diese Kostenreduktion wird damit begründet, dass die EEG nur in einem gewissen Netzebenen-Bereich (Nieder- und Mittelspannungsebene) den Strom verteilt und somit die darüber liegenden Netzebenen entlastet. Tabelle 1 zeigt die Auflistung der Kostenreduktion der lokale und regionalen EEG gegenüber konventionellem Stromtarif für eine kWh Strom.

Tabelle 1: Kostenbefreiung der zu erwartenden lokalen und regionalen EEG

PREISBESTANDTEIL	ohne EEG [ct/kWh]	lokale EEG [ct/kWh]	Regionale EEG [ct/kWh]
<i>EEG Reduktion</i>		57 %	28 %
<i>Netzentgelte</i>			
<i>Netznutzungsentgelt</i>	3.57	1.54	2.57
<i>Netzverlustentgelt</i>	0.35	0.35	0.35
<i>Elektrizitätsabgabe</i>	1.5	0.00	0.00
<i>Ökostrombeitrag [45]</i>	1.21	0.00	0.00
<i>Ökostrompauschale (siehe Anhang A6)</i>	0.92	0.00	0.00
<i>Umsatzsteuer (20%)</i>	1.51	0.38	0.58
Summe	9.06	2.27	3.50
<i>Einsparung Gebühren</i>	0.00	6.79	5.56

Diese Kostenbefreiung der EEG hat zur Folge, dass Mitglieder einer EEG den Strom günstiger beziehen können als von regulären Energielieferanten (inkl. Netzgebühr, Abgaben & Steuern). Die Kostenentlastung kann bei einem durchschnittlichen aktuellen VKW-Tarif von 16,44 ct/kWh (Verbrauchspreis - Netzstrom) etwa 28 % Ersparnis ausmachen. Dieser Zuschuss gilt jedoch nur für den erzeugten und nicht verbrauchten erneuerbaren Strom innerhalb der EEG und von dem können maximal 50 % mittels Marktprämie vergütet werden. Für die EEG entstehen somit Einnahmen durch den Verkauf des Stromes an die Beteiligten.

Es muss allerdings erwähnt werden, dass derzeit durch einen Beschluss des Nationalrats eine Strompreisbremse verhängt wurde. Dadurch entfallen für alle Vorarlbergerhaushalte im Zeitraum von 1.5.2022 bis 30.6.2023 bestimmte Netzentgelte. Dieser Entschluss wurde in der vorliegenden Arbeit nicht berücksichtigt, da die Maßnahmen nur für einen bestimmten Zeitraum in Kraft sind. Es wird davon ausgegangen, dass nach dem Lösen der Strompreisbremse die normalen Regeln für die Netzentgelte greifen.

Oemag Förderung

Auch der Oemag-Tarif fließt in die Berechnungen ein und soll aufzeigen, welche zusätzliche Möglichkeit für Ökostromproduzenten über die herkömmlichen VKW-Tarife hinaus bestehen. Als Konzessionsinhaber für die Abwicklung der Förderung nach dem Ökostromgesetz ist die OeMAG die zentrale Anlaufstelle für alle Fragen rund um die erneuerbare Energieerzeugung. Somit können nicht nur produzierte Ökostrommengen bei der VKW, sondern auch bei der Oemag eingespeist werden. Die Strommengen werden zum Marktpreis abgenommen und an Stromhändler wieder verkauft [46]. Da die derzeitigen Marktpreise recht hoch sind, begünstigt es Produzenten, den gewonnenen Strom auch bei der Oemag einzuspeisen. Diese Marktpreise unterliegen jedoch extremen Preisschwankungen und können je nach Quartal fallen oder steigen.

3 Fallstudie – Südtirol Siedlung Bludenz

Die am Stadtrand von Bludenz gelegene Südtiroler-Siedlung wurde zwischen 1943 und 1962 errichtet. Sie umfasst 397 Wohneinheiten mit knapp 24000 m² Wohnfläche. Die Grundstücksfläche beträgt 62.800 m². Derzeit bewohnen rund 650 Einwohner die Siedlung, was eine Dichte von 96 Personen/ha entspricht. Eigentümer der Siedlung ist der Projektpartner Alpenländische Gemeinnützige Wohnbau GmbH. Das vorliegende Kapitel dient der Beschreibung der Siedlung. Anschließend folgt eine Erläuterung zur Erhebung des Referenzgebäudes in GEQ und deren unmittelbarer Modellaufbau in IDA ICE.

3.1 Beschreibung

Die Gebäudetypen in Abbildung 11 zeigen kleine und mittlere Mehrfamilienhäuser, die repräsentativ für große Teile des Bestandes im nicht-großstädtischen Österreich, energetisch fast im Originalzustand und ausschließlich über Einzelöfen (Gas, Holz, Öl) beheizt werden. Da die Siedlung zu niedrigen Mieten an einkommensschwache Haushalte vermietet wird, ist die gleichrangige Optimierung von Klimaschutz und Wirtschaftlichkeit essentiell.

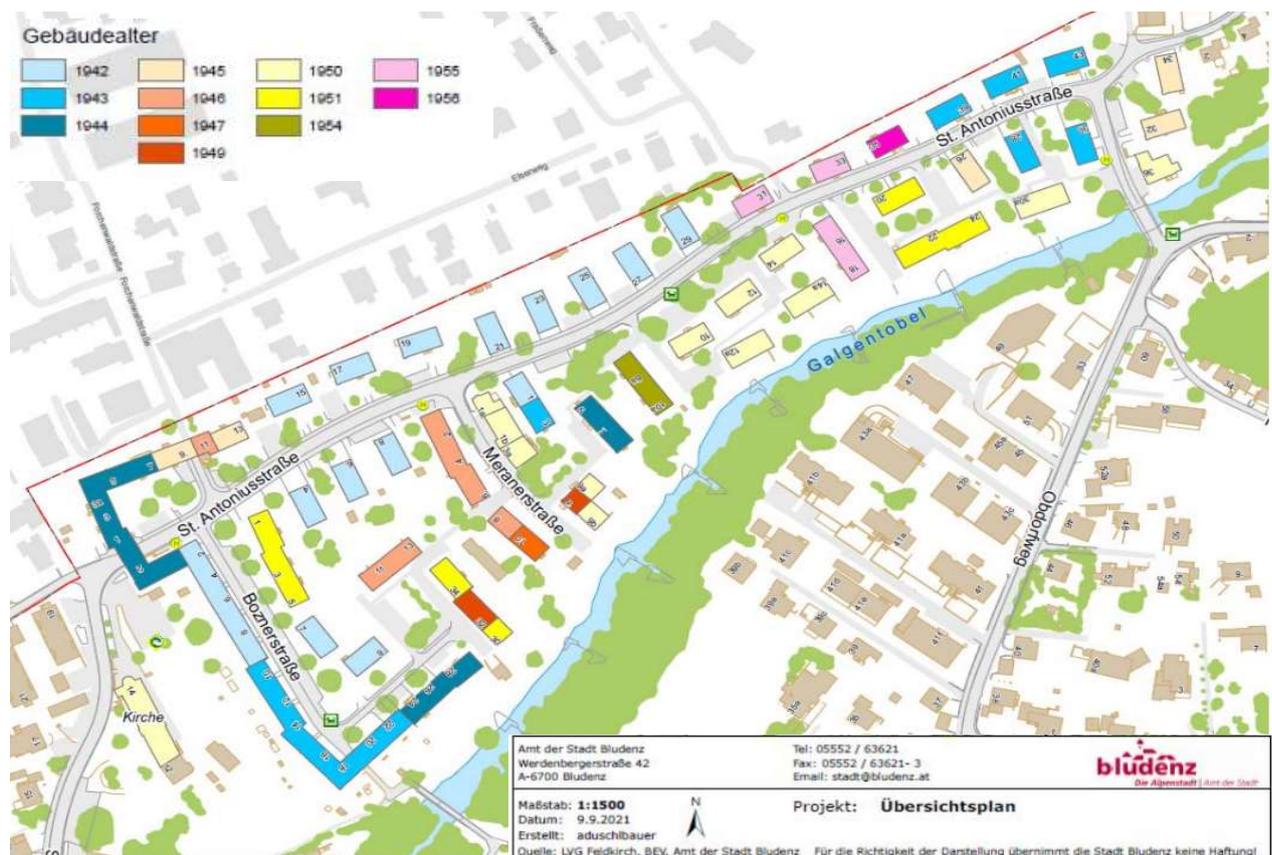


Abbildung 11: Lageplan Südtirol - Siedlung Bludenz (Quelle: Amt d. Stadt Bludenz)

Etwa 50% der Wohnungen wurden in den vergangenen 15 Jahren instandgesetzt (Bäder, Elektroinstallationen, Wasser und Abwasser...). Maßnahmen an der Gebäudehülle wurden mit Ausnahmen einzelner Reparaturen von Dachdeckungen nicht durchgeführt. Die durchschnittlichen Instandsetzungskosten lagen in den vergangenen Jahren bei ca. 800 EUR/m² Wohnnutzfläche (WNF). Alle Gebäude sind noch im Originalzustand und in Massivbauweise erbaut worden. Die gesamte Siedlung wurde in einer einfachen Bauweise (Außenwände 38 cm Vollziegel, statisch knapp bemessene Sparrendächer) errichtet, ohne jegliche thermische Isolierung. Die Gebäude aus den 40er Jahren wurden mit Holzdecken und Treppenhäusern in Holz ausgeführt, die in den 50er und 60er Jahren errichteten Gebäude mit Decken und Treppenhäusern aus STB. Abgesehen von den doppelt verglasten Fenstern, die 1982 erneuert wurden, befindet sich die Siedlung im energetischen Originalzustand. Aus Tabelle 2 ist ersichtlich, dass die Wohnungen ohne Wärmeversorgungssystem vermietet werden. Etwa 1/3 der Gebäude verfügt über einen Gasanschluss. Der Beheizung der übrigen Gebäude erfolgt individuell und sehr heterogen mit veralteten, oft von Mietern selbst gewählten Systemen.

Tabelle 2: aktueller Energieträgermix Südtirol Siedlung Bludenz

Anzahl Wohneinheiten	Energieträger Heizung und Warmwasser
12	Gas
35	Öl
48	Strom (Radiatoren + E-Boiler)
1	Strom (Infrarot + E-Boiler)
173	Feste Brennstoffe (meist Stückholz, vereinzelt Pellets)
3	Kohle
3	Gas und feste Brennstoffe
76	Feste Brennstoffe und Strom
9	Feste Brennstoffe und Öl
14	Öl und Strom
12	Feste Brennstoffe und Infrarot
8	Leerstand, derzeit nur Notbeheizung im Winter
2	Geschäft, Status Heizung unklar
1	Büro und Lager – Alpenländisch genutzt, nur temporär el. Beheizt

Aufgrund der Beheizung mit Einzelöfen liegen der Alpenländischen Gemeinnützigen Wohnbau GmbH keine abgerechneten Energieverbrauchsdaten vor. Daher wurde für diese Arbeit ein für die Siedlungsstruktur repräsentatives Referenzgebäude ausgewählt. Sichergestellt wurde zudem, dass das Gebäude möglichst dem Alter entspricht, an dem die meisten Südtiroler Siedlungen errichtet und keine größeren Renovierungen stattgefunden haben. Auch die Heizlast des Gebäudes soll möglichst die realen Kennwerte der Siedlung widerspiegeln. In Abbildung 12 Tabelle 12 ist das Gebäude abgebildet das im Rahmen dieser Arbeit näher untersucht werden soll.



Abbildung 12: Westansicht Haus 12a in der Südtirol Siedlung (Foto: Manuel Neuer, 21.01.2022)

3.2 Referenzgebäude

Die wichtigsten allgemeinen Daten zum Bestandsgebäude und zum Projektstandort sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst. Diese Werte sind wichtig bei der Einarbeitung des Baus in die Simulationsumgebungen GEQ und IDA ICE.

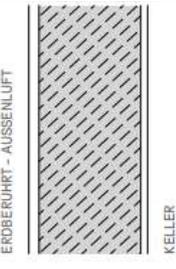
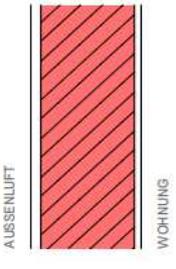
Tabelle 3: Allgemeine Daten zum Bestandsgebäude

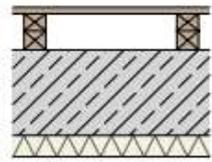
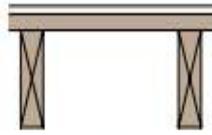
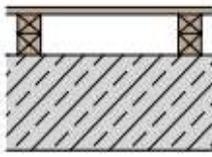
Bezeichnung	SüdSan – Haus 12a	
Nutzungsprofil	Wohngebäude mit zehn und mehr Einheiten	
Baujahr	1952	
PLZ/Ort	6700 Bludenz	
Straße	St. Antoniusstraße 12a	
Seehöhe	570	m
Brutto – Grundfläche (BGF)	745	m ²
Brutto – Volumen (VB)	2019	m ³
Gebäude – Hüllfläche (A)	1018	m ²
Kompaktheit (A/V)	0,50	1/m
Heiztage	365	D
Anzahl Wohneinheiten	10	
Geschosse	KG, EG, OG1, OG2, DG	
Breitengrad	47.16	°
Längengrad	9.81	°
Höhenlage	570	m
Charakteristische Länge (IC)	1,98	m
Norm-Außentemperatur	-13,6	°C
Soll-Innentemperatur	22,0	°C
Bauweise	mittelschwer	

Bei der Begehung der Siedlung und unter Bauphysikalischen Fachexperten wurden vom Gebäude die wichtigsten Kenngrößen (Wandstärken, U-Werte, Wohnnutzfläche, Materialien) ermittelt und im weiteren Verlauf dieser Masterarbeit im EAW herangezogen. Das Haus 12a ist in Massivbauweise ausgeführt und bietet auf drei Geschossen und einer gesamten Bezugsfläche von 745 m² Platz für 10 Wohneinheiten. Hangseitig und mit einer Ausrichtung von ca. 30° nordöstlicher Orientierung, liegt das Wohnhaus direkt im Zentrum der Siedlung. Die untersten Kellergeschosswände (UG) wurden in Stampfbeton ausgeführt. Diese sind noch in relativ gutem Zustand. Stellenweise treten Feuchtigkeits- und Schimmelspuren auf, vermutlich durch eindringendes Oberflächenwasser. Sowohl der erdberührte Boden als auch die Kellerdecke wurden in Stahlbeton ausgeführt und weisen einen U-Wert von 1,10 – 1,30 W/m²K auf. In Bezug auf die thermische Isolierung wurde die Kellerdecke an manchen Stellen noch zusätzlich mit einer expandierten Polystyrol Dämmung (EPS) versehen. Alle vier Außenwandelemente wurden beidseitig verputzt. Die Normformatziegel besitzen eine Gesamtstärke von 33 cm und einen mittleren U-Wert von 1,60 W/m²K. Die gesamte Bodenplatte des Gebäudes wurde ohne extrudierte Polystyrol Dämmung (XPS) ausgeführt und weist daher keine thermische Abgrenzung zum Erdreich auf. Die Fenster als auch die transparenten Flächen, wurden in den 80iger Jahren einer Sanierung (IV 68 Holzrahmen mit luftgefüllter zweifach Isolierverglasung – U-Wert: 2.50 W/m²K) unterzogen. Die Zwischendecken beinhalten eine 20 cm Stahlbetondeckung, die entweder mit Estrich oder Riemenboden versehen ist, was beim Energiebedarf des Gebäudes nach außen allerdings keine wesentliche Rolle spielt. Die Dachausführung als Sparrendach mit 40° Neigung beinhaltet eine Ziegeleindeckung ohne Unterdach, aber mit Styropordämmung. Die Abdeckung erfolgte als Steildach mit U-Werten von 0,70 - 1,00 W/m²K. Für eine bessere Übersicht sind die Bestandsaufbauten noch in der nachgeführten

Tabelle 4 abgebildet. Die Bauteile wurden bei einer Vorort-Untersuchung zusammen mit Planungsbeteiligten (Bauphysik, Statik und Bausachverständigen) gesichtet und überprüft.

Tabelle 4: Darstellung der Bauteile und deren U-Werte im Bestand

<p>Außenwand Stampfbeton:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 3 cm – Außenputz • 30 cm – Stampfbeton • 2 cm – Innenputz <p>U-Wert ca. 1,10 W/m²K</p>	
<p>Außenwand Ziegelmauerwerk</p> <ul style="list-style-type: none"> • 3 cm - Außenputz • 28 cm - NF-Massivziegel (stärke variiert) • 2 cm – Innenputz <p>U-Wert ca. 1,60 W/m²K</p>	

<p>Decke Kellergeschoss KG – Wohnung</p> <ul style="list-style-type: none"> • 9 cm – Riemenboden • 20 cm – Stahlbeton • 5 cm – teilweise Dämmung EPS <p>U-Wert von 1,10 – 1,30 W/m²K</p>	<p>WOHNUNG</p>  <p>KELLER</p>
<p>Dach – Dachraum</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1.5 cm – Biberschwanzziegel • 3 cm – Dachlattung • 5 cm - Steinwolle (28 kg/m³) • 16 cm – Sparren 5*16cm, Abstand 70 cm <p>U-Werten von 0,70 - 1,00 W/m²K</p>	<p>AUSSENLUFT</p>  <p>DACHRAUM</p>
<p>Geschossdecke Wohnung - Trenndecke</p> <ul style="list-style-type: none"> • 9 cm – Riemenboden • 20 cm – Stahlbeton <p>U-Werten von 1,2 - 1,5 W/m²K</p>	<p>WOHNUNG</p>  <p>WOHNUNG</p>

Die Hauptnutzungsflächen des Gebäudes bilden in erster Linie die 10 Wohneinheiten. Die Kellerabteile als auch die Waschküche werden nicht beheizt und zählen daher nicht direkt zum spezifischen Heizenergiebedarf des Gebäudes. Die Haustechnik des Gebäudes ist recht simple gehalten. Der Luftaustausch des Objektes erfolgt ausschließlich über die Fenster mittels natürlicher Be- und Entlüftung. Im gesamten Komplex gibt es kein zentrales Heiz- und Warmwassersystem: Jede Wohneinheit besitzt für das Warmwasser einen eigenen elektrischen Boiler. Die Wärmebereitstellung erfolgt ausschließlich über dezentrale Einzelöfen, bei denen die Schadstoffe über Kamine abgeleitet werden. Anhand der Bestandserhebung wird der Energiebedarf des Gebäudes mittels EAW abgeschätzt, da keine nennenswerten Daten vorhanden sind. Diese Erhebung des Ist-Bestandes ist wichtig, um grob den Energieverbrauch der Siedlungen widerzuspiegeln. Damit mit computergesteuerter Gebäudesimulationssoftware IDA ICE, mögliche thermische Sanierungsschritte und deren Ertragsvergleiche von einer herkömmlichen Dach-PV zur FIPV rückführend betrachten und erhoben werden kann. Zusätzlich können schnellere Implementierungen und Parametrisierungen beim Gebäude von Bestands- auf Niedrigenergiehausniveau vorgenommen und realitätsgetreu untersucht werden.

3.2.1 Energiekennzahlenermittlung - Bestandsgebäude

Die Berechnung erfolgt gemäß den technischen Ausführungsbestimmungen laut Bautechnikverordnung Vorarlberg (BTV). Der Abgleich der Seehöhe für das Gebäude wurde mittels ÖNORM B 8110-2 ≤ 750 m erhoben. Alle weiteren relevanten Informationen zum Gebäude wie Grundrisse und Ansichten befinden sich im Anhang

A1. Die Aufbauten sind in

Tabelle 4 vermerkt. Bei der Berechnungen des Gebäudes wurden bestimmte Annahmen getroffen, da die verwendete Software das Objekt in Relation zu seinem Standort berechnet: Die Temperaturen für den Innenbereich wurden mit 20°C angenommen und die Norm Außentemperatur beträgt laut GEQ - 13.6°C für den Standort Bludenz. Um die Beurteilung der Energieverbrauchsergebnisse von GEQ mit denen vom IDA ICE-Modell abgleichen zu können, ist es notwendig, die folgenden Begrifflichkeiten der verwendeten ÖNORMEN zu kennen:

ÖNORM

Heizwärmebedarf

Ist jene Wärmemenge, die zugeführt werden muss um die konditionierten Räume auf deren vorgegebener Solltemperatur zu halten. Die Berechnung des monatlichen Heizwärmebedarfes erfolgt laut ÖNORM B 8110-6 mit folgender Formel:

$$Q_{h,j,sk} = (Q_{l,j} - \eta_{h,j} * Q_{g,j}) * \frac{HT_j}{MT_j} \quad (3)$$

wobei:

- $Q_{h,j,sk}$ - monatlicher Heizwärmebedarf mit Standortklimabedingungen [kWh/m²a]
- $Q_{l,j}$ - Wärmeverluste im jeweiligen Monat in [kWh/m]
- $\eta_{h,j}$ - Ausnutzungsgrad für Wärmegewinnung im Heizfall pro Monat
- $Q_{g,j}$ - ges. Wärmegewinnung pro Monat
- HT_j - Heizgradtage im Monat in d
- MT_j - Tage im Monat in d [47]

Warmwasserwärmebedarf

Ist jene Wärmemenge, die für die Erzeugung des Warmwassers benötigt wird, ohne die Anlagentechnik und deren Wärmeverluste einzubeziehen. Die Berechnung des Warmwasserbedarfes erfolgt laut ÖNORM H 5056 mittels folgender Formel:

$$Q_{tw} = 0,001 * wwwb * BGF * d_{nutz} \quad (4)$$

wobei:

- Q_{tw} - monatlicher Warmwasserbedarf in [kWh/m]
- $wwwb$ - spezifischer täglicher Warmwasserbedarf, in [Wh / (m² d)]
- BGF - konditionierte Bruttogrundfläche in [m²]
- d_{Nutz} - monatliche Nutzungsgradtage in [d/m] [48]

Endenergiebedarf

Jene Energiemenge die für die Deckung des Heizwärmebedarfes, den Warmwasserwärmebedarf als auch die Beleuchtung, Belüftung und Kühlung im Gebäude verantwortlich ist und gilt als Systemgrenze

für das Gebäude nach außen. Weiteres werden hier Wärmeverluste von Speicherung, Erzeugung, Abgabe und Aufteilung berücksichtigt [49].

Haushaltsstrombedarf

Ist der durchschnittliche spezifische Stromverbrauch in österreichischen Haushalten und laut ÖNORM H 5050 liegt dieser bei 16,425 kWh/m² [49].

3.2.2 Ergebnis EAW - Bestandsgebäude

Die Energieausweisberechnung des Bestandsgebäudes wurde mit dem oben genannten Programm GEQ [16] und den dazugehörigen Gebäudedaten aus Tabelle 3 und 4 nach den Richtlinien gem. OIB 6 [50] vereinfacht berechnet. Die Ergebnisse sind in Tabelle 5 für das repräsentative unsanierte Bestandsgebäude dargestellt. Hier muss erwähnt werden, dass sich die EAW-Verbrauchsprognoseberechnungen ausschließlich auf die inneren Systemgrenzen des Hauses beziehen. Die Bestandsberechnung dient der Justierung der möglichen Sanierungsvariante unter Einhaltung der Mindestanforderungen nach BTV. Die energetisch-wirtschaftliche PV-Optimierung des Gebäudes erfolgt nicht anhand der GEQ Berechnungen, sondern durch IDA ICE. Dafür waren drei Gründe ausschlaggebend:

- Die Validierbarkeit und die hohe zeitliche Auflösung bei den Rechenverfahren - z.B.: Stundenwerte
- die Randbedingungen können frei gewählt werden
- Die Energiebedarfsberechnungen mit IDA ICE sind kompatibel über Excel abrufbar und können automatisiert in Arbeitsmappen für weitere Auswertungen herangezogen werden

Gerechnet wurde im Rahmen dieser Arbeit vereinfacht mit Fensterlüftung und den entsprechenden Lüftungsverlusten. Das Ergebnis zeigt, dass der errechnete Heizwärmebedarf bei 197,40 kWh/(m²a) liegt und somit das Gebäude einen sehr schlechten energetischen Zustand aufweist. Vergleich mit Abbildung 1 in Kapitel 1.3.

Tabelle 5: Energiekennwerte bei der Bestandsberechnung mit GEQ

BESTAND - EAW	
<i>HWB_{Ref,SK} - Heizwärmebedarf (Standortklima)</i>	197,40 kWh/(m ² a)
<i>PEB_{SK} Primärenergiebedarf</i>	476,30 kWh/(m ² a)
<i>CO_{2eq} Ges. äquivalente Kohlendioxide- missionen (Treibhausgase)</i>	116,60, kg/(m ² a)
<i>f_{GEE} Gesamtenergieeffizienz-Faktor</i>	3,09

3.3 Instandsetzung (Sanierung)

Ohne nennenswerte Energiereduktion des Gebäudes, ist eine ökologische und ökonomische PV-Umsetzung nicht zu realisieren. Komplettsanierungen sprengen jedoch oftmals schon das vorhandene Budget. Stattdessen werden Sanierungsmaßnahmen oft in Teilabschnitten verwirklicht. Maßnahmen sollten daher getrennt nach Gebäudehülle und Anlagentechnik eingeordnet werden, um auch bei kleinem Budget Einsparungen zu erzielen.

Betrachtung Gebäudehülle

Es ist zwingend notwendig das repräsentative Gebäude einer gesamten energetischen Sanierung zu unterziehen. Bei Sanierungen ist es wichtig nicht nur einzelne Bauteile zu betrachten, sondern das Gebäude als ganzheitliches System zu identifizieren [51]. Bauschäden und Schimmelbildungen sind oft Risiken bei Einzelbetrachtung von Renovierungsmaßnahmen am Gebäude. Daher ist eine kombinierte Sanierung von thermischer Gebäudehülle und Anlagentechnik entscheidend, um den Energiebedarf des Gebäudes von Grund auf zu senken. Wird beispielsweise nur die Außenwand gedämmt und ältere Fenster mit einem schlechten U-Wert beibehalten, kann dies schnell im Bereich der Aufliegefläche zu Kondensation führen. Aufgrund von unterschiedlichen Wärmedurchgangskoeffizienten, sollten daher im sanierten Fall, die U-Werte von Bauteilen (Fenster, Wände) nicht stark voneinander abweichen. Auch die Aufbringung einer zusätzlichen Dämmung an bestehenden feuchten Wänden, birgt die Gefahr der Schimmelbildung und steigert die Dämmverlusteigenschaften umliegender Bauteile. Feuchteempfindliche Teile sollten daher im Vorfeld getrocknet und einer Sicht-Prüfung unterliegen. Werden aus Kostengründen lediglich einzelne Bauteilsanierungen in Betracht gezogen und realisiert, muss nachträglich die Heizungsanlage hydraulisch auf den geringen Bedarf angepasst werden, um einen unwirtschaftlichen Betrieb zu verhindern [52].

Betrachtung – Anlagentechnik

Ältere Anlagentechnologien sind aufgrund zu hoher Heizlast und hoher Vorlauftemperaturen oft unwirtschaftlich. Es gilt also zu prüfen, ob das neue hocheffiziente Heizsystem den Energieverbrauch signifikant senkt und damit wirtschaftlicher ist, als reine Dämmmaßnahmen an der Hülle. Bei einem Anlagentausch müssen in zweiter Instanz die Verteilrohre gesondert betrachtet werden. Denn für neue Heizungsanlagen sind sie meist nicht geeignet, da die zu erwartende Lebensdauer nicht mehr ausreicht oder die Rohre gegebenenfalls überdimensioniert sind. In dieser Arbeit wurde dies jedoch nicht berücksichtigt. In jedem Fall ist es folgerichtig erneuerbare Energien zu nutzen. Die Nutzung alternativer Energiequellen zur Bereitstellung von Wärme kann den Energiebedarf, aber auch laufende Betriebskosten senken, wie es herkömmliche fossile Systeme oft nicht können. Darüber hinaus wirken sich regenerative Energiegewinnungsformen aufgrund ihrer CO₂-Neutralität positiv auf die Umwelt aus. Nachteil sind die hohen Investitionskosten, die oft durch erhebliche Einsparungen im Nachhinein subventioniert werden können. Die Auslegung von Anlagentechnologien orientieren sich in erster Linie an den Anforderungen der Raumheizung. Bei Bauten mit guten thermischen Hülleigenschaften ist ein Heizungstausch eher fokussieren. Infolgedessen sind Veränderungen am Heizkreis besser nach dem Bedarf der sanierten Gebäudehülle vorzunehmen [51,52].

3.3.1 Energiekennzahlenermittlung - Sanierungsgebäude

Dynamische Gebäude und Anlagensimulation

Gebäudesimulationen wie IDA ICE, bieten viele Vorteile bei der Berechnung des Heizenergiebedarfes, sowie zur detaillierten Darstellung der Energieflüsse im Gebäude aber auch zur Abschätzung solarer Ertragsgewinne. Unter anderem können standortspezifische Klimadatenätze herangezogen werden, um die Wärmeübertragung durch Bauteile besser abzubilden. Weiteres besteht die Möglichkeit zur Differenzierung von Berechnungsvorgängen, die in einzelne Zonen oder als gesamtes Modell betrachtet abgebildet werden können. Eingesetzt wurde in dieser Masterarbeit die Software IDA Indoor Climate und Energy 4.9.9 der Schwedischen EQUA Simulation AB [18]. In den dynamischen Gebäude- und Anlagensimulationen können die Energieflüsse in Gebäuden zeitlich hochaufgelöst abgebildet werden. Durch die genaue Illustration des Gebäudes, seiner Umgebung und der eingesetzten Anlagentechnik werden Ergebnisse erzielt, die dem tatsächlichen Gebäudebetrieb (Behaglichkeitsparameter, Anlagenverhalten, Wärmeströme, Energieverbrauch...) sehr nahekommen. Grundlagen für eine hohe Genauigkeit bilden die Visualisierungen des Gebäudekomplexes und der Abgleich der Umgebung mittels aktuellen Klimadatenätzen, bei denen zusätzlich Verschattungsaspekte (Nachbargebäude, Topographien) eingefügt werden können.

Im Zuge der Auswertung des Bestandsenergieausweises wurde darauf geachtet, dass die sanierte Variante mindestens einen Heizwärmebedarf ($\text{HWB} \leq 50 \text{ kWh/m}^2\text{a}$) einhält und eine nachhaltige realisierbare Anlagentechnik aufweist. Die Parameter wurden so gewählt, dass die technischen Bauvorschriften eingehalten werden, und folglich eine kostenschonende Sanierungsvariante für den Altbestand generiert werden kann. In den Nachsimulationen wurden aktuelle Klimadaten für das Messjahr 2022 im Modell eingepflegt, die Personenzahlen je Wohneinheit eingegeben und die Raumlufttemperaturen nachgebildet. Die Anwesenheit der Bewohner wurde messtechnisch nicht erfasst, deshalb wurden die Benutzerprofile für MFH nach SIA 2024 (2015) [53] hinterlegt. Auch die Beleuchtung und Haushaltsgeräte wurden mittels dieser Norm ermittelt und mit Standardprofilen versehen. Eine eventuelle Nutzung eines Sonnenschutzes am Gebäude wurde nicht betrachtet. Weiteres gilt anzumerken das keine Komfortlüftung mit Wärmerückgewinnung (WRG) bilanziert wurde. Die Fensterlüftung wurde mittels theoretischer Lüftungsanlage nachgebildet und ein eher konservativer Luftwechsel angenommen. Diese Fensterlüftungsannahmen sollen eine gewisse „Fehlnutzung“ charakterisieren. Generell geht man davon aus, dass Gebäude schlecht belüftet werden. Das Anlagenmodell, welches in  dargestellt ist, wurde einer realen Haustechnikanlage nachempfunden, die Eigenschaften der Komponenten wie Wärmepumpe, Pufferspeicher und Pumpenanlage vordefiniert und in das Modell übernommen. Eine detaillierte Beschreibung und Konfigurierung erfolgt im Kapitel 3.3.2.

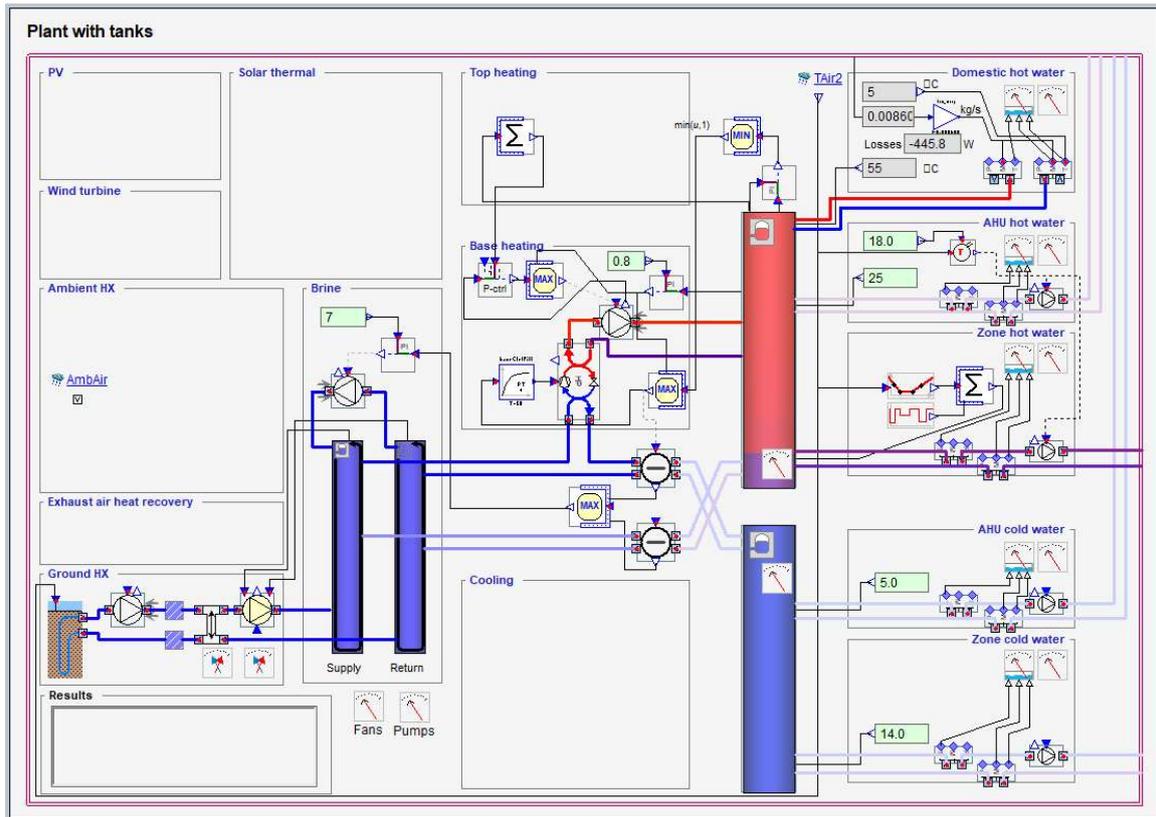
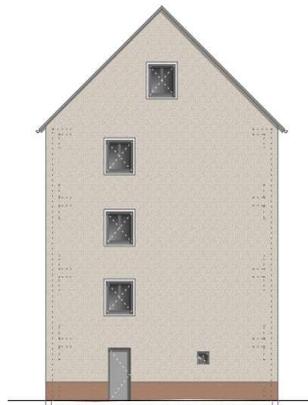
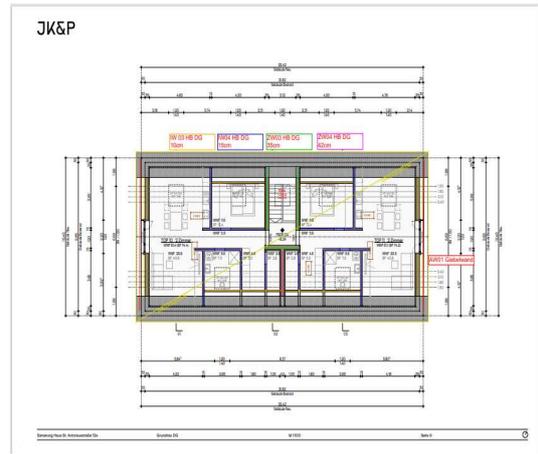
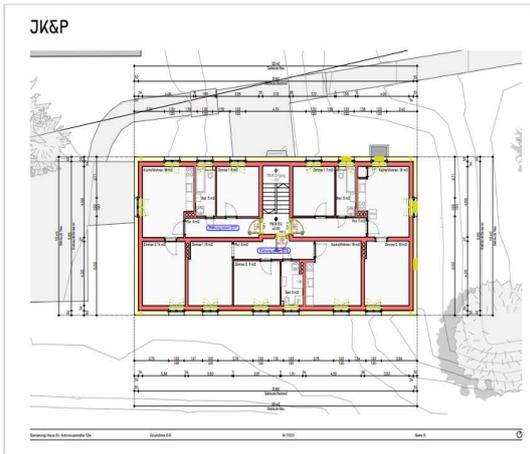
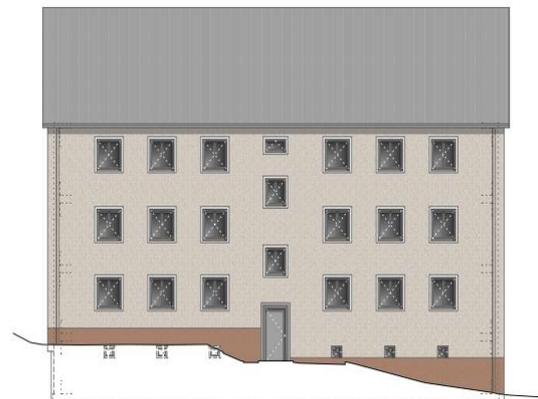


Abbildung 13: Anlagenmodell des Gebäudes in der Gebäude- und Anlagensimulationsumgebung IDA ICE.

Beginnend mit dem Gebäudekomplex erstellt man zuerst ein dreidimensionales Modell mit der Software Autodesk Revit (Version 2016) [54]. Dieser Schritt dient lediglich dazu, dass detailgetreue Architekturmodell vereinfacht als thermisches Zonenmodell mit sämtlichen Bauteilen und Maßen vorab abzugleichen, um die Implementierung in IDA ICE zu vereinfachen und möglichst schnell Änderungen vorzunehmen. Für die Ausgestaltung liegen aktualisierte Bestandspläne von Johannes Kaufmann und Partner GmbH zugrunde. Diese beinhalten sämtliche außen- und erdanliegenden opaken Flächen. Auch die Nachbildung von Innenwänden, Decken und Türen und deren zusätzliche Wärmekapazitäten wurden berücksichtigt, was laut Beltrami et. al. und dessen rein thermisch-energetischen Betrachtungsweise auch vereinfacht angenommen werden kann [55]. Dennoch wurde auf eine realgetreue Darstellung des Gebäudes und dessen unmittelbare Umgebung wertgelegt. Abbildung 14 zeigt den sanierten Gebäudekomplex, bestehend aus drei Stockwerken und einem Satteldach.



Ansicht Süd-West



Ansicht Nord-West

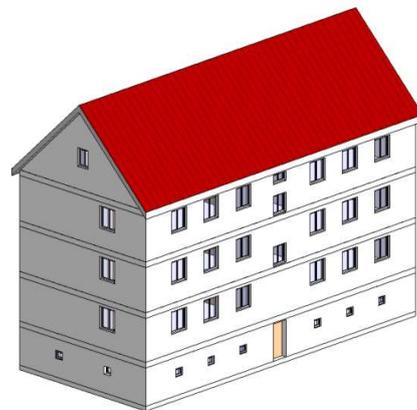
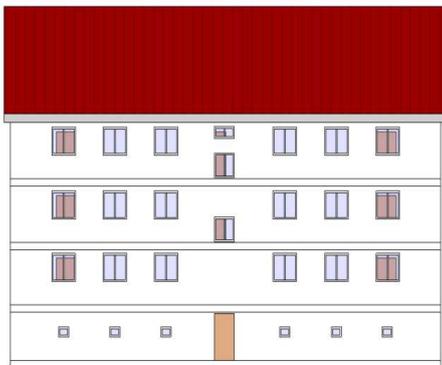


Abbildung 14: Grundrisspläne, Ansichten und 3D-Modell des sanierten Hauses

Die Plandarstellungen dienen hierbei nur als Verständnis für die Grundrissform des Gebäudes. Die Pläne und Schnitte sind im Anhang

A1 hinterlegt.

Zur Vereinfachung des Modells wurde der Treppenbereich der Regelgeschosse als einheitliche Zone definiert und führt vom Erdgeschoss (EG) bis in den Dachraum (DG). Die umliegenden Wohneinheiten wurden entsprechend der Größe getrennt zониert. Bei der Sanierungsvariante mit WDVS wurden sämtliche Außenwände mit einer Dämmschicht versehen und besitzen allesamt den selben Aufbau mit einer Stärke von 57 cm und einem U-Wert von $0,17 \text{ W/m}^2\text{k}$. Im Bezug auf die sanierte Bauweise, führt dies zu einer erhöhten Bruttogrundfläche von 883 m^2 . Die Anordnungen der Türen und Fenster in der geometrische Darstellung sind in Abbildung 15 und Abbildung 16 ersichtlich. Die schwarze Umrandung stellt die Gebäudehülle dar, während die Fenster in blau und die Türen mit gelber Farbe hinterlegt sind. Der Rote Bereich zeigt die Zonierung der ersten Wohnung im EG.

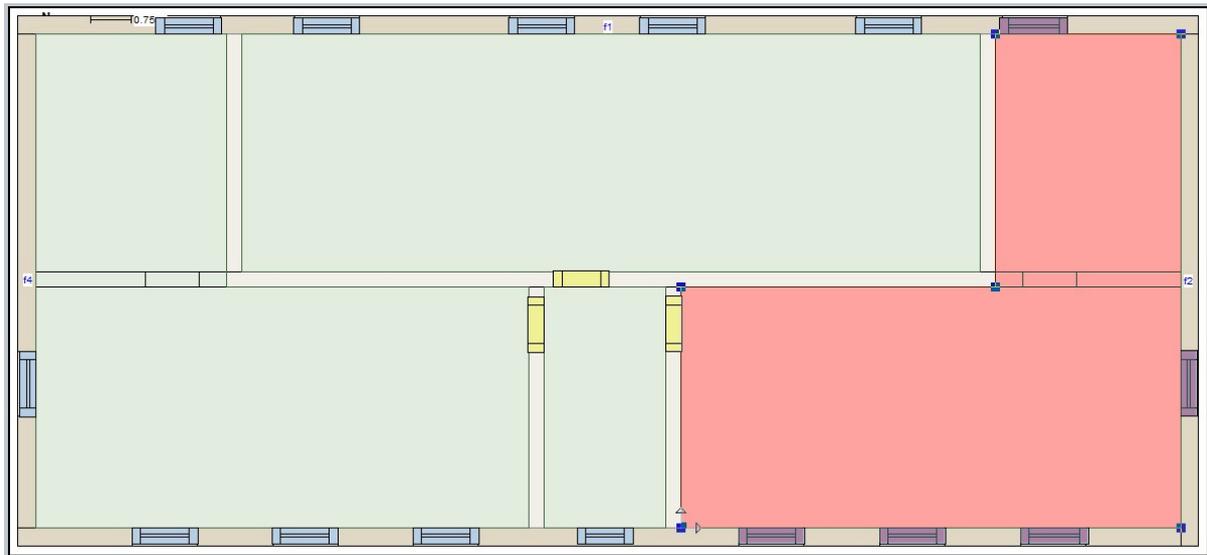


Abbildung 15: Geometrisches Grundrissmodell – Wohneinheit

Insgesamt sind mit Ausnahme des Dachgeschosses drei Wohneinheiten in jedem Regelgeschoss untergebracht. Beim unsanierten Gebäudefall war nur eine Wohneinheit im Dachbereich angeordnet, der Rest wurde als Kaltdach ausgebaut. Im Zuge der thermischen Sanierung wurde der ungenutzte Bereich als Wohnnutzfläche erweitert.

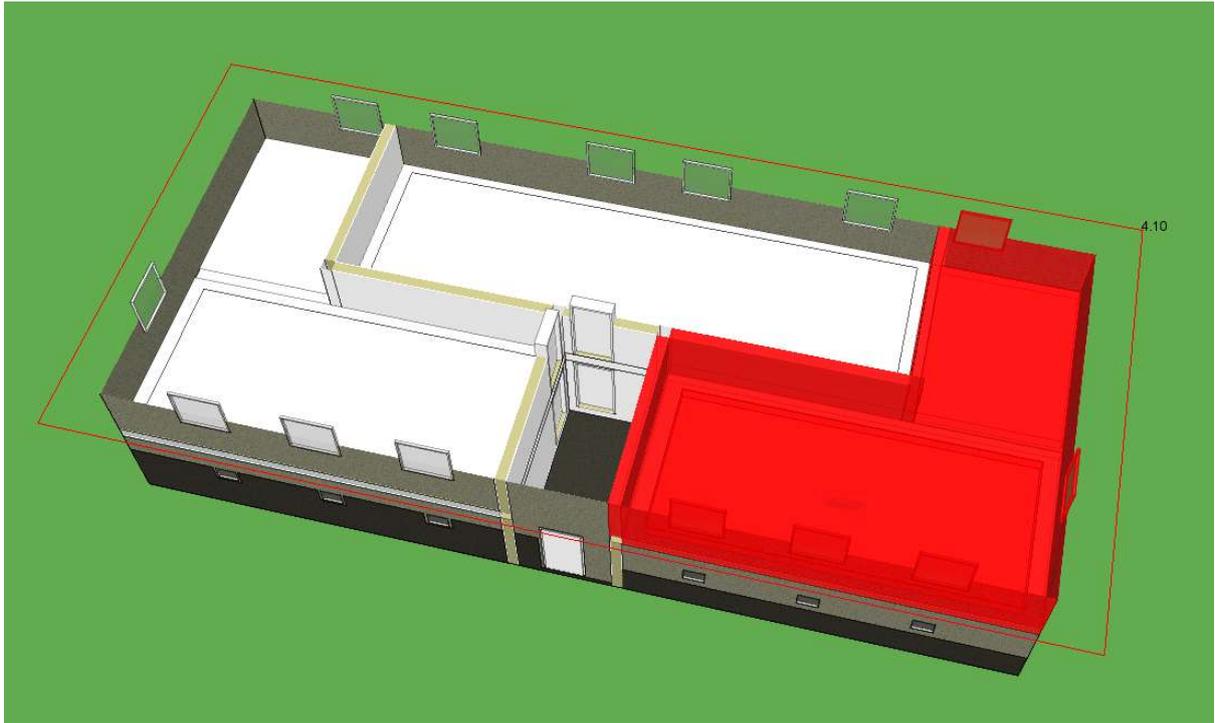


Abbildung 16: Simulationsmodell – Wohneinheit

3.3.2 Rahmenbedingungen für die Modellierung in IDA ICE

Interne Gewinne durch Nutzungsprofile

Interne Einflüsse verursachen durch die Zirkulation von Energie von im Raum platzierten Personen, Haushaltsgeräten und Beleuchtungszubehör eine Erwärmung der Luft im Raum und im Gebäude. Diese Auswirkungen beeinflussen die tatsächlichen Werte erheblich und müssen daher berücksichtigt werden. Die Datenbasis des betrachteten Bestandsgebäudes beinhaltet jedoch keine aussagekräftigen Werte um Nutzungsprofile einzelner Wohnungen zu erfassen und entsprechend Rückschlüsse auf das Verhalten der Nutzer zu generieren. Deshalb wird für diesen Fall die Norm des Schweizerischen Ingenieur- und Architektenvereins (SIA) herangezogen. Dabei handelt es sich um die nationalen Regeln der Raumnutzungsdaten für die Energie- und Gebäudetechnik [56]. Für das Gebäude werden die Datenblätter der Kategorie Mehrfamilienhaus (MFH) eingesetzt und für die 11 Wohnungen je nach Bedarf und Nutzung Profile angelegt. Abbildung 17 zeigt das hinterlegte Nutzungsprofil pro Tag und Wohnung. Der gesamte Betrachtungszeitraum entspricht einem Jahr und wird mit 17 Nutzungsstunden und 14 Volllaststunden pro Tag angenommen. Hier muss erwähnt werden, dass die Profilierung keine Differenzierung bei den Wochentagen berücksichtigt und daher für jeden Tag das gleiche Profil hinterlegt ist. Zudem zeigt die Darstellung, dass sieben Stunden des Tages keine Aktivität stattfindet und die wirksame Last meist am Morgen und am Abend benötigt wird, was der Realität nahe kommt.

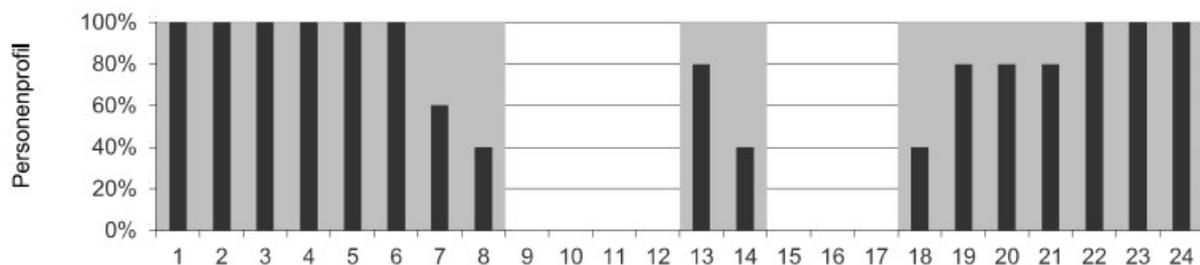


Abbildung 17: Personenprofil einer Wohneinheit [56]

Anschließend wurden für die elektrischen Verbraucher ebenfalls Lastprofile erstellt und die künstliche Beleuchtung in den Räumen definiert. Abbildung 18 präsentiert mit 6.1 Stunden die Volllaststunden der Geräte pro Tag. Die hohen Balkenwerte des Diagrammes zeigen morgens, mittags und abends einen erhöhten Energiebedarf. Die Leistung für die Geräte wurde mit $8,0 \text{ W/m}^2$ und die für die Raumbeleuchtung mit $2,7 \text{ W/m}^2$ hinterlegt.

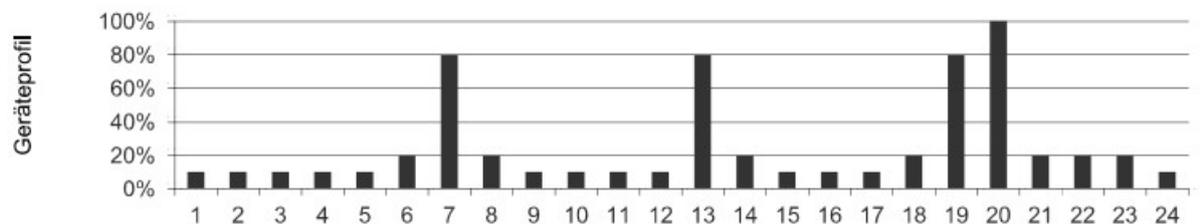


Abbildung 18: Geräteprofil einer Wohneinheit [56]

Bei der Beleuchtung wurden die Anteile aufgeteilt in Nutzungsstunden pro Tag und Nacht. Vier Stunden wurden nach SIA Norm für die Zeitspanne von 7:00 – 18:00 Uhr und drei Stunden von 18:00 – 7:00 Uhr festgelegt. Dabei wurde die Beleuchtungsstärke mit 50 lx definiert. (siehe Tabelle 6).

Tabelle 6: Nutzungsstunden der Beleuchtung

Wohnen MFH		Symbol	Einheit	Standardwert
Beleuchtungsstärke		E_{vm}	lx	50
Nutzungsstunden pro Tag	7-18 h	t_{ud}	h	4.0
Nutzungsstunden pro Nacht	18-7 h	t_{un}	h	3.0

Der tägliche Warmwasserverbrauch¹ von 35l für jede Wohneinheit, bezogen auf eine Person, bei konstanter Erwärmung des Boilers auf 60°C wurde geschätzt.

Wahl der Wärmepumpe

Bei Sanierungen bietet es sich an, nicht nur den Kessel oder einzelnen Komponenten eines Heizsystems zu tauschen, sondern auch den Energieträger zu wechseln. Im Altbestand wurde mit unterschiedlichen fossilen Brennstoffen das Gebäude beheizt, was zu einem erheblichen Energiebedarf führte. Um dem entgegenzuwirken, wurde beim Abgleich des modellierten Gebäudes darauf geachtet, ein Umweltfreundliches Heizsystem, zentral für alle Wohneinheiten einzusetzen. Die Wahl fiel auf eine erdgestützte Sonden-Wärmepumpe. Diese nutzt die mehr oder weniger unerschöpfliche Umweltwärme des Erdreiches. Die Funktionsweise ähnelt im Prinzip einem umgekehrten Kühlschrank: Der Nutzen liegt auf der warmen Seite. Bei Wärmepumpen wird mit Hilfe von Strom der Umwelt (Erde, Luft oder Wasser) Wärme entzogen und an den Innenraum abgegeben. Die Parametrisierung der Wärmepumpe in IDA ICE aber auch die dazugehörigen Sondentiefen erfolgen durch die Berechnung in Anhang A7. Ein gutes Wärmepumpengerät alleine ist noch keine effiziente Wärmepumpenanlage. Damit es die Vorteile nutzen kann, müssen einige zusätzliche Voraussetzungen erfüllt sein:

- Niedrigtemperaturheizungen (Wand- oder Fußbodenheizungen)
- geringer Heizwärmebedarf des Hauses
- Bevorzugt Erdreich- oder Grundwasserwärmequellen, um eine ganzjährige stabile Temperatur zu gewährleisten
- Gründliche Auswahl effizienter Rohre und Heizungspumpen
- Jahresarbeitszahlen von 3 bis 4

Unter den oben genannten Punkten kann die Wärmepumpe aus einer Kilowattstunde Strom der Umwelt bis zu drei Kilowattstunden Wärme für Heizung und Warmwasser entziehen. Daraus ergeben sich Jahresarbeitszahlen (JAZ) die >4 sein können, was im Umkehrschluss niedrige Betriebskosten und einen erheblichen Beitrag zum Umweltschutz bedeutet. Die JAZ spiegelt den realen Betrieb einer Wärmepumpe über das Jahr wieder. In der Arbeit wird jedoch eine Wärmepumpe simuliert und daher mit einem COP-Wert (Laborbedingungen) von vier gerechnet. Zudem wird jeder Wohneinheit eine Fußbodenheizung zugeordnet, um möglichst geringe Vorlauftemperaturen zu erreichen. Denn es gilt der Grundsatz, je niedriger die Temperaturen, desto höher die Dichte der Strahlungswärme, die zudem als sehr behaglich gilt.

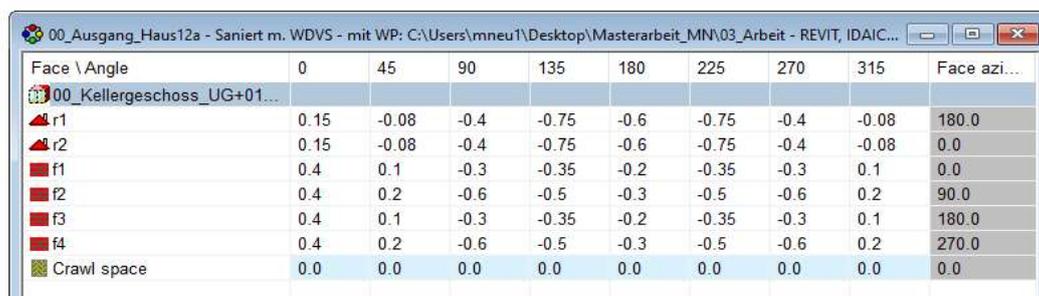
¹ Für das bessere Verständnis, sparsame Haushalte verbrauchen pro Person und Tag ca. 25l, der typische Durchschnittshaushalt liegt bei 30 – 40l. Zugänglich unter folgendem Link: [Wasserverbrauch im Singlehaushalt: Überblick & Kosten | Mein Klimaschutz \(mein-klimaschutz.de\)](http://www.mein-klimaschutz.de)

Lüftungsanlage

Moderne energieeffiziente Gebäude und modernisierte Bauten werden möglichst luftdicht ausgeführt. So kann die nötige Luftmenge, die für Komfort, Hygiene und Abfuhr von Feuchtigkeit sowie Schadstoffen dient, nicht ohne zusätzlichen Aufwand in das Gebäude gefördert bzw. abgeführt werden. Die Herstellung einer luftdichten Gebäudehülle ist dennoch eine der wichtigsten Aufgaben bei Sanierungen, nicht nur wegen der Energieeinsparung, sondern vor allem zum Schutz der Bausubstanz. Um den hygienischen Anforderungen gerecht zu werden benötigt eine vierköpfige Familie 2.500 m³ bis 3.000 m³ Frischluft pro Tag. Das bedeutet ein vollständiger Austausch der Raumluft alle zwei bis drei Stunden und entspricht einer Luftwechselrate von 0,3 bis 0,5-fachen pro Stunde [51].

Natürliche Luftzirkulationen in einem Modell abzubilden ist sehr komplex, da die Luftzirkulation von der Undichtheit der thermischen Hülle über Wärmebrücken bis zum Öffnungsverhalten der Nutzer abhängig ist. Einen konstanten Luftwechsel permanent sicherzustellen ohne dass zu viel oder zu wenig gelüftet wird, kann nur mit einer Komfortlüftungsanlage gewährleistet werden. Für die Modellierung wird dennoch von komplexen Lüftungskomponenten abgesehen und stattdessen ein vereinfachter Aufbau in IDA ICE gewählt. Mittels der SIA Norm und einer theoretischen Lüftungsanlage wird ein Grundluftwechsel des Gebäudes simuliert, ohne direkt das Öffnungsverhalten der Nutzer einzubeziehen. In den meisten Fällen wird ohnehin zu wenig gelüftet. Für den Wohnbau, wurde eine Luftwechselrate von ACH 0.3 gewählt. Die Luftdichtheit bezogen auf den sanierten Gebäudekomplex, wurde vorsichtshalber konservativ mit ACH 3 bei einer Druckdifferenz von 50 Pascal angelegt, da bei Sanierungen oft die kompakte Dichtheit schwer zu erreichen ist.

Bauteile wie Decken, Dächer und Wände, die luftdurchlässig sind, verursachen einen zusätzlichen Wärmeverlust. Dadurch verringert sich die Wohnqualität erheblich und die Folge ist Durchzug. Zudem ist Wasser in Form von Dampf als Luftfeuchtigkeit allgegenwärtig und zieht in die Zwischenräume der Bauteile, wenn diese undicht sind. Eine Durchfeuchtung ist das Ergebnis und im weiteren Sinne kann die Konstruktion Schaden (Schimmelbildung) nehmen. Dennoch darf die Luftdichtheit nicht mit der Dampfdichtheit von Bauelementen verwechselt werden. Thermische Elemente müssen sogar ohne weiteres dampfdurchlässig sein, allerdings muss auf die Anordnung der Baustoffe innerhalb eines Bauteils geachtet werden. Prinzipiell wandert Dampf aufgrund der Druckkoeffizienten und der Durchlässigkeit von Baustoffen immer von der Warmen zu kalten Seite. In Abbildung 19 wurden zudem externe Wind beeinflusste Infiltrationsraten berücksichtigt und die vordefinierten Werte „semi-exposed“ des Programmes für eine einheitliche quadratische Bauform sinngleich nachgestellt.



Face \ Angle	0	45	90	135	180	225	270	315	Face azi...
00_Kellergeschoss_UG+01...									
r1	0.15	-0.08	-0.4	-0.75	-0.6	-0.75	-0.4	-0.08	180.0
r2	0.15	-0.08	-0.4	-0.75	-0.6	-0.75	-0.4	-0.08	0.0
f1	0.4	0.1	-0.3	-0.35	-0.2	-0.35	-0.3	0.1	0.0
f2	0.4	0.2	-0.6	-0.5	-0.3	-0.5	-0.6	0.2	90.0
f3	0.4	0.1	-0.3	-0.35	-0.2	-0.35	-0.3	0.1	180.0
f4	0.4	0.2	-0.6	-0.5	-0.3	-0.5	-0.6	0.2	270.0
Crawl space	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

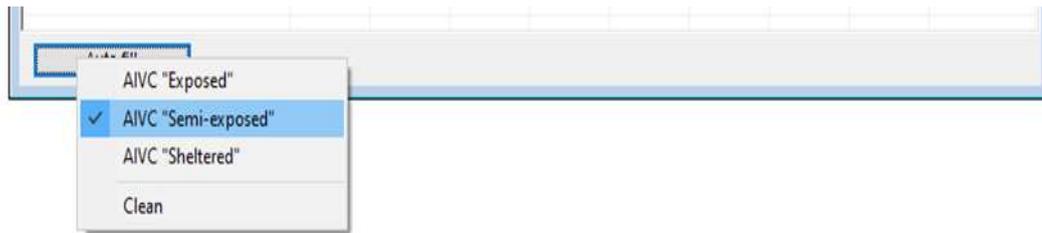


Abbildung 19: Annahme der externen Wind beeinflussten Infiltrationsraten

Wärmebrücken

Aus den U-Werten der Bauteile kann man nicht automatisch auf die Oberflächentemperatur an jeder Stelle des Raumes schließen. So sind die Außenkanten insbesondere die Ecken von Häusern „Brücken“, die die Wärme schneller ableiten. In solchen Bereichen ist die Temperaturen dahingehend geringer.



Abbildung 20: Wärmebrückenauslegung

Statische Erfordernisse verlangen dennoch den Einsatz von starken, meist wärmeleitenden Bauteilen wie z.B. Stahlbeton oder Ziegelwand. Um die gesonderten Stellen möglichst gut zu simulieren, wurden die in Abbildung 20 aufgelisteten Werte für eine verbesserte sanierte Bauweise gewählt. Die negativen Auswirkungen von Wärmebrücken auf Wohnkomfort und Energieverbrauch sind in vielen Fällen der Auslöser, sich mit Maßnahmen einer thermischen Gebäudesanierung und deren Wärmedämmung zu beschäftigen.

Türen, Fenster und Verglasung

Die Wahl der Verglasung erfolgt nach den Angaben des sanierten Gebäudes, aber auch mittels der Fenster-Datenbank der zu Verfügung gestellten GEQ-Software. Hier wurde darauf geachtet, dass die modifizierten Werte möglichst plausibel mit IDA ICE übereinstimmen. Für die Sanierung wurden Dreifachverglasungen mit ähnlichen Eigenschaften verwendet. Das Glas (U_g – Wert) wurde mit 0,60 W/m²K festgelegt. Der Gesamtenergiedurchlassgrad (g – Wert) beträgt 0.49, was bedeutet, dass 49 % der Strahlungsenergie in den Raum gelangen können. Der Rahmen des Fensters besteht aus Holz

mit einem U_w – Wert von $1.02 \text{ W/m}^2\text{K}$. Insgesamt besitzt das Gebäude 60 Fenster und zwei Außentüren. Bei den Holztüren wurden aufgrund der gleichen Eigenschaften ein Rahmen (U_w – Wert) von $0.8 \text{ W/m}^2\text{K}$ gewählt. Hier muss erwähnt werden, dass Wärme- und Schallschutzfunktionen nicht berücksichtigt worden sind, und sowohl für Innentüren, als auch Außentüren der gleiche Fenstertyp ausgewählt wurde. Die jeweilige Höhen und Breiten der Fenster und Türen sind in Tabelle 7 ersichtlich.

Tabelle 7: Anzahl der Fenster und Türen mit den jeweiligen Breiten und Höhen

	Anzahl Fenster	Breite [m]	Höhe [m]
KG	12	0,50	0,40
KG	1	1,20	0,40
EG	14	1,20	1,20
1.OG	14	1,20	1,20
1.OG	1	1.00	1.05
2.OG	14	1,20	1,20
2.OG	1	1.00	1.05
DG	3	0.80	1.00

	Anzahl Türen	Breite [m]	Höhe [m]
KG	5	1.00	2.00
EG	3	1.00	2.00
1.OG	3	1.00	2.00
2.OG	3	1.00	2.00
DG	3	1.00	2.00

Die Regelung von Türen- und Fensteröffnungen gestaltet sich bei simulierten, computergestützten Modellen als vergleichsweise schwierig. Die Erfassung hängt von vielen Faktoren, wie beispielsweise der Anwesenheit von Personen, dem Nutzerverhalten oder der Raumverwendung ab, und birgt eine gewisse Schwierigkeit bei der realen Darstellung. In der Arbeit wurde daher ein Öffnungszeitplan erstellt. Tatsächlich variieren die Öffnungsgrade von Türen tagsüber zwischen 0 und 1. In IDA ICE gibt es demzufolge einen Faktor von 0,5 für halb offene Türen. Untertags wurde daher von 8:00 – 19:00 Uhr die halb offene Variante herangezogen. In der Nacht bleiben die Eingangstüren zum Stiegenhaus geschlossen. Diese Regelung gilt jedoch nicht für Türen von Wohneinheiten, bei denen davon ausgegangen wird, dass sie konstant geschlossen sind. Die Öffnungsdarstellung der Eingangstüren wird in Abbildung 21 erfasst.

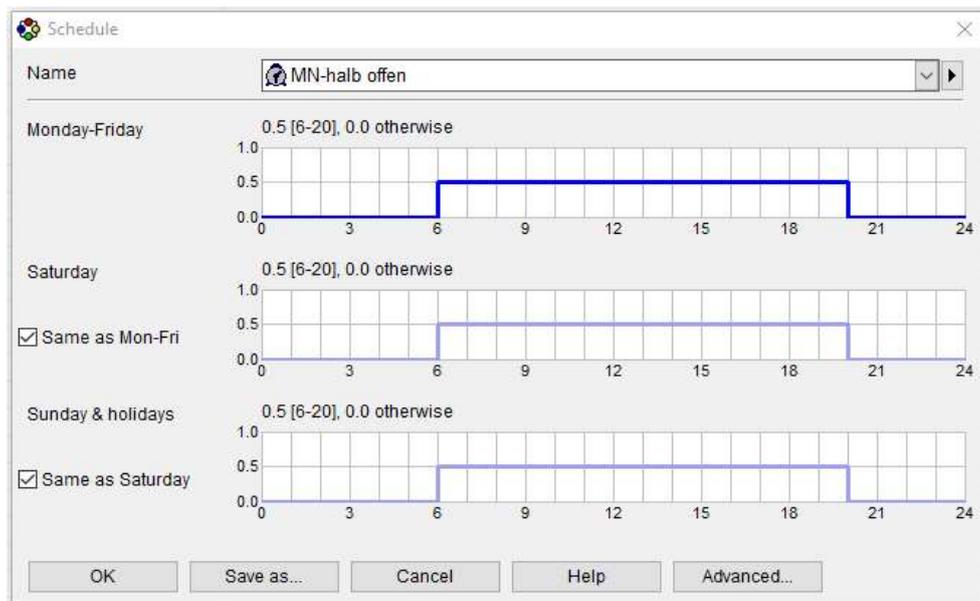


Abbildung 21: Öffnungszeiten der Haupteingangstüren

Kimadaten

Für die Modellierungsumgebung in ICA ICE wurden Zeitreihen von Wetter und Einstrahlungsdaten für das Jahr 2022 aus der Software Meteonorm verwendet. Diese wurden freundlicherweise für diese Arbeit zu Verfügung gestellt. Es wurden stündliche Strahlungs- und Wetterdaten für den Standort Bludenz aus Wetterstationen und Satellitenmessungen zusammengefasst. Der Klimadatensatz enthält neben meteorologischen Parametern folgende zusätzliche Einflussgrößen:

- Direktstrahlung kWh/m²
- Diffuse Strahlung kWh/m²
- Globalstrahlung kWh/m²
- Lufttemperatur °C
- Taupunkttemperatur °C
- Relative Luftfeuchtigkeit %

Lokale Verschattung aber auch Erhebungen rund um das Gebäude beeinflussen die globalen Strahlungswerte erheblich. Abbildung 22 zeigt für den Standort Bludenz, St. Antoniusstraße 12a aus dem Vogis Atlas, das generierte Sonnengangmodell mit Horizontaldarstellung. Die Grundlage hierfür bildet ein Laserscanning Höhenmodell aus dem Jahr 2021 [57]. Für den verwendeten Wetterdatensatz wurden aus der Software Meteonorm 8, die Vegetation als auch die umgebenden Gebäude horizontal integriert. Die Lage des Objektes wird mit 570 m über dem Meeresspiegel und mit den Koordinaten 47.16° N Lat. sowie 9.81° E Long., vergleicht Kapitel 3.2 festgelegt.

Sonnengang mit Horizontdarstellung

Abfragekoordinaten (EPSG:31254): -39147.03, 225349.63
Abfragehöhe (m): 642.1 (+2.0)
Abfragezeit: 30.9.2022, 18:26 Uhr (Sonnenaufgang 8:38 Uhr, Sonnenuntergang 17:22 Uhr)
Datengrundlage: Laserscanning Höhenmodell 2021 - geoland.at
Befliegungsjahr im Abfragepunkt: 2017

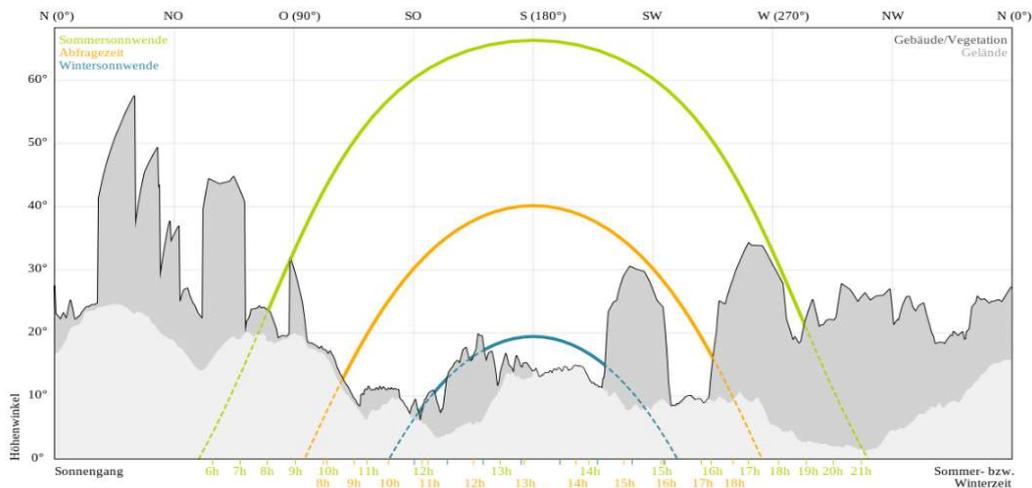


Abbildung 22: Sonnengang mit Horizontdarstellung für das Haus 12a

Damit reduziert sich eine weitere Integration von Verschattungsdaten in die lokale Ebene und folglich auch in die Simulationsumgebung des Modells, IDA ICE. Insofern beinhaltet der erzeugte Wetterdatensatz alle relevanten Verschattungseinflüsse für das Gebäude und im weiteren Schritt, für die Simulation der Variantenanalyse der Dach- und GIPV – Erträge.

3.3.3 Ergebnis EAW & IDA ICE - Sanierungsgebäude

In diesem Kapitel werden die Energieeinsparungen für das Mehrfamilienhaus mit den oben benannten zwei Programmen, dargestellt und verglichen (Tabelle 8). Um die Energieeffizienz und den Umweltwert eines Gebäudes zu bewerten, werden die Indikatoren Primärenergiebedarf (PEB) und CO₂-Emissionen herangezogen. Dies geschieht durch Multiplikation des Endenergiebedarfs je Energieträger mit seinem Konversionsfaktor². In den GEQ-Berechnungen sind diese normativ hinterlegt. Die IDA ICE Ergebniswerte wurden noch mit den relevanten Konversionsfaktoren der OIB - Richtlinie 6 (2019) [50] multipliziert, um die Werte des GEQ- mit dem IDA ICE Programm vergleichen zu können. Bei IDA ICE ist der Gesamtenergieeffizienz-Faktoren nicht vorhanden und wird nicht angegeben. Die Resultate beziehen sich auf den Energieverbrauch innerhalb des Hauses. Den höchsten Heizenergiebedarf weist mit 197,40 kWh/(m²*a) der unsanierte Gebäudebestand auf. Zum Vergleich liegt der Wert beim sanierten GEQ-Berechnungsverfahren bei 33,00 kWh/(m²a) und der modellierte Wert von IDA ICE bei 16,62 kWh/(m²a). Es zeigt sich, ohne thermische Verbesserungsmaßnahmen an der Gebäudehülle oder dem Austausch der technischen Anlage, ist eine Reduktion, bezogen auf den Energiebedarf eines Niedrigenergiehaus, nicht zu erreichen. Die Modellierung der sanierten Variante mittels WDVS und deren Erschließung von erneuerbaren Energiequellen für den Einsatz einer Wärmepumpe zur Wärmebereitstellung zeigt deutlich, wie effizient ein Mehrfamilienhaus seinen Energieverbrauch senken

² Konversionsfaktoren beschreiben die Umwandlung von Energie und dessen Verbrennungsprodukt CO₂

kann. Unter den Voraussetzungen der oben beschriebenen Parametrisierungen in IDA ICE, wird der Heizwärme- als auch der Primärenergiebedarf des Hauses um fast 85 bis 90 % reduziert.

Tabelle 8: Energiekennwerte der Sanierungsberechnung mit GEQ u. IDA ICE

	BESTAND - GEQ	SANIERUNG - GEQ	SANIERUNG – IDA ICE
$HWB_{Ref,SK}$ - Heizwärmebedarf (Standortklima)	197,40 kWh/(m ² a)	33,00 kWh/(m ² a)	16,62 kWh/(m ² a)
PEB_{SK} Primärenergiebedarf	476,30 kWh/(m ² a)	53,00 kWh/(m ² a)	51,70 kWh/(m ² a)
CO_{2eq} Ges. äquivalente Kohlendioxidemissionen (Treibhausgase)	116,60 kg/(m ² a)	7,06 kg/(m ² a)	7,20 kg/(m ² a)
f_{GEE} Gesamtenergieeffizienz-Faktor	3,09	0,52	---

Die Ergebnisse machen unmissverständlich klar, dass eine Sanierung bei Altbestandsgebäuden unbedingt notwendig ist, damit ein modernes, energieeffizientes Gebäude entsteht, welches einem neuen Haus um Nichts nachsteht, in vielen Fällen sogar noch einen Mehrwert generiert. Durch das Erreichen des Niedrigenergiehausstandards kann aufbauend die Modellierung der Ertragsanalyse der Dach- als auch der fassadenintegrierten Photovoltaik vorgenommen werden. Die Herabsetzung des Energiebedarfes des Gebäudes ist von entscheidender Bedeutung, damit die solaren Gewinne der Photovoltaik besser genutzt und zu einer Steigerung der Eigenverbrauchsquote führen. Die Autarkiegradsteigerung gibt den prozentualen Anteil des Stromverbrauchs an, der durch die Solaranlage versorgt wird. Die Steigerung der Autarkie ist entscheidend für eine ökonomische und ökologische Sichtweise in Bezug auf das Gebäude.

3.4 Aufbau Photovoltaikanalyse

Im nächsten Arbeitsschritt wird die Dach-PV und die FIPV modelliert und analysiert. Zuvor wurde die Sanierungsvariante mit WDVS festgelegt und auch die Haustechnik erneuert. Die dazugehörigen Energieeinsparungen sollen zeigen das eine Umsetzung durchaus wirtschaftlich möglich ist.

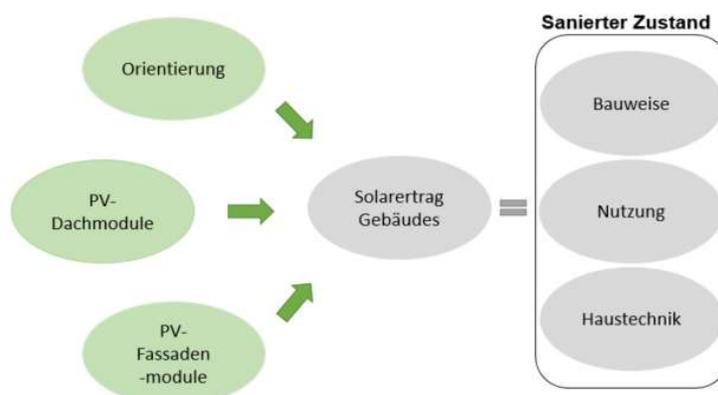


Abbildung 23: Variierende Parameter der Photovoltaikanalyse in IDA ICE (eigene Darstellung)

Der Einfluss des standortspezifischen Klimadatensatzes, als auch die unterschiedlichen Orientierungen des Gebäudekomplexes zur Sonne hin, werden als primäre Simulationsfaktoren festgelegt. Damit möglichst gut das Solarpotenzial von Dach und Fassade erfasst werden kann. Dementsprechend wurden die 10 untersuchten Varianten mit gleicher Sanierungsbauweise, Gebäudenutzung und standortspezifischen Daten durchgerechnet. Abbildung 23 zeigt in grün die variierenden Parameter während der Simulation.

3.4.1 Dachmodellierung

Für die Analyse der herkömmlichen Aufdach-PV stehen zwei jeweils gleich große Dachflächen mit 142.49 m² und einer Dachneigung von 40° zur Verfügung. Bei einer maximalen Belegung von 120 Modulen, ergibt die Dachflächenauslastung 81 %. Bei Dachanlagen ist die starre Fixierung der Module, die gebräuchlichste Gestaltungswahl. Wagner [23] verdeutlicht, dass die Dachneigung als auch Orientierung der Module einen erheblichen Einfluss auf die Jahresenergieerträge der PV-Anlage haben. Oft werden daher bei flach geneigten Dächern oder vertikalen Fassaden, Aufständern oder zur Sonne ausgerichtete Module empfohlen.

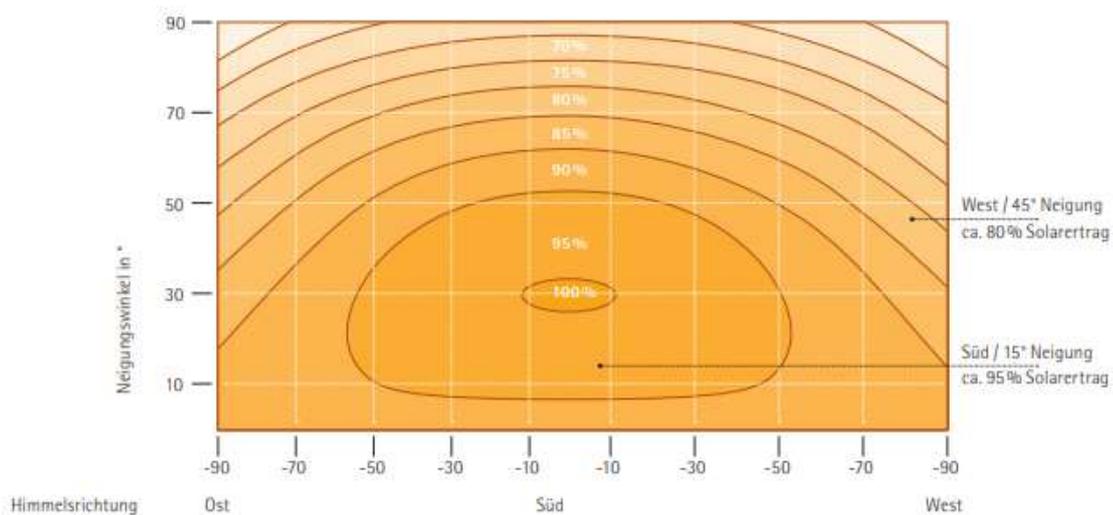


Abbildung 24: Einfluss Orientierung und Neigung auf den jährlichen Solarertrag [58]

Daraus entstehen jedoch Problematiken im Hinblick auf die Eigenverschattung der Module [23]. Abweichungen gegenüber der optimalen Ausrichtung, haben jedoch keinen signifikanten Einfluss auf die Systemleistung. Selbst Neigungswinkel von $\pm 10^\circ$ bis $\pm 15^\circ$ zeigen das südausgerichtete Module immer noch einen Wirkungsgradfaktor von 95 % aufweisen (siehe Abbildung 24).

Ein wesentlicher Faktor, der bei Solarerträgen eine Rolle spielt ist der diffuse und direkte Strahlungsanteil der Sonne. Dabei treffen Sonnenstrahlen geradlinig auf die Erde auf und werden als Direktstrahlung bezeichnet. Diffusstrahlung dagegen wird durch gestreutes Sonnenlicht verursacht und variiert aus allen Richtungen [23]. Betrachtet man die jährlichen Einstrahlungen in Europa, so zeigt sich das der diffuse Anteil der Strahlung durch trübe und wolkenreiche Tage erheblichen Einfluss auf die Stromproduktion nimmt. Abbildung 25 zeigt die Sonneneinstrahlung auf horizontale Flächen in Österreich.

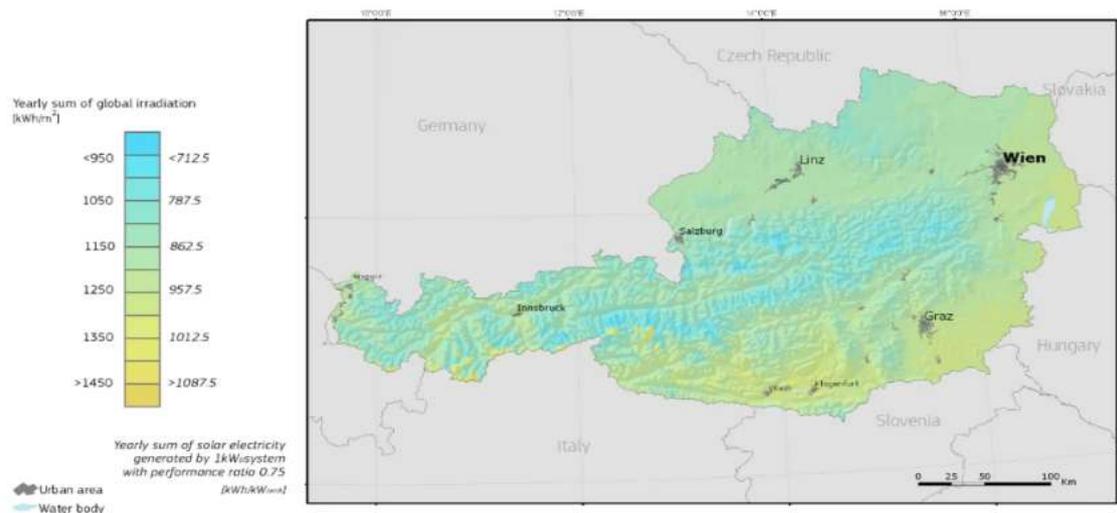


Abbildung 25: Globalstrahlung in Österreich auf horizontale Flächen [59]

Die Globalstrahlung weist im Süden von Österreich die höchsten Werte auf. Dabei liegt der Jahresmittelwert der Globalstrahlung in Vorarlberg bei etwa 1100 kWh/m². Mertens verdeutlicht das die Diffusstrahlung in Mitteleuropa einen höheren Strahlungsanteil von 54% ausmacht [8]. Somit liegt die Streustrahlung bei etwa 594 kWh/m² und der Anteil der Direktstrahlung bei 506 kWh/m². Würde man die Module der Sonne nachführen, könnte mehr Direktstrahlung genutzt werden. Wie bereits oben erläutert, überwiegt jedoch die Diffusstrahlung in Österreich. Aus diesem Grund wurde während der Arbeit auf eine optimale Nachführung einzelner Module verzichtet und jeweils die Gebäudeflächen mit den freistehenden Modulkapazitäten zur Sonne hin analysiert. Verbundene Kosten eines nachgeführten Systems sind sinngemäß nicht gerechtfertigt und werden wirtschaftlich nicht weiter untersucht. Die Gebäudedachneigung des typischen Siedlungsbaues zeigt, dass optimale Bedingungen für die Auslegung einer PV-Anlage herrschen. Auf eine Aufständigung kann zudem verzichtet werden und minimiert das Verschattungsproblem. Außerdem werden Solarzellen bei Regen gereinigt und mindern die Ineffizienzen bei Verschmutzung. Für die komplette Dachauslegung der Simulation wurden daher die Eckdaten des Gebäudedaches, die in Tabelle 9 ersichtlich sind verwendet.

Tabelle 9: Eckdaten der Dachfläche des Gebäudes

Größe	Wert	Einheit
Gebäudehöhe (Traufe)	8.82	[m]
Gebäudehöhe (First)	13.24	[m]
Länge des Daches	21.82	[m]
Breite einer Dachfläche	6.53	[m]
Dachneigung	40	[°]

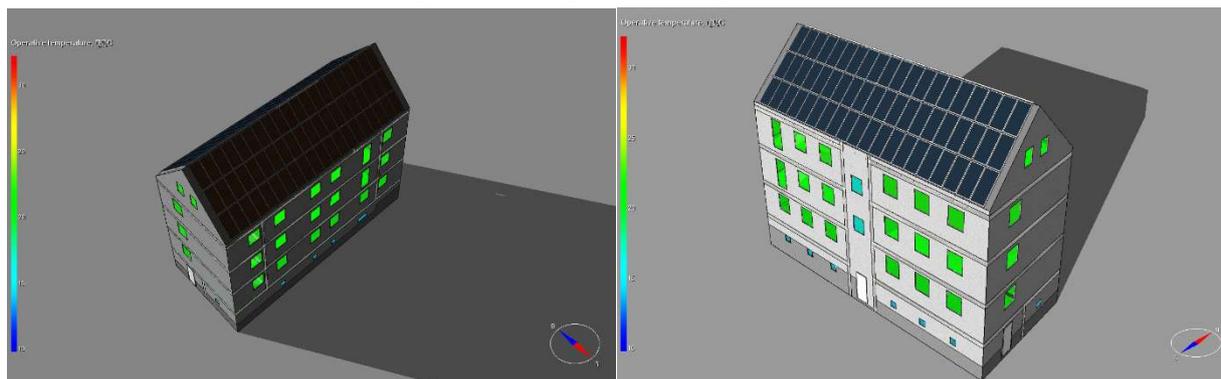
Die Gebäudeabmessungen entstammen den Bauplänen des sanierten Gebäudes von Johannes Kaufmann und Partner GmbH. Während des Audits wurde ein besonderes Augenmerk auf die maximale Performance des Systems gelegt, um möglichst alle erdenklichen freien Gebäudehüllflächen zu nutzen. Die Wahl viel wegen des besseren Wirkungsgrades gegenüber polykristallinen Modulen auf die monokristallinen Zellen. In der nachfolgenden Tabelle 10 sind die allgemeinen Informationen des gewählten IDA ICE – Modules vermerkt.

Tabelle 10: Modulinformationen gemäß IDA ICE – Panel

Größe	Wert	Einheit
Zelltyp	Multi-c-Si-Modul	
Leistung	325	[W]
Wirkungsgrad	16.9	[%]
Höhe	1.95	[m]
Breite	0.985	[m]
1. Dach (3 Reihen x 20 Module)	60	[Stk]
2. Dach (3 Reihen x 20 Module)	60	[Stk]
Leistung (325W x 120 Stk)	39 ~ 40	[kWp]

Zur Veranschaulichung und besseren Visualisierung ist in Abbildung 26 eine Darstellung der Anordnung der Module am Dach ersichtlich. Es wurden verschiedene Modultypen mit jeweils gleichen Abständen und Winkeln analysiert. Diese erzielten aber bei der Ertragssimulation wesentlich schlechtere Resultate und wurden in der Arbeit nicht vermerkt. Außerdem wurden konstante Energieproduktionen oder kontinuierliche Energieerträge bei der Auslegung der Simulation nicht berücksichtigt. Das Ziel lag ausschließlich auf der maximalen Auslastung der Flächen des Gebäudes und deren technisch, machbaren Ertagsgewinne.

Abbildung 26: Darstellung und Anordnung der Dachmodule



Das technische Flächenpotential einer Photovoltaik-Anlage wird oftmals zu hoch angesetzt und kann wegen Vernachlässigung von wirtschaftlichen Aspekten und gesetzlichen Vorgaben nicht zur Gänze ausgeführt werden [11]. Damit aber ein realisierbares Potential auf das Gebäude und dessen annähernd gleichbleibende architektonische Bauweise der Siedlung abgeschätzt werden kann, wurde im weiteren Verlauf das Mustergebäude bei unterschiedlicher Sonnenausrichtung simuliert und dabei auf die regulatorischen Rahmenbedingungen geachtet. Die Anordnung der Gebäudeflächen bei unterschiedlicher Orientierung zur Sonne soll zeigen, welches Ertragspotential trotz nicht optimaler Südausrichtung möglich ist, um eventuell ungünstig positionierte Gebäude im Siedlungsgebiet ausschließen zu können.

3.4.2 Fassadenmodellierung

Bei den solaren Ertragsgewinnen der Fassaden-Photovoltaik wurden ebenfalls ausgehend von den Eckdaten des Gebäudes und den identen Modulspezifikationen (siehe Tabelle 10) die Fassaden bestückt. Unter Berücksichtigen von Aussparungen wie Fenster und Türen wurden die ermittelten PV-Flächenanteile in Tabelle 11 aufgelistet. Es zeigt sich ein realistischer freier Flächenanteil von insgesamt 253.7 m², die für die Anordnung der Elemente zur Verfügung stehen. Dies entspricht bei einer gesamten Fassadenfläche von 675.84 m² einer Auslastung von 37.54 %.

Tabelle 11: Aufschlüsselung der Flächenanteile der Fassade

Flächenanteil	Wert	Einheit
<i>Süd-Fassade</i>	61.46	[m ²]
<i>West-Fassade</i>	53.78	[m ²]
<i>Nord-Fassade</i>	84.51	[m ²]
<i>Ost-Fassade</i>	53.78	[m ²]
<i>Neigung</i>	90	[°]

Der monokristalline Zelltyp wurde auch bei der Simulation der Fassadenelemente verwendet. Hier ergaben die vertikalen Modulanordnungen bei der Berechnung ebenso höhere Wirkungsgradleistungen, als Kristall- oder Dünnschichtmodule und sind zudem durch die ausgereifte Forschung der Technologie, preiswerter am Markt erschwinglich. Die jeweilige Anzahl von verwendeten Modulen auf jeder Fassade spiegelt die Tabelle 13 wieder. Hier erkennt man, dass trotz geringer prozentualer Auslastung der Hüllflächen, Platz für 132 Module ist. Ein Vergleich mit der Standard-Dachfläche zeigt, dass die Fassade weitere 12 Module aufnehmen kann. Dieses Ergebnis weist auf das ungenutzte Flächenpotential der Fassade hin, das zwar vorhanden wäre, aber noch nicht für regenerative erneuerbare Energiegewinnungsformen erschlossen ist.

Tabelle 12: Aufschlüsselung der belegten Modulaufteilung bezogen auf die Freiflächen der Wände

Größe	Module	Einheit
1. Süd-Fassade (4 Reihen x 8 Module)	32	[Stk]
2. West-Fassade (4 Reihen x 7 Module)	28	[Stk]
3. Nord-Fassade (4 Reihen x 11 Module)	44	[Stk]
4. Ost-Fassade (4 Reihen x 7 Module)	28	[Stk]
Leistung (325W x 132 Stk)	~43	[kWp]

Abbildung 27 zeigt die Anordnung der FIPV und die genutzten freien Flächen der Fassaden. Erwähnt werden muss hierbei, dass in dieser Arbeit auf die Ästhetik und direkte Einbindung der Elemente in die Fassade kein Fokus gelegt wurde, sondern lediglich das Flächenpotential und dessen Ertragsnutzen entscheidend war.

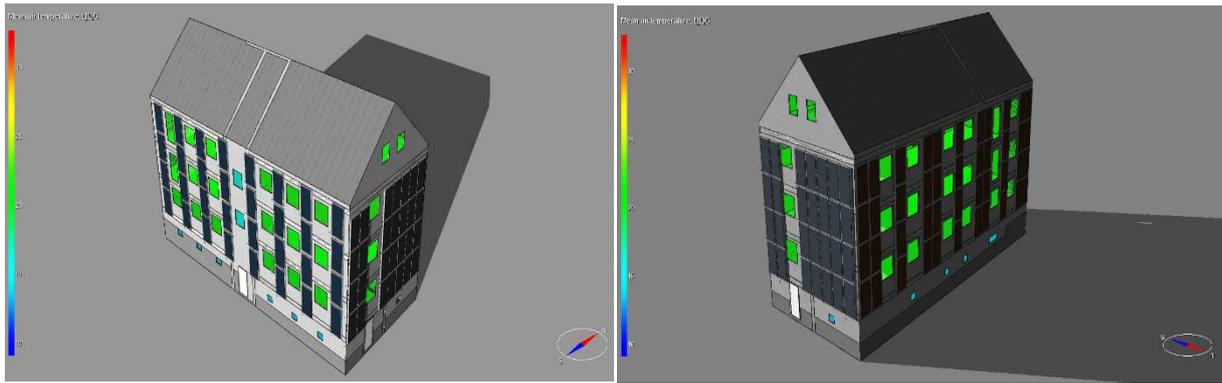


Abbildung 27: Darstellung und Anordnung der Fassadenmodule

3.5 Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die folgenden Erläuterungen beziehen sich auf die wirtschaftliche Betrachtung und deren Preisunterschiede von FIPV zur herkömmlichen Dachphotovoltaik. Ausgehend von den verbesserten thermischen Maßnahmen des Gebäudes und der spezifischen Senkung des Energieverbrauches wurden für das Dach als auch deren Fassade, fünf unterschiedliche Orientierungserträge ermittelt. Anhand der solaren Jahresenergieerträge wurde untersucht, ob die Installation einer FIPV-Anlage überhaupt ökonomisch sinnvoll möglich ist. Zu der durch Photovoltaikmodule erzeugten Energie kommen aus Umweltgesichtspunkten Eigenverbrauchseinnahmen hinzu, die sich anhand der Einsparungen aus dem Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz berechnen. Ausgehend vom Standard-Verbrauchspreistarif 2022 der VKW von 16,44 ct, wird dieser Eigenverbrauch berücksichtigt. Auf Rückfrage bei der VKW, wird ein signifikanter Tarifanstieg der Strompreise erwartet. Durch den Zuwachs erneuerbarer Energiegewinnungsformen ist mit leicht steigenden Energiepreisen zu rechnen. Die Versorgungs- und Netznutzungskosten steigen zudem, sodass effektiv Preisanstiege zu erwarten sind. Für die Kostenertragsberechnungen wurden die Energiekostensteigerungen entsprechend angepasst. Neben den Anschaffungskosten wird für jede Investition ein Eigenkapital von 20 % einkalkuliert, um einen möglichen realen Kredit mit einer Laufzeit von 20 Jahren darzustellen. Solarzellen verlieren mit der Zeit an Effizienz, daher wird pro Nutzungsjahr ein Degradationsfaktor von 0,5 % angenommen und von der jährlichen Energieproduktion abgezogen. Dieser Koeffizient stellt die schlechteste erwartete Leistungsminderung pro Jahr für die Modullebensdauer dar und dient dem Hersteller als Leistungsgarantie. Die 12-jährige Produktgarantie auf PV-Module wurde von allen kontaktierten Unternehmen bestätigt. Aufgrund der angenommenen Lebensdauer von 25 Jahren kommt hier ein Wechselrichtertausch in Betracht, da diese Elemente der Photovoltaikanlage schnell verschleißen. Bei der Wahl des geeigneten Wechselrichters wurde auf die Leistungsabgabe der Module geachtet und von einer 40 kWp-Anlage ausgegangen. Die Wahl fiel hier auf den Wechselrichter Huawei SUN 2000 mit einer AC-Leistung von 40 kW und einem Anschaffungspreis von 3000 €. Die technischen Spezifikationen wurden im Anhang A8 hinterlegt. Auf Basis von Wartung, Reinigung und Versicherung wurden jährliche Kosten von 300 € berechnet und eine jährliche Inflation von 3 % angesetzt. Für die Einholung der zu erwartenden Preisgestaltung von den gewählten monokristallinen 325-W-Modulen, wurden unterschiedliche regionale Händler kontaktiert und deren Aussagen mit bestehender Literatur als auch Internetrecherche verglichen. Anhand der Auswertung und Berücksichtigung der Montage- und Unterkonstruktionskosten wurde der spezifische Preis pro Kilowattpeak ermittelt. Die genaue

Kostenaufschlüsselung ist im Anhang A9 und A10 hinterlegt. Für jede Betrachtungsvariante ergeben sich durch die Veränderung der Fläche und Anzahl von Modulen unterschiedliche Preis-Modifikationen. Dabei dienen die älteren Studienwerte lediglich zur Überprüfung der in Kapitel 2.1 gezeigten Preisrecherche, ob eine sukzessive Preisreduktion im Laufe der Jahre stattgefunden hat. Die jetzigen getroffenen Annahmen sollen die Preis-Realität widerspiegeln. Der Verfasser nahm für jede gezeigte Variante und deren dazugehörige Kostenertragsberechnung den durchschnittlichen Mischpreis an. Darauf eingehen, dass bei Dach-PV eine geringere Schwankungsbreite vorliegt, während bei FIPV sehr große Schwankungen gegeben sind. Würden die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen mit dem „günstigsten“ Angebot gemacht, würde das Ergebnis ganz anders aussehen.

Tabelle 13 zeigt in grün die gekennzeichneten Werte, die für den Mittelwert der ersten Variante unter Vollbelegung abgeleitet wurde.

Tabelle 13: Preiszusammensetzung der Dach- und FIPV bei Vollbelegung

SüdSan - Sankt-Antonius-Straße 12a (herkömmliche Photovoltaik - Preise)						
Studien / Hersteller	Studie TU & Energie	Angebot 1	Angebot 2	Angebot 3	Angebot 4	Angebot 5
Dach-PV						
Leistung Gesamt DACH od. FASS	40.00 kWp	40.00 kWp	40.00 kWp	40.00 kWp	40.00 kWp	40.00 kWp
Modulanzahl	120	120	120	120	120	120
Moduleleistung	325 W	325 W	325 W	325 W	325 W	325 W
Modul Einzelpreis / fix Kosten	3 500 €	350 €				300 €
Leistungspreis / var. Kosten	1 050 €		1 200 €	1 300 €	1 200 €	
Module- Preis Ges.	45 500 €	42 000 €	48 000 €	52 000 €	48 000 €	36 000 €
Unterkonstruktion u. Anschlüsse	- €	11 050 €	5 190 €	3 580 €	6 350 €	12 750 €
Gesamt - PV Netto	45 500 €	53 050 €	53 190 €	55 580 €	54 350 €	48 750 €
Gesamt - PV inkl MWst - 20%	54 600 €	63 660 €	63 828 €	66 696 €	65 220 €	58 500 €
Preis spezifisch €/kWp	1 365 €/kWp	1 592 €/kWp	1 596 €/kWp	1 667 €/kWp	1 631 €/kWp	1 463 €/kWp
Mittelwert d. Hersteller						1 590 €/kWp
PV - Mittelwert inkl. MWst						63 581 €

SüdSan - Sankt-Antonius-Straße 12a (Gebäudeintegrierte Photovoltaik - Preise)						
Studien / Hersteller	Studie 2009	Studie Viriden	Internet		Angebot 1	Angebot 2
FIPV						
Leistung Gesamt DACH od. FASS	43 kWp	43 kWp	43 kWp	43 kWp	43 kWp	43 kWp
Modulanzahl	120	120	120	120	120	120
benötigte Fläche (1.5m ² - 325W)	254 m ²	254 m ²	254 m ²	254 m ²		
Modulleistung	325 kWp	325 kWp	325 kWp	325 kWp	325 kWp	325 kWp
Preis inkl. Montage (€/m ²)	750 €/m ²	521 €/m ²	400 €/m ²	500 €/m ²		
Leistungspreis / var. Kosten					1 690 €	1 560 €
Module- Preis Ges.	190 148 €	132 089 €	101 412 €	126 765 €	72 670 €	67 080 €
	- €	- €	- €	- €	3 580 €	6 350 €
Gesamt - PV inkl MWst	228 177 €	158 507 €	121 694 €	152 118 €	91 500 €	88 116 €
Preis spezifisch €/kWp	5 306 €/kWp	3 686 €/kWp	2 830 €/kWp	3 538 €/kWp	2 128 €/kWp	2 049 €/kWp
Mittelwert d. Hersteller						2 846 €/kWp
PV - Mittelwert inkl. MWst						122 387 €

Wie bei allen angenommenen Werten ist es fraglich, ob sie zukünftige Preisentwicklungen darstellen und als plausibel und vertretbar eingestuft werden können. Die ermittelten spezifischen Preise dienen daher lediglich als Rahmen und zeigen in welcher Spanne sich die Preise aktuell bewegen. Der errechnete, spezifische Durchschnittspreis für eine Volllastung der möglichen Nutzflächen für BIPV-Module liegt bei 2846 €/kWp. Vergleicht man die Preis des Dachmodules mit denen des BIPV-Modules, erkennt man, dass die integrierte Lösung 1256 €/kWp höher liegt, und der Prozentsatz der zusätzlichen

Aufschläge fast 56 % ausmacht. Bei gebäudeintegrierten PV liegt der Unterschied in der Kostenstruktur häufig darin begründet, dass die Anforderungen für Planer und Ausführende höher ist. Zudem ersetzen FIPV-Module oft herkömmliche Wandmaterialien, dadurch entsteht ebenso ein Mehraufwand. Die Studie von Viridien berücksichtigt diesen Mehraufwand in der Preisgestaltung, folglich wurde der Effekt in den Kostenannahmen berücksichtigt. Genau aus diesem Grund liegt der Kostenaufschlag doch deutlich über den normalen PV-Modulen.

Unter Berücksichtigung der errechneten Kostenerträge sowie Bau- und Betriebskosten wurden Kapitalkostenberechnungen für jedes Fassaden- und Dachsystem wie in Kapitel 1.3 beschrieben durchgeführt. Beim Kalkulationszinssatz der Anlage wurde ein Leitwert von 2.5 % angenommen. Bei der Berechnung der Kapitalerlöse werden nur die Stromerzeugungserträge als Einnahmen deklariert. Die Fördererlöse aus Kapitel 2.3 wurden dabei von den Erstinvestitionen und den Gesamtkosten der PV-Anlage abgezogen. Auf der Ausgabenseite belasten die jährlichen Fixkosten und Rückzahlungsraten sowie der Umrichtertausch den Kapitalwert. Nach der Berechnung des Barwerts wird als Leistungsindikator das interne Zinsfußverfahren angewendet. Dieser prozentuelle Wert dient als Rendite auf das im Betrachtungszeitraumes eingesetzte Kapital und als zusätzliche Kosten-Nutzen-Bewertung.

Für alle anschaulichen Varianten wurden zusammenfassend folgende Daten ermittelt:

- Simulierter Jahreserzeugungsertrag [kWh/a]
- Spezifische Errichtungskosten der Anlage in [€/kWp] und [€/m²]
- Eigenverbrauchsrate [kWh/a] und dessen Erlös in [€/a]
- Einspeisungsrate ins Netz [kWh/a] und dessen Erlös in [€/a]
- Jährliche Annuitätenrate [€]
- Jährliche Fixkosten mit 3 % Inflationsrate [€]
- Eigenkapitalverzinsung mit 2,5 % [€]
- Kapitalwertverzinsung mit 2.5% [€] für Dach-PV und FIPV
- Zinsfuß [%]

Weiteres sollten bei den Kalkulationen einige Informationen berücksichtigt werden:

Während der Erstellung dieser Masterarbeit kam es zu erheblichen Änderungen bei den Energiepreisen. Auch die VKW hat in diesem Bearbeitungszeitraum ihre Einspeisetarife, situationsbedingt angepasst. In der Masterarbeit werden jedoch die normalen Standarteinspeisetarif 2022 herangezogen.

Der aktuelle ÖeMAG-Einspeisetarif soll lediglich aufzeigen, wie rentabel ein Photovoltaikprojekt allein durch hohe Einspeisevergütungen realisiert werden kann. Dies ist jedoch nur eine Momentaufnahme und zeigt, dass die Sensitivität gerade bei den Energiepreisen sehr stark fluktuiert. Je nach Marktsituation können solche Tarife in 1 bis 2 Jahren ganz normale Einspeisesätze für den Endkonsumenten bedeuten.

Bei den Berechnungen unter Einbindung der EEG wurden vereinfacht die Energiegewinne und Verbräuche der Gebäude linear hochskaliert. Effekte wie Gleichzeitigkeit oder Synergien wurden nicht berücksichtigt. Wohlwissend dass hier Abweichungen gegenüber der Realität entstehen. Denn in realen Wohngebäuden, wie im Fall der Südtiroler Siedlung, können oft über den Tagesverlauf die gleichen Nutzungsprofile auftreten. Die unterschiedlichen Variantenberechnungen sind im Anhang A12 - A16 hinterlegt und dienen als Diskussionsbasis für die optimierte Kosten-/Ertragsperformance, vorzugsweise für Siedlungsquartiere und deren Einbindung von gebäudeintegrierter, photovoltaische Gebäudehüllennutzung.

3.6 Umlegung auf Siedlungsobjekte

In dieser Arbeit geht es ausschließlich um Mehrfamilienhäuser (MFH) die meist im Kontext einer integrierten Stadtentwicklung stehen. Damit diese urbanen Konzepte auch eine nachhaltige Entwicklung widerfahren, sollten sie immer ganzheitlich betrachtet werden. Zu solchen Stadtentwicklungsbereichen zählen unter anderem Sanierungs- und Erhaltungsgebiete, aber auch Denkmalschutzgebiete. In diesem Kapitel wird daher vermehrt das Augenmerk auf die FIPV-Umsetzung bei sanierungsbedürftigen Siedlungen mit möglichst gleichbleibender baulicher Substanz gelegt. Die Sanierungsmaßnahmen und Aufwertungen von Immobilien dienen der Beseitigung von städtebaulichen Missständen. Die Gebäude der Südtiroler Siedlungen weisen mit einigen Ausnahmen ähnliche Kubatur und Bauformen auf. Klare Symmetrien und ein hierarchischer Aufbau in den Geschosßfolgen sind zu erkennen. Auch die verwendeten Baumaterialien der Gebäude sind zur Gänze homogen. Charakteristisch für die Siedlungen sind auch die großzügig angelegten Zufahrten mit viel Rasenfläche vor den Gebäuden ohne direkte Verschattung von Flächen. Abgerundet werden diese Gebäude durch sogenannte Stichstraßen als reine Zufahrtsstraßen mit wenig Verkehrsaufkommen [15]. Solche Merkmale erleichtern die Planung und Umgestaltung der Gebiete und deren Förderfähigkeit. Weiteres zeigt sich, dass diese gesonderten Objekte besonders im Fokus der Stadtentwicklung stehen und rasche regenerative Lösungen angestrebt werden.

Jedoch sind Sanierungsmaßnahmen in der Regel objektspezifisch und haben keine direkten Auswirkungen auf andere Gebäude. Hohe Investitionskosten und der immense Umbauaufwand muss abfangen und an die Mieter übertragen werden. Daher ist eine Kosten- oder Energieumverteilung auf andere Gebäude und im weiteren Sinne auf Siedlungsgebiete schwierig zu realisieren. Das kann nur funktionieren, wenn sich die Bewohner der Immobilien einigermaßen selbst versorgen und ihre überschüssige Energie auf andere übertragen können. Neue Energiesysteme der Zukunft bieten diesbezüglich bei Wohngebäuden mehr Flexibilität und implementieren die Vereinfachung erneuerbarer Energien ins Netz. FIPV-Systeme gewinnen an Attraktivität und unterstützen die infrastrukturellen und energetischen Lösungen. Allerdings bedarf es auch neuen rechtlichen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen. Eine solche neu geschaffene gesetzliche Voraussetzung ist die EEG, die in Abschnitt 2.3 erläutert wurde. Dadurch müssen nicht alle Gebäude von Grund auf saniert werden, vielmehr beziehen umliegende Gebäude vereinfacht Ökostrom aus den errichteten kleinen zentralen Gebäudekraftwerken. Der fossile Energiebedarf verringert sich und infolgedessen auch der CO₂-Ausstoß. Auch die Partizipation von Konsumenten nimmt zu und ermöglicht neue Geschäftsmodelle für Anbieter und Dienstleister. Verbraucher nehmen aktiv am Energiemarkt teil und werden für eine erfolgreiche Energiewende immer wichtiger.

4 Ergebnisse

Nachdem in den vorangegangenen Kapiteln die grundlegende IDA ICE - Berechnungsmethode zur Variantenanalyse der Dach- als auch Fassadenphotovoltaik hergeleitet und die wirtschaftliche Sichtweise erläutert wurde, stellt Kapitel 4.1 die Variantensimulationsergebnisse für die unterschiedlichen Positionierungen des Gebäudes relativ zur Sonne vor. Zu Beginn wird für alle Varianten unter Volllastung der verfügbaren Flächen der Jährliche PV-Ertrag als auch der Gesamtverbrauch des Gebäudes und dessen Autarkiegrad abgebildet. Dargestellt in Form von Balken- und Liniendiagrammen. Des Weiteren erfolgt im Abschnitt 4.2 die Auswahl der geeignetsten Dach- und Fassadenvariante, bei der die Solare-Performancerate am größten ist. Zudem werden die monatlichen- und stündlichen PV-Erträge dargelegt und deren Unterschiede in der Genauigkeit aufgezeigt. Ableitend erfolgt eine wirtschaftliche Betrachtung, deren Ergebnisse sollen die Möglichkeit aufzeigen, das Potenzial von FIPV auf andere Siedlungen zu übertragen. Für eine bessere Übersicht wird auf die vorigen Kapitel verwiesen, um Redundanzen zu meiden.

4.1 Solarerträge - Dach und Fassade

Die Grundlagen wie in Kapitel 3.4.1 beschrieben, für eine Abschätzung des solaren Ertrages und darüber hinaus für eine Variantenanalyse ist die Berechnung der zu erwartenden jährlichen Solarstrahlung auf die jeweilige Fläche am Standort, im Bezirk Bludenz in Vorarlberg. Über die Eingabeparameter des Standortes in IDA ICE, wird im Hintergrund über eine Datenbank automatisiert die durchschnittliche Sonneneinstrahlung abgegriffen. Mittels dieser Einstrahlungswerte des Standortes errechnet das Programm je nach Anzahl der gewählten Module, stundenwertbasierend den Ertrag in Watt [W] pro Stunde [h] aus. Der gesamte Jahresenergieverbrauch des Gebäudes wird ebenfalls mit IDA ICE simuliert und in der Einheit [W], mit den Erträgen der Dach- als auch Fassadenphotovoltaik gegenübergestellt. Die simulierten Werte werden in Form einer CSV-Datei abgespeichert und in Excel ausgewertet. Tabelle 14 und

Tabelle 15 zeigen die 5 Variantenergebnisse für das Dach als auch deren Fassade in Kilowattstunde [kWh]. Die grün hervorgehobenen Werte kennzeichnen den größten Ertrag der FIPV-Verdrehung bei 210°.

Tabelle 14: Berechnete IDA ICE - Werte der Dachanlage in [kWh]

Vollauslastung Dach-PV - Eigennutzung / Jahresbilanz						
	Ges. Ertrag PV	spez. Ertrag	Ges. Verbrauch	Netzbezug	Netzeinspeisung	Eigenverbrauch
000_DACHPV	-29862.50	-746.56	27954.16	19712.27	-21620.61	8241.89
030_DACHPV	-29605.35	-740.13	28066.72	19832.57	-21371.19	8234.16
120_DACHPV	-29776.61	-744.42	28282.65	19880.71	-21373.66	8402.94
210_DACHPV	-29602.54	-740.06	28140.26	20006.59	-21468.87	8133.67
300_DACHPV	-29768.39	-744.21	28192.45	19789.97	-21363.99	8403.44

Tabelle 15: Berechnete IDA ICE – Werte der Fassadenanlage in [kWh]

Vollauslastung Fassaden-PV - Eigennutzung / Jahresbilanz						
	Ges Ertrag PV	spez. Ertrag	Ges Verbrauch	Netzbezug	Netzeinspeisung	Eigenverbrauch
000_FASSPV	-20005.47	-500.14	27958.68	20385.44	-12432.23	7573.24
030_FASSPV	-19928.41	-498.21	28197.45	20407.21	-12138.17	7790.24
120_FASSPV	-21294.98	-532.37	28366.67	20468.26	-13396.57	7898.41
210_FASSPV	-21984.17	-549.60	28195.24	20412.40	-14201.33	7760.50
300_FASSPV	-20492.16	-512.30	28321.19	20468.25	-12639.22	7852.95

Zu Beginn der Forschungsanalyse wird von einer Vollausslastung der zur Verfügung stehenden freien Flächen des Daches als auch der Fassade ausgegangen, die Renderings in Abbildung 26/Abbildung 27 verdeutlichen die Anschauung. Dabei liegt der Fokus der Variante 1a auf der physikalisch, technischen Potentialbetrachtung. Wirtschaftliche- und sozial ökologische Aspekte werden im ersten Schritt nicht beachtet. Aus Kapitel 3.4.1 und 3.4.2 werden die jeweiligen freien Flächen abgeleitet. Die gesamte Anlagentechnik des Gebäudes wird im Kellergeschoss untergebracht und ohne fossile Verbrennung betrieben. Durch den Wegfall von Rohrdurchbrüchen und Schornsteinen am Dach, liegen die Flächen brach und können für die gesamte PV-Nutzung verwendet werden. Bei der Fassade wurde darauf geachtet das freie Flächen, falls nötig vorhanden sind für eventuelle Rohrleitungsführungen. Die Anzahl der Module belaufen sich dabei auf 120 für das Dach und 132 für die Fassade. Bei der verwendeten Modulgröße von 1,92 m² ergibt sich eine Flächenbelegung von 230,49 m² für die Dachfläche und 253,54 m² für die Fassade. Der geschätzte spezifische Jahresertrag ausgehend von optimaler Südausrichtung des Daches mit 60 Modulen und einer Leistung von 325 W, sollte ungefähr 19,5 kWp betragen.

Die Simulationsergebnisse von IDA ICE in Abbildung 28 zeigen die Monatserträge der gesamten Dachflächen und deren jeweilige Ausrichtung zur Sonne hin. Dabei liefert die Variante (000_DachPV) mit 0° Positionierung und einer Belegung von 120 Modulen den höchsten Ertrag von 29.863 kWh. Aufgeteilt liefert die südlich ausgerichtete Dachfläche 21.416 kWh und der nördliche Teil 8.447 kWh. An zweiter Stelle ergab die Gebäudeverdrehung von 30° mit leichten Abweichungen von ±2 % ähnliche Prognosewerte wie die Variante (000_DachPV). Anders sieht es bei der Verdrehung von 120° aus hier zeigt die Ursprüngliche Südausrichtung, in Richtung Südwesten und weist einen Ertrag von 17.167 kWh auf. Der Nordöstliche Teil ergibt 12.610 kWh. Die vereinfachte Dachform des Gebäudes lässt darauf schließen, dass es möglich ist, das Dach vollständig mit Photovoltaikzellen zu bestücken. Erhebliche Einbußen im Sinne der Orientierung sind vernachlässigbar, da die gleichbleibenden Dachflächen diesen Effekt kompensieren.

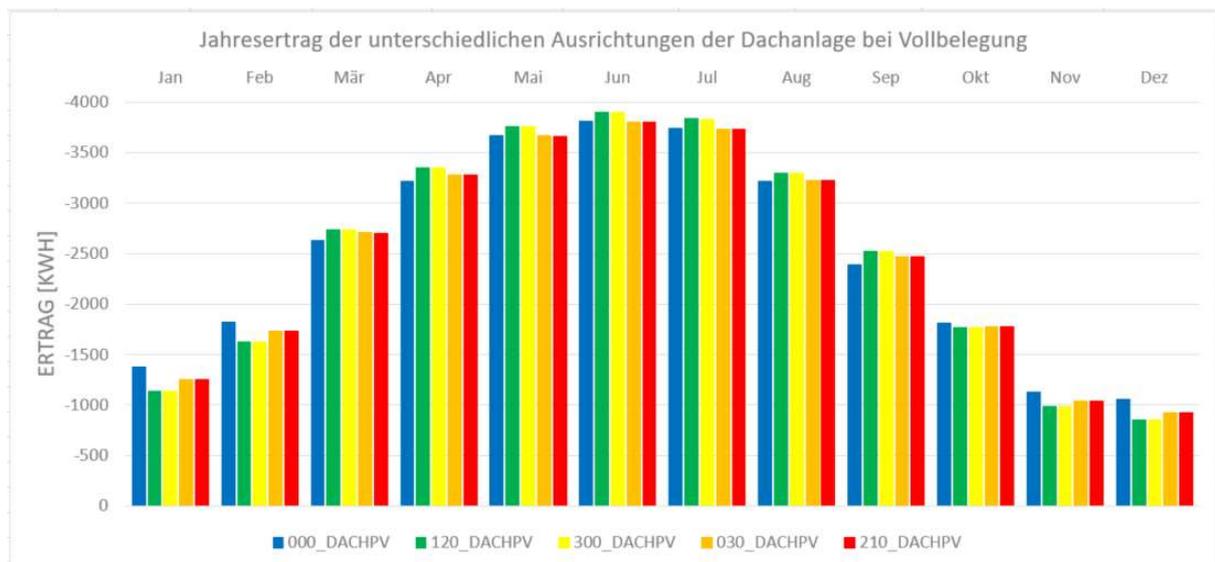


Abbildung 28: Monatserträge der Dachmodulfelder

Bei der Betrachtung der Fassade zeigt sich, dass das sanierte Gebäude an allen vier tragenden Außenwänden ein WDVS besitzt. In

Abbildung 29 ist der Fassadentyp als Warmfassade ausgeführt und eignet sich für eine Befestigung der PV-Module nicht sonderlich gut. Das Problem besteht darin, dass die äußerste Schicht (Dämmung) keine statische Anforderung erfüllt und somit ungeeignet für eine Lastabtragung der PV-Module ist. Eine mögliche Lösung liefert ein vorgehängtes Aluminium U-Profil mit einer Stärke von 6 cm, dass mit hochtragfähigen Thermodübeln der Firma Würth [60] befestigt werden kann. Diese Dübel werden durch die Wärmedämmung mit der tragenden Ziegelwand fixiert und leiten das Gewicht über die Dämmung in den Ziegel ab. Eine zusätzliche Aufständering des Aluprofiles direkt am Boden verringert zusätzlich das Gewicht der Last.

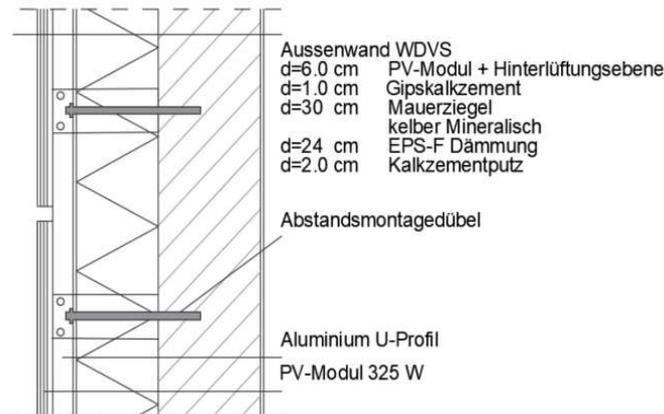


Abbildung 29: Vertikalschnitt der vorgehängten hinterlüfteten Fassade mit Aluminium U-Profilblech

Durch die Erweiterung des hinterlüfteten Aluminiumprofiles auf das WDVS, können nahezu die gesamten vier Wandelemente zur PV-Stromerzeugung genutzt werden. Das U-Profil transportiert die erzeugte Wärme auf der Rückseite der Module, die bei der Umwandlung von Sonnenlicht in elektrische Energie entsteht, ab. Dadurch wird ein Wärmestau an der Rückseite der Module vermieden. Die Installation der Elemente direkt an der Wand, würden eine Leistungsabschwächung bewirken. Die umliegenden Siedlungsbauten weisen zudem einen angemessenen Abstand zum Gebäude auf, sodass die Verschattung keinen Einfluss auf die Module hat.

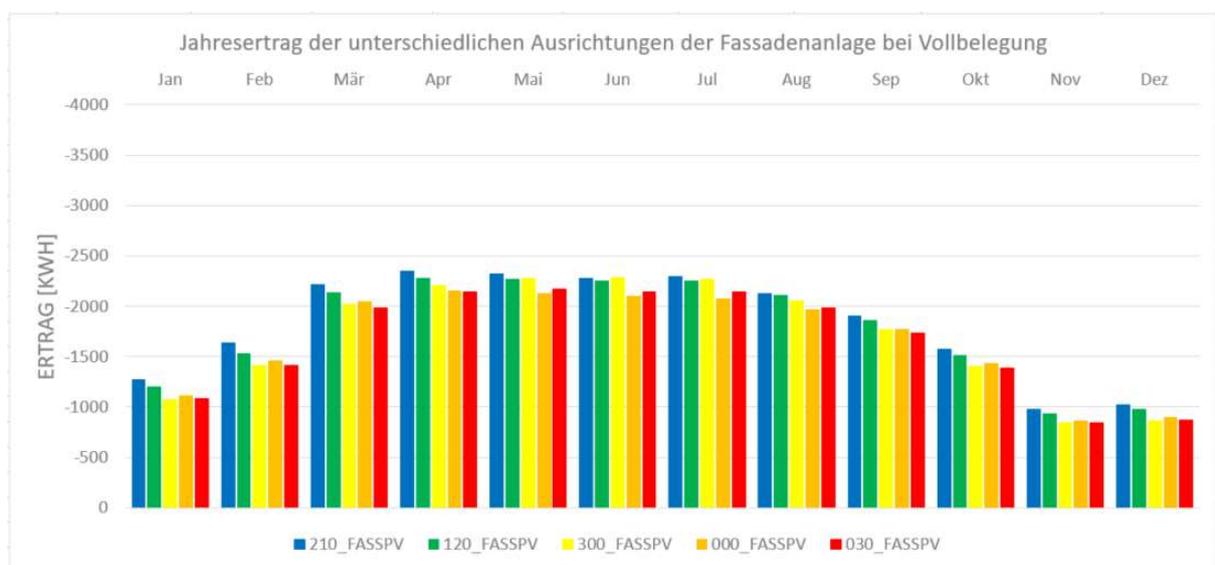


Abbildung 30: Monatserträge der Fassadenmodulfelder

Außenwände eignen sich tendenziell zur aktiven Sonnenenergienutzung, da sie die größten ungenutzten Flächen eines Gebäudes abbilden. Jedoch zeigt Abbildung 30 das die senkrechte Anordnung der Module, keinen günstigen Einstrahlungswinkel für die Stromproduktion liefern. Dadurch ist mit einem solaren Ertrag von ca. 65 bis 75 % zu rechnen, im Vergleich zu einer optimalen Ausrichtung. Dieser Nachteil spiegelt sich aber einschließlich in den Frühlings- und Sommermonaten von März bis September. Dagegen von Oktober bis Februar, bei dem der Anteil der Diffusen Strahlung überwiegt, wie auch schon im vorherigen Kapitel 3.4.1 erläutert: Führen tiefe Sonnenstände im Winterhalbjahr bei herkömmlichen Dachanlagen zu einer Performancesenkung von fast 20 – 30 % und liefern somit fast gleiche Ertragswerte als die FIPV-Anlagen.

In Abbildung 31 wurde eine spezifische Veranschaulichung in kWh/kWp gewählt, um die aktuelle Erzeugungssituation darzustellen. Hier zeigt sich der erwähnte Vergleich von Dachanlage und FIPV in den Sommer und Wintermonaten. Während Dachanlagen durchschnittlich ihren maximalen Peak im Juni mit 95 kWh/kWp erreichen, weisen dagegen die Fassadenanlagen über einen längeren Zeitraum konstante Werte von 50 – 55 kWh/kWp auf. Jedoch in der bereits erwähnten dunklen Jahreszeit ist bei beiden Varianten mit einem fast identischen Ertrag zurechnen. Außerdem gut zu erkennen ist eine von März bis Juli andauernde konstante Erzeugungsperiode der FIPV zur herkömmlichen PV. Solche konstanten Verläufe führen bei der Stromproduktion womöglich zu einer Vereinfachung der Netzstabilisation, da Lastspitzen im Sommer minimiert werden.

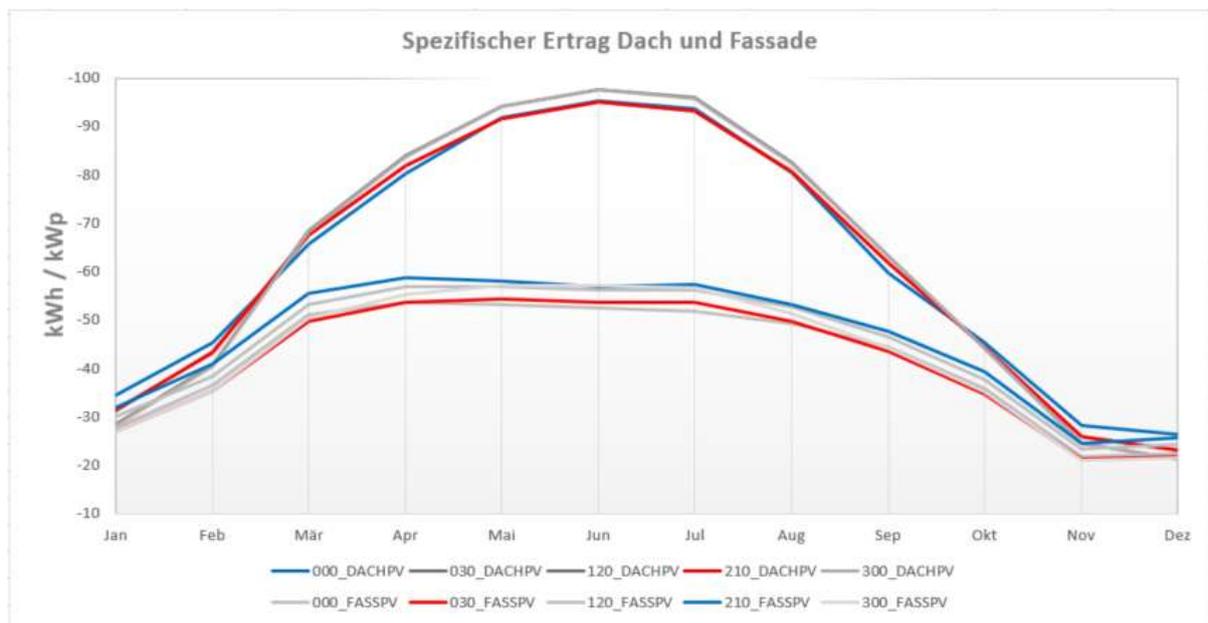


Abbildung 31: Spezifischer Ertrag von Dachanlage zur FIPV bei unterschiedlicher Orientierung

4.2 Vergleichsanalyse - Dach und Fassade

Im weiteren Abschnitt werden aus dem simulierten IDA ICE Programm und mittels der Parametrisierung aus Kapitel 3.3.2 die Ergebniswerte in unterschiedlichen zeitlicher Auflösungen betrachtet. Beginnend mit einer Analyse über Monats- und Stundenwerte wird die beste Variante mit dem höchsten solaren Ertrag, in Bezug auf den sanierten Energieverbrauch des Gebäudes abgebildet. Der zweite Schritt beinhaltet eine Gegenüberstellung von Dach-PV und Fassaden-PV für eine typische Sommer- und Winterwoche.

Betrachtung Monats- und Stundenwerte

Erwähnt werden muss, dass die Berechnungen der Simulationen in IDA ICE auf der Annahme einer optimalen technischen Verfügbarkeit der PV-Anlage beruht. Ausgehend vom typischen rechteckigen Gebäudekomplex der Südtiroler Siedlung [14] bei dem die längsseitige Fassade optimal in Richtung Süden zeigt und alle vier Seiten des Hauses mit Photovoltaik bestückt werden, ergab eine Verdrehung des Gebäudes um 210° die höchste FIPV-Erzeugungsleistung (siehe Tabelle 16). Die Leistung beträgt 21984 kWh bei einer Vollauslastung der Fassade. Im Fokus der Arbeit steht die Adaptierung der FIPV auf die Siedlungen. Damit nun die Fassade und das Dach gleichzeitig betrachtet werden kann, wurde die Dachvariante mit derselben Verdrehung von 210° verwendet, obwohl geringere Erträge erzielt werden, als bei den anderen Verdrehungen. Die nachstehenden Tabellen und Abbildungen sollen aufzeigen welche Unterschiede bei monatsbasierenden Werten gegenüber stundenbasierenden Werten vorliegen, und wie relevant diese in Bezug auf die weitere PV-Auslegung hinsichtlich Autarkie, Netzbezug und Netzeinspeisung sind.

Tabelle 16: Monatswerte [kWh] auf Basis einer Monatsbilanz bei einer Verdrehung des Gebäudes um 210°

210_FassPV - Monatswerte										
		Ertrag 1 - SÜD/OST	Ertrag 2 - SÜD/WEST	Ertrag 3 - NORD/WEST	Ertrag 4 - NORD/OST	Ges Ertrag PV	Ges Verbrauch	Netz- bezug	Netz- einspeisung	Eigen- verbrauch
1	Jan	-776.69	-360.28	-65.05	-72.70	-1274.72	3001.92	1727.20	0.00	1274.72
2	Feb	-957.39	-417.69	-116.21	-144.65	-1635.93	2587.39	951.46	0.00	1635.93
3	Mär	-1146.45	-556.20	-221.17	-292.80	-2216.62	2483.33	266.71	0.00	2216.62
4	Apr	-1123.96	-549.48	-273.93	-398.32	-2345.70	2116.57	0.00	-229.13	2116.57
5	Mai	-1002.46	-485.32	-326.11	-510.51	-2324.41	2119.38	0.00	-205.03	2119.38
6	Jun	-930.77	-477.37	-324.32	-547.78	-2280.24	2051.88	0.00	-228.36	2051.88
7	Jul	-980.64	-478.08	-309.08	-528.40	-2296.20	2119.94	0.00	-176.25	2119.94
8	Aug	-927.97	-509.91	-291.90	-400.61	-2130.39	2122.90	0.00	-7.49	2122.90
9	Sep	-917.52	-490.54	-220.40	-273.85	-1902.31	2054.83	152.52	0.00	1902.31
10	Okt	-850.09	-419.39	-127.55	-177.33	-1574.37	2136.44	562.07	0.00	1574.37
11	Nov	-567.13	-278.04	-62.64	-69.48	-977.29	2478.62	1501.34	0.00	977.29
12	Dez	-628.68	-310.88	-41.10	-45.34	-1025.99	2922.04	1896.04	0.00	1025.99
		-10809.75	-5333.19	-2379.46	-3461.77	-21984.17	28195.24	7057.33	-846.26	21137.91

Die Tabelle 16 veranschaulicht, in Spalte 3 bis 6 die monatlichen solaren Gewinne in kWh für jede einzelne Gebäudefassade. Der aufsummierte Gesamtwert pro Monat wird in der Spalte 7 abgebildet. IDA ICE berechnet durch die vordefinierten Einstellungen der Gebäudegeometrie und deren Anlagentechnik für jeden Monat den spezifischen Energieverbrauch. Die rot hinterlegten Werte zeigen den Netzbezug, der benötigt wird bei Verwendung des PV-Ertrages abzüglich Eigenverbrauches. In 7 von 12 Fällen ergab die Berechnung der monatlichen PV-Menge keine Netzeinspeisung. Der Eigenverbrauchsanteil bei monatlicher Betrachtung würde bei ca. 75 % liegen, bezogen auf den Gesamtverbrauch des Gebäudes. Abbildung 32 veranschaulicht die berechneten Tabellenwerte als Balkendiagramm. Die Darstellung dient lediglich zur besseren Objektivierung, für den Vergleich mit den stündlichen Werten in Abbildung 33.

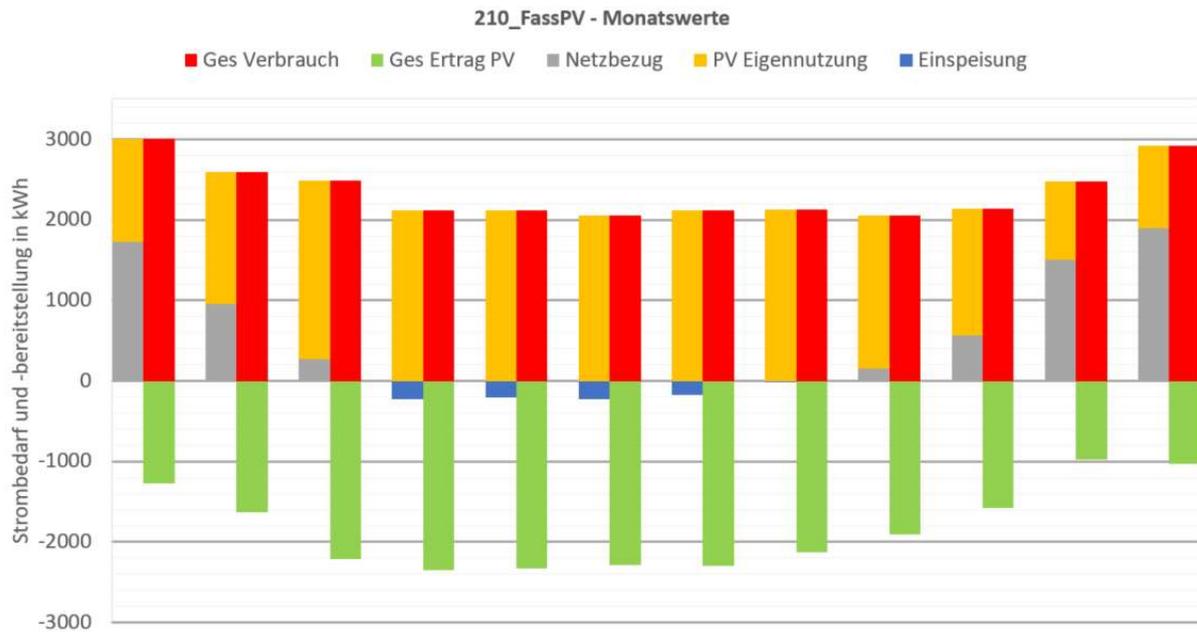


Abbildung 32: Monatswerte auf Basis einer Monatsbilanz (Gebäudeverbrauch und PV-Erzeugung zzgl. Netzbezug und Eigennutzung für die Fassade) [kWh]

Die in Tabelle 16 dargestellten Monatswerte entsprechen nicht der Realität, da Erzeugung- und Verbrauch über den Tagesverlauf nicht konvergent sind. Die stundenbasierenden Werte in Tabelle 17 verdeutlichen den realen Bezug. Die grün hinterlegte Werte zeigen, dass für jeden Monat eine Netzeinspeisung vorliegt. Es ist auch ersichtlich, dass der Eigenverbrauch von 21137,91 kWh auf 7760,50 kWh pro Jahr gesunken ist. Die Energieverschiebung bezogen auf das Gebäude, entspricht einem Autarkiegrad von 36,71 % bei Nutzung der gesamten Fassadenfläche. Die Plausibilität eines realen Gebäudes wurde damit bestätigt, da ungefähr ein Drittel der von den Photovoltaikzellen erzeugten Energie ohne Berücksichtigung eines Batteriespeichers verbraucht werden kann.

Tabelle 17: Monatswerte [kWh] auf Basis einer Stundenbilanz bei einer Verdrehung des Gebäuds um 210°

210_FassPV - Stundenwerte										
		Ertrag 1 - SÜD/OST	Ertrag 2 - SÜD/WEST	Ertrag 3 - NORD/WEST	Ertrag 4 - NORD/OST	Ges Ertrag PV	Ges Verbrauch	Netzbezug	Netzeinspeisung	Eigenverbrauch
1	Jan	-776.69	-360.28	-65.05	-72.70	-1274.72	3001.92	2467.32	-740.12	534.60
2	Feb	-957.39	-417.69	-116.21	-144.65	-1635.93	2587.39	1962.57	-1011.11	624.83
3	Mär	-1146.45	-556.20	-221.17	-292.80	-2216.62	2483.33	1778.55	-1511.84	704.78
4	Apr	-1123.96	-549.48	-273.93	-398.32	-2345.70	2116.57	1416.00	-1645.12	700.57
5	Mai	-1002.46	-485.32	-326.11	-510.51	-2324.41	2119.38	1309.84	-1514.86	809.54
6	Jun	-930.77	-477.37	-324.32	-547.78	-2280.24	2051.88	1257.30	-1485.66	794.58
7	Jul	-980.64	-478.08	-309.08	-528.40	-2296.20	2119.94	1349.48	-1525.73	770.46
8	Aug	-927.97	-509.91	-291.90	-400.61	-2130.39	2122.90	1362.25	-1369.74	760.65
9	Sep	-917.52	-490.54	-220.40	-273.85	-1902.31	2054.83	1403.84	-1251.32	650.99
10	Okt	-850.09	-419.39	-127.55	-177.33	-1574.37	2136.44	1608.92	-1046.85	505.19
11	Nov	-567.13	-278.04	-62.64	-69.48	-977.29	2478.62	2079.30	-577.96	399.32
12	Dez	-628.68	-310.88	-41.10	-45.34	-1025.99	2922.04	2417.06	-521.02	504.98
		-10809.75	-5333.19	-2379.46	-3461.77	-21984.17	28195.24	20412.40	-14201.33	7760.50

In Abbildung 33 erkennt man sehr gut, grau hinterlegt den Netzbezug, der durch die stündliche Beobachtung angestiegen ist. Auch die Einspeisung gegenüber den Monatswerten (siehe Abbildung 32) nahm zu. Lediglich die Eigennutzung hat sich verringert. Die berechneten IDA ICE - Werte für die Dachanlage werden im Anhang A11 hinterlegt, da die wesentliche Betrachtung auf den FIPV-Flächen liegt.

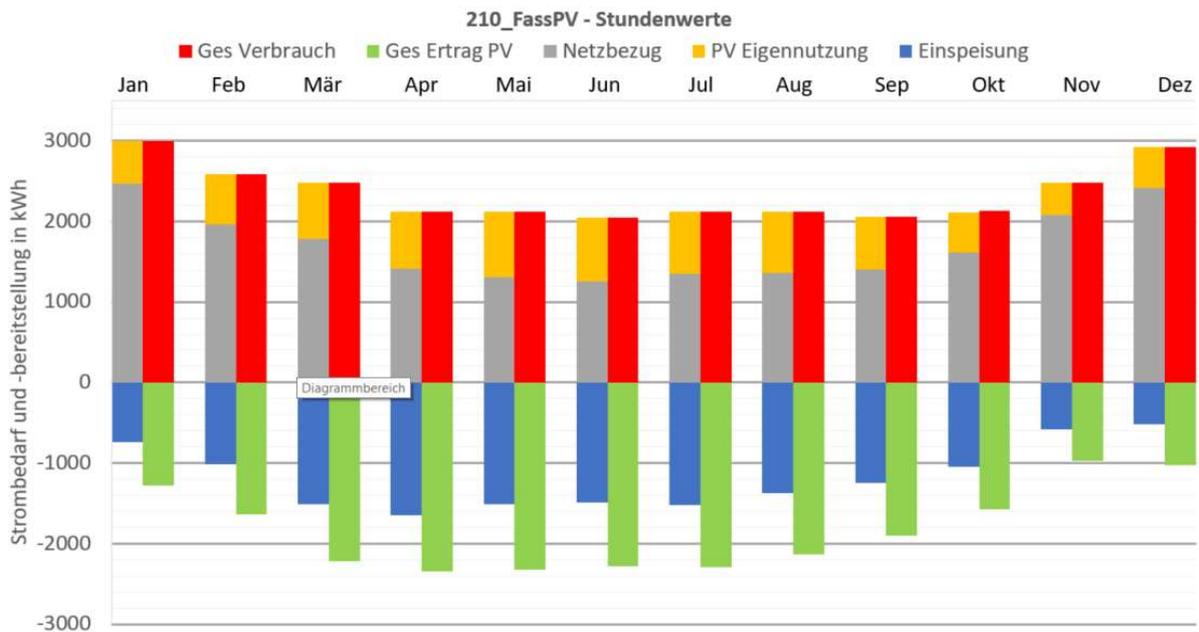


Abbildung 33: Monatswerte auf Basis einer Stundenbilanz (Gebäudeverbrauch und PV-Erzeugung zzgl. Netzbezug und Eigennutzung für die Fassade) [kWh]

Betrachtung Winterwoche einer Dach-PV zur FIPV

Beim Vergleich einer simulierten Winterwoche für das Jahr 2022 erkennt man in beiden Abbildung 34 und Abbildung 35 das die Erträge auf den ersten Blick nicht stark voneinander abweichen. Das hat damit zu tun, dass die Diffus-Strahlung im Winter überwiegt. Weiteres trifft das Licht der Sonne im Winter die Erde flacher, da die Sonne tiefer am Himmel steht. Somit verringert sich der Ertrag der Dachanlage gegenüber der Sommerperiode. Auch der schlechte Einfallwinkel der Dachanlage zur Sonne hin trägt dazu bei, dass die Modulleistung abnimmt. Die senkrechte Anordnung der Module an der Fassade dagegen können die flach einfallenden Sonnenstrahlen besser aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln.

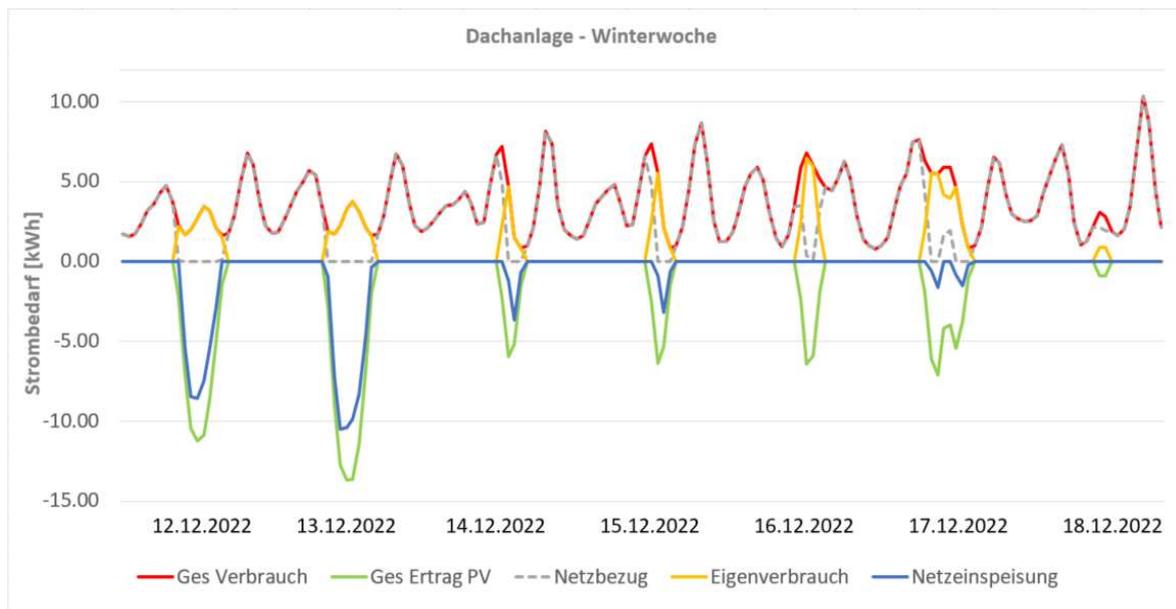


Abbildung 34: Strombezug der Dachanlage in einer simulieren Winterwoche 2022

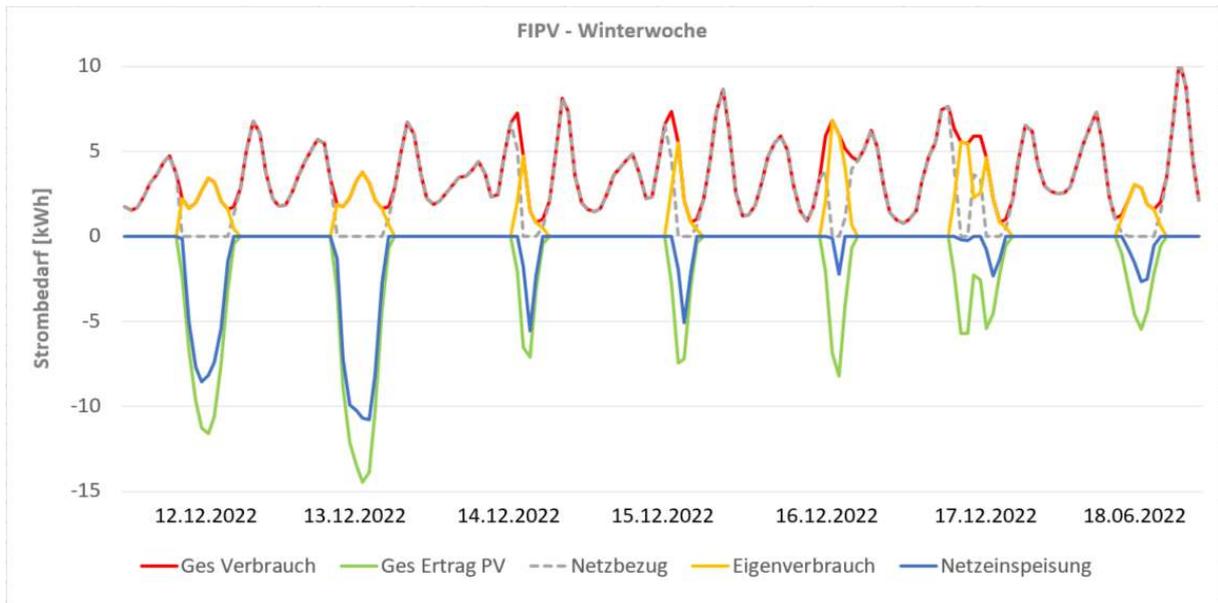


Abbildung 35: Strombezug der FIPV in einer simulieren Winterwoche 2022

In den Diagrammen dargestellt, zeigt die rote Linie den Gebäudeverbrauch in kWh an. Wird tagsüber genügend Sonnenenergie produziert, wird der Verbrauch durch den Eigenverbrauch (gelbe Linie) gedeckelt. Der Stromüberschuss wird ins Netz eingespeist. Im Nachtzyklus findet dagegen keine Erzeugung statt und der benötigte Strom wird vom Netz bezogen. Zudem erkennt man am letzten Tag der Woche, dass eine Stromproduktion stattfindet. Allerdings fällt die Erzeugungsleistung bei der Dachanlage geringer aus, als bei der FIPV. Mögliche Ursachen für die verminderte Stromproduktion könnten dichte Wolken oder Schneebedeckung bei den Aufdachmodulen spielen. Der Vorteil des FIPV-Systems gegenüber dem Dachsystem besteht darin, dass es keine Schneeanstimmungen gibt, die die Effizienz der Module im Winter beeinträchtigt. Darüber hinaus kann das Fassadensystem von einer aktiven Schneereflexion profitieren.

4.3 Ökonomie von Einzelgebäude und Siedlung

Ausgehend von den Ertragsgewinnen der Verdrehung von 210° werden unterschiedliche ökonomische Varianten als dynamische Investitionsrechnung grafisch in der Kapitalwertmethode abgebildet. Wenn der n-Wert von Einnahmen und Ausgaben zu irgendeinem Zeitpunkt negativ ist, wird dies in den Abbildungen mit roter Farbe sichtbar hinterlegt. Befindet er sich im grünen Bereich wird ab diesem Zeitpunkt zum ersten Mal ein Gewinn erwirtschaftet. Die übrigen blau hinterlegten Balken bilden Sensitivitäten ab und zeigen oft keine Amortisation an. Alle Varianten wurden auf eine realistische Lebensdauer von 25 Jahren gerechnet. In den Abbildungen ist nach Ablauf des Berechnungszeitraumes der gewinnbringende Kapitalwert angeführt. Zusätzlich wurde der interne Renditewert in % mittels der Zinsfußmethode berechnet. Dieser Wert ist ebenfalls in der Grafik abzulesen.

Die verschiedenen Szenarien bauen teilweise aufeinander auf. Die getroffenen Annahmen für die Berechnungen sind im Kapitel 3.5 festgelegt. Die Kalkulationstabellen der jeweiligen Grafiken im Anhang A12 bis A16 hinterlegt.

Variante 1a) Gebäude mit Vollbelegung der Dachvariante

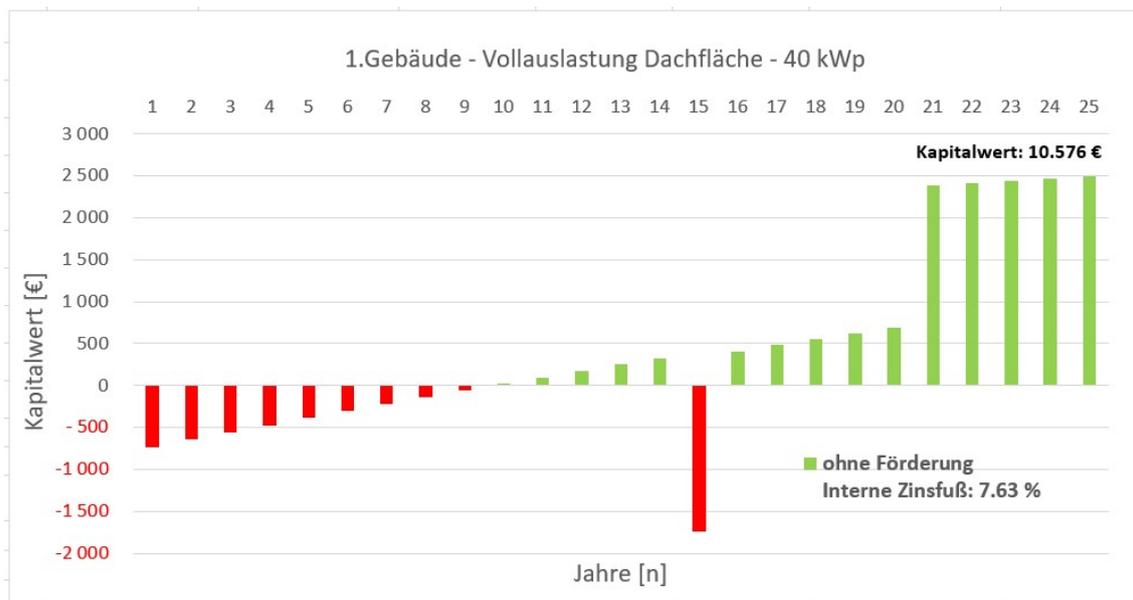


Abbildung 36: Grafische Darstellung des Kapitalwertes für die Dach-PV ohne Förderungen

Bei der ersten Variante 1a wird das Dach des Gebäudes vollständig genutzt. Dabei kommt eine spezifische 40 kWp Photovoltaikanlage zum Einsatz. Die jährliche Erzeugung beträgt 29.602,5 kWh/a. Der Eigenverbrauch liegt bei 8.133,7 kWh/a. Die solare Deckung hängt vom hinterlegten Verbrauchsprofil in Kapitel 3.3.2 ab. Die Netzeinspeisung ins herkömmliche VKW-Netz beträgt 21.468,9 kWh/a. Ausgehend von der spezifischen Leistung liegt der solare Jahresertrag der Anlage bei ca. 74 %.

Ab 10 Jahren kann ein Gewinn erzielt werden und die gesamte Rendite der Investition beläuft sich auf 7,63 %. Nach einer Kapitalanlage von 63.581 € ergibt sich nach dem betrachteten Zeitraum ein Gewinn von 10.576 €. Es zeigt, dass eine Vollbelegung auch ohne Subventionen wirtschaftlich rentabel ist. Nach einer Laufzeit von 15 Jahren ist ein Wechselrichtertausch vorgesehen, daraus resultiert ein Knick

im Kapitalwertverlauf. Aufgrund der gewonnenen Erkenntnisse wird die Dach-PV nicht weiter betrachtet, da alle weiteren Konfigurationen (Betrachtung mehrerer Gebäude) zu positiven Ergebnissen führen. Bei den darauffolgenden Varianten wird daher nur noch die FIPV beleuchtet.

Variante 1b u. 1c) Gebäude mit Vollbelegung der Fassadenfläche

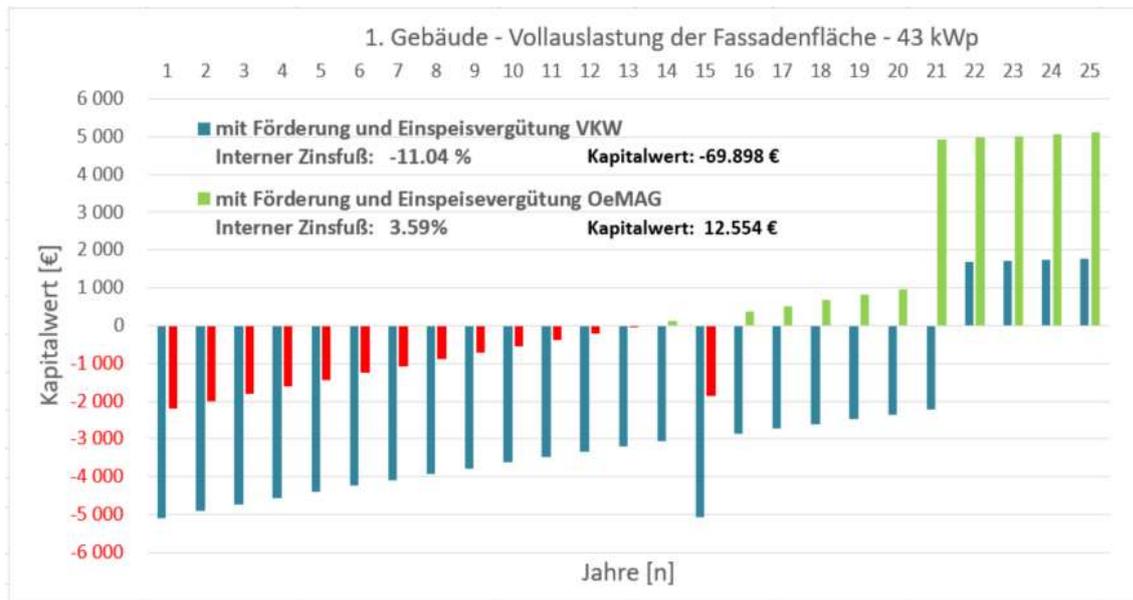


Abbildung 37: Grafische Darstellung des Kapitalwertes für die FIPV für zwei Varianten

Für die vollständige Nutzung aller Fassadenflächen werden zwei Varianten 1b und 1c gegenübergestellt. Die spezifische Leistung der Anlage liegt dabei bei 43 kWp. Die in Abbildung 37 blau hinterlegte Variante zeigt die FIPV mit Förderung und normalen VKW – Einspeisetarif. Die jährliche Erzeugung beträgt 21.961,8 kWh/a und liegt um 26 % niedriger als die Variante 1a. Der Eigenverbrauch verringert sich auf 7.760,50 kWh/a, ebenso sinkt auch die Einspeisung ins öffentliche Netz. Dieser beträgt nur noch 14.201,33 kWh/a. Trotz der üblichen Zulagen und Vergütungen erwies sich das System als unrentabel. Erst mit dem hohen Einspeisetarif (OeMAG) kann die Anlage gewinnbringend umgesetzt werden. Der OeMAG-Tarif liegt aktuell höher als der Bezugspreis vom Netz, dadurch können größere Gewinne erzielt werden. Wie bereits in Kapitel 3.5 erläutert ist dies nur eine Momentaufnahme. Der Tarif sollte daher bei langfristigen Berechnungen nicht angewendet werden. Somit ist eine FIPV-Vollbelegung vollkommen unwirtschaftlich.

Variante 2a, 2b, 2c) Gebäude mit Teilbelegung und 3 Fassadenflächen

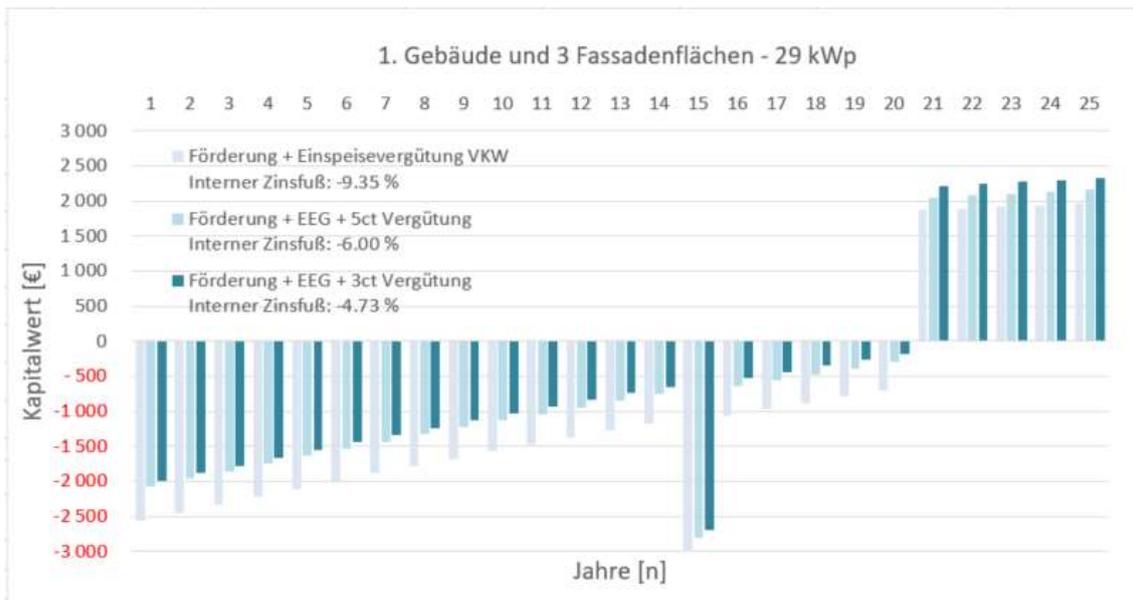


Abbildung 38: Grafische Darstellung des Kapitalwertes mit drei FIPV-Flächen

In der Variante 2a, 2b und 2c werden die drei Süd-, Ost-, und Westfassaden des Referenzgebäudes mit Standardmodulen versehen. Die spezifische Leistung der Anlage liegt bei 29 kWp. Der Eigenverbrauch von den drei Varianten weicht etwas von der vorherigen Betrachtung ab und liegt bei 7.543,02 kWh/a. Die Netzabgabe beträgt 12.039,35 kWh/a. Auch hier zeigt sich das trotz Förderung und den Standard-Konditionen der VKW der interne Zinsfuß bei -9,35 % liegt und somit der Kapitalwert negativ ist.

Bei den Vergleichen in Abbildung 38 werden erstmalig Energiegemeinschaften mitberücksichtigt. Bei der Abrechnung und Umlegung von Strom auf die lokalen EEGs (siehe Kapitel 2.3) werden zwei Delta-Tarife gegenübergestellt. Einerseits 5 ct/kWh und andererseits 3 ct/kWh (Mitglieder beziehen Strom dementsprechend um 5 ct oder 3 ct günstiger als vom Energieversorger. Bei einem Marktpreis von 16,44 ct, zahlen die Mitglieder für ihren Strombezug nur noch 11,44 ct oder 13,44 ct. Bei den getroffenen Annahmen geht hervor, dass kein Szenario gewinnbringend ist.

Die Anfangsinvestition beträgt 82.646 €, bei drei verwendeten Fassadenflächen und einer spezifischen Nennleistung von 29 kWh. Ein Vergleich mit Szenario 1a zeigt, dass die getätigte Investition immer noch um 23 % höher liegt. Das liegt daran, dass der spezifische Preis der FIPV zunimmt je weniger Module verbaut werden. Aufgrund der geringen Erzeugung und der daraus resultierenden niedrigen Überschusseinspeisung in das EEG, sind die Einnahmen reduziert. Daraus ergibt sich, dass die anfallenden Kosten nicht mit den generierten Einnahmen der Erträge abgedeckt werden können.

Variante 3a und 3b) Gebäude mit Teilbelegung und 2 Fassadenflächen

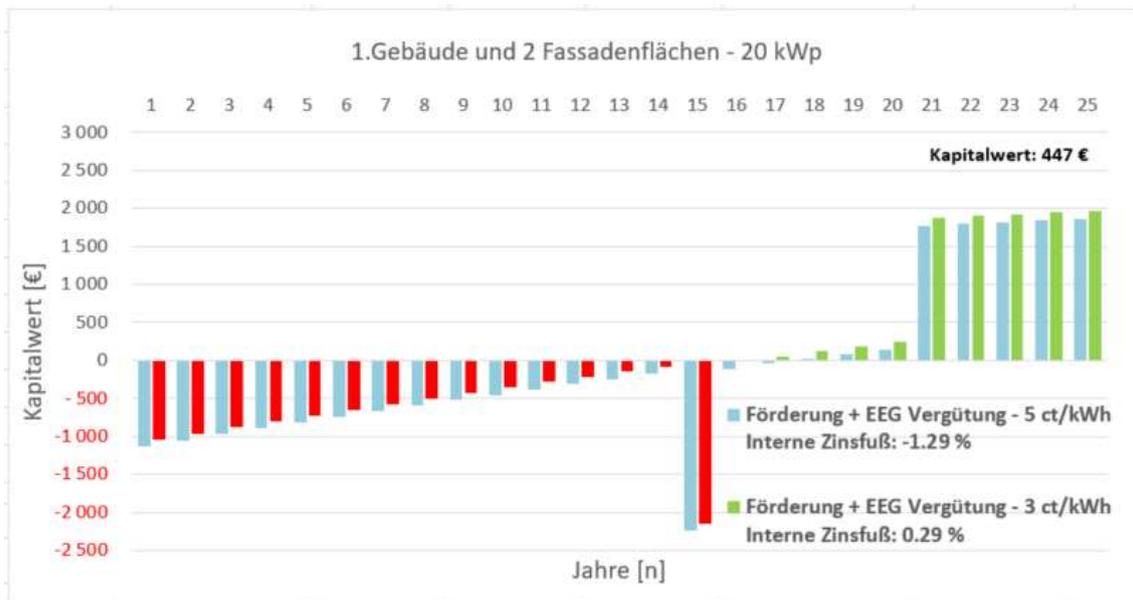


Abbildung 39: Grafische Darstellung des Kapitalwertes mit zwei FIPV-Flächen

Bei den Varianten 3a und 3b werden nur noch die zwei Süd-, und Ostfassaden des Referenzgebäudes mit Standardmodulen versehen. Die spezifische Leistung der Anlage liegt bei 20 kWp. Der Eigenverbrauch beider Varianten liegt bei 7.085,00 kWh/a. Die Netzabgabe beträgt 9.035,87 kWh/a. Die Einspeisevariante ins VKW-Netz wurde in Abbildung 39 ausgelassen, da diese bei letzterer Betrachtung unterhalb der EEG-Tarife lag. Bei einem Anschaffungswert von 57.280 € und einer Vergütung von 3 ct/kWh auf den Marktpreis, kann ein Kapitalgewinn von 447 € erwirtschaftet werden. Würde jedoch der netzübliche Marktpreis sinken, bedeutet dies, dass die Verbraucher den EEG-Strom teurer beziehen müssten. Da aber jährliche Strompreiserhöhungen durch Inflation üblich sind, begünstigt es die Nutzung des EEG-Stromes.

Variante 4a) 3 Gebäude mit Teilbelegung jeweils 2 Fassadenflächen

Zur besseren Übersicht wurde die EEG in der Variante 4a in Abbildung 40 dargestellt. Es werden drei Gebäude mit gleichem Verbrauchsprofil und gleicher solaren Erzeugung betrachtet. Zudem stellt jedes dieser drei Gebäude zwei Fassadenflächen zur Verfügung bei der eine FIPV angewendet wird. Die gesamte spezifische Erzeugungsleistung liegt bei 59 kWp und wird durch eine lokale EEG errichtet und betrieben.

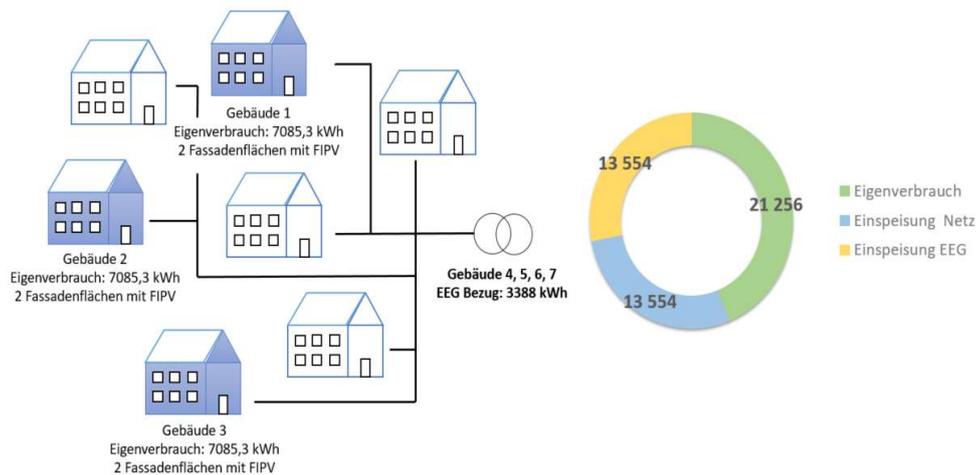


Abbildung 40: Struktur und Umlegung der Energie in der EEG für die Variante 4a

Die jährliche Erzeugungsleistung einer PV-Anlage beträgt 16.142,94 kWh und wird linear auf drei Gebäude hochskaliert. Der gesamte Eigenverbrauch für die Gebäude mit einer PV-Anlage liegt bei 21.256 kWh/a. Die restlichen 27.108 kWh/a werden jeweils halbiert und zu 50 % ins Netz eingespeist und auf die umliegenden vier Gebäude der Siedlung verteilt. Die Annahme entsteht dadurch, dass nur maximal 50 % der erzeugten und nicht verbrauchten Strommenge mittels Marktprämie gefördert werden kann (siehe Kapitel 2.3). Jene vier umliegenden Gebäude beziehen ca. 3388 kWh Strom aus der EEG. Für die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit wird ein Delta-Tarif von (5 ct/kWh) verwendet. Mitglieder beziehen ihren Strom um 5 Cent günstiger als vom Energieversorger.

Die Abbildung 41 zeigt den Verlauf der Kapitalwerte bei Anwendung der genannten Delta-Tarif-Variante. Die Rückzahlungsfrist beträgt 13 Jahre und die Gesamtanlagenrendite 3.82 %. Bei einer Anfangsinvestition von 166.321 € und einer internen Verzinsung von 2.5 % beträgt der Gewinn nach 25 Jahren 15.848 €. Außerdem werden in der Berechnung 3 defekte Wechselrichter einkalkuliert. Im Gegensatz zu den bislang betrachteten Einzelvarianten besteht in der Variante 4a durch die Einbindung von mehreren Gebäuden ein lukrativer, wirtschaftlicher Vorteil für alle Beteiligten. An dieser Stelle muss jedoch vermerkt werden, dass gleiche Nutzungsprofile für die Gebäude angenommen wurden. Hier entstehen allerdings in einer realen Betrachtung sehr wohl Synergien und beeinflussen die Eigenverbrauchs- und Einspeisemengen.

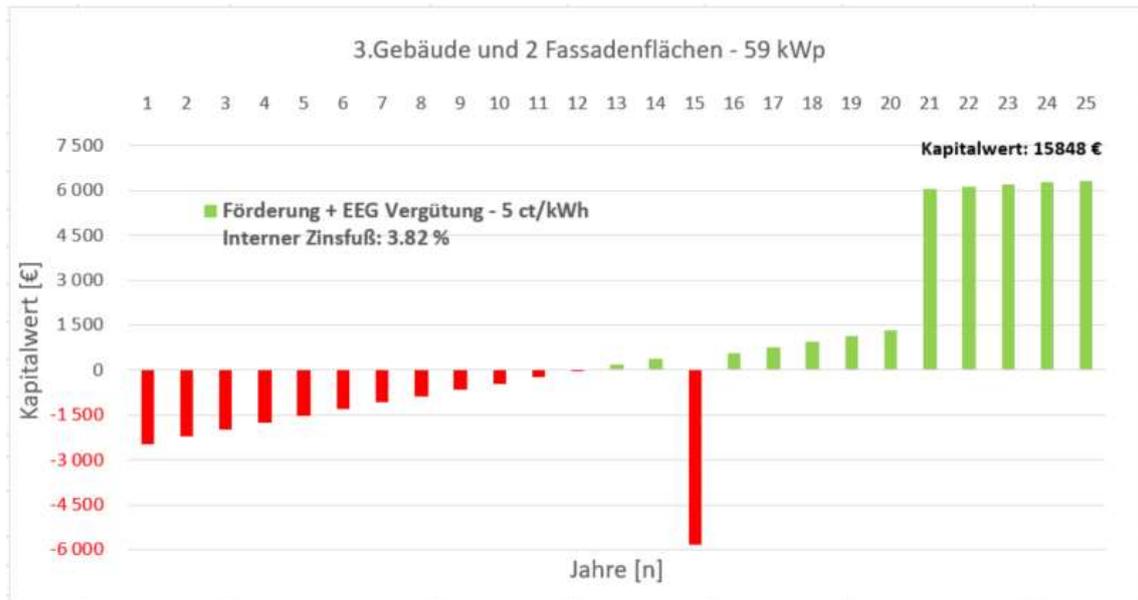


Abbildung 41 Grafische Darstellung des Kapitalwertes mit 3 Gebäuden und jeweils zwei FIPV-Flächen

Im Gegensatz zu den bislang betrachteten Szenarien besteht in der Variante 4a für einige Mitglieder die Möglichkeit Energie in die lokale EEG einzuspeisen und damit aufgrund des Delta-Tarifes einen deutlich besseren Gewinn zu erzielen. Die Verbraucher bekommen zudem ihren bezogenen Strom aus der EEG billiger als von den Netzbetreibern. So entsteht eine Win-Win-Situation für alle.

Durch die gewonnenen Erkenntnisse wurden weitere Berechnungen, wie eine Umlegung auf andere regionale Siedlungen nicht mehr berücksichtigt. Dennoch ist eine Verteilung des erneuerbaren Stromes von PV-Anlagen auf regionale Siedlungen durchaus möglich. Allerdings bedeutet dies, dass der Strom bei der Berechnung des regionalen Preises billiger verkauft werden muss als auf lokaler Ebene. Die Generalisierung auf andere Siedlungen ist somit nicht möglich.

5 Interpretation und Diskussion

Ziel dieser Masterarbeit ist es, die Anwendung von FIPV bei Mehrfamilienhäusern und im weiteren Kontext auf eine Siedlungsbetrachtung darzustellen, die Zielkonflikte in einem größeren Zusammenhang zu betrachten und potenziellen Nutzergruppen wie Planern, Architekten und Ingenieuren die Vorteile ihres Einsatzes aufzuzeigen. Im Kapitel 3 wird ausgehend von Bestandsplänen der Südtiroler Siedlung in Bludenz der Energieverbrauch eines Referenzgebäudes in GEQ nachgebildet. Mit dieser gewählten Methode können Simulationsrechnungen oder Machbarkeitsstudien für erste Verbrauchsabschätzungen in frühen Projektphasen unterstützt werden. Wenn keine Daten zum Verbrauch in Gebäuden vorliegen. Nach der Festlegung der Sanierungsvariante für das MFH's und den daraus resultierenden Verbrauchssenkungen, erfolgt eine möglichst reale Simulation des Gebäudes mit der Anwendung der dynamischen Gebäude- und Anlagensimulation IDA ICE. Der Mehrwert des Vergleichs des GEQ mit dem IDA ICE zeigt sich in der Nützlichkeit und echten Vergleichbarkeit der Ergebnisse. Sämtliche bekannten Daten physikalisch-technischer Natur wurden in den Modellen berücksichtigt. Nicht bekannte Parameter wurden auf Basis von Quellen dokumentiert. Es wurden zudem die Bereiche der Bedarfsreduktion, die standortspezifischen solaren Gewinne sowie der Einfluss der solaren Abdeckung auf das Gebäude und deren Generalisierung auf Siedlungsobjekte erarbeitet und deren Ergebnisse dargelegt. Die Bestimmung und Abschätzung der gesamten PV- und FIPV-Stromabdeckung eines Gebäudes hängt von grundlegenden Kenntnissen über die Menge an elektrischer Energie ab, die in einem Mehrfamilienhaus verbraucht wird. An dieser Stelle folgt zugleich ein Hinweis auf die Grenzen des Systems sowie auf die Fehlerbetrachtung. Da für das Gebäude keine Messdaten vorliegen, ist es nicht möglich, die simulierten Werte mit tatsächlichen Werten zu vergleichen. Obwohl die für das GEQ-Programm getroffenen Annahmen mit denen des IDA ICE-Programms vergleichbar sind, gibt es daher Unterschiede, die erwähnt werden müssen, wenn sie auf das tatsächliche Objekt angewendet werden. Dies führt zu einer teilweise fehlerhaften Betrachtung bei der Energiebilanz des Gebäudes. Die gewonnenen Ergebnisse aus den Simulationsstudien wurden lediglich auf Plausibilität mit anderen ähnlichen Bauwerken verglichen und für die Arbeit akzeptiert. Grundsätzlich sind die angewendeten Methoden bei Planungsphasen von Gebäuden schon geeignet. Für eine detailliertere Herangehensweise empfiehlt sich zuerst ein Monitoring, um den Bestand zu erfassen und die Verluste besser abschätzen zu können.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass mit erheblichen Sensitivitäten bei den internen Gewinnen und Nutzungsprofilen zu rechnen ist. Bei einem Mehrfamilienhaus entsteht oft Gleichzeitigkeit in Bezug auf Beleuchtung, Haushaltsstrom und Warmwasserbedarf. Der Gleichzeitigkeitsfaktor gibt die Wahrscheinlichkeit an, mit der alle Verbraucher einer Anlage durchschnittlich zur gleichen Zeit mit voller Leistung betrieben werden. Da auch zu den Bewohnern des geprüften Gebäudes keine verlässlichen Daten vorliegen, wurden Profile nach SIA 2024 erstellt. Bei der Umlegung auf die Siedlungsbetrachtung wurden jedoch keine Gleichzeitigkeitsfaktoren berücksichtigt. Der Aufwand für eine solche Begutachtung ist mit erheblichem Mehraufwand verbunden und geht über den Rahmen der Masterarbeit hinaus. Allerdings dürften solche Faktoren den Eigenverbrauch erhöhen, insbesondere wenn mehrere Gebäude zusammengelegt werden (Siedlungsbetrachtung). Dies würde womöglich zu einer Reduzierung der Netzeinspeisung führen und damit die wirtschaftlichen Aussichten für herkömmliche PV- und FIPV-Systeme beeinträchtigen. Ebenso stellt sich auch die Frage bei einem einzelnen Wohngebäude, was die Resultate bewirken würden, wenn Gleichzeitigkeit eine Rolle spielt. Der weitere Forschungsbedarf

besteht also insbesondere im Bereich der kommunalen Energieerzeugungssysteme und der Auswirkungen des individuellen Bewohnerverhaltens auf die Gesamtproduktivität und damit auf die Energiekosten anderer Wohneinheiten. Darüber hinaus sollte man in Bezug auf die Ergebnisse der Masterarbeit auf die wirtschaftlichen Auswirkungen der aktuellen Energiepreisdynamik achten. Die Dynamik der Energiemärkte verändert sich momentan stark und daher kann die Masterarbeit in einem Jahr durchaus nicht mehr aktuell sein.

Generell zeigen die gewonnenen Ergebnisse, dass alle Photovoltaikanlagen stundenwertbasiert simuliert und berechnet werden müssen. Monatsbilanzen dagegen führen zwar auf den ersten Blick zu einer erheblichen Eigenverbrauchsquote, jedoch entsprechen diese kumulierten Werte nicht dem realen stündlichen Verbrauch. Die Analyse der vollbelegten PV-Dachanlage zeigt, dass zwar der Gesamtdachwirkungsgrad im Vergleich zur FIPV um 21 % höher liegt, jedoch kein höherer Autarkiegrad erreicht werden kann. Ebenso führt eine Verringerung des Gebäudeenergieverbrauches bei gleicher solarer Erzeugung zu einem Anstieg der Autarkie. Bei der Planung von sanierungsrelevanten Bauten, sollte in diesem Zusammenhang immer auch die Qualität der Gebäudehülle und Anlagentechnik berücksichtigt werden. Ansonsten gelingt die Erhöhung des Eigenverbrauches nur durch einen integrierten Batteriespeicher, dieser ist jedoch in der Regel zu teuer. Die FIPV knüpft bei einer Vollauslastung leider nicht an die Leistung der Dach-Anlage an. Dennoch werden genauso gute Resultate bei der Autarkieerhebung erreicht. Daher lohnt es sich, die Vorteile zusammenzufassen. Die vertikale Anordnung der Module bietet einen besseren Schutz vor Witterungseinflüssen und extremen Wetterbedingungen. Abbildung 35 zeigt, dass die Schneeeinflüsse die Leistung der FIPV nicht verringern, im Gegenteil, die weiße Schneefläche reflektiert das Licht besser zu den Modulen und erhöht die Effizienz. Selbst eine Drehung des Gebäudes um 210° vom Ausgangspunkt zeigt, dass die Südfassade 2.177,11 kWh mehr Energie liefert als das gewöhnliche gedrehte nach Norden ausgerichtete Dachsystem. Im Vergleich zum installierten Nord-Dachsystem bestehend aus 60 Modulen werden in der südlichen Fassade nur 32 Module verwendet. Daher empfiehlt es sich, vor der kompletten Dachbelegung einen Blick auf die Fassadenflächen des Gebäudes zu werfen. Vielleicht bieten diese Flächen ein größeres Potential für solare Gewinne. Bei der spezifischen Darstellung zeigt sich, dass die Fassadenelemente in den dunkleren Wintermonaten von Oktober bis Februar nahezu die gleichen Erträge liefern wie die Dachmodule. Die Legitimität der FIPV ist daher vor allem in den Wintermonaten durchaus gegeben. So lassen sich auch potenziell freie, ungenutzte Fassadenflächen besser integrieren, wenn es darum geht nachhaltigere Energiegewinnungsformen mit PV zu erschließen.

Die Kosten-Nutzen-Diagramme spiegeln direkt die ökonomischen Ergebnisse und die Unterschiede zwischen den Varianten auf einen Blick wider. Sobald die Kapitalwerte positiv werden, erfolgt die Schuldentilgung und die PV-Variante wird wirtschaftlich. Wie erwartet führte die Abwicklung der gesamten Dachoption ohne Förderung zu einer schnelleren positiven Bilanz als die fassadenintegrierte PV. Erreicht wurde dies aufgrund der geringen spezifischen Modulpreise und den höheren Einsparerträgen ins Netz. Mit der steigenden Zahl neu installierter Photovoltaik-Dachanlagen sinken die Preise handelsüblicher Standardprodukte und Skaleneffekte werden sichtbar. Je mehr Elemente vereinfacht erstellt werden können desto effizienter wird die Modulpreisgestaltung. Geringere Gestehungskosten werden jeweils an den Endverbraucher weitergegeben, was zu einem niedrigen Einheitspreis pro kWp führt. Im Sinne des Klimaschutzes erhofft man sich diesen Effekt ebenso im Bereich von FIPV-Lösungen. Weil eine Unkenntnis bei erfolgreich realisierten Objekte zwischen Planern, Architekten und Ingenieuren

herrscht und die Anzahl der abgeschlossenen Projekte gering ist, werden neue Projekte selten initiiert. Daher stagnieren die erhofften Skaleneffekte bei der FIPV.

Die Variante 1a (Dach-Vollbelegung) zeigt, dass die Dachanlage mit 120 monokristallinen Modulen auch schon ohne Förderung, rein durch die Einspeisung ins Netz amortisiert. Da die Dächer bei einer Generalsanierung statisch neu eingedeckt werden, können die einfachen Dachformen von den Gebäuden in der Südtiroler Siedlung ohne großen baulichen Aufwand mit Photovoltaikmodulen ausgestattet werden. Beim Solarertrag gibt es keine Verschattung durch andere Wohngebäude, da die Bauten der Siedlung im Wesentlichen gleich hoch sind. Was den Vorteil einer Dachanlage begünstigt.

Bei den fassadenintegrierten PV-Szenarien zeigt sich, dass der positive Aspekt nur dann eintritt, wenn eine oder zwei Fassaden verwendet werden. Denn eine Vollbelegung macht weder ökologisch noch ökonomisch Sinn. Betrachtet man ein einzelnes Gebäude bei denen zwei Fassaden mit PV bestückt werden, lassen sich minimale Vorteile durch Förderungen und bessere EEG-Einspeisetarife realisieren. Die Situation verbessert sich bei der netzgekoppelten Solarstromerzeugung bei denen mehrere Gebäude im Verbund auftreten. Variante 4a erzielt nach einem Zeitraum von 25 Jahren einen Kapitalwert von 15.848 €. Die Anfangsinvestition beläuft sich auf 146.821 €, was 36.693 € mehr ist als die Investitionskosten für die Nutzung eines einzelnen Vollbelegten Gebäudes. Dennoch erscheint diese Option wirtschaftlich attraktiver. Gleichzeitig ist Variante 4a aus Umweltgesichtspunkten zu bevorzugen, da die erzeugte Solarenergie deutlich höher ist als bei nur einem Gebäude mit Fassaden-Vollbelegung. Ein weiteres Merkmal der Einbindung von mehreren Gebäuden ist, dass die Verbrauchslastprofile nahezu identisch sind. Dadurch gelingt die Verteilung des erzeugten Stromes besser auf die anderen Gebäude. Die Vorteile liegen klar auf der Hand: Ausbau von dezentraler Energiesysteme, proaktive Beteiligung an der Energieerzeugung, Nutzung wirtschaftlicher Anreize und Stärkung regionaler Wertschöpfungsketten.

Ziel ist es, durch FIPV eine hohe Stromabdeckung zu erreichen, um die Strommenge aus dem öffentlichen Netz zu reduzieren. Der Strombedarf eines Wohnhauses, wie beispielsweise in der Südtiroler Siedlung, ist meist höher als die FIPV-Solarproduktion. Durch die Bildung einer EEG wird der erzeugte Solarstrom direkt auf andere Gebäude in der umliegenden Siedlung übertragen und verbraucht. Somit wird im weiteren Kontext die Eigenverbrauchsquote der Siedlung angehoben. Auch die netzbelastenden Einspeisungen in das öffentliche Netz oder teure anlagenbetriebene Batteriespeicher entfallen durch die Anwendung einer EEG. Daher sind sanierungsbedürftige Mehrfamilienhäuser ideal, um FIPV einzubinden und damit eigenen Solarstrom zu erzeugen.

Resultate in Bezug auf die Masterthesis

Nachfolgen nochmals die Forschungsfrage aus dem Kapitel:

Reichen die Anreize hinsichtlich der aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen und Förderungen aus, um den Ausbau fassadenintegrierter Photovoltaikanlagen, wie im konventionellen Sanierungsfall der Stadt Bludenz, voranzutreiben und wirtschaftlich umzusetzen?

Durch die Arbeit sollen mehrere Ziele durchleuchtet und ausgearbeitet werden:

- Reichen die Anreize aus die erneuerbare Technologie FIPV durch aktuelle gesetzliche Regelungen marktfähiger zu machen?
- Es soll eine mögliche FIPV - Sanierungsmaßnahme für den konkreten Fall der Südtirol Siedlung erarbeitet werden.
- Es soll der Mehrwert einer FIPV zur herkömmlichen PV im Hinblick auf die Effizienz und Wirtschaftlichkeit bei Sanierungsobjekten betrachtet werden.

Die Anreize der österreichischen Förderung allein reichen nicht aus, um FIPV in Sanierungsfall Wirtschaftlich einzusetzen, wie das Beispiel der Südtiroler Siedlung in Bludenz zeigt. Die neu gegründeten gesetzlichen Energiegemeinschaften belegen jedoch, dass es durchaus lukrative Möglichkeiten für die FIPV-Einbindung gibt. Die Kosten-Nutzen-Optimierung beginnt jedoch immer damit, möglichst viel Solarertrag in südlichen Dachbereichen zu aktivieren. Da die Kosten für ein Standard-Dachsystem immer noch um ein Vielfaches niedriger sind als bei den Fassadenelementen. Das hierfür große Dachflächen zur Verfügung stehen, zeigt sich bei den sanierungsbedürftigen Wohngebäuden, bei denen eine vollständige Reduzierung des Energieverbrauches im Vordergrund steht. Aus den verschiedenen Orientierungen lässt sich ableiten, dass die Steildachformen der Gebäude nicht optimal nach Süden ausgerichtet sein müssen, um gute solare Effizienzen zu erzielen. Die gegenseitige Verschattung der Module wird durch die extrem steile Dachform vollständig eliminiert. Deswegen können die Module bündig zusammengebaut werden. Die maximale Flächeneffizienz bei solchen Dachform ist dadurch gegeben.

Bei einer möglichen Sanierungsmaßnahme mit einer fassadenintegrierten Photovoltaik, sollte darauf geachtet werden, dass die Module nicht direkt an der Wand anliegen. Bei der Umwandlung von Sonnenlicht in Strom, erhitzen sich die Zellen auf der Rückseite. Daher empfiehlt der Autor eine ausreichende Hinterlüftungsebene. In der Masterarbeit wurden monokristalline Module verwendet, da diese durch einen höheren Wirkungsgrad langfristig eine höhere Stromproduktion liefern als polykristalline Module. Dünnschicht- oder organische Technologien werden nicht in Betracht gezogen oder empfohlen, weil sie einfach zu ineffizient sind. Außerdem haben senkrechte Flächen immer noch eine schlechte Solareausbeute, Dünnschichtzellen sind zwar meist günstiger, aber leider nicht geeignet. Weil die Solarenergieeffizienz niedriger ist als bei kristallinen Formen. Gestalterischer Einfluss wie Beschichtungen oder Glassierungen auf die Wirkungsgradleistung der Module wurde in der Masterarbeit nicht eingegangen. Ein vertieftes Studium verschiedener Farbeinheiten kann hier Klarheit schaffen. Von einer FIPV-Aktivierung von Nordfassaden wird beim Mehrfamilienhaus wegen der zu geringen Ertragsausbeute abgeraten. Durch das aufbringen einer zusätzlichen Dämmschicht bei den Bestandsgebäuden entsteht eine WDVS-Fassade. Dieser vereinfachte Fassadenaufbau bietet

eine großartige Möglichkeit, ohne erheblichen Mehraufwand eine zusätzliche Hinterlüftungsebene mit Photovoltaik-Modulen anzufügen. Generell lässt sich sagen, dass die südlichen, östlichen oder westlichen stark exponierten Bereiche in Solarfassaden umgewandelt werden können. Dadurch kann das erworbene Wissen auf andere gleichartige Gebäude übertragen werden, ohne das Erscheinungsbild des Gebäudes wesentlich zu verändern. Aufgrund der Vielfalt optischer Gestaltungsmöglichkeiten gibt es keine Diskussion mehr, auf den Einsatz von Solarfassaden zu verzichten. Lediglich der denkmalpflegerische Gedanke spricht bei der Bludenzener Siedlung dagegen.

Was den vertikalen Aspekt der Solarentwicklung betrifft, so beschränkt sich der Mehrwert nicht mehr auf die Effizienz oder Wirtschaftlichkeit, sondern hängt viel mehr von den Präferenzen der Kunden ab. Die eigentliche Frage ist also, ob Kunden bereit sind, FIPV bei der Planung und Implementierung von Projekten zu berücksichtigen bzw. einzubeziehen. Schließlich könnte diese Studie dazu animieren, analoge FIPV-Studien in der Projektentstehung von Mehrfamilienhaussanierungen durchzuführen.

Damit können die vordefinierten Hypothesen der Masterthesis widerlegt und beantwortet werden. Es wird aber nochmals klargestellt, dass in den Kalkulationen sämtliche Annahmen und Preiserhebungen nach der aktuellen Lage erfolgten, ohne Berücksichtigung der starken Schwankungen und Preissteigerungen am Markt. Daher traf der Verfasser der Arbeit realistische Annahmen basierend auf den Vorwissen über Photovoltaik. Es handelt sich also um konservative und vorsichtige Berechnungen. Als Ausblick auf weitere FIPV-Modellierungen und Berechnungen des Referenzgebäudes sollte eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt werden, um die Eventualitäten bzw. Unsicherheiten besser einschätzen zu können. Zu identifizieren wären also noch die Einflussgrößen, die signifikante Veränderungen mit sich bringen.

Literaturverzeichnis

- [1] D. Weismayr, Klimaschutzbericht, (2022) 18.
- [2] Energy and the Green Deal, EU-Kommission - European Commission. (2021). https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/energy-and-green-deal_de.
- [3] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), Energie in Österreich 2021 - Zahlen, Daten, Fakten, (2021). <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/publikationen/zahlen.html>.
- [4] C. European, Die effiziente Versorgung mit erneuerbaren Energien für Mehrfamilienhäuser gewährleisten, (2020). <https://cordis.europa.eu/article/id/422221-ensuring-efficient-renewable-energy-supply-for-multifamily-residential-buildings/de>.
- [5] European Commission, EU Strategy on Heating and Cooling, 2016. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1575551754568&uri=CELEX:52016DC0051>.
- [6] Nina Hampl et al., Erneuerbare Energien in Österreich. Der jährliche Stimmungsbarometer der österreichischen Bevölkerung zu erneuerbaren Energien. Unter Mitarbeit von Univ.-Prof. Dr. Werner H. Hoffmann (WU Wien)., Hg. v. Alpen-Adria-Universität Klagenfurt, Wirtschaftsuniversität Wien, Deloitte, Wien, 2020.
- [7] Dr. Harry Wirth, Integrierte Photovoltaik – Flächen für die Energiewende - Fraunhofer ISE, 2021. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/leitthemen/integrierte-photovoltaik.html>.
- [8] K. Mertens, Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis, Carl Hanser Verlag GmbH Co KG, 2022.
- [9] P.R. Defaix, W.G.J.H.M. van Sark, E. Worrell, E. de Visser, Technical potential for photovoltaics on buildings in the EU-27, Solar Energy. 86 (2012) 2644–2653. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.06.007>.
- [10] F.J.W. Osseweijer, L.B.P. van den Hurk, E.J.H.M. Teunissen, W.G.J.H.M. van Sark, A comparative review of building integrated photovoltaics ecosystems in selected European countries, Renewable and Sustainable Energy Reviews. 90 (2018) 1027–1040. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.001>.
- [11] H. Fechner, Ermittlung des Flächenpotentials für den Photovoltaik-Ausbau in Österreich: Welche Flächenkategorien sind für die Erschließung von besonderer Bedeutung, um das Ökostromziel realisieren zu können, 2020.
- [12] Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz, (2021). https://www.bmk.gv.at/service/presse/gewessler/20210317_eag.html.
- [13] E. Klima-, Leitfaden Photovoltaik-Anlagen – Jahresprogramm 2020–2022, (2021) 10.
- [14] Bußjäger P., Concin J., Gerstgrasser K., Die Bludenzer Südtiroler-Siedlung und ihre Bewohner: zur Entstehung und Sozialgeschichte eines Stadtteiles, Geschichtsverein Region Bludenz, 1998.
- [15] S. Catherine, Architektur der Ambivalenz. Die Südtiroler-Siedlungen als erste großmaßstäbliche Bauaufgabe und Sonderform des sozialen Wohnungsbaus in Vorarlberg, ETH Zürich, (2019).
- [16] GEQ - Zehentmayer Energieausweis Software, (n.d.). <https://www.geq.at/>.
- [17] RIS - Energieausweis-Vorlage-Gesetz 2012 - Bundesrecht konsolidiert, (2022). <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007799>.
- [18] "EQUA - Simulation Software I EQUA, IDA ICE, (n.d.). <https://www.equa.se/en/about-us/about-equa> (accessed July 23, 2022).
- [19] Regierungsdokumente - Bundeskanzleramt Österreich, (2020). <https://www.bundeskanzleramt.gv.at/bundeskanzleramt/die-bundesregierung/regierungsdokumente.html>.
- [20] P. Biermayr, C. Dißbauer, M. Eberl, M. Enigl, H. Fechner, B. Fürnsinn, M. Jaksch-Fliegenschnee, K. Leonhartsberger, S. Moidl, E. Prem, C. Schmidl, C. Strasser, W. Weiss, M. Wittmann, P. Wonisch, E. Wopienka, Innovative Energietechnologien in Österreich - Marktentwicklung 2020, (2020) 273.
- [21] Meilenstein für die Energiewende: Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz ist fertig, (2021). <https://infothek.bmk.gv.at/meilenstein-fuer-die-energiewende-das-erneuerbaren-ausbau-gesetz-ist-fertig/>.
- [22] P.R. Defaix, W.G.J.H.M. van Sark, E. Worrell, E. de Visser, Technical potential for photovoltaics on buildings in the EU-27, Solar Energy. 86 (2012) 2644–2653. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.06.007>.
- [23] A. Wagner, Photovoltaik Engineering: Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2019. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-58455-2>.

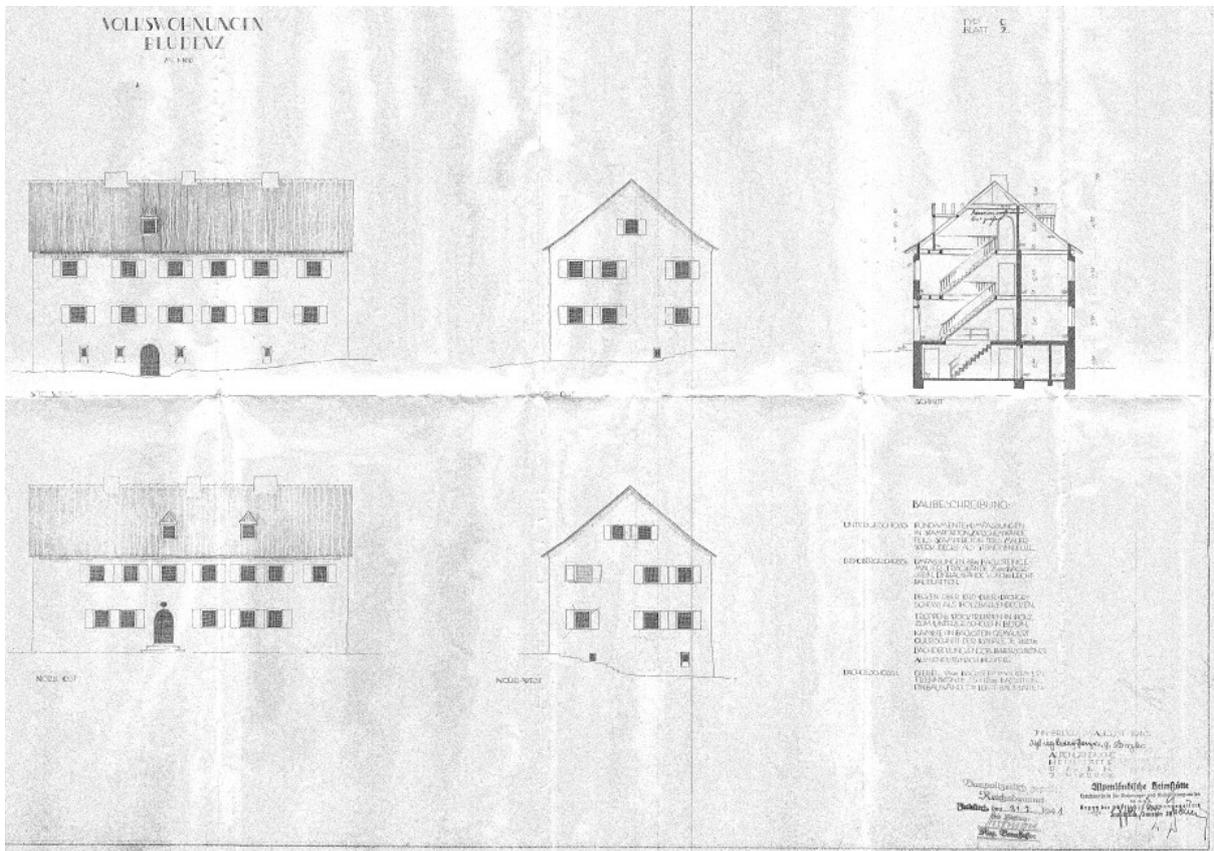
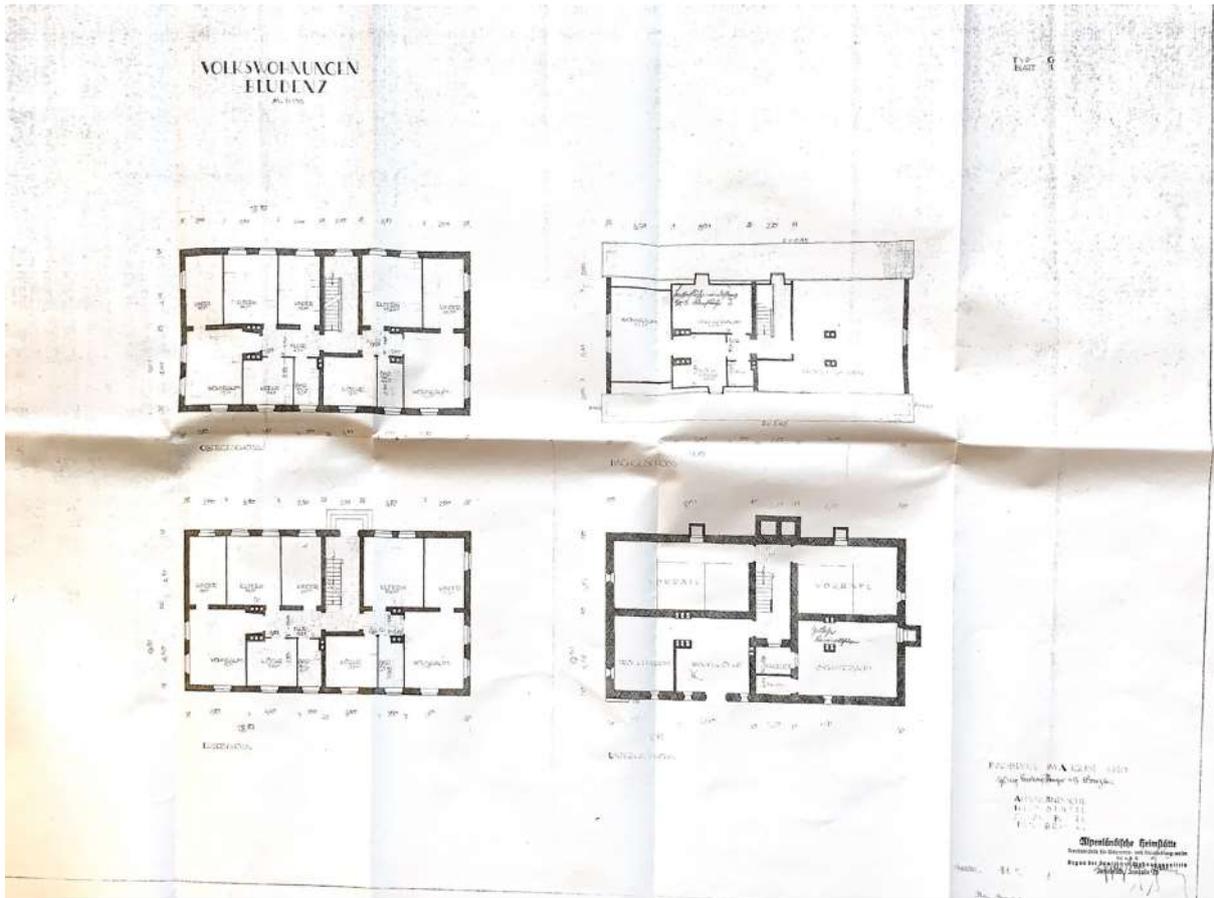
- [24] H. Fechner, E. Sehnal, U.R. Haas, A. López-Polo, T. Wien, Gebäudeintegrierte Photovoltaik Teil, Gebäudeintegrierte Photovoltaik. (n.d.) 44.
- [25] S. Roberts, N. Guariento, S. Roberts, Gebäudeintegrierte Photovoltaik: ein Handbuch, Birkhäuser, Basel Berlin, 2009.
- [26] A. Ghosh, Potential of building integrated and attached/applied photovoltaic (BIPV/BAPV) for adaptive less energy-hungry building's skin: A comprehensive review, *Journal of Cleaner Production*. 276 (2020) 123343. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.123343>.
- [27] R. Krippner, G. Becker, M. Maslaton, C. Maurer, T.E. Kuhn, B. Kämpfen, G.W. Reinberg, H. Reyelts, R. Haselhuhn, C. Hemmerle, Gebäudeintegrierte Solartechnik: Photovoltaik und Solarthermie – Schlüsseltechnologien für das zukunftsfähige Bauen, DETAIL, 2016. <https://doi.org/10.11129/9783955533267>.
- [28] J. Gong, K. Sumathy, Q. Qiao, Z. Zhou, Review on dye-sensitized solar cells (DSSCs): Advanced techniques and research trends, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 68 (2017) 234–246. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.097>.
- [29] E. Biyik, M. Araz, A. Hepbasli, M. Shahrestani, R. Yao, L. Shao, E. Essah, A.C. Oliveira, T. del Caño, E. Rico, J.L. Lechón, L. Andrade, A. Mendes, Y.B. Atli, A key review of building integrated photovoltaic (BIPV) systems, *Engineering Science and Technology, an International Journal*. 20 (2017) 833–858. <https://doi.org/10.1016/j.jestch.2017.01.009>.
- [30] E. Langenskiöld, Photovoltaik erobert Fassade - erstes energieautarkes Mehrfamilienhaus, Brüten, (2016). https://www.tab.de/artikel/tab_Photovoltaiik_erobert_Fassade_2704182.html.
- [31] M.A. Green, Y. Hishikawa, E.D. Dunlop, D.H. Levi, J. Hohl-Ebinger, M. Yoshita, A.W.Y. Ho-Baillie, Solar cell efficiency tables (Version 53), *Prog Photovolt Res Appl*. 27 (2019) 3–12. <https://doi.org/10.1002/pip.3102>.
- [32] A. Buonomano, F. Calise, A. Palombo, M. Vicidomini, BIPVT systems for residential applications: An energy and economic analysis for European climates, *Applied Energy*. 184 (2016) 1411–1431. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.02.145>.
- [33] H. Fechner, E. Sehnal, U.R. Haas, A. López-Polo, T. Wien, Gebäudeintegrierte Photovoltaik Teil, Gebäudeintegrierte Photovoltaik. (n.d.) 44.
- [34] P. Viriden, P+D-Projekt: BIPV-Fassaden Benchmark, viriden-partner. (n.d.). <https://www.viriden-partner.ch/publikationen> (accessed October 9, 2022).
- [35] T. Seltmann, Photovoltaik: Solarstrom vom Dach, 2., überarb. Aufl, Berlin, 2011.
- [36] H. Häberlin, Photovoltaik: Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen, 2., wesentlich erw. und aktualisierte Aufl, Electrosuisse-Verl. [u.a.], Fehraltorf, 2010.
- [37] Energiegemeinschaften in Österreich, (2021). <https://energiegemeinschaften.gv.at/>.
- [38] B. Rajal, S. Orator-Saghy, Die Rolle der Energiegemeinschaften im österreichischen Energierecht, nr. 1 (2021) 34. <https://doi.org/10.33196/nr202101003401>.
- [39] Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und de... - EUR-Lex, (n.d.). <https://eur-lex.europa.eu/DE/legal-content/summary/renewable-energy.html>.
- [40] S. Cejka, K. Kitzmüller, Rechtsfragen zur Gründung und Umsetzung von Energiegemeinschaften, in: 2021.
- [41] Swiss Federal Office of Energy SFOE, Community energy network with prosumer focus - ETH Zürich, (2020). <https://quartier-strom.ch/index.php/2020/08/17/schlussbericht-zu-quartierstrom-1-0-erschienen/> (accessed October 21, 2022).
- [42] RIS - Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 - Bundesrecht konsolidiert, Fassung vom 24.09.2022, (n.d.). <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20010107> (accessed September 24, 2022).
- [43] Preisblatt Netznutzung 01.05.2022, (n.d.) 2.
- [44] Elektrizitätsabgabe, (n.d.). https://www.usp.gv.at/steuern-finanzen/verbrauchsteuern_und_energieabgaben/elektrizitaetsabgabe.html (accessed September 24, 2022).
- [45] Preisblatt_Netznutzung_Strom_2021_9.pdf, (n.d.). https://www.vorarlbergnetz.at/media/Preisblatt_Netznutzung_Strom_2021_9.pdf (accessed September 25, 2022).
- [46] Einspeisemengen und Vergütungen, (n.d.). <https://www.oem-ag.at/de/oekostromneu/einspeisemengen/marktpreisbilanzgruppe/> (accessed January 8, 2023).
- [47] Austrian Standards Institute, ÖNORM B 8110-6: 2014-11-15 Grundlagen und Nachweisverfahren - Heizwärmebedarf und Kühlbedarf, (2019).

- [48] Austrian Standards Institute, ÖNORM H 5056-1 Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden - Heiztechnikenergiebedarf, (2019).
- [49] Austrian Standards Institute, ÖNORM H 5050: 2014-11-01 Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden - Berechnung des Gesamtenergieeffizienz-Faktor, (2014).
- [50] Österreichisches Institut für Bautechnik, OIB Richtlinie 6: Energieeinsparung und Wärmeschutz, (2019).
- [51] B. Weller, L. Scheuring, eds., Denkmal und Energie 2021: Energieeffizienz, Nachhaltigkeit und Nutzerkomfort, Springer Vieweg, Wiesbaden [Heidelberg], 2021.
- [52] Energieinstitut Vorarlberg, Neue Energien für alte Häuser, (2010). <https://www.cipra.org/de/publikationen/1637>.
- [53] SIA 2024:2015, ed., Raumnutzungsdaten für die Energie-und Gebäudetechnik, (2015).
- [54] Zusammenarbeit in Revit | Autodesk Knowledge Network, (n.d.). <https://knowledge.autodesk.com/de/support/revit/learn-explore/caas/CloudHelp/cloudhelp/2016/DEU/Revit-WhatsNew/files/GUID-A79D5505-C4B2-4C6D-AA95-2DE5B9589A00-htm.html>.
- [55] A. Beltrami, M. Picco, M. Marengo, Comparison of Energy Simulations for a Residential Unit: a Rapid Method for an Integrated Decision Tool: Building Simulation Applications 2015 - 2nd IBPSA-Italy Conference, Building Simulation Applications 2015 - 2nd IBPSA-Italy Conference. (2015) 137–146.
- [56] S. Christian dipl. Natw. ETH, Kommission SIA 2024, (n.d.). <https://www.sia.ch/de/dienstleistungen/normen/>.
- [57] voibos - Sonnengangberechnung, (2021). <http://voibos.rechenraum.com>.
- [58] S. Wilhelm, Solaranlagen planen und gestalten - Leitfaden zur Errichtung von thermischen Solaranlagen und Photovoltaikanlagen, (2020).
- [59] Technische Grundlagen | PHOTOVOLTAIC AUSTRIA, (2021). <https://pvaustria.at/technische-grundlagen/> (accessed October 21, 2022).
- [60] A.W.G. & C. KG, Abstandsmontagesystem mit thermischer Trennung | WÜRTH, (2022). <https://e-shop.wuerth.de/Produktkategorien/Adapter-mit-Gewindestueck-Stahl-verzinkt-AMO-Therm/14014501080102.cgid/1401.cgid/de/DE/EUR/>.
- [61] RIS - Ökostrompauschale-Verordnung 2021 - Bundesrecht konsolidiert, Fassung vom 24.09.2022, (n.d.). <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011430> (accessed September 24, 2022).
- [62] Jahresreihen, (n.d.). <https://www.e-control.at/statistik/e-statistik/archiv/betriebsstatistik/jahresreihen> (accessed September 24, 2022).
- [63] Haushaltsprognosen - STATISTIK AUSTRIA - Die Informationsmanager, (n.d.). <https://www.statistik.at/statistiken/bevoelkerung-und-soziales/bevoelkerung/familien-haushalte-lebensformen/haushaltsprognosen> (accessed September 24, 2022).
- [64] W. Jules dipl. Bau-Ing. UTB/SIA, Pully, SIA 384/6 - 2010 D - Erdwärmesonden, (n.d.). http://shop.sia.ch/normenwerk/architekt/384-6_2010_d/D/Product (accessed October 2, 2022).

Anhang

A1: St.Antoniusstraße 12a - Bestandspläne	b
A2: St. Antoniusstraße 12a – Grundriss	c
A3: St. Antoniusstraße 12a – Schnitt und Ansicht	d
A4: Energieausweis - Bestand (Ausschnitt).....	e
A5: Energieausweis - Sanierung (Ausschnitt)	f
A6: Berechnung Ökostromförderpauschale	g
A7: Auslegung und Dimensionierung Erdwärmesonden	g
A8: Wechselrichter SUN 2000-30/36/40KTL-M3	h
A9: Kostenaufstellung - Dachphotovoltaik (Fall: Vollausslastung).....	i
A10: Kostenaufstellung - Fassadenphotovoltaik (Fall: Vollausslastung).....	j
A11: Ergebnisse – Stundenwerterhebung Dachanlage	k
A12: Variante 1a) Berechnungstabelle	l
A13: Variante 1c) Berechnungstabelle (OeMAG - Tarif).....	m
A14: Variante 2b) Berechnungstabelle	n
A15: Variante 3b) Berechnungstabelle	o
A16: Variante 4a) Berechnungstabelle	p

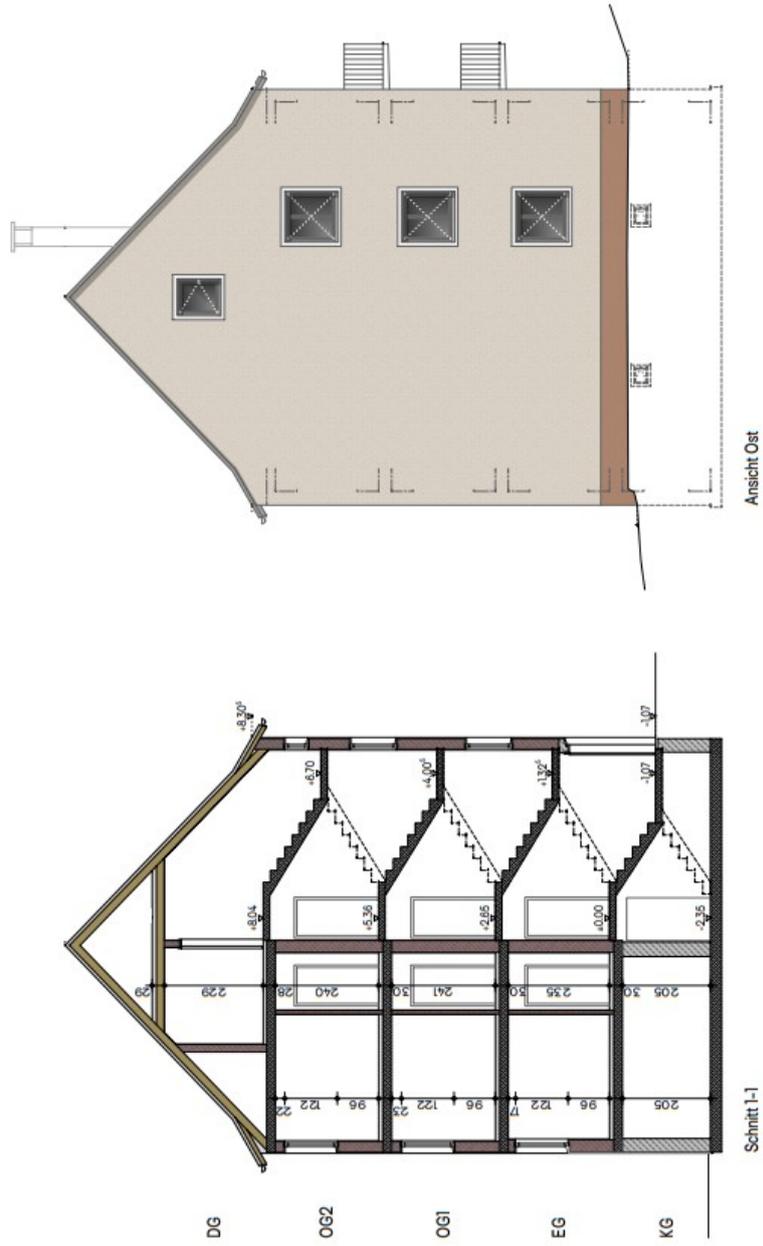
A1: St. Antoniusstraße 12a - Bestandspläne





A3: St. Antoniusstraße 12a – Schnitt und Ansicht

JK&P



A4: Energieausweis - Bestand (Ausschnitt)

Datenblatt GEQ

SüdSan - Haus St. Antoniusstraße 12a

Anzeige in Druckwerken und elektronischen Medien

HWB_{Ref,SK} 197 **f_{GEE,SK} 3,09**

Gebäudedaten

Brutto-Grundfläche B _{GF}	745 m ²	charakteristische Länge l _c	1,98 m
Konditioniertes Brutto-Volumen	2 019 m ³	Kompaktheit A _B / V _B	0,50 m ⁻¹
Gebäudehüllfläche A _B	1 018 m ²		

Ermittlung der Eingabedaten

Geometrische Daten:	Pläne aus dem Jahr 1940, ---
Bauphysikalische Daten:	Vor-Ort-Begehung, 10.09.2021
Haustechnik Daten:	Vor-Ort-Begehung, 10.09.2021

Haustechniksystem

Raumheizung:	Flüssiger oder gasförmiger Brennstoff (Heizöl Extra leicht)
Warmwasser	Kombiniert mit Raumheizung
Lüftung:	Fensterlüftung

Berechnungsgrundlagen

Der Energieausweis wurde mit folgenden ÖNORMen und Hilfsmitteln erstellt: GEQ von Zehentmayer Software GmbH - www.geq.at
Bauteile nach ON EN ISO 6946 / Fenster nach ON EN ISO 10077-1 / Erdberührte Bauteile vereinfacht nach ON B 8110-6-1 / Unkonditionierte Gebäudeteile vereinfacht nach ON B 8110-6-1 / Wärmebrücken pauschal nach ON B 8110-6-1 / Verschattung vereinfacht nach ON B 8110-6-1

Verwendete Normen und Richtlinien:

ON B 8110-1 / ON B 8110-2 / ON B 8110-3 / ON B 8110-5 / ON B 8110-6-1 / ON H 5056-1 / ON EN ISO 13790 / ON EN ISO 13370 / ON EN ISO 6946 / ON EN ISO 10077-1 / OIB-Richtlinie 6 Ausgabe: April 2019

Anmerkung

Der Energieausweis dient zur Information über den energetischen Standard des Gebäudes. Der Berechnung liegen durchschnittliche Klimadaten, standardisierte interne Wärmegewinne sowie ein standardisiertes Nutzerverhalten zugrunde. Die errechneten Bedarfswerte können daher von den tatsächlichen Verbrauchswerten abweichen. Bei Mehrfamilienwohnhäusern ergeben sich je nach Lage der Wohnung im Gebäude unterschiedliche Energiekennzahlen. Für die exakte Auslegung der Heizungsanlage muss eine Berechnung der Heizlast gemäß ÖNORM H 7500 erstellt werden.

A5: Energieausweis - Sanierung (Ausschnitt)

Datenblatt GEQ

SüdSan - Haus St. Antoniusstraße 12a

Anzeige in Druckwerken und elektronischen Medien

HWB_{Ref,SK} 33 **f_{GEE,SK} 0,52**

Gebäudedaten

Brutto-Grundfläche BGF	883 m ²	charakteristische Länge l _c	2,23 m
Konditioniertes Brutto-Volumen	2 617 m ³	Kompaktheit A _B / V _B	0,45 m ⁻¹
Gebäudehüllfläche A _B	1 176 m ²		

Ermittlung der Eingabedaten

Geometrische Daten:

Bauphysikalische Daten:

Haustechnik Daten:

Haustechniksystem

Raumheizung:	Wärmepumpe monovalent (Außenluft/Wasser)
Warmwasser	Wärmepumpe monovalent (Außenluft/Wasser)
Lüftung:	Lufterneuerung; energetisch wirksamer Luftwechsel: 0,19; Blower-Door: 1,00; Gegenstrom-Wärmetauscher (75%); kein Erdwärmetauscher
Photovoltaik-System:	23,18kWp; Monokristallines Silicium / 24,48kWp; Monokristallines Silicium

Berechnungsgrundlagen

Der Energieausweis wurde mit folgenden ÖNORMen und Hilfsmitteln erstellt: GEQ von Zehentmayer Software GmbH - www.geq.at
Bauteile nach ON EN ISO 6946 / Fenster nach ON EN ISO 10077-1 / Erdberührte Bauteile vereinfacht nach ON B 8110-6-1 / Unkonditionierte Gebäudeteile vereinfacht nach ON B 8110-6-1 / Wärmebrücken pauschal nach ON B 8110-6-1 / Verschattung detailliert nach ON B 8110-6-1

Verwendete Normen und Richtlinien:

ON B 8110-1 / ON B 8110-2 / ON B 8110-3 / ON B 8110-5 / ON B 8110-6-1 / ON H 5056-1 / ON EN ISO 13790 / ON EN ISO 13370 / ON EN ISO 6946 / ON EN ISO 10077-1 / OIB-Richtlinie 6 Ausgabe: April 2019

Anmerkung

Der Energieausweis dient zur Information über den energetischen Standard des Gebäudes. Der Berechnung liegen durchschnittliche Klimadaten, standardisierte interne Wärmegewinne sowie ein standardisiertes Nutzerverhalten zugrunde. Die errechneten Bedarfswerte können daher von den tatsächlichen Verbrauchswerten abweichen. Bei Mehrfamilienwohnhäusern ergeben sich je nach Lage der Wohnung im Gebäude unterschiedliche Energiekennzahlen. Für die exakte Auslegung der Heizungsanlage muss eine Berechnung der Heizlast gemäß ÖNORM H 7500 erstellt werden.

A6: Berechnung Ökostromförderpauschale

Ermittlung der Ökostromförderpauschale je kWh, dieser liegt bei einem durchschnittlichen Haushalt mit durchschnittlichem Stromverbrauch im Jahr 2022, bei 0.92 ct/kWh in Österreich.

BEITRAG	EINHEIT	VARIABLE
35.97 [61]	€/Jahr	KJahr
1772 [62]	kWh/EW und Jahr	SVJahr
2.2 [63]	EW/Haushalt	EW

$$\frac{K_{\text{Jahr}}}{SV_{\text{Jahr}} \times EW} = \frac{35.97}{1772 \times 2.2} = 0.0092 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cong 0.92 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} \quad (5)$$

A7: Auslegung und Dimensionierung Erdwärmesonden

Für die Dimensionierung wird angenommen, dass der Boden eine gewisse Wärmeleitfähigkeit liefern kann. Angeführte SIA 384/6 Tabelle. zeigt die Annahme der Wärmeleitfähigkeit eines durchschnittlichen Bodes mit $\lambda = 2.5 \text{ W/mK}$ [64].

Quelle: SIA 384/6

Untergrund	spez. Entzugsleistung [W/m] (1'800 Betriebsstunden)	spez. Entzugsleistung [W/m] (2'400 Betriebsstunden)	spez. Entzugsenergie [kWh/m·a]
Schlechter Untergrund mit $\lambda < 1.5 \text{ W/m·K}$	25	20	
Normaler felsiger Untergrund, wassergesättigtes Sediment mit $\lambda = 1.5\text{-}3.0 \text{ W/m·K}$	60	50	80

Nach der SIA Norm 384/6 [64] werden monovalente Anlagen über die jährliche entzogene Energie berechnet. Es gilt das dem Boden pro Meter und Jahr 80 kWh an Wärme entzogen werden kann. Aus dem jährlichen Wärmeenergiebedarf Q_H des Gebäudes und der Jahresarbeitszahl JAZ der Wärmepumpe lässt sich die der Sonde entzogene Wärme Q_{EWS} berechnen. Ausgehen von einer Annahme von Wärmebedarf Q_H von 35000 kWh und einer JAZ von 4 für das MFH errechnet sich die nötige Wärme nach

$$Q_{EWS} = Q_H * \left(1 - \frac{1}{JAZ}\right) = 35000 * \left(1 - \frac{1}{4}\right) = 26250 \text{ kWh} \quad (6)$$

Mit dieser Wärmepumpen-Anlage wird zusätzlich Warmwasser produziert, dies wurde in der Berechnung berücksichtigt. Die nötige gesamt Sonden-Länge I_{Sonde} kann nun berechnet werden indem die entzogene Wärme durch die spezifische Entzugsenergie $P_S = 80 \text{ kWh/m}$ von oben dividiert wird:

$$I_{\text{Sonde}} = Q_{EWS}/P_S = 26250 / 80 = 328 \text{ m} \quad (7)$$

Für die Modellierung in IDA ICE wurden daher drei Erdsonden mit einer Länge von 110m gewählt. Das Modell der Wärmepumpe B2B_HP_Modell wurde aus der Datenbank von IDA ICE mit einer Heizleistung von 15 kW übernommen.

A8: Wechselrichter SUN 2000-30/36/40KTL-M3

SUN2000-30/36/40KTL-M3 Technische Spezifikation

Technische Daten	SUN2000-30KTL-M3	SUN2000-36KTL-M3	SUN2000-40KTL-M3
Wirkungsgrad			
Max. Wirkungsgrad	98,7%		
Europäischer Wirkungsgrad	98,4%		
Eingang (DC)			
Max. Eingangsspannung ¹	1100 V		
Max. Strom pro MPPT	26 A		
Max. Kurzschlussstrom pro MPPT	40 A		
Startspannung	200 V		
MPPT-Betriebsspannungsbereich ²	200 V bis 1000 V		
Nenneneingangsspannung	600 V		
Anzahl der MPPT-Tracker	4		
Max. Anzahl der Eingänge pro MPPT	2		
Ausgang (AC)			
Nennleistung	30000 W	36000 W	40000 W
Maximale Scheinleistung	33000 VA	40000 VA	44000 VA
Nennausgangsspannung	230 Vac / 400 Vac, 3W/N+PE		
AC-Netzfrequenz	50 Hz / 60 Hz		
Nennausgangsstrom	43,3 A	52 A	57,8 A
Max. Ausgangsstrom	47,9 A	58 A	63,9 A
Einstellbarer Leistungsfaktor	0,8 kap. ... 0,8 ind.		
Klirrfaktor (THD)	< 3%		
Schutz und Funktionen			
DC Lasttrennschalter	Ja		
Inselnetzerkennung	Ja		
AC-Überstromschutz	Ja		
DC-Verpolungsschutz	Ja		
String Überwachung	Ja		
DC-Überspannungsableiter	Ja		
AC-Überspannungsschutz	Ja		
DC-Isolationswiderstandserkennung	Ja		
Fehlerstromüberwachung	Ja		
Lichtbogenerkennung	Ja		
Eingänge für Rundsteuerempfänger	Ja		
PID Recovery ³	Ja		
Kommunikation			
Anzeige	LED Anzeige		
RS485	Ja		
USB	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (optional)		
Monitoring BUS (MBUS)	Ja (Isolationstransformator erforderlich)		
Allgemeine Daten			
Abmessungen (B x H x T)	640 x 530 x 270 mm		
Gewicht (mit Montageplatte)	43 kg		
Geräuschentwicklung	< 46 dB		
Betriebstemperaturbereich	-25 bis +60 °C		
Kühlung	Konvektionskühlung		
Max. Betriebshöhe	4000 m		
Ref. Luftfeuchtigkeit im Betrieb	0% RH bis 100% RH		
DC-Anschluss	Stäubli MC4		
AC-Anschluss	Kabelschuhe auf Anschlussbolzen MB		
Schutzart (nach IEC 60529)	IP 66		
Topologie	Transformatorlos		
Energieverbrauch nachts	≤ 5,5W		
Moduloptimierer			
DC MBUS-kompatibler Optimierer	SUN2000-450W-P		
Normenkonformität (weitere auf Anfrage erhältlich)			
Sicherheitsnormen	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683		
Netzanschlussstandards	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3.RD 413, EN 50438-Türkei, EN 50438-Irland, C10/11, MEA, Resolution Nr. 7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2, DEWA		

¹ Die maximale Eingangsspannung ist die Obergrenze der Gleichspannung. Jede höhere Eingangsspannung würde wahrscheinlich den Wechselrichter beschädigen.
² Jede DC-Eingangsspannung über dem Betriebsspannungsbereich kann zu fehlerhaftem Betrieb führen.
³ SUN2000-30-40KTL-M3 hat das Potential zwischen PV- und Erde durch die integrierte PID-Recovery-Funktion auf über 1kV an. Da dies unterschiedlichen Modultypen gefahren P-Typ (Mass, Poly), B-Typ (HRSK, HIT)

A10: Kostenaufstellung - Fassadenphotovoltaik (Fall: Vollaustlastung)

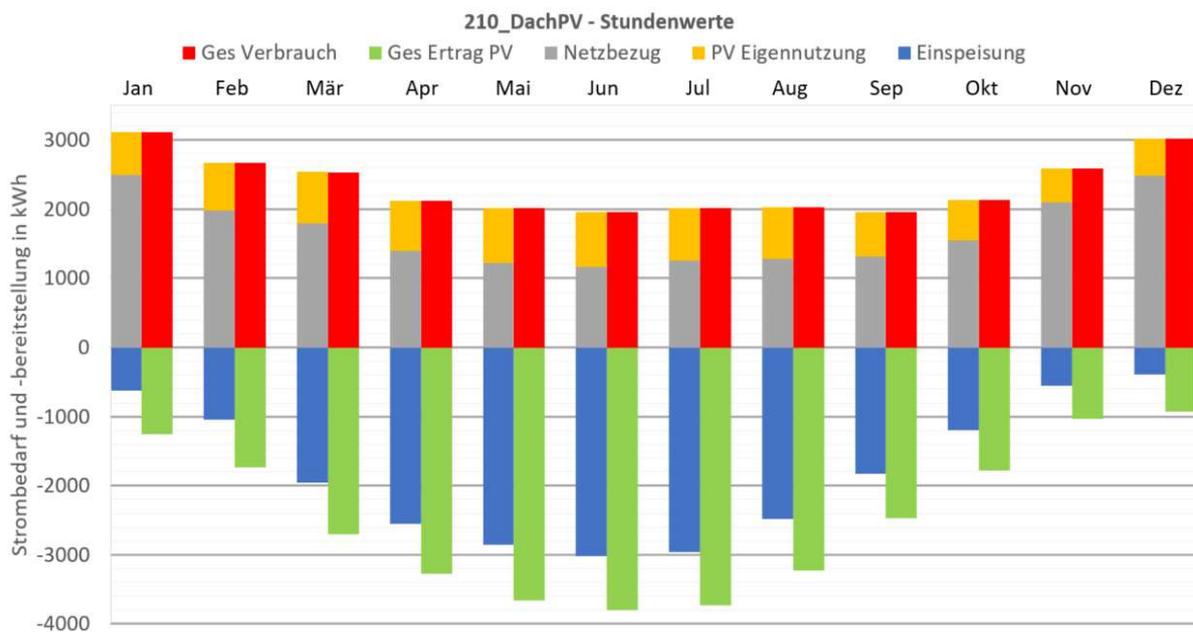
SüdSan - Sankt-Antonius-Straße 12a (Gebäudeintegrierte Photovoltaik - Preise)					Angebot 1	Angebot 2
System / Hersteller	Studie 2009	Studie Viriden	Internet			
Studie TU						
Interenet Recherche	GIPVStudieTeil1.pdf (klimafonds.gv.at)	2020-11-17_BIPV-Fassade Ben	Photovoltaik-Fassade: Konstruktio und Praxisbeispiele (energie-Photovoltaik-Fassade: Lohnt sich das? (haus.de)		20-30% mehr Kosten	20-30% mehr Kosten
Photovoltaik						
Leistung Gesamt DACH od. FASS	43 kWp	43 kWp	43 kWp	43 kWp	43 kWp	43 kWp
Moduleanzahl	132	132	132	132	132	132
benötigte Fläche (1.5m² - 325W)	254 m²	254 m²	254 m²	254 m²	254 m²	254 m²
Moduleleistung	325 kWp	325 kWp	325 W	325 kWp	325 kWp	325 kWp
Modultyp	monokristallin/schwarz-matt	monokristallin/schwarz-matt	monokristallin/schwarz-matt	monokristallin/schwarz-matt	monokristallin/schwarz-matt	monokristallin/schwarz-matt
Garantie Module	---	12 Jahre	12 Jahre	12 Jahre	12 Jahre	12 Jahre
Leistungsgarantie	---	10J 90%, 25J 80%	10J 90%, 25J 80%	10J 90%, 25J 80%	10J 90%, 25J 80%	10J 90%, 25J 80%
Preis inkl. Montage (€/m²)	750 €	521 €	400 €	500 €	1 690 €	1 560 €
Leistungspreis / var. Kosten					1 690 €	1 560 €
Module-Preis Ges.	190 148 €	132 089 €	101 412 €	126 765 €	726 70 €	67 080 €
Unterkonstruktion / Anschluss						
Leistungsoptimierer	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	keiner	keiner
Unterkonstruktion	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	1500
Montage	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	1200
Kran	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.
Vorbereitung	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	250	inkl.
Generator						
Anschlusskasten	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	500
DC Elektroinstallation, Verkabelung	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.
Wechselrichter Typ	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	Fronius Symo 10.0-3-M	Fronius Symo 6.0 oder GEN2
Wechselrichterpreis	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	3000	3000
Garantie WR	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	12 Jahre (opt. 20 J)	12 Jahre (opt. 20 J)
Smartmeter	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	150	150
AC Elektroinstallation, Verkabelung	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.
FI Schutzschalter	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	180	inkl.
Netzanschluss	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.
Schneefang	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.
Gesamt - PV Netto	190 147,5 €	132 089,13 €	101 412 €	126 765 €	76 250 €	73 430 €
Gesamt - PV inkl. MWSt	228 177 €	158 507 €	121 694 €	152 118 €	91 500 €	88 116 €
Preis spezifisch €/kWp	6 306 €/kWp	3 686 €/kWp	2 830 €/kWp	3 538 €/kWp	2 128 €/kWp	2 049 €/kWp
Mittelwert d. Hersteller						2 846 €/kWp
PV - Mittelwert inkl. MWSt						122 387 €

A11: Ergebnisse – Stundenwerterhebung Dachanlage

Stundenwerte der Dachanlage bei einer Verdrehung des Gebäudes um 210°

		210_DachPV - Stundenwerte						
		Ertrag 1 - NORD	Ertrag 2 - SÜD	Ges Ertrag PV	Ges Verbrauch	Netzbezug	Netzeinspeisung	Eigenverbrauch
1	Jan	-1088.85	-165.94	-1254.80	3117.39	2490.52	-627.93	626.87
2	Feb	-1456.54	-277.94	-1734.48	2666.69	1977.24	-1045.03	689.45
3	Mär	-2051.71	-651.51	-2703.22	2527.54	1792.87	-1952.55	750.68
4	Apr	-2311.01	-963.73	-3274.75	2119.70	1398.22	-2553.27	721.48
5	Mai	-2349.60	-1314.68	-3664.28	2020.49	1216.51	-2860.30	803.98
6	Jun	-2364.27	-1440.60	-3804.87	1954.70	1167.71	-3017.88	786.99
7	Jul	-2385.71	-1342.22	-3727.93	2019.94	1256.80	-2964.78	763.14
8	Aug	-2102.84	-1121.77	-3224.61	2023.23	1274.85	-2476.24	748.38
9	Sep	-1766.11	-704.92	-2471.02	1957.77	1311.02	-1824.28	646.75
10	Okt	-1417.52	-362.16	-1779.68	2127.90	1550.02	-1201.79	577.89
11	Nov	-848.46	-188.40	-1036.86	2584.85	2100.84	-552.84	484.02
12	Dez	-827.27	-98.77	-926.04	3020.04	2485.99	-391.98	534.05
		-20969.90	-8632.64	-29602.54	28140.26	20022.59	-21468.87	8133.67

Stündlicher Gebäudeverbrauch und stündliche PV-Erzeugung zzgl. Netzbezug und Eigennutzung



A12: Variante 1a) Berechnungstabelle

Jahr	Zahlungsströme											Kapitalwert
	Einspeisung ins Netz	Einsparung - Eigenverbrauch	Annuität	Zinsanteil Kredit	Tilgung	Aushaftender Kreditbetrag	jährl. Kosten	Zahlungsstrom	Abzinsungs-faktor	Barwerte	Eigenkapital-verzinsung	
0								-16 000 €			-16 000 €	
1	1 343 €	1 337 €	-2 732 €	-1 639 €	-1 093 €	-51 917 €	-300 €	-352 €	0,976	-343 €	-390 €	-734
2	1 390 €	1 384 €	-2 732 €	-1 558 €	-1 175 €	-49 184 €	-309 €	-268 €	0,952	-255 €	-390 €	-645
3	1 439 €	1 432 €	-2 732 €	-1 476 €	-1 257 €	-46 452 €	-318 €	-180 €	0,929	-167 €	-390 €	-558
4	1 489 €	1 482 €	-2 732 €	-1 394 €	-1 339 €	-43 719 €	-328 €	-90 €	0,906	-81 €	-390 €	-472
5	1 540 €	1 533 €	-2 732 €	-1 312 €	-1 421 €	-40 987 €	-338 €	4 €	0,884	3 €	-390 €	-387
6	1 594 €	1 587 €	-2 732 €	-1 230 €	-1 503 €	-38 254 €	-348 €	100 €	0,862	87 €	-390 €	-304
7	1 650 €	1 642 €	-2 732 €	-1 148 €	-1 585 €	-35 522 €	-358 €	201 €	0,841	169 €	-390 €	-221
8	1 707 €	1 699 €	-2 732 €	-1 066 €	-1 667 €	-32 790 €	-369 €	304 €	0,821	250 €	-390 €	-140
9	1 766 €	1 758 €	-2 732 €	-984 €	-1 749 €	-30 057 €	-380 €	412 €	0,801	330 €	-390 €	-60
10	1 828 €	1 819 €	-2 732 €	-902 €	-1 831 €	-27 325 €	-391 €	523 €	0,781	409 €	-390 €	18
11	1 891 €	1 883 €	-2 732 €	-820 €	-1 913 €	-24 592 €	-403 €	638 €	0,762	487 €	-390 €	96
12	1 957 €	1 948 €	-2 732 €	-738 €	-1 995 €	-21 860 €	-415 €	758 €	0,744	563 €	-390 €	173
13	2 025 €	2 016 €	-2 732 €	-656 €	-2 077 €	-19 127 €	-428 €	881 €	0,725	639 €	-390 €	249
14	2 096 €	2 086 €	-2 732 €	-574 €	-2 159 €	-16 395 €	-441 €	1 009 €	0,708	714 €	-390 €	324
15	2 169 €	2 159 €	-2 732 €	-492 €	-2 241 €	-13 662 €	-3 544 €	-1 949 €	0,690	-1 346 €	-390 €	-1 736
16	2 244 €	2 234 €	-2 732 €	-410 €	-2 323 €	-10 930 €	-560 €	1 185 €	0,674	799 €	-390 €	408
17	2 322 €	2 311 €	-2 732 €	-328 €	-2 405 €	-8 197 €	-577 €	1 324 €	0,657	870 €	-390 €	480
18	2 403 €	2 392 €	-2 732 €	-246 €	-2 487 €	-5 465 €	-594 €	1 468 €	0,641	941 €	-390 €	551
19	2 487 €	2 475 €	-2 732 €	-164 €	-2 569 €	-2 732 €	-612 €	1 617 €	0,626	1 012 €	-390 €	622
20	2 573 €	2 561 €	-2 732 €	-82 €	-2 650 €	0 €	-630 €	1 772 €	0,610	1 081 €	-390 €	691
21	2 663 €	2 650 €					-649 €	4 664 €	0,595	2 777 €	-390 €	2 387
22	2 756 €	2 743 €					-669 €	4 829 €	0,581	2 805 €	-390 €	2 415
23	2 851 €	2 838 €					-689 €	5 001 €	0,567	2 834 €	-390 €	2 444
24	2 951 €	2 937 €					-710 €	5 178 €	0,553	2 863 €	-390 €	2 473
25	3 053 €	3 039 €					-731 €	5 362 €	0,539	2 892 €	-390 €	2 502
Summe	52 188 €	51 944 €	-54 649 €				-15 090 €	18 393 €		20 332 €	-9 756 €	10 576 €

A13: Variante 1c) Berechnungstabelle (OeMAG - Tarif)

Zahlungsströme												
Jahr	Einspeisung ins Netz	Einsparung - Eigenverbrauch	Annuität	Zinsanteil Kredit	Tilgung	Aushaftender Kreditbetrag	jährl. Kosten	Zahlungsstrom	Abzinsungs-faktor	Barwerte	Eigenkapital-verzinsung	Kapitalwert
0						-127 546 €		-16 000 €			-16 000 €	
1	3 550 €	1 276 €	-6 377 €	-3 826 €	-2 551 €	-121 169 €	-300 €	-1 851 €	0,976	-1 806 €	-390 €	-2 196 €
2	3 674 €	1 320 €	-6 377 €	-3 635 €	-2 742 €	-114 791 €	-309 €	-1 692 €	0,952	-1 611 €	-390 €	-2 001 €
3	3 802 €	1 366 €	-6 377 €	-3 444 €	-2 934 €	-108 414 €	-318 €	-1 528 €	0,929	-1 419 €	-390 €	-1 809 €
4	3 934 €	1 414 €	-6 377 €	-3 252 €	-3 125 €	-102 037 €	-328 €	-1 357 €	0,906	-1 230 €	-390 €	-1 620 €
5	4 071 €	1 463 €	-6 377 €	-3 061 €	-3 316 €	-95 659 €	-338 €	-1 181 €	0,884	-1 044 €	-390 €	-1 434 €
6	4 213 €	1 514 €	-6 377 €	-2 870 €	-3 508 €	-89 282 €	-348 €	-999 €	0,862	-861 €	-390 €	-1 251 €
7	4 359 €	1 566 €	-6 377 €	-2 678 €	-3 699 €	-82 905 €	-358 €	-810 €	0,841	-681 €	-390 €	-1 072 €
8	4 511 €	1 621 €	-6 377 €	-2 487 €	-3 890 €	-76 528 €	-369 €	-614 €	0,821	-504 €	-390 €	-894 €
9	4 668 €	1 677 €	-6 377 €	-2 296 €	-4 081 €	-70 150 €	-380 €	-412 €	0,801	-330 €	-390 €	-720 €
10	4 830 €	1 736 €	-6 377 €	-2 105 €	-4 273 €	-63 773 €	-391 €	-203 €	0,781	-188 €	-390 €	-549 €
11	4 998 €	1 796 €	-6 377 €	-1 913 €	-4 464 €	-57 396 €	-403 €	14 €	0,762	11 €	-390 €	-379 €
12	5 172 €	1 859 €	-6 377 €	-1 722 €	-4 655 €	-51 018 €	-415 €	239 €	0,744	177 €	-390 €	-213 €
13	5 352 €	1 923 €	-6 377 €	-1 531 €	-4 847 €	-44 641 €	-428 €	471 €	0,725	341 €	-390 €	-49 €
14	5 539 €	1 990 €	-6 377 €	-1 339 €	-5 038 €	-38 264 €	-441 €	711 €	0,708	503 €	-390 €	113 €
15	5 731 €	2 060 €	-6 377 €	-1 148 €	-5 229 €	-31 886 €	-3 544 €	-2 130 €	0,690	-1 471 €	-390 €	-1 861 €
16	5 931 €	2 131 €	-6 377 €	-957 €	-5 421 €	-25 509 €	-560 €	1 125 €	0,674	768 €	-390 €	367 €
17	6 137 €	2 205 €	-6 377 €	-765 €	-5 612 €	-19 132 €	-577 €	1 388 €	0,657	912 €	-390 €	522 €
18	6 351 €	2 282 €	-6 377 €	-574 €	-5 803 €	-12 755 €	-594 €	1 661 €	0,641	1 065 €	-390 €	675 €
19	6 572 €	2 362 €	-6 377 €	-383 €	-5 995 €	-6 377 €	-612 €	1 944 €	0,626	1 216 €	-390 €	826 €
20	6 801 €	2 444 €	-6 377 €	-191 €	-6 186 €	0 €	-630 €	2 237 €	0,610	1 365 €	-390 €	975 €
21	7 037 €	2 529 €					-649 €	8 917 €	0,595	5 309 €	-390 €	4 919 €
22	7 282 €	2 617 €					-669 €	9 230 €	0,581	5 361 €	-390 €	4 971 €
23	7 535 €	2 708 €					-689 €	9 555 €	0,567	5 415 €	-390 €	5 024 €
24	7 798 €	2 802 €					-710 €	9 890 €	0,553	5 468 €	-390 €	5 078 €
25	8 069 €	2 900 €					-731 €	10 238 €	0,539	5 522 €	-390 €	5 132 €
Summe	137 918 €	49 561 €	-127 546 €				-15 090 €	28 843 €		22 310 €	-9 756 €	12 554 €

A14: Variante 2b) Berechnungstabelle

Jahr	Zahlungsströme										Kapitalwert	
	Einsparung ins Netz	Einsparung - Eigenverbrauch	Annuität	Zinsanteil Kredit	Tilgung	Aushaftender Kreditbetrag	jährl. Kosten	Zahlungsstrom	Abzinsungs-faktor	Barwerte		Eigenkapital-verzinsung
0						-76 486 €		-17 000 €			-17 000 €	
1	1 180 €	1 240 €	-3 824 €	-2 295 €	-1 530 €	-72 662 €	-300 €	-1 704 €	0,976	-1 663 €	-415 €	-2 077
2	1 221 €	1 283 €	-3 824 €	-2 180 €	-1 644 €	-68 837 €	-309 €	-1 629 €	0,952	-1 550 €	-415 €	-1 965
3	1 264 €	1 328 €	-3 824 €	-2 065 €	-1 759 €	-65 013 €	-318 €	-1 551 €	0,929	-1 440 €	-415 €	-1 855
4	1 308 €	1 374 €	-3 824 €	-1 950 €	-1 874 €	-61 189 €	-328 €	-1 470 €	0,906	-1 332 €	-415 €	-1 747
5	1 353 €	1 422 €	-3 824 €	-1 836 €	-1 989 €	-57 364 €	-338 €	-1 387 €	0,884	-1 226 €	-415 €	-1 641
6	1 400 €	1 471 €	-3 824 €	-1 721 €	-2 103 €	-53 540 €	-348 €	-1 301 €	0,862	-1 121 €	-415 €	-1 536
7	1 449 €	1 523 €	-3 824 €	-1 606 €	-2 218 €	-49 716 €	-358 €	-1 211 €	0,841	-1 019 €	-415 €	-1 433
8	1 499 €	1 576 €	-3 824 €	-1 491 €	-2 333 €	-45 891 €	-369 €	-1 118 €	0,821	-918 €	-415 €	-1 333
9	1 551 €	1 630 €	-3 824 €	-1 377 €	-2 448 €	-42 067 €	-380 €	-1 022 €	0,801	-819 €	-415 €	-1 233
10	1 605 €	1 687 €	-3 824 €	-1 262 €	-2 562 €	-38 243 €	-391 €	-923 €	0,781	-721 €	-415 €	-1 136
11	1 661 €	1 746 €	-3 824 €	-1 147 €	-2 677 €	-34 419 €	-403 €	-820 €	0,762	-625 €	-415 €	-1 040
12	1 719 €	1 807 €	-3 824 €	-1 033 €	-2 792 €	-30 594 €	-415 €	-714 €	0,744	-531 €	-415 €	-945
13	1 779 €	1 869 €	-3 824 €	-918 €	-2 906 €	-26 770 €	-428 €	-604 €	0,725	-438 €	-415 €	-852
14	1 841 €	1 935 €	-3 824 €	-803 €	-3 021 €	-22 946 €	-441 €	-489 €	0,708	-346 €	-415 €	-761
15	1 905 €	2 002 €	-3 824 €	-688 €	-3 136 €	-19 121 €	-3 544 €	-3 461 €	0,690	-2 390 €	-415 €	-2 805
16	1 971 €	2 072 €	-3 824 €	-574 €	-3 251 €	-15 297 €	-560 €	-342 €	0,674	-230 €	-415 €	-645
17	2 040 €	2 144 €	-3 824 €	-459 €	-3 365 €	-11 473 €	-577 €	-218 €	0,657	-143 €	-415 €	-558
18	2 111 €	2 218 €	-3 824 €	-344 €	-3 480 €	-7 649 €	-594 €	-89 €	0,641	-57 €	-415 €	-472
19	2 184 €	2 295 €	-3 824 €	-229 €	-3 595 €	-3 824 €	-612 €	43 €	0,626	27 €	-415 €	-387
20	2 260 €	2 375 €	-3 824 €	-115 €	-3 710 €	0 €	-630 €	181 €	0,610	110 €	-415 €	-304
21	2 339 €	2 458 €					-649 €	4 148 €	0,595	2 469 €	-415 €	2 055
22	2 420 €	2 544 €					-669 €	4 295 €	0,581	2 495 €	-415 €	2 080
23	2 505 €	2 632 €					-689 €	4 448 €	0,567	2 521 €	-415 €	2 106
24	2 592 €	2 724 €					-710 €	4 606 €	0,553	2 546 €	-415 €	2 132
25	2 682 €	2 818 €					-731 €	4 770 €	0,539	2 573 €	-415 €	2 158
Summe	45 840 €	48 172 €	-76 486 €				-15 090 €	-14 564 €		-3 829 €	-10 366 €	-14 194 €

A15: Variante 3b) Berechnungstabelle

Zahlungsströme												
Jahr	Einspeisung ins Netz	Einsparung - Eigenverbrauch	Annuität	Zinsanteil Kredit	Tilgung	Aushaftender Kreditbetrag	jährl. Kosten	Zahlungsstrom	Abzinsungs-faktor	Barwerte	Eigenkapital-verzinsung	Kapitalwert
0						-52 805 €		-11 500 €			-11 500 €	
1	993 €	1 165 €	-2 640 €	-1 584 €	-1 056 €	-50 164 €	-300 €	-782 €	0,976	-763 €	-280 €	-1 043
2	1 028 €	1 205 €	-2 640 €	-1 505 €	-1 135 €	-47 524 €	-309 €	-716 €	0,952	-681 €	-280 €	-962
3	1 064 €	1 247 €	-2 640 €	-1 426 €	-1 215 €	-44 884 €	-318 €	-647 €	0,929	-601 €	-280 €	-882
4	1 101 €	1 291 €	-2 640 €	-1 347 €	-1 294 €	-42 244 €	-328 €	-577 €	0,906	-522 €	-280 €	-803
5	1 139 €	1 336 €	-2 640 €	-1 267 €	-1 373 €	-39 603 €	-338 €	-503 €	0,884	-445 €	-280 €	-725
6	1 179 €	1 382 €	-2 640 €	-1 188 €	-1 452 €	-36 963 €	-348 €	-427 €	0,862	-368 €	-280 €	-649
7	1 220 €	1 430 €	-2 640 €	-1 109 €	-1 531 €	-34 323 €	-358 €	-348 €	0,841	-293 €	-280 €	-574
8	1 262 €	1 480 €	-2 640 €	-1 030 €	-1 611 €	-31 683 €	-369 €	-267 €	0,821	-219 €	-280 €	-500
9	1 306 €	1 531 €	-2 640 €	-950 €	-1 690 €	-29 043 €	-380 €	-183 €	0,801	-146 €	-280 €	-427
10	1 352 €	1 585 €	-2 640 €	-871 €	-1 769 €	-26 402 €	-391 €	-95 €	0,781	-74 €	-280 €	-355
11	1 399 €	1 640 €	-2 640 €	-792 €	-1 848 €	-23 762 €	-403 €	-5 €	0,762	-4 €	-280 €	-284
12	1 447 €	1 697 €	-2 640 €	-713 €	-1 927 €	-21 122 €	-415 €	89 €	0,744	66 €	-280 €	-214
13	1 498 €	1 756 €	-2 640 €	-634 €	-2 007 €	-18 482 €	-428 €	186 €	0,725	135 €	-280 €	-146
14	1 550 €	1 817 €	-2 640 €	-554 €	-2 086 €	-15 841 €	-441 €	286 €	0,708	203 €	-280 €	-78
15	1 604 €	1 880 €	-2 640 €	-475 €	-2 165 €	-13 201 €	-3 544 €	-2 700 €	0,690	-1 864 €	-280 €	-2 145
16	1 660 €	1 946 €	-2 640 €	-396 €	-2 244 €	-10 561 €	-560 €	405 €	0,674	273 €	-280 €	-8
17	1 717 €	2 014 €	-2 640 €	-317 €	-2 323 €	-7 921 €	-577 €	514 €	0,657	338 €	-280 €	57
18	1 777 €	2 084 €	-2 640 €	-238 €	-2 403 €	-5 280 €	-594 €	626 €	0,641	402 €	-280 €	121
19	1 839 €	2 156 €	-2 640 €	-158 €	-2 482 €	-2 640 €	-612 €	743 €	0,626	465 €	-280 €	184
20	1 903 €	2 231 €	-2 640 €	-79 €	-2 561 €	0 €	-630 €	863 €	0,610	527 €	-280 €	246
21	1 969 €	2 309 €					-649 €	3 629 €	0,595	2 160 €	-280 €	1 880
22	2 038 €	2 389 €					-669 €	3 758 €	0,581	2 183 €	-280 €	1 902
23	2 109 €	2 472 €					-689 €	3 892 €	0,567	2 206 €	-280 €	1 925
24	2 182 €	2 558 €					-710 €	4 031 €	0,553	2 229 €	-280 €	1 948
25	2 258 €	2 647 €					-731 €	4 174 €	0,539	2 252 €	-280 €	1 971
Summe	38 593 €	45 249 €	-52 805 €				-15 090 €	4 446 €		7 455 €	-7 012 €	442 €

A16: Variante 4a) Berechnungstabelle

Jahr	Zahlungsströme											Kapitalwert
	Einspeisung ins Netz	Einsparung - Eigenverbrauch	Annuität	Zinsanteil Kredit	Tilgung	Aushaftender Kreditbetrag	jährl. Kosten	Zahlungsstrom	Abzinsungs-faktor	Barwerte	Eigenkapital-verzinsung	
0						-153 011 €		-33 000 €			-33 000 €	
1	2 757 €	3 494 €	-7 651 €	-4 590 €	-3 060 €	-145 361 €	-300 €	-1 699 €	0,976	-1 658 €	-805 €	-2 463
2	2 853 €	3 616 €	-7 651 €	-4 361 €	-3 290 €	-137 710 €	-309 €	-1 491 €	0,952	-1 419 €	-805 €	-2 224
3	2 952 €	3 742 €	-7 651 €	-4 131 €	-3 519 €	-130 060 €	-318 €	-1 275 €	0,929	-1 184 €	-805 €	-1 989
4	3 055 €	3 872 €	-7 651 €	-3 902 €	-3 749 €	-122 409 €	-328 €	-1 052 €	0,906	-953 €	-805 €	-1 758
5	3 161 €	4 007 €	-7 651 €	-3 672 €	-3 978 €	-114 758 €	-338 €	-820 €	0,884	-725 €	-805 €	-1 530
6	3 271 €	4 146 €	-7 651 €	-3 443 €	-4 208 €	-107 108 €	-348 €	-581 €	0,862	-501 €	-805 €	-1 306
7	3 385 €	4 291 €	-7 651 €	-3 213 €	-4 437 €	-99 457 €	-358 €	-333 €	0,841	-280 €	-805 €	-1 085
8	3 503 €	4 440 €	-7 651 €	-2 984 €	-4 667 €	-91 807 €	-369 €	-77 €	0,821	-63 €	-805 €	-868
9	3 625 €	4 594 €	-7 651 €	-2 754 €	-4 896 €	-84 156 €	-380 €	188 €	0,801	151 €	-805 €	-654
10	3 751 €	4 754 €	-7 651 €	-2 525 €	-5 126 €	-76 506 €	-391 €	463 €	0,781	362 €	-805 €	-443
11	3 881 €	4 920 €	-7 651 €	-2 295 €	-5 355 €	-68 855 €	-403 €	747 €	0,762	569 €	-805 €	-235
12	4 016 €	5 091 €	-7 651 €	-2 066 €	-5 585 €	-61 204 €	-415 €	1 041 €	0,744	774 €	-805 €	-31
13	4 156 €	5 268 €	-7 651 €	-1 836 €	-5 814 €	-53 554 €	-428 €	1 346 €	0,725	976 €	-805 €	171
14	4 301 €	5 451 €	-7 651 €	-1 607 €	-6 044 €	-45 903 €	-441 €	1 661 €	0,708	1 175 €	-805 €	371
15	4 450 €	5 641 €	-7 651 €	-1 377 €	-6 273 €	-38 253 €	-9 724 €	-7 283 €	0,690	-5 029 €	-805 €	-5 833
16	4 605 €	5 837 €	-7 651 €	-1 148 €	-6 503 €	-30 602 €	-745 €	2 047 €	0,674	1 379 €	-805 €	574
17	4 765 €	6 041 €	-7 651 €	-918 €	-6 732 €	-22 952 €	-768 €	2 388 €	0,657	1 569 €	-805 €	764
18	4 931 €	6 251 €	-7 651 €	-689 €	-6 962 €	-15 301 €	-791 €	2 741 €	0,641	1 757 €	-805 €	952
19	5 103 €	6 468 €	-7 651 €	-459 €	-7 192 €	-7 651 €	-815 €	3 106 €	0,626	1 943 €	-805 €	1 138
20	5 280 €	6 693 €	-7 651 €	-230 €	-7 421 €	-0 €	-839 €	3 484 €	0,610	2 126 €	-805 €	1 321
21	5 464 €	6 926 €					-864 €	11 526 €	0,595	6 863 €	-805 €	6 058
22	5 654 €	7 167 €					-890 €	11 932 €	0,581	6 931 €	-805 €	6 126
23	5 851 €	7 417 €					-917 €	12 351 €	0,567	6 999 €	-805 €	6 194
24	6 055 €	7 675 €					-944 €	12 785 €	0,553	7 069 €	-805 €	6 264
25	6 265 €	7 942 €					-973 €	13 235 €	0,539	7 139 €	-805 €	6 334
Summe	107 090 €	135 746 €	-153 011 €				-23 396 €	33 429 €		35 970 €	-20 122 €	15 848 €

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre hiermit an Eides statt, dass ich vorliegende Masterarbeit selbstständig und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Stellen sind als solche kenntlich gemacht.

Die Arbeit wurde bisher weder in gleicher noch in ähnlicher Form einer anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch noch nicht veröffentlicht.

Dornbirn, am 10.01.2023

Unterschrift Verfasser