

SolarChip

Entwicklung eines betonintegrierten, multifunktionellen
Infrastruktur-Systems zur Kontaktierung und
Verschaltung von PV-Modulen

von

Prof. Heike Klussmann
Frederik Ecke
Evelyn Kozlov
Felix Eric Lehr
Björn Raschper
Dr. Carolin Ulbrich
Dr. Björn Rau
Steven Melendez
Xingzhi Guo



SolarChip

Entwicklung eines betonintegrierten, multifunktionalen Infrastruktur-Systems zur Kontaktierung und Verschaltung von PV-Modulen

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wohnen, Stadtentwicklung
und Bauwesen

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

ZUKUNFT BAU
FORSCHUNGSFÖRDERUNG

Dieses Projekt wurde gefördert vom Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Auftrag des Bundesministeriums für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (BMWSB) aus Mitteln des Innovationsprogramms Zukunft Bau.

Aktenzeichen: 10.08.18.7-21.06

Projektlaufzeit: 06.2021 bis 05.2023

IMPRESSUM

Herausgeber

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR)
im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR)
Deichmanns Aue 31–37
53179 Bonn

Fachbetreuerin

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung
Referat WB 3 „Forschung und Innovation im Bauwesen“
Verena Kluth
verena.kluth@bbr.bund.de

Autorinnen und Autoren

Universität Kassel
Prof. Heike Klussmann
heike.klussmann@b-k-e.org

Frederik Ecke, M. Sc.
Evelyn Kozlov, B. Sc.
Felix Eric Lehr, B. Sc.
Björn Raschper, M. Sc.

Helmholtz Zentrum Berlin
Dr. Carolin Ulbrich
carolin.ulbrich@helmholtz-berlin.de

Dr. Björn Rau
Steven Melendez, M. Sc.
Xingzhi Guo, M. Sc.

Redaktion

Universität Kassel
Frederik Ecke, M. Sc.

Stand

Mai 2024

Gestaltung

Universität Kassel

Bildnachweis

Titelbild: Sonja Rode
Alle weiteren Foto- und Bildnachweise siehe Abbildungsverzeichnis, S. 3 und S. 109

Vervielfältigung

Alle Rechte vorbehalten

Der Herausgeber übernimmt keine Gewähr für die Richtigkeit, die Genauigkeit und Vollständigkeit der Angaben sowie für die Beachtung privater Rechte Dritter. Die geäußerten Ansichten und Meinungen müssen nicht mit denen des Herausgebers übereinstimmen.

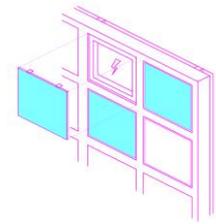
Zitierweise

Klussmann, Heike; Ecke, Frederik; Kozlov, Evelyn; Lehr, Felix Eric; Raschper, Björn; Ulbrich, Carolin; Rau, Björn; Melendez, Steven; Guo, Xingzhi, 2024: SolarChip: Entwicklung eines betonintegrierten, multifunktionalen Infrastruktur-Systems zur Kontaktierung und Verschaltung von PV-Modulen. BBSR-Online-Publikation 51/2024, Bonn.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	6
Abstract	8
1 Einführung	10
1.1 Hintergrund	10
1.2 Problemstellung	10
1.3 Ziel	11
1.4 Projektteam, Organisation, Kooperationspartner	12
1.5 Methodik	13
2 Entwicklung der Betonmatrix	16
2.1 Anforderungsprofil an die Betonmatrix	16
2.2 Entwicklung Betonrezepturen	17
2.3 Zentrischer Zugversuch	17
3 Entwicklung der Schalung	22
3.1 Untersuchung der Schalungsmaterialien	22
3.2 Formgebung und Abmessungen	22
3.3 Entwicklung der Schalungskonstruktion	25
3.4 Entwicklung der Schalungsinlays	26
3.5 Prototypen Schalung	31
3.5.1 Prototyp Schalung MA1KV1	31
3.5.2 Prototyp MA1KV1	31
3.5.3 Prototyp MA1KV1 Magenta	32
3.5.4 Prototyp Schalung MA1KV2	33
3.5.5 Prototyp MA1KV2	34
3.5.6 Prototyp Schalung MA2KV2	35
3.5.7 Prototyp MA2KV2	38
4 Entwicklung der PV-Modultechnik und Verschaltung	40
4.1 Exkurs zu PV-Technologien	40
4.2 Entwicklung der PV-Module	45
4.2.1 PV-Modulvarianten MA1 und MA2	45
4.2.2 Technische Daten der PV-Module MA1 und MA2	46
4.3 Konstruktiver Aufbau der PV-Module MA1 und MA2	48
4.3.1 PV-Modul Parameter	49
4.3.2 Anschlussdose	50

4.3.3 Stecker	52
4.4 Entwicklung der Verschaltung	53
5 Entwicklung des Befestigungssystems	59
5.1 Recherche zu Befestigungssystemen	59
5.2 Entwicklung der Befestigungssysteme	61
5.2.1 Befestigungssysteme mit Ausrichtung	67
5.2.2 Simulation der Befestigungssysteme mit und ohne Ausrichtung	68
5.2.3 Diskussion der Ergebnisse zu den Befestigungssystemen 1-8	69
5.2.4 Prüfung der Befestigungssysteme durch zentrische Zugversuchen	70
5.3 Entwicklung des Befestigungssystems zur Kabelführung	74
6 Entwicklung der Unterkonstruktion und Montage	77
6.1 Aufbau der Unterkonstruktion	77
6.1.1 Kabelführung in das Gebäude	79
6.1.2 Statische Überprüfung der Unterkonstruktion	79
6.2 Gestaltung	85
7 Feldversuch	92
7.1 Aufbau des Feldversuchs	92
7.1.1 Verschaltung der PV-Module im Feldversuch	94
7.2 Aufbau des Monitoring-Systems	94
7.2.1 Durchführung des Monitorings	95
7.2.2 Auswertung der Daten	98
7.3 Thermografische Untersuchung	100
7.4 Fazit zum Feldversuch	102
8 Ergebnisse	103
9 Ausblick	105
Literaturverzeichnis	106
Abbildungsverzeichnis	109
Tabellenverzeichnis	114



Kurzfassung

Photovoltaik (PV) ist bereits heute ein wertvoller Baustein nachhaltiger Energiegewinnung und wird in Zukunft zu einer der zentralen Technologien für die Stromversorgung werden. Bis 2030 sollen 80% des Strombedarfs in Deutschland aus erneuerbaren Energien gedeckt werden¹. Lediglich 11% des deutschlandweit eingespeisten Stroms sind Stand 2022 aus solarer Energiegewinnung². Hieraus ergibt sich ein enormes Steigerungspotential. Es ist notwendig, neue Flächen für die Energiegewinnung zu erschließen. Hierfür rückt insbesondere die Gebäudehülle in den Fokus der Forschung. Aktuelle Untersuchungen belegen, dass das technische Potenzial zur Integration von PV an Gebäuden allein in Deutschland bei etwa 1000 GWp liegt³.

In dieser Entwicklung haben Gebäude das Potential, zu dezentralen Energiezentren zu werden. In der bauwerkintegrierten Photovoltaik (BIPV) ist die Silizium-Solarzelle die dominierende Technologie. Bekannt sind hier zu Anlagen verschaltete PV-Module, die sich weitgehend als Aufdach-Solarstromanlagen und großflächige Solarparks auf dem Land oder auf landwirtschaftlichen Flächen etabliert haben. Solche Anlagen beanspruchen beträchtliche Flächen, die in urbanen Ballungsräumen nur begrenzt zur Verfügung stehen. Gebäudefassaden bieten sich als eine bislang weitgehend ungenutzte Flächenquelle an, um in urbanen Ballungsräumen signifikante Mengen erneuerbare Energie verbrauchsnahe bereitzustellen. Um diese Flächen zur solaraktiven Nutzung zu erschließen, sind spezielle Infrastruktursysteme und verbesserte Möglichkeiten der Gebäudeintegration erforderlich. Die Tatsache, dass die Geometrie von Gebäuden und PV-Modulen oft nicht aufeinander abgestimmt ist, führt zu einer additiven Ästhetik, die keine gestalterische Einheit mit dem Gebäude ermöglicht. Hierfür bedarf es grundlegend neuartiger Konzepte und Entwicklungsarbeit, um die PV-Technologie und ihre schnellen Entwicklungszyklen mit dauerhaften, tragfähigen und langlebigen Baustoffen zu kombinieren.

Ziel des Projekts SolarChip war die Entwicklung eines betonintegrierten, multifunktionellen Infrastruktur-Systems zur Kontaktierung und Verschaltung von PV-Modulen. Im Fokus stand die Nutzung von Fassadenelementen als effiziente Fläche für die Energieerzeugung. Etablierte Baumaterialien, insbesondere Beton wurden mit PV-Technologie kombiniert, um die gewünschte Langlebigkeit im Bauwesen mit den kurzen Entwicklungszyklen der PV-Technologie in Einklang zu bringen.

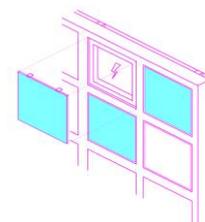
Gleichzeitig sollte die Integration verschiedener Generationen von PV-Modulen in Fassadenelemente ermöglicht werden. Auch eine Kombination mit anderen Materialien wurde angestrebt. Dies sollte eine nachhaltige Nutzung der entwickelten Infrastruktur auch nach dem Austausch von PV-Modulen sicherstellen und es ermöglichen, die Fassade an unterschiedliche Standorte, Lichtbedingungen und zukünftige Entwicklungen der PV-Technologie anzupassen und dementsprechend zu gestalten. Durch die Austauschbarkeit der Komponenten sollten Sanierung, Wartung, Recycling und Rückbau erleichtert werden. Das angestrebte hohe Maß an Vorfertigung sollte zur Bündelung von Arbeitsschritten und somit schnelleren Bauzeiten führen. Gleichzeitig sollte Architekten und Planern eine große gestalterische Freiheit geboten werden, um die Fassade ästhetisch ansprechend und funktional zu gestalten.

Im Projekt wurde ein interdisziplinärer Ansatz verfolgt, der Architekten, Ingenieure, Physiker, Designer und die Expertise der Industriepartner einschloss. Dies ermöglichte, dass Fragestellungen im Projekt

¹ Vgl. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/strommarkt-der-zukunft.html>

² Vgl. https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/Zahl-der-Woche/2023/PD23_25_p002.html

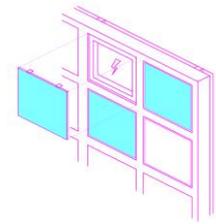
³ Vgl. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>, Seite 33



multiperspektivisch bearbeitet werden konnten und Lösungen entwickelt wurden, die bautechnische, PV-technische als auch gestalterische Anforderungen erfüllten.

Durch Modellierung und Simulation wurden verschiedene Szenarien für die Integration von PV-Modulen in die Fassade entwickelt. Die optimale Anordnung, Ausrichtung und Konfiguration der PV-Module konnte so bestimmt und Leistungs- sowie Gestaltungsparameter identifiziert werden. Durch experimentelle Untersuchungen wurden die physikalischen Eigenschaften der verwendeten Materialien geprüft und die Leistung der PV-Module unter verschiedenen Bedingungen getestet. Die Entwicklung von Prototypen ermöglichte, dass alle Partner aus den unterschiedlichen Bereichen Anforderungen, Anpassungen und Weiterentwicklungen iterativ präzisieren und abstimmen konnten. Der Aufbau eines Feldversuchs im Reallabor des Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie (HZB) erfolgte für das kontinuierliche Monitoring von Prototypen. Die Verwendung einer Wetterstation, eines Datenloggers und einer Wärmebildkamera ermöglichte die Erfassung von Daten zu Strom-, Spannungs- und Leistungswerten, und Temperatur. Dies bot Einblicke in das Verhalten des Systems unter realen Bedingungen.

Die Ergebnisse der Entwicklungen im Projekt SolarChip wurden in die Entwicklungsschwerpunkte Betonmatrix, Schalung, PV-Modultechnik und Verschaltung, Befestigungssysteme, Unterkonstruktion und Feldversuch unterteilt und bearbeitet. Im Projekt konnte nachgewiesen werden, dass sich Betonrezepturen mit recycelten Zuschlägen für die SolarChip-Fassadenelemente eignen. Durch die Entwicklung eines flexiblen Schalungssystems konnte eine Anpassungsfähigkeit der SolarChip-Fassadenelemente an verschiedene Fasadensituationen und ein großes Potenzial an Gestaltungsmöglichkeiten gewährleistet werden. Es konnten für die Montage und Demontage handelbare PV-Module mit monokristallinen Siliziumzellen entwickelt und für die Integration in ein SolarChip-Fassadenelement konfiguriert werden. Eine effiziente und für die SolarChip-Fassadenelemente autarke Verschaltung mit optimaler Energieausbeute konnte durch die Verwendung von Mikrowechselrichtern konzipiert werden und ermöglichte eine flexible Skalierung und eine nahezu vollflächige Nutzung von verfügbaren Fassadenflächen. Zur Integration der PV-Module im SolarChip-Fassadenelement konnten Befestigungssysteme entwickelt werden, die eine einfache Montage und Demontage ermöglichen. Es konnte eine für vorgehängte hinterlüftete Fassaden geeignete Unterkonstruktion entwickelt und statisch überprüft werden, um die SolarChip-Fassadenelemente an der Fassade zu befestigen. In einem Feldversuch im Reallabor vom HZB mit drei Prototypen konnte unter Realbedingungen bewiesen werden, dass Montage und Wartung einfach funktionieren, die Performance der PV-Module die erwarteten Erträge erzielen und eine größere Installation möglich ist, bei der die SolarChip-Fassadenelemente an der Fassade angebracht werden. Gleichzeitig erhöht das SolarChip-Infrastruktursystem die gestalterischen und adaptiven Möglichkeiten der Fassadenintegration von PV-Modulen enorm.



Abstract

Photovoltaics (PV) is already a valuable component of sustainable energy production today and will become one of the central technologies for electricity supply in the future. By 2030, 80% of Germany's electricity demand is to be met from renewable energies. As of 2022, only 11% of the electricity fed into the grid nationwide comes from solar energy. This indicates a tremendous potential for increase. It is necessary to develop new areas for energy production. In this context, the building envelope is becoming the focus of research. Current studies show that the technical potential for integrating PV in buildings in Germany alone is about 1000 GWp.

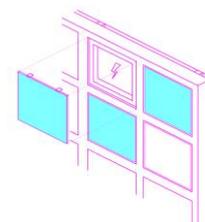
In this development, buildings have the potential to become decentralized energy centers. In building-integrated photovoltaics (BIPV), silicon solar cells are the dominant technology. Known here are PV modules connected in systems, which have largely established themselves as rooftop solar power systems and large-scale solar parks on land or agricultural areas. Such systems require considerable space, which is only limitedly available in urban agglomerations. Building facades offer a largely untapped source of space to provide significant amounts of renewable energy close to consumption in urban areas. To exploit these spaces for solar-active use, special infrastructure systems and improved building integration capabilities are required. The fact that the geometry of buildings and PV modules is often not coordinated leads to an additive aesthetic that does not enable a design unity with the building. This calls for fundamentally new concepts and development work to combine PV technology and its rapid development cycles with durable, sustainable, and long-lasting building materials.

The aim of the SolarChip project was to develop a concrete-integrated, multifunctional infrastructure system for the contacting and interconnection of PV modules. The focus was on using facade elements as efficient surfaces for energy generation. Established building materials, especially concrete, were combined with PV technology to reconcile the desired durability in construction with the short development cycles of PV technology.

At the same time, the integration of different generations of PV modules into facade elements was to be enabled. A combination with other materials was also sought. This was intended to ensure the sustainable use of the developed infrastructure even after the replacement of PV modules and to enable the facade to be adapted and designed according to different locations, light conditions, and future developments in PV technology. The interchangeability of the components was intended to facilitate renovation, maintenance, recycling, and dismantling. The high degree of prefabrication aimed to consolidate work steps and thus lead to faster construction times. At the same time, architects and planners were to be offered great design freedom to create the facade aesthetically and functionally.

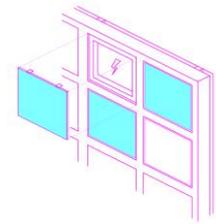
An interdisciplinary approach was pursued in the project, involving architects, engineers, physicists, designers, and industry partner expertise. This allowed project questions to be addressed from multiple perspectives and solutions to be developed that met building technology, PV technology, and design requirements.

Various scenarios for the integration of PV modules into the facade were developed through modeling and simulation. The optimal arrangement, orientation, and configuration of the PV modules could thus be determined, and performance and design parameters identified. Experimental investigations examined the physical properties of the materials used and tested the performance of the PV modules under various conditions. The development of prototypes allowed all partners from different fields to iteratively refine and coordinate requirements, adjustments, and further developments. A field trial was set up in the real laboratory of the Helmholtz-Zentrum Berlin for Materials and Energy (HZB) for the continuous monitoring of prototypes.



The use of a weather station, data logger, and thermal imaging camera allowed data on current, voltage, and power values, and temperature to be recorded. This provided insights into the system's behavior under real conditions.

The results of the developments in the SolarChip project were divided into the development priorities of concrete matrix, formwork, PV module technology and interconnection, mounting systems, substructure, and field trials. The project demonstrated that concrete formulations with recycled aggregates are suitable for SolarChip facade elements. The development of a flexible formwork system ensured the adaptability of the SolarChip facade elements to various facade situations and a great potential for design possibilities. Handable PV modules with monocrystalline silicon cells were developed for mounting and dismounting and configured for integration into a SolarChip facade element. An efficient and self-sufficient interconnection with optimal energy yield for the SolarChip facade elements was designed using microinverters, allowing flexible scaling and nearly full utilization of available facade surfaces. Mounting systems were developed to enable easy installation and removal of the PV modules in the SolarChip facade element. A substructure suitable for ventilated curtain facades was developed and statically verified to attach the SolarChip facade elements to the facade. A field trial in the real laboratory of the HZB with three prototypes demonstrated under real conditions that installation and maintenance work smoothly, the performance of the PV modules meets the expected yields, and a larger installation is possible, where the SolarChip facade elements are attached to the facade. At the same time, the SolarChip infrastructure system significantly increases the design and adaptive possibilities of facade integration of PV modules.



1 Einführung

1.1 Hintergrund

Die Sonne ist bereits heute eine wichtige Energiequelle, und die Photovoltaik wird in Zukunft zu einer der zentralen Technologien für die Stromversorgung werden⁴. In dieser Entwicklung spielen Bauwerke eine entscheidende Rolle und haben das Potential, zu dezentralen Energiezentren zu werden⁵. In der derzeitigen Landschaft der bauwerkintegrierten Photovoltaik (BIPV) ist die Silizium-Solarzelle das dominierende Technologie⁶. Bekannt sind zu Solarmodulen verschaltete Paneele, die sich weitgehend als Aufdach-Solarstromanlage etabliert haben. Die Tatsache, dass die Geometrie von Gebäuden und PV-Modulen oft nicht aufeinander abgestimmt ist, führt zu einer additiven Ästhetik, die keine gestalterische Einheit mit dem Gebäude ermöglicht.

Laut Angaben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) sollen bis 2030 80% des Strombedarfs in Deutschland aus erneuerbaren Energien gedeckt werden¹. Im Jahr 2022 entfielen lediglich 11% des eingespeisten Stroms in Deutschland auf Photovoltaik². Um den Anteil der Photovoltaik (PV) an den erneuerbaren Energien zu steigern, ist es notwendig, bislang ungenutzte Flächen für die Energiegewinnung zu erschließen. Dabei erscheint es sinnvoll, Energie dezentral und dort zu generieren, wo sie verbraucht wird. Fassaden bieten sich als eine bislang weitgehend ungenutzte Flächenquelle an⁷, um auch in urbanen Ballungsräumen signifikante Mengen erneuerbarer Energie verbrauchsnahe bereitzustellen. Laut dem Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) beträgt das technische Potenzial für PV an Gebäuden allein in Deutschland etwa 1000 GWp.³

1.2 Problemstellung

Ungenutzte Flächen, die sich für die Gewinnung von Solarstrom in urbanen Gebieten eignen, sind in Form von Gebäudefassaden reichlich vorhanden. Um diese Flächen zur solaraktiven Nutzung zu erschließen, sind, verglichen mit herkömmlichen Aufdachanlagen, spezielle Infrastruktursysteme und verbesserte Möglichkeiten der Gebäudeintegration erforderlich. Auf diese Weise können energieerzeugende Flächen in Wohngebieten und Städten in unmittelbarer Nähe zum Verbraucher geschaffen werden, was bisher ausschließlich als großflächige Anlagen auf dem Land oder auf landwirtschaftlichen Flächen möglich war. Hierfür bedarf es grundlegend neuartiger Konzepte und Entwicklungsarbeit, um die PV-Technologie und ihre schnellen Entwicklungszyklen mit dauerhaften, tragfähigen und langlebigen Baustoffen zu kombinieren.

Zur Bauwerkintegration von Photovoltaik sind aktuell verschiedene Produkte erhältlich und die Technologie wird fortlaufend weiter erforscht. Bekannt sind solaraktive Folien⁸, sowie Solarverglasung und Fenster^{9 10 11 12}. Die konstruktiven Lösungen und Systeme umfassen semitransparente Dachkonstruktionen und Oberlichter⁵

4 Vgl. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.094>

5 Vgl. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2022.111998>

6 Vgl. <https://doi.org/10.1038/s41578-022-00423-2>

7 Vgl. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.689781>

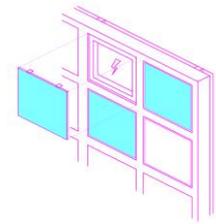
8 Vgl. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.06.077>

9 Vgl. <https://onyxsolar.com/>

10 Vgl. <https://polysolar.com/>

11 Vgl. <https://doi.org/10.1016/j.j.scs.2017.09.036>

12 Vgl. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.07.056>



¹³ sowie Verschattungssysteme^{14 15} und vorgehängte hinterlüftete Fassaden^{16 17}. Zudem können die BIPV-Module verschiedene Farben und Texturen aufweisen^{18 19}, um das optische Erscheinungsbild des Gebäudes zu verbessern. Die genannten Anwendungsbeispiele und aktuellen Forschungsergebnisse bilden die Grundlage zur Entwicklung von SolarChip Systems.

1.3 Ziel

Ziel des Projekts SolarChip war die Entwicklung eines betonbasierten, flexiblen und technologieoffenen Fassadensystems zur solaren Energiegewinnung. Hierfür sollte der etablierte und wertvolle Werkstoff Beton mit PV-Technologie kombiniert und gleichzeitig die Langlebigkeit von Bauwerken mit den kurzen Entwicklungszyklen der PV-Technologie in Einklang gebracht werden.

Die Flexibilität sollte es ermöglichen, das Fassadensystem an unterschiedliche Standorte, die Exposition zur Himmelsrichtung und vorherrschende Lichtbedingungen anzupassen. Gleichzeitig sollte Architekten und Planern eine große gestalterische Freiheit geboten werden, um die Gebäudehülle ästhetisch ansprechend und funktional zu gestalten.

Die technologieoffene Konzeption von Solarchip sollte die Integration verschiedener Generationen von PV-Modulen in das Fassadensystem ermöglichen und durch die Austauschbarkeit der Komponenten sollte Wartung, Sanierung, Recycling und Rückbau erleichtert werden. Ein hoher Vorfertigungsgrad sollte zur Bündelung von Arbeitsschritten und somit schnelleren Bauzeiten führen.

¹³ Vgl. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.08.043>

¹⁴ Vgl. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2020.102368>

¹⁵ Vgl. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.05.067>

¹⁶ Vgl. <https://doi.org/10.1177/1420326X15611194>

¹⁷ Vgl. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.10.045>

¹⁸ Vgl. <https://doi.org/10.1002/wene.403>

¹⁹ Vgl. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2015.07.042>

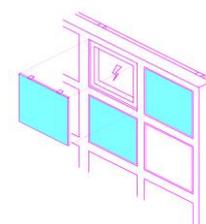
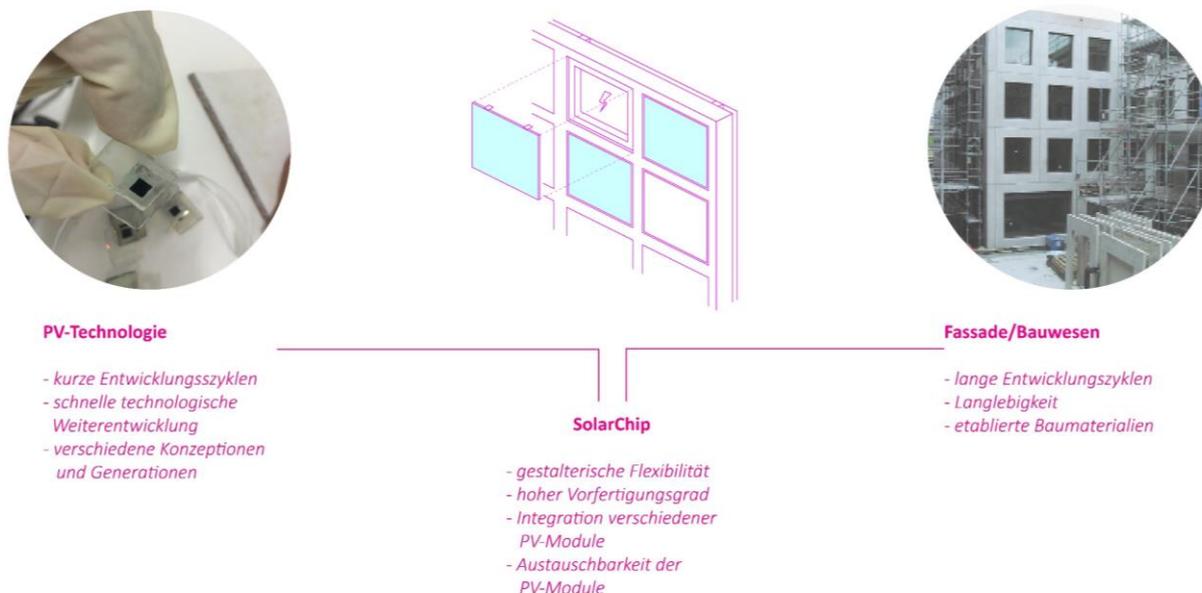


Abbildung 1 SolarChip: Schnelle Entwicklungszyklen in der Photovoltaik zusammenführen mit dem Anspruch an Langlebigkeit im Bauwesen.



Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN

1.4 Projektteam, Organisation, Kooperationspartner

Die Forschungsplattform BAU KUNST ERFINDEN (BKE) an der Universität Kassel, unter der Leitung von Prof. Heike Klusmann, hat seit 2012 einen Schwerpunkt in der solaren Funktionalisierung von Materialien und deren Integration in die Architektur und Gestaltung entwickelt. Im Rahmen des Projekts DysCreate/DssCreate²⁰ wurden solaraktive Beschichtungen auf Basis der Farbstoffsolarzelle erfolgreich entwickelt.^{21 22} In Kooperation mit Prof. Udo Bach von der Monash University in Melbourne, AUS, konnte der Wirkungsgrad der DysCreate-Solarzelle signifikant gesteigert werden²³. Prof. Heike Klusmann ist Associate Researcher am internationalen Exzellenzclusters ARC – Center for Excellence in Exciton Science. Die Ergebnisse der Forschungsplattform BAU KUNST ERFINDEN wurden international präsentiert, u.a. im Deutschen Pavillon auf der Expo in Dubai. Prof. Heike Klusmann ist Sprecherin des Projekts SolarChip. Die Projektleitung übernahm Frederik Ecke M.Sc.. Das Team setzte sich weiterhin aus den Mitarbeitenden Evelyn Kozlov, Felix Eric Lehr und Björn Raschper zusammen.

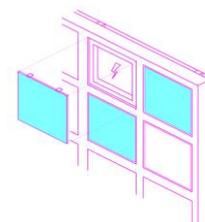
Das Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie (HZB) erforscht und entwickelt Materialien für eine nachhaltige Energieversorgung der Zukunft. Mit seinem Kompetenzzentrum für Photovoltaik (PVcomB) forscht und entwickelt es, technologie- und wissensstransferorientiert, die Solarzellenkonzepte der Zukunft.

²⁰ Vgl. BBSR, SWD –10.08.18.7-13.29/DFG KL 2551/1-1)

²¹ Vgl. Aden, S., Milhuisen, R., Kashif, M.K., Bach, U., & Klusmann, H. (2020)

²² Vgl. Dye-Sensitized Solar Concrete. In: C. Leopold, C. Robeller & U. Weber (Hrsg.), Research culture in architecture (247-254), Basel: Birkhäuser).

²³ Vgl. Patentanmeldung: „Dye-sensitised concrete solar cells“, S&F ref: P0014697AU [EFILE-SAF.FID9828552]



Seine 2019 eingerichtete Beratungsstelle für Bauwerkintegrierte Photovoltaik (BAIP) berät darüber hinaus unabhängig, produktneutral und kostenfrei die Akteure der Bauwelt zur Anwendung von Photovoltaik in der Gebäudehülle, in konkreten Bau- und Sanierungsvorhaben und mit Seminaren und Fortbildungen. Das Team für das Projekt SolarChip setzte sich aus Dr. Björn Rau, Dr. Carolin Ulbrich, Xingzhi Guo und Steven Melendez zusammen.

Der Industriepartner AEconversion GmbH & Co. KG mit Aymeri Barrailh und Jakob Buller brachte Expertisen aus den Gebieten Verschaltung, Wechselrichter und Monitoring-Lösungen ein. AEconversion entwickelt und produziert innovative Produkte zur Umwandlung von Strom, mit dem Fokus auf Effizienz und Zuverlässigkeit. Kernprodukte sind Wechselrichter und Monitoring-Lösungen für Solaranlagen für maßgeschneiderte Stromversorgungen.

Der Industriepartner Fischerwerke GmbH & Co. KG mit Dr. Annika Lipski, Johann Schwab und Maximilian Schaffner brachte die Expertise aus den Gebieten der Befestigungssysteme, Unterkonstruktion und Statik mit in das Projekt ein. Die Fischerwerke GmbH entwickelt innovative Befestigungssysteme aus Kunststoff, Metall und chemische Befestigungssysteme, die sich durch Qualität, Leistung, technischen Fortschritt und Anwenderfreundlichkeit auszeichnen.

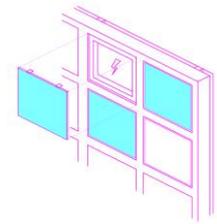
Der Industriepartner Reckli GmbH mit Karsten Roszak und Corinna Upphaus brachte Expertisen aus dem Gebiet der Schalungstechnologien mit in das Projekt ein. RECKLI ist Hersteller von wiederverwendbaren elastischen Strukturmatrizen und kombiniert modernste Maschinenteknik mit traditionellem Handwerk und ermöglicht dadurch die Umsetzung individueller Strukturen und dreidimensionaler Geometrien in Beton.

Der Industriepartner Schwab-Stein GmbH mit Harry Schwab brachte Expertisen aus den Gebieten Betonwerkstein und Schalungstechnologien mit in das Projekt ein. Schwab-Stein entwickelt individuelle und einzigartige Lösungen aus Betonwerkstein im Wohn- oder Wirtschaftsbereich und öffentlichen Raum. Durch die individuelle Herstellung von Betonwerkstein sind Format, Struktur, das Design und die Oberflächenbeschaffenheit frei bestimmbar.

Durch die Zusammenarbeit der Forschungsplattform BAU KUNST ERFINDEN mit dem Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie (HZB) und den Industriepartnern AEconversion GmbH & Co. KG, Fischerwerke GmbH & Co. KG, Reckli GmbH und Schwab-Stein GmbH entstand eine ideale Partnerschaft für das Projekt SolarChip. Die Expertisen der beteiligten Partner ergänzten sich passgenau, was eine erfolgreiche Umsetzung des Projekts ermöglichte.

1.5 Methodik

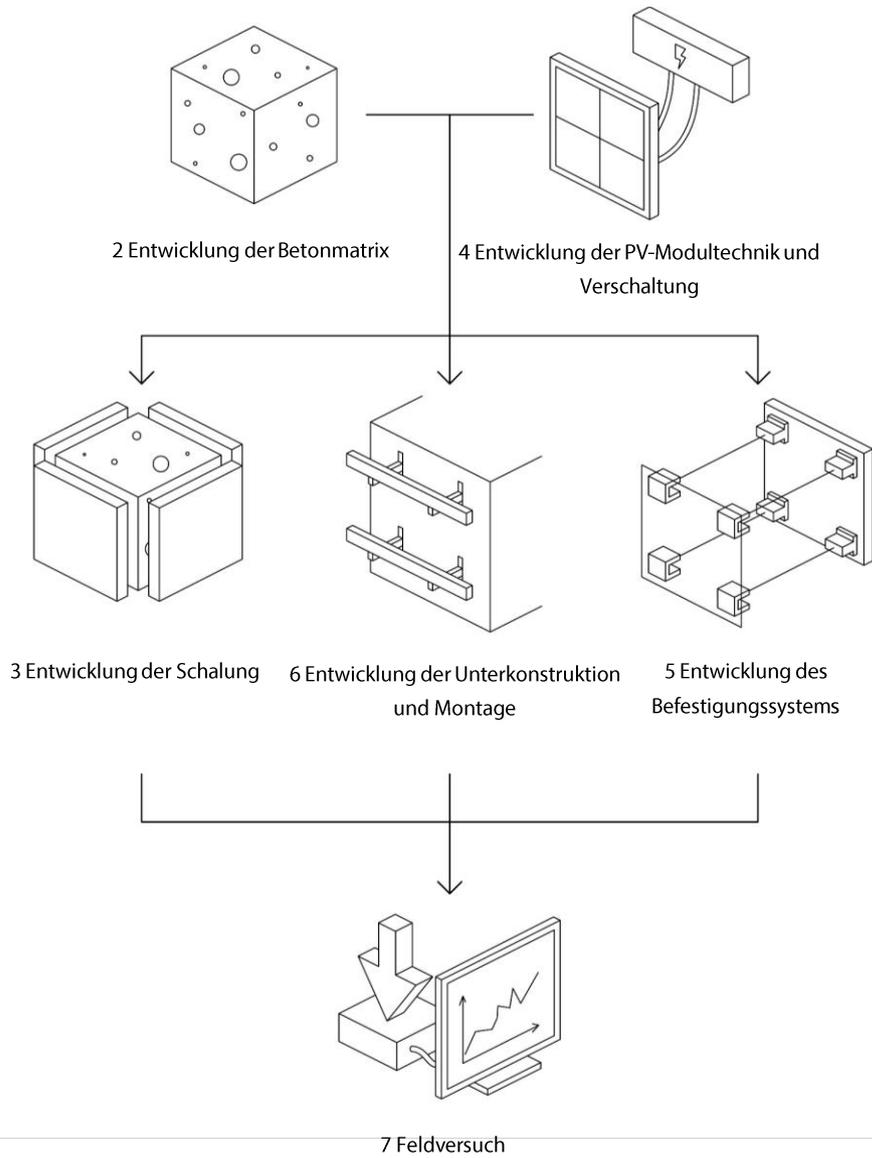
Im Projekt SolarChip wurde ein interdisziplinärer Ansatz verfolgt, der Architekten, Ingenieure, Physiker, Designer und die Expertise der Industriepartner einschloss. Dies ermöglichte, dass Fragestellungen im Projekt multiperspektivisch bearbeitet werden konnten und Lösungen entwickelt wurden, die bautechnische, solartechnische als auch gestalterische Anforderungen erfüllten. Die enge Zusammenarbeit mit Unternehmen aus den Bereichen Bauwesen und Photovoltaik ermöglichte es, das SolarChip-System an die jeweiligen Anforderungen und Standards der genannten Bereiche anzupassen und so nicht nur ein besseres gegenseitiges Verständnis, sondern auch eine größere Akzeptanz zu gewährleisten. Es wurden Recherchen und Voruntersuchungen durchgeführt, um ein fundiertes Verständnis für die eingesetzten Materialien, ihre Konstruktionsanforderungen und ihre Wechselwirkungen zu erlangen. Durch den Einsatz von Modellierung und Simulation wurden verschiedene Szenarien für die Integration von PV-Modulen in die Fassade entwickelt. Die optimale Anordnung, Ausrichtung und Konfiguration der PV-Module konnte so bestimmt und Leistungsparameter identifiziert werden. Mit der Durchführung von experimentellen Untersuchungen wurden



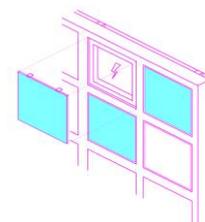
die physikalischen Eigenschaften der verwendeten Materialien geprüft und die Leistung der PV-Module unter verschiedenen Bedingungen getestet. Die Entwicklung von Prototypen ermöglichte, dass alle Partner aus den unterschiedlichen Bereichen Anforderungen, Anpassungen und Weiterentwicklung iterativ präzisieren und abstimmen konnten. So wurden frühzeitig Abhängigkeiten und Probleme identifiziert und Lösungen passgenau entwickelt. Der Aufbau eines Feldversuchs im Reallabor beim Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie (HZB) erfolgte für das kontinuierliche Monitoring der Prototypen. Die Verwendung einer Wetterstation, eines Datenloggers und einer Wärmebildkamera ermöglichte die Erfassung von Daten zu Strom-, Spannungs- und Leistungswerten und Temperatur. Dies bot Einblicke in das Verhalten des Systems unter realen Bedingungen.



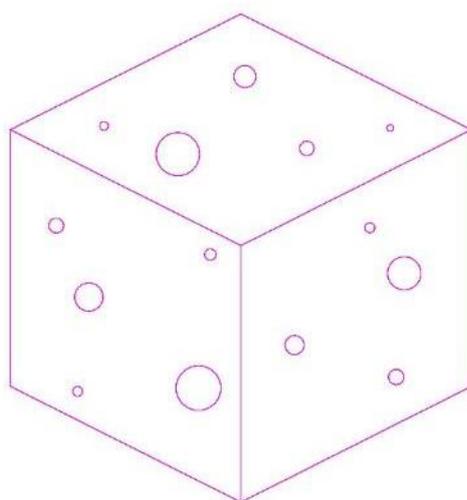
Abbildung 2 Arbeitsschwerpunkte im Projekt SolarChip.



Quelle: BAU KUNST ERFINDEN



2 Entwicklung der Betonmatrix

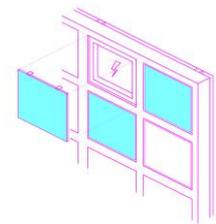


Beton, als weltweit verbreiteter Werkstoff, weist sowohl Vor- als auch Nachteile auf. Zu den Vorteilen gehören die Nichtbrennbarkeit, Feuerbeständigkeit, hohe Druckfestigkeit, Widerstandsfähigkeit gegenüber Wind und Wasser, wirtschaftliche Herstellbarkeit sowie eine lange Lebensdauer bei geringen Wartungskosten. Die Hauptbestandteile von Beton, Zement und Gesteinskörnung, sind nahezu überall leicht verfügbar. Durch die flüssige Form der Betonmatrix, kann Beton in nahezu jede gewünschte Form gegossen werden und findet Anwendung in einer Vielzahl von Bauvorhaben, von Gebäuden bis hin zu Infrastruktureinrichtungen. Im Vergleich zu anderen Materialien weist Beton eine vergleichsweise niedrige Zugfestigkeit auf und ist weniger duktil. Das hohe Gewicht im Verhältnis zur Festigkeit stellt eine Limitierung dar. Die Herstellung von Zement, dem Hauptbestandteil von Beton, ist mit einem erheblichen Energieaufwand verbunden, wodurch Treibhausgase, insbesondere CO₂, emittiert werden. Die Gewinnung von Sand, Kies und anderen Materialien als weitere Betonbestandteile, kann ökologische Auswirkungen auf natürliche Lebensräume, einschließlich Flüsse und Küsten, haben. Gleichzeitig sind diese ökologischen Belastungen auch unter den Aspekten der Langlebigkeit und Widerstandsfähigkeit dieses Werkstoffs über den gesamten Lebensweg zu betrachten. Am Ende der Wertschöpfungskette ist es mittlerweile möglich diesen wertvollen Werkstoff weitgehend zu recyceln und wiederzuverwenden (z.B. als Zuschlagstoff für die Herstellung von neuem Beton)²⁴.

2.1 Anforderungsprofil an die Betonmatrix

Es wurden Anforderungen an die Betonmatrix definiert, um eine optimale Leistung und Funktionalität der SolarChip-Fassadenelemente sicherzustellen. Dazu gehörte die Tragfähigkeit, die strukturelle Stabilität und die Dauerhaftigkeit des Betons, um die auftretenden Lasten durch die Integration der PV-Module und der technischen Komponenten abzutragen. Weiterhin spielte die Witterungsbeständigkeit eine entscheidende Rolle, um dauerhaft den Einflüssen von UV-Strahlung, Regen, Schnee und Temperaturschwankungen standzuhalten. Die Vermeidung oberflächlichen Wassereintritts war entscheidend, um Auswaschungen und

²⁴ Vgl. <https://www.schwab-stein.de/betonwerkstein/produktion/>



Moosbewuchs zu verhindern und die Frostbeständigkeit filigraner Konturen durch kapillar eingelagerte Feuchtigkeit nicht zu vermindern. Die Formbarkeit und Anpassungsfähigkeit der Betonmatrix ermöglichte es, die vorgegebene Konstruktionsgeometrie der Schalung präzise abzuformen und eine möglichst dichte Oberfläche zu erzeugen. Zudem wurde die Oberfläche des Betons so gestaltet, dass sie harmonisch in das Gesamtdesign der Fassade integriert werden kann. Im Hinblick auf Nachhaltigkeit wurde die Verwendung von Recyclingbeton (RC-Beton) angestrebt, der eine hohe Oberflächengüte aufweisen sollte. Um den Zementanteil zu minimieren wurde eine hohe Zementgüte eingesetzt, die in einem optimierten Mischungsverhältnis zu einer Gesamtreduktion der benötigten Zementmenge führte. Da der Zement in der Gesamtenergiebilanzierung von Betonbauteilen die höchsten CO₂-Emissionen verursacht, wurde der Fokus auf Hochleistungsbindemittel gesetzt. Eine Vereinfachung des Produktionsprozesses sowie der Montage- und Demontageprozesse war ebenfalls von Bedeutung, um die Nachhaltigkeit des gesamten Projekts zu fördern.

2.2 Entwicklung Betonrezepturen

Für das Projekt wurden drei Betonrezepturen entwickelt:

- RC-Beton Grau: Recycle-Splitt, hellgrau (vgl. Abbildung 3)
- Kalkstein Hell: Kalksteinzuschläge, hellgrau, beigebraun oder weiß
- Planosad Weiss: Hartgesteinzuschläge, weißer Granit oder Quarz in weißer Bindung

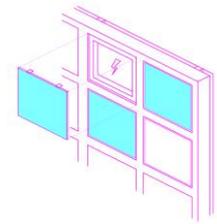
Abbildung 3 Betonrezeptur RC-Beton grau: (1) 30% Recycle-Splitt Großkorn 8mm, (2) 50% Recycle-Splitt Typ I Großkorn 16mm, (3) 20% Sand 0/2, und (4) Zement Dyckerhoff Flowstone (links). Probekörper RC-Beton grau abgeschliffen (rechts).



Quelle: BAU KUNST ERFINDEN, Schwabstein

2.3 Zentrischer Zugversuch

Der zentrische Zugversuch (nach DIN 1045-1 3.1.7) dient dazu, die Zugfestigkeit der drei Betonrezepturen 1. RC-Beton grau, 2. Kalkstein hell und 3. Planosad weiß zu bestimmen, wenn Hinterschnittanker für die



Befestigung der Betonelemente verwendet werden. Die Probekörper wurden gemäß DIN 1045-1 mit den Abmessungen 200 mm x 200 mm x 40 mm gefertigt. Die Abstützweite betrug 135 mm und die Verankerung erstreckte sich bis zu einer Tiefe von 21 mm. Die vorbereiteten Probekörper mit den Hinterschnittankern wurden in der Zugprüfmaschine ACT (vgl.

Abbildung 4) platziert.

Abbildung 4 Versuchsaufbau zentraler Zugversuch in der Prüfmaschine ACT mit Probekörpern des RC-Beton grau und Hinterschnittanker.

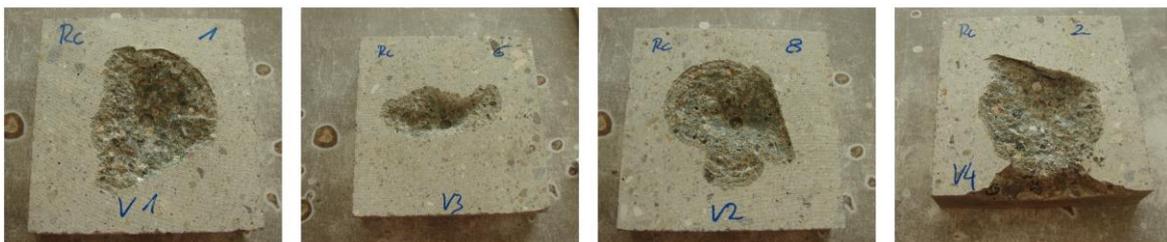


Quelle: Fischerwerke

Die Maschine erzeugte eine Zugkraft von 0 – 20 kN entlang der Längsachse der Probekörper. Um zuverlässige Ergebnisse zu erhalten, wurden vier Probekörper pro Betonrezeptur geprüft. Während des Versuchs wurde die aufgewendete Kraft und der Weg der Verformung der Probekörper gemessen. Die Zugfestigkeit ist die maximale Zugkraft, die auf das Material ausgeübt werden kann, bevor es versagt. Die Verformung gibt an, wie stark sich das Material unter der aufgebrachten Zugkraft verändert. Nachfolgend werden die Ergebnisse der zentralen Zugversuche zu den Betonrezepturen 1. RC-Beton grau, 2. Kalkstein hell und 3. Planosad weiß aufgezeigt. Die Bruchlast [kN] und der Weg der Verformung [mm] werden vergleichend dargestellt.

Abbildung 5 zeigt die Probekörper V1 – V4 der Betonrezeptur RC-Beton Grau mit dem entstandenen Bruchkörperkegel nach dem zentralen Zugversuch. Die Tabelle in Abbildung 6 zeigt die Werte für die Bruchlast: 8,41 kN – 9,47 kN und den Weg der Verformung: 3,37 mm – 5,24 mm.

Abbildung 5 Probekörper V1 – V4 mit Betonrezeptur RC-Beton grau nach zentralem Zugversuch mit Bruchkörper-Kegel.



Quelle: Fischerwerke

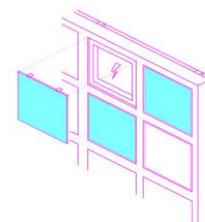


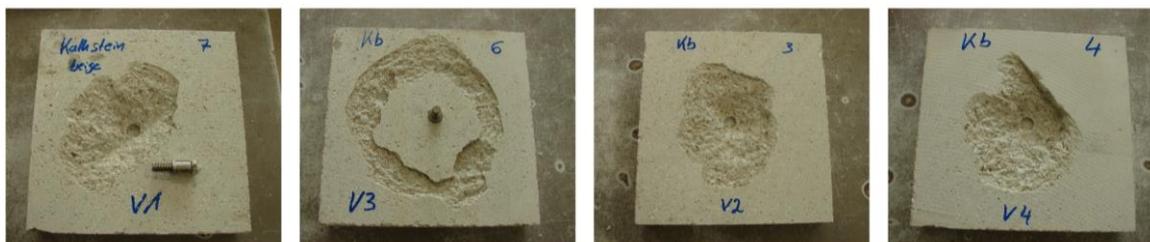
Abbildung 6 Ergebnisse zentrischer Zugversuch mit Probekörpern der Betonrezeptur RC-Beton grau und Hinterschnittanker.

Vers. Nr.	Platte			Montage			Versuchsergebnis					Bemerkung		
	Abmessungen			Verankerungstiefe	Bohrlochtiefe	Anzugsmoment	Bruchlast	Weg bei F_u	Veragensart	Bruchkörper Kegel (L/B/H)	BiegeZug			
n	b1	b2	d	h_{ef}	h_0	T_{inst}	F_u	S_{Fu}			L_s	d_{Bz}		
[-]	[mm]	[mm]	[mm]	[mm]	[mm]	[Nm]	[kN]	[mm]	[-]	[cm]	[mm]	[N/mm ²]		
1	200	200	40	21	---	0/0	9.24	3.37	[AbK]	14x12.3x1.7	135			
2	200	200	40		---		9.14	4.45	[AbK]	3.2x10.7x1.7				
3	200	200	40		---		9.47	5.24	[AbK]	13x6x1.5				
4	200	200	40		---		8.41	3.39	---	14x12x1.7				
5														
6														
7														
8														
9														
10														

Quelle: Grafik Fischerwerke

Abbildung 7 zeigt die Probekörper V1 – V4 der Betonrezeptur Kalkstein Hell mit dem entstandenen Bruchkörperkegel nach dem zentrischen Zugversuch. Die Tabelle in Abbildung 8 zeigt die Werte für die Bruchlast: 8,36 kN – 9,72 kN und den Weg der Verformung: 3,02 mm – 5,25 mm.

Abbildung 7 Probekörper V1 – V4 mit der Betonrezeptur Kalkstein Hell nach zentrischem Zugversuch mit Bruchkörper-Kegel.



Quelle: Fotografien Fischerwerke

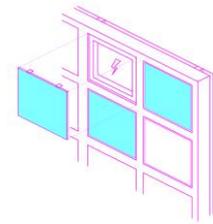


Abbildung 8 Ergebnisse zentrischer Zugversuch mit Probekörpern der Betonrezeptur Kalkstein hell und Hinterschnittanker.

Vers. Nr.	Platte			Montage			Versuchsergebnis				Bemerkung			
	Abmessungen			Verankerungstiefe	Bohrlochtiefe	Anzugsmoment	Bruchlast	Weg bei F_{Fu}	Ver-sagens-art	Bruchkörper Kegel (L/B/H)		BiegeZug		
n	b1	b2	d	h_{ef}	h_0	T_{inst}	F_u	S_{Fu}			L_s	δ_{Bz}		
[-]	[mm]	[mm]	[mm]	[mm]	[mm]	[Nm]	[kN]	[mm]	[-]	[cm]	[mm]	[N/mm ²]		
1	200	200	40	21	---	0/0	9.72	5.23	[AbK]	13.3x9x1.7	135			
2	200	200	40		---		8.36	4.11	[AbK]	3.6x10.5x1.7				
3	200	200	40		---		9.17	5.25	[AbK]	17x15x1.7				
4	200	200	40		---		8.97	3.02	[AbK]	3.8x11.7x1.7				
5														
6														
7														
8														
9														
10														

Quelle: Grafik Fischerwerke

Abbildung 9 zeigt die Probekörper V1 – V4 der Betonrezeptur Planosad Weiß mit dem entstandenen Bruchkörperkegel nach dem zentrischen Zugversuch. Die Tabelle in Abbildung 10 zeigt die Werte für die Bruchlast: 8,36 kN – 9,72 kN und den Weg der Verformung: 3,02 mm – 5,25 mm

Abbildung 9 Probekörper der Betonrezeptur Planosad Weiß nach zentrischem Zugversuch mit Bruchkörper-Kegel.



Quelle: Fischerwerke

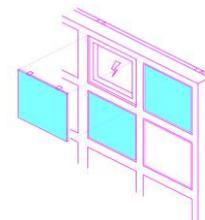
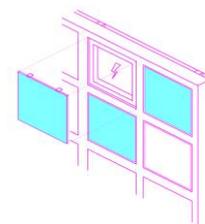


Abbildung 10 Ergebnisse zentrischer Zugversuch mit Probekörpern der Betonrezeptur Planosad Weiß und Hinterschnittanker.

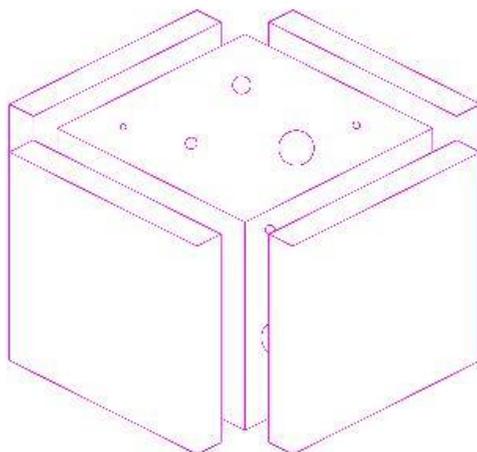
Vers. Nr.	Platte			Montage			Versuchsergebnis				Bemerkung			
	Abmessungen			Verankerungstiefe	Bohrlochtiefe	Anzugsmoment	Bruchlast	Weg bei F_u	Ver-sagens-art	Bruchkörper Kegel (L/B/H)		BiegeZug		
n	b1	b2	d	h_{ef}	h_0	T_{inst}	F_u	S_{Fu}						
[-]	[mm]	[mm]	[mm]	[mm]	[mm]	[Nm]	[kN]	[mm]	[-]	[cm]	[mm]	[N/mm ²]		
1	200	200	40	21	---	0/0	9.39	4.56	[AbK]	10.3x10x1.7	135			
2	200	200	40		---		8.66	5.32	[AbK]	12.3x9.1x1.7				
3	200	200	40		---		8.83	4.65	[AbK]	11.7x7x1.7				
4	200	200	40		---		9.39	4.69	[AbK]	3.5x10.6x1.7				
5														
6														
7														
8														
9														
10														

Quelle: Fischerwerke

Die vergleichende Analyse der zentrischen Zugversuche mit den Probekörpern der verschiedenen Betonrezepturen RC-Beton Grau, Kalkstein Hell und Planosad Weiss ergab konsistente Ergebnisse. Alle Proben wiesen eine Bruchlast im Bereich von 8,36 bis 9,72 kN auf. Diese Festigkeitswerte ermöglichen eine zuverlässige und langfristige Befestigung der SolarChip-Fassadenelemente mittels Hinterschnittankern an der Unterkonstruktion. Die gemessenen Verformungen bewegten sich zwischen maximal 5,24 mm und minimal 3,02 mm, was ebenfalls akzeptable Werte für die Anwendung darstellt. Es wurde festgestellt, dass alle drei Betonrezepturen nahezu identische Bruchlasten aufwiesen. Im Verlauf des Projekts wurde die Betonrezeptur RC-Beton grau für die Entwicklung der Prototypen eingesetzt. Diese spezifische Betonmischung wurde aufgrund ihrer Recyclingzuschläge als nachhaltigere Option gewählt im Vergleich zu den Betonrezepturen Planosad weiß und Kalkstein hell.



3 Entwicklung der Schalung



Für die Schalungsentwicklung der SolarChip-Fassadelemente wurden zunächst Schalungsmaterialien recherchiert. Anschließend wurden die Formen der Schalungen mit einer Software für die computergestützte 3D-Modellierung (Rhino 7) entwickelt und in Absprache mit den Industriepartnern optimiert. Die so entstandenen Schalungsgeometrien wurden durch den Industriepartner Reckli gefertigt. Mit den Schalungen wurden anschließend erste Prototypen von Betonelementen hergestellt.

3.1 Untersuchung der Schalungsmaterialien

Schalungsmaterialien wurden im Hinblick auf ihre Festigkeit, Haltbarkeit und Oberflächeneigenschaften untersucht und abgestimmt. Für die Entwicklung der SolarChip-Schalung wurden insbesondere zwei Kunststoffe auf Polyurethanbasis mit unterschiedlicher Shore Härte untersucht - das PUR-Elastomer A60 und das PUR-Elastomer A70. Bei diesen PUR-Elastomeren handelt es sich um flexible, formstabile Zwei-Komponenten-Kunststoffe auf Polyurethanbasis. Um den Pressdruck der oberen Elemente der Schalung auf die unteren gleichmäßig zu verteilen, wurde das festere PUR-Elastomer A70 für die oberen Elemente eingesetzt, während die untere Schalung aus dem flexibleren PUR-Elastomer A60 gefertigt wurde. Die gezielte Anwendung unterschiedlicher Shore Härten für die oberen und unteren Schalungselemente ermöglicht ein bruchfreies und mechanisch einfaches Ausschalen der Betonelemente.

3.2 Formgebung und Abmessungen

Im Rahmen des Projekts wurden zwei Modularchitekturen MA1 und MA2, und insgesamt drei verschiedene Schalungen entwickelt. Für Modularchitektur MA1 wurden zwei Konstruktionsvarianten (KV) der Schalung konzipiert: MA1KV1 mit Hinterschnittankern und MA1KV2 mit integrierter Montageschiene. Diese Varianten ermöglichen unterschiedliche Montageoptionen. Die Modularchitektur MA2 wurde ausschließlich in der

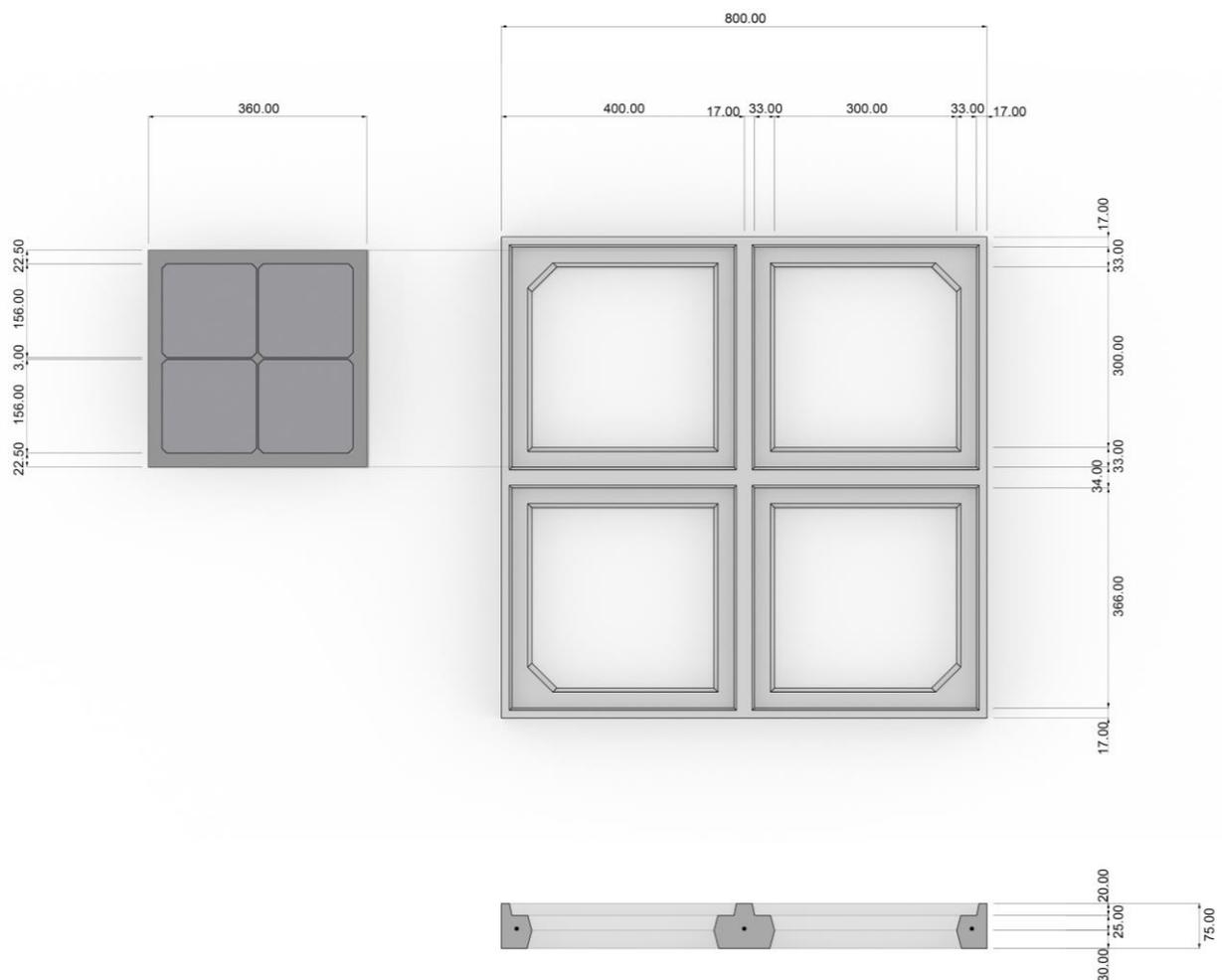


Konstruktionsvariante MA2KV2 mit integrierter Montageschiene entwickelt. Die Fokussierung auf diese Konstruktionsvariante erfolgte, weil hiermit bessere Ergebnisse in Bezug auf Form und Funktionalität zu erzielt werden konnten.

Schalung MA1 mit festem Außenmaß

Die Schalungen MA1KV1 (vgl. Abbildung 11) und MA1KV2 (vgl. Abbildung 12) wurden für die Herstellung eines Betonelements mit den Abmessungen 800mm x 800 mm entwickelt. Dabei wurde ein Rastermaß von 400 mm x 400 mm festgelegt, um PV-Module mit den Maßen 360 mm x 360 mm zu integrieren. Die Größe der PV-Module resultiert aus der Anordnung von je vier Silizium-Solarzellen, von denen jede eine Abmessung von 157 mm x 157 mm aufweist (vgl. „4.2 Entwicklung der PV-Module“). Die Schalungen MA1KV1 und MA1KV2 wurden dabei für die Platzierung von insgesamt 4 PV-Modulen in einem 2x2 Raster konzipiert.

Abbildung 11 Konstruktionszeichnungen Ansicht und Schnitt von Prototyp MA1KV1.



Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN

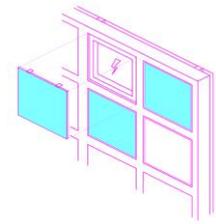
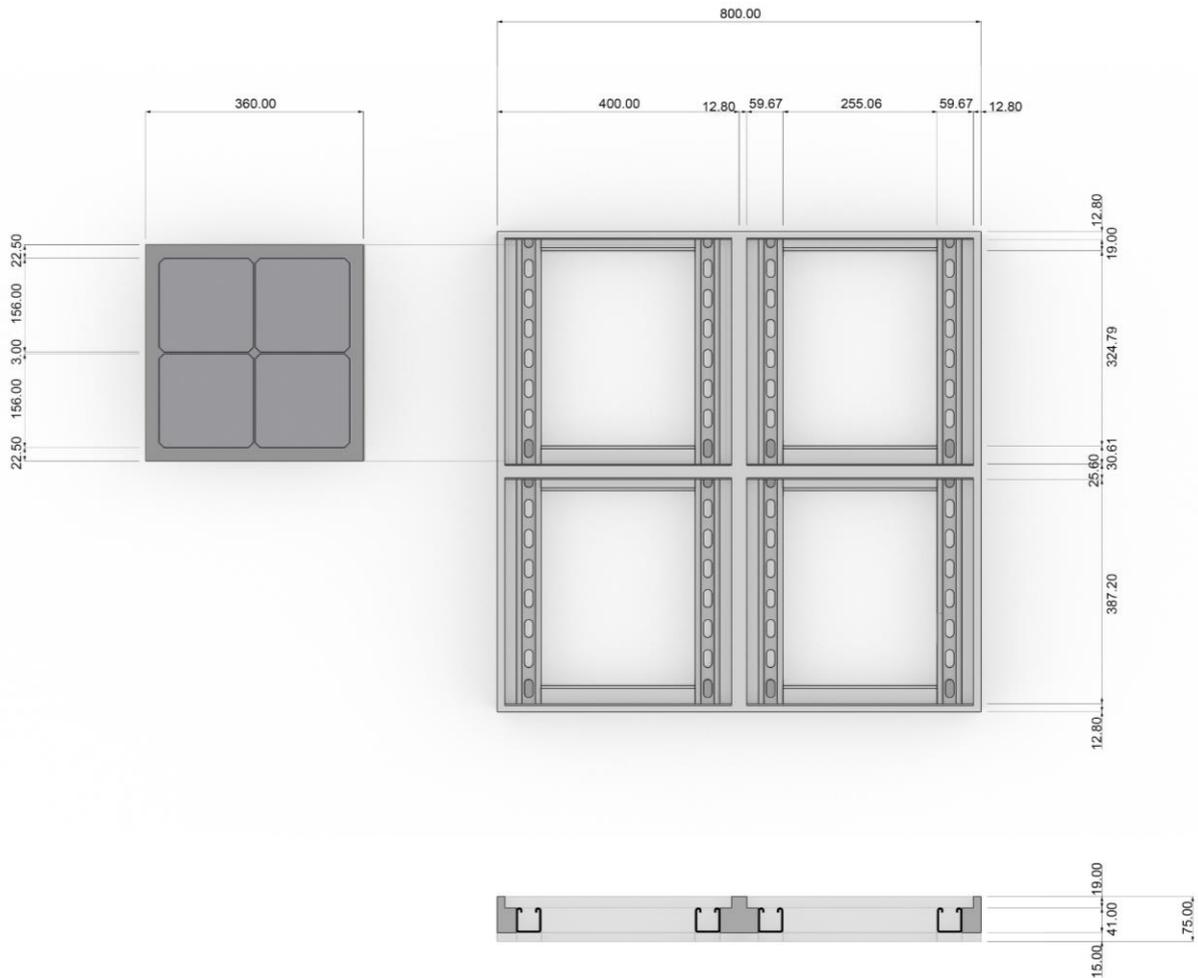


Abbildung 12 Konstruktionszeichnungen Ansicht und Schnitt von Prototyp MA1KV2.



Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN

Schalung MA2KV2 mit flexiblem Außenmaß

Die Schalung MA2KV2 wurde gezielt für die Herstellung von Betonelementen mit flexiblen Außenmaßen konzipiert (Abbildung 13). Hierbei wurde das Rastermaß für MA2 auf 560 mm x 560 mm vergrößert, um Platz für PV-Module mit den Maßen 522 mm x 522 mm zu bieten. Jedes einzelne PV-Modul ist dabei mit neun in Serie verschalteten Silizium-Solarzellen belegt, von denen jede eine Abmessung von 158,75 mm x 158,75 mm aufweist.

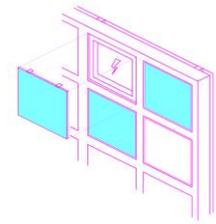
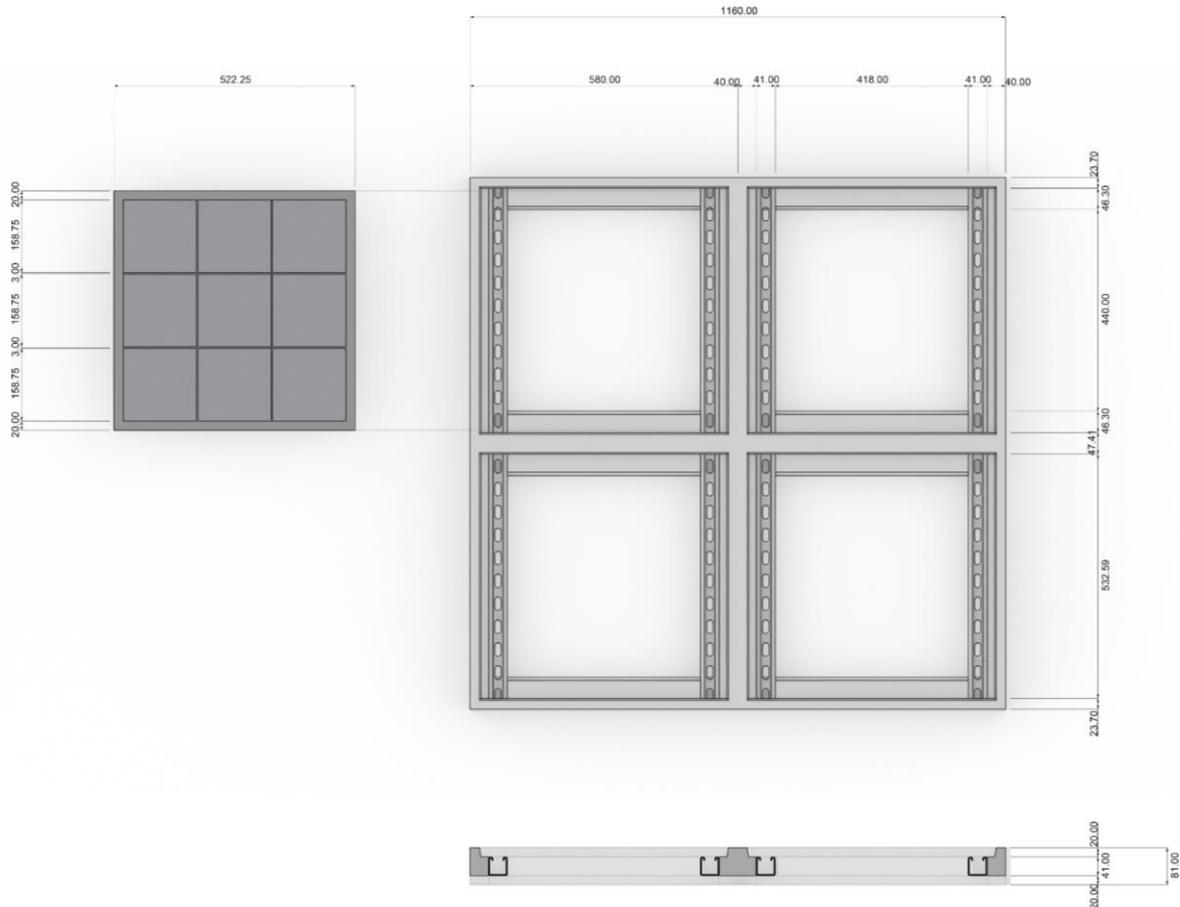


Abbildung 13 Konstruktionszeichnungen Ansicht und Schnitt von Prototyp MA2KV2.

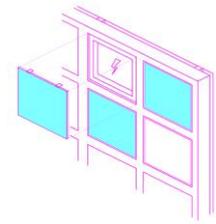


Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN

3.3 Entwicklung der Schalungskonstruktion

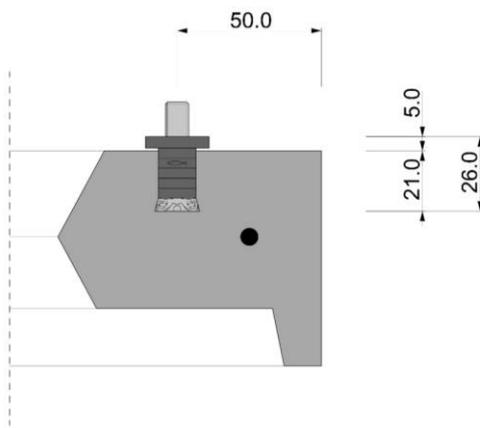
Die Schalung wurde aus präzisen aufeinander abgestimmten Komponenten konstruiert, um Maßhaltigkeit und Passgenauigkeit zu gewährleisten. Zunächst wurde der äußere Rahmen der Schalung aus phenolharzbeschichteter Multiplexplatte gefertigt, später erfolgte die Umstellung auf eine flexible Stahlkonstruktion. Zur Integration der PV-Module wurden Schalungsinlays entwickelt (vgl. 3.4 Entwicklung der Schalungsinlays). Horizontale Holzelemente, die die Schalung überspannen, drücken die obere Schalung während des Betonierens nach unten, um ein Aufschwimmen zu verhindern und dienen der Positionierung der Edelstahlbewehrung.

In der Konstruktions-Variante 1 (KV1) wurden Hinterschnittanker (vgl. Abbildung 14) an den Viertelpunkten des Betonelements eingebettet, um eine nachträgliche Befestigung an der Unterkonstruktion (UK) zu ermöglichen.



In der Konstruktions-Variante 2 (KV2) wurden jeweils zwei Montageschienen pro Modul in den Schalungsaufbau integriert. Sie dienen der vertikalen Aussteifung des Betonelements und erfüllen zugleich die Funktionen der Verankerung des Betonelements an der UK, der Befestigung der PV-Module am Betonelement sowie der Kabelführung. Ihre Platzierung in der Schalung wurde so bestimmt, dass eine optimale Verbindung zwischen Beton und Montageschiene gewährleistet ist.

Abbildung 14 Schnitt des Eckabschnitt des Prototypen MA1KV1 mit Hinterschnittanker.



Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN

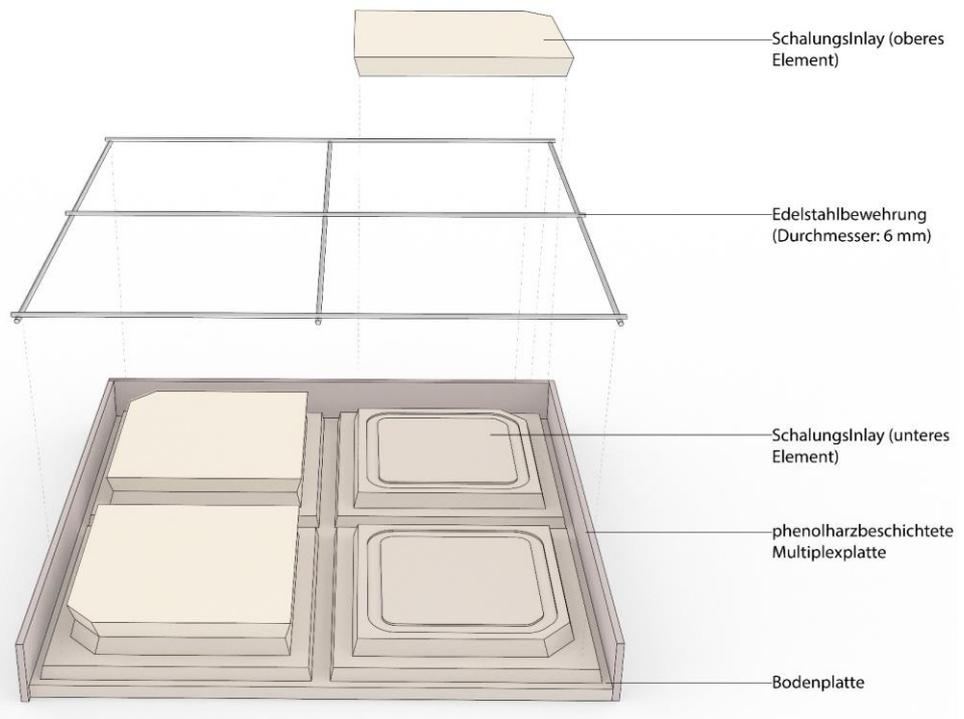
3.4 Entwicklung der Schalungsinlays

Für Schalung MA1 setzt sich jedes Schalungsinlay aus vier unteren und vier oberen Elementen zusammen. Durch eine leichte Schrägung der Außenkanten der Schalungsinlays, lassen sich diese leichter ausschalen und die Entstehung von Luftblasen beim Betonieren wird minimiert. Die unteren Elemente sind in einer Bodenplatte eingebettet, um präzise Abstände zwischen den Schalungsinlays zu gewährleisten. Eine formschlüssige Verbindung zwischen den unteren und oberen Elementen erlaubt eine genaue Positionierung und Befestigung. Die unteren Elemente bilden die späteren Öffnungen an der Vorderseite des Betonelements, in denen die PV-Module platziert werden.

Folgend werden der Aufbau der Schalungen MA1KV1 (vgl. Abbildung 15 und Abbildung 16) und MA1KV2 (vgl. Abbildung 17 und Abbildung 18) als Explosionszeichnungen und Schnitte dargestellt. In Abbildung 19 ist das Ausfräsen der Positivformen für die Schalungsinlays aus PU-Schaum auf der CNC-Fräse bei Industriepartner Reckli dargestellt.

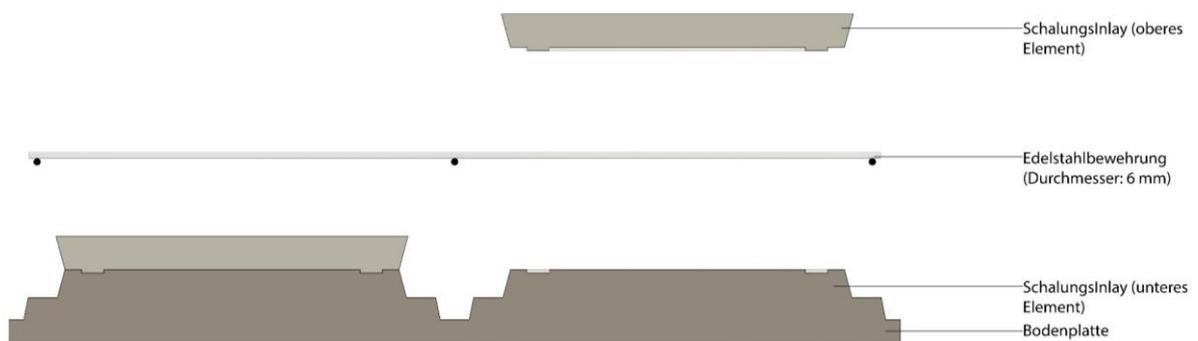


Abbildung 15 Explosionszeichnung Aufbau Schalung MA1KV1.



Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN

Abbildung 16 Schnitt Aufbau Schalung MA1KV1.



Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN

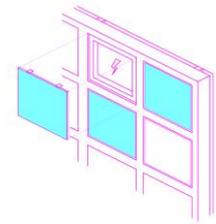
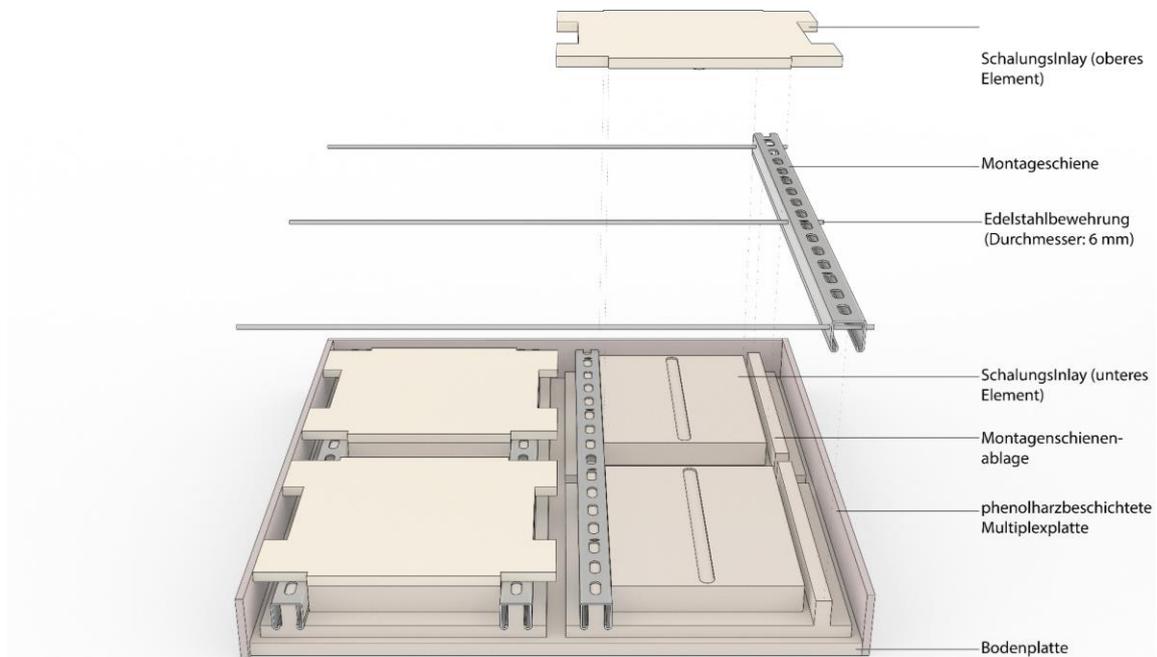
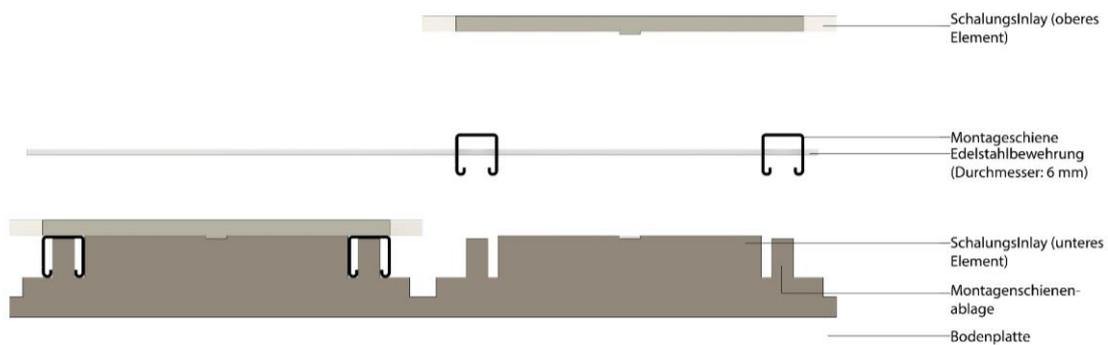


Abbildung 17 Explosionszeichnung Aufbau der Schalung MA1KV2.



Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN

Abbildung 18 Schnitt zum Schalungsentwurf MA1KV2.



Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN

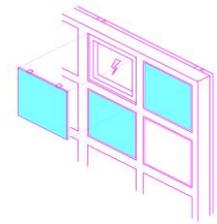


Abbildung 19 Fotografien der Fertigung der Schalungsinlays für Schalung MA1KV1 im Werk des Industriepartners Reckli. Links: Ausfräsen der Positivform der Schalung. Mitte: Ausgefrästes Inlay (oberes Element, Positivform). Rechts: Ausgefräste und zusammengesetzte Schalung (Positivform).



Quelle: Fotografien Reckli

Für die Schalung MA2KV2 wurden die Schalungsinlays so modifiziert, dass sie mithilfe von Schalungsmagneten flexibel auf dem Schaltisch aus Edelstahl positioniert und fixiert werden konnten. Diese Anpassung ermöglichte die flexible Einstellung der Abstände und Stege zwischen den Öffnungen für die PV-Module, wodurch die gestalterischen Parameter für die Fassade erheblich erweitert werden konnten. Gleichzeitig konnte dadurch der Aufbau und die Reinigung der Schalung verbessert werden. Jedes Schalungsinlay wurde so konstruiert, dass eine Aussparung im Inneren Schalungsmagneten aufnimmt. Diese Schalungsmagneten verbinden dann die oberen und unteren Elemente der Schalungsinlays über ein Blech und ermöglichen so deren präzise Positionierung und Befestigung auf dem Schaltisch (vgl. Abbildung 20).

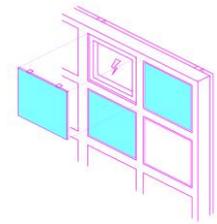
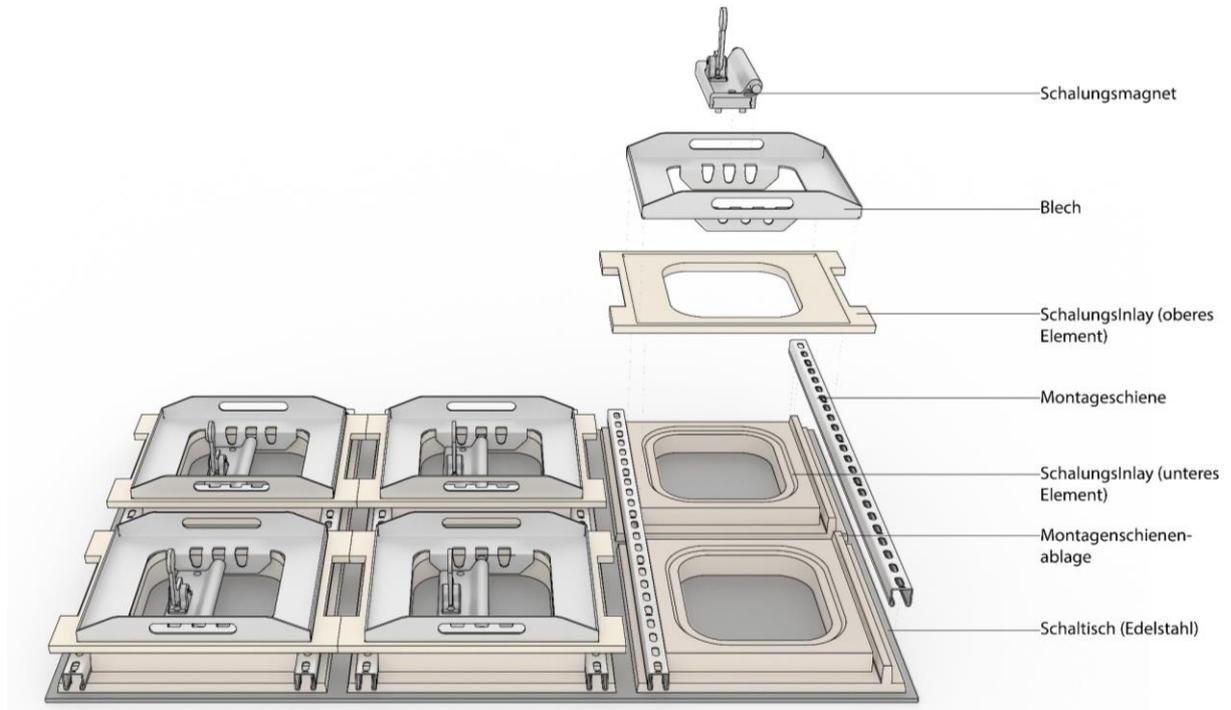
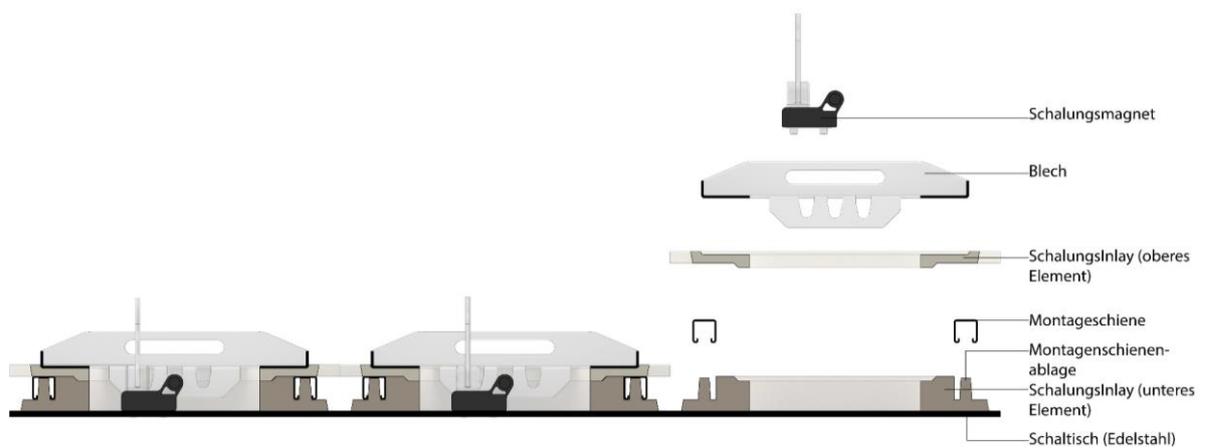


Abbildung 20 Explosionszeichnung zum Schalungsentwurf MA2KV2.

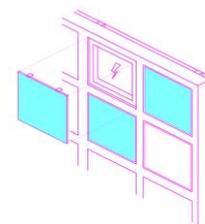


Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN

Abbildung 21 Schnitt zum Schalungsentwurf MA2KV2.



Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN



3.5 Prototypen Schalung

Um die Modularchitekturen MA1 und MA2 und die Konstruktionsvarianten KV1 und KV2 zu prüfen und zu validieren wurden folgende Schalungsprototypen untersucht, iterativ weiterentwickelt und auf den Produktionsprozess des Industriepartners Schwab-Stein angepasst. Es wurden drei Prototypen der Schalungen entwickelt und damit die Prototypen MA1KV1, MA1KV2 und MA2KV2 mit Hilfe der entwickelten Schalungen hergestellt. Folgend werden die Schalungen und die dazugehörigen Prototypen erläutert.

3.5.1 Prototyp Schalung MA1KV1

Zuerst wurde die Schalung MA1KV1 mit festem Außenmaß und Hinterschnittankern prototypisch im Lab BAU KUNST ERFINDEN gefertigt (Abbildung 22, links) und dann auf den Produktionsprozess im Werk des Industriepartners Schwab-Stein aufgesetzt (Abbildung 22, rechts).

Abbildung 22 Fotografien der Schalung MA1KV1 mit festem Außenmaß und Hinterschnittankern im Lab BAU KUNST ERFINDEN (links) und im Werk des Industriepartners Schwabstein (rechts).



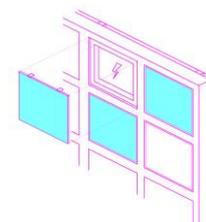
Quelle: Fotografien BAU KUNST ERFINDEN und Schwab-Stein

3.5.2 Prototyp MA1KV1

Mit der Schalung für MA1KV1 wurden Prototypen mit der Betonrezeptur RC-Beton grau. Dafür wurde die Schalung auf dem Schaltisch positioniert und ein Rahmen aus Stahlelementen gebildet, der sich flexibel verschieben lässt und den äußeren Rand des Betonelements definiert (Abbildung 22, rechts).

Eine 6 mm Edelstahlbewehrung wurde mit Kabelbindern über Stahlschienen mittig in der Schalung positioniert. Exemplarisch wurden M8er Gewindeschrauben in die Ecken der Schalung eingelassen und mit einbetoniert, um diese für die Befestigung an der UK zu nutzen.

Die Schalungselemente wurden beim Ausschalen nicht beschädigt und konnten vollständig gereinigt und wiederverwendet werden. Das Ausschalen der einzelnen oberen Elemente der Schalungsinlays war einfach



möglich. Die unteren Elemente der Schalungsinlays waren nur schwer vom Betonelement zu trennen, weil diese durch die Bodenplatte zu einem großen Element verbunden sind.

Der entstandene Prototyp MA1KV1 ist positiv zu bewerten. Der Beton konnte sich gleichmäßig in der Schalung verteilen und so die gewünschte Geometrie erzeugen. Das Betonieren und Ausschalen des Betonelements konnten erfolgreich durchgeführt werden. Das ausgeschaltete Betonelement wies eine glatte, gleichmäßige Oberfläche auf (vgl. Abbildung 24). Die Schalung MA1KV1 ermöglichte eine präzise Formgebung und eine homogene, geschlossene Oberfläche. Allerdings zeigten sich Risse in den Ecken aufgrund des Schwindverhaltens. Um dieses zu minimieren, wurde die Betonrezeptur angepasst und die Verwendung von Gesteinskörnungen mit einem Durchmesser von mindestens 8 mm erprobt.

Abbildung 23 Fotografie zum Betonieren des Prototypen MA1KV1 in der Schalung.



Abbildung 24 Fotografie des Prototyp MA1KV1 nach dem Ausschalen.



Quelle: Fotografie BAU KUNST ERFINDEN

3.5.3 Prototyp MA1KV1 Magenta

Beton ist vor allem in verschiedenen Grauabstufungen bekannt. Er kann aber durch die Zugabe von Farbpigmenten flächendeckend eingefärbt werden. Die Farbigkeit des Betons kann dabei gestalterisch an die verwendete PV-Technologie und deren Optik angepasst werden oder in einem bewussten Kontrast dazu stehen.

Der Prototyp MA1KV1 Magenta wurde exemplarisch für eine öffentliche Ausstellung aktueller Projekte mit dem Schwerpunkt auf nachhaltige Entwicklungen ausgestellt („Wissensspeicher 2022“, vgl. Abbildung 27) und als „Eyecatcher“ in Magenta eingefärbt. Für das Betonieren wurde die Betonrezeptur RC-Beton grau verwendet. Dabei wurde das Farbpigment Gran-X Pigment für Beton Typ 479 magenta verwendet.



Abbildung 25 Fotografie Betonieren mit der Schalung für Prototyp MA1KV1 mit Magenta Farbpigment.



Quelle: Fotografie BAU KUNST ERFINDEN

Abbildung 26 Fotografie Oberfläche des Prototyp MA1KV1 Magenta im Detail.

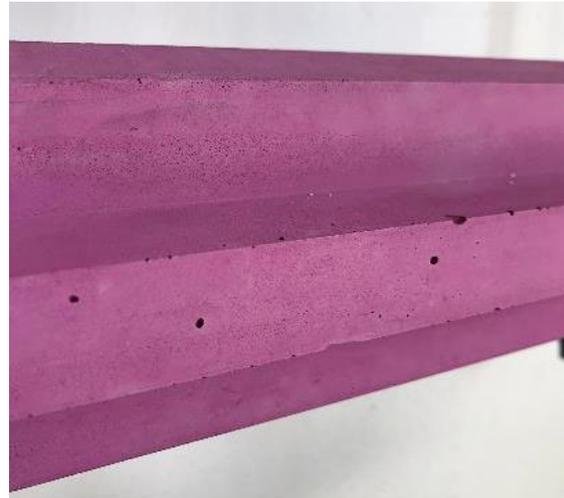


Abbildung 27 Fotografie des Prototyp MA1KV1 Magenta in der Ausstellung „Wissenspeicher 2022“.



Quelle: Fotografie BAU KUNST ERFINDEN

3.5.4 Prototyp Schalung MA1KV2

Die Schalung MA1KV2 wurde mit festem Außenmaß und Montageschienen entwickelt. Ziel war es die Montageschiene sowohl für die Befestigung der PV-Module als auch für die Montage des Betonelements zu nutzen (vgl. Abbildung 28).

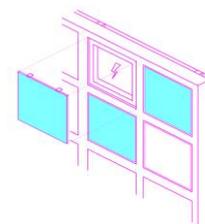


Abbildung 28 Fotografien der Schalungen MA1KV2 im Lab BAU KUNST ERFINDEN (links) und im Werk Schwabstein (rechts).



Quelle: Fotografien BAU KUNST ERFINDEN und Schwab-Stein

Der Einsatz von Hinterschnittankern (KV1) oder Montageschienen (KV2) birgt spezifische Vor- und Nachteile. Hinterschnittanker bieten eine sichere Befestigung an der UK, lassen sich nachträglich einsetzen und erfordern keine Schalungsintegration, bedingen aber zusätzliche Arbeitsschritte. Montageschienen steifen das Betonelement vertikal aus und sind vergleichsweise einfach zu integrieren. Sie ermöglichen die sichere Befestigung des Betonelements an der UK und dienen der Befestigung der PV-Module im Betonelement. Ihr Einsatz ist unkompliziert und vereinfacht die Montage. So wird ein effizienter Montage- und Demontageprozess ermöglicht und Arbeitsschritte sowie Montagezeiten können reduziert werden.

3.5.5 Prototyp MA1KV2

Mit der Schalung für MA1KV2 wurden Prototypen mit der Betonrezeptur RC-Beton grau betoniert. Der Aufbau des Prototyp MA1KV2 unterscheidet sich von MA1KV1 durch die integrierten Montageschienen. Um den Verbund zwischen Montageschiene und Beton sicherzustellen war eine hohe Fließfähigkeit des Betons notwendig. Gleichzeitig musste das Eindringen des Betons in die Abschnitte der Montageschiene verhindert werden, die zur Befestigung an der UK bzw. der PV-Module vorgesehen sind. Um die Montageschiene abzudichten, wurden kleine Formteile aus Moosgummi zugeschnitten, da diese sich gut der Innenkontur der Montageschiene anpassen und leicht in Position gebracht werden können (vgl. Abbildung 29).

Der entstandene Prototyp ist positiv zu bewerten. Das Ausschalen verlief analog zu dem des Prototypen MA1KV1. Das Moosgummi konnte das Eindringen von Beton in die Montageschiene verhindern. Der Prototyp zeigt eine glatte, homogene Oberfläche (vgl. Abbildung 31).

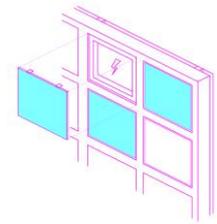


Abbildung 29 Fotografie Detail der Schalung MA1KV2:
Positionierung der Montageschiene auf der Ausbuchtung und
die Abdichtung mit Moosgummi.



Quelle: Fotografie Schwab-Stein

Abbildung 30 Fotografie Prototyp MA1KV2 beim Ausschalen.



Quelle: Fotografie Schwab-Stein

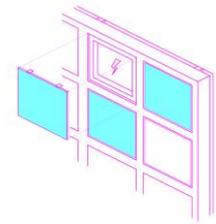
Abbildung 31 Fotografie Prototyp MA1KV2.



Quelle: Fotografie BAU KUNST ERFINDEN

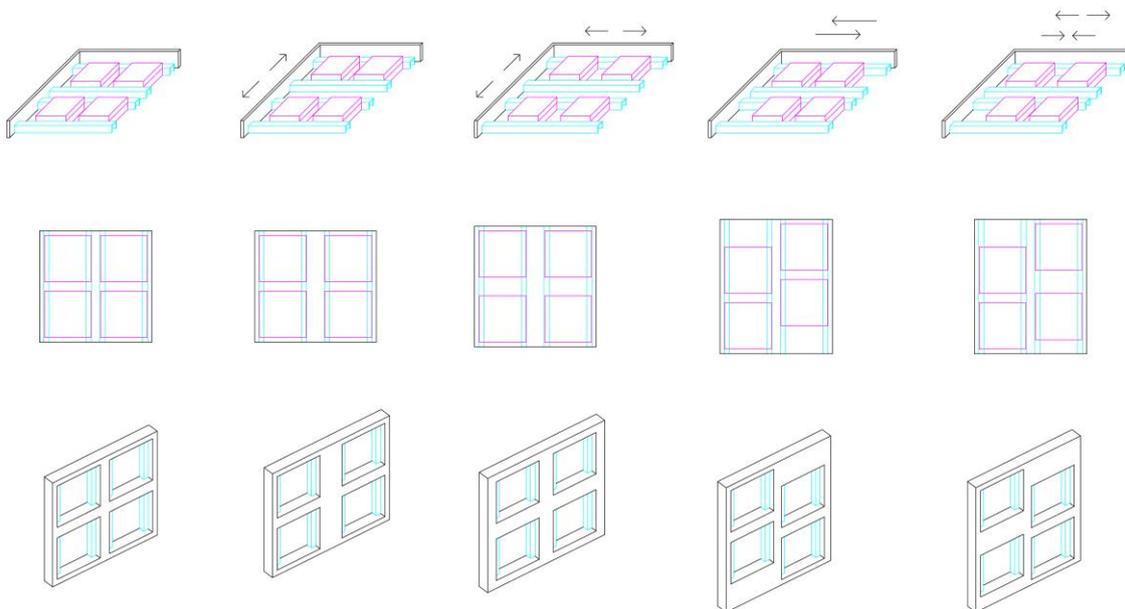
3.5.6 Prototyp Schalung MA2KV2

Die Entwicklung der Schalung MA2KV2 basierte auf der eingehenden Analyse der Modelle MA1KV1 und MA1KV2. Die Schalung wurde so weiterentwickelt, dass die Produktion von Betonelementen mit flexiblen Abmessungen ermöglicht wird. Das heißt die breite der Stege und das Außenmaß lassen sich über die flexible Positionierung der Schalungsinlays steuern. (vgl. Abbildung 32). Die zur Verfügung stehende Fläche für die Integration von PV-Modulen wurde maximiert und der Gesamtmaterialeinsatz für das Betonelement minimiert (vgl. Abbildung 33).



Die Öffnungen im Betonelement wurden zur Aufnahme von größeren PV-Modulen mit einer Abmessung von 522 mm x 522 mm vergrößert. Die Größe der PV-Module wurde gezielt gewählt, um eine optimale Bestückung mit PV-Zellen zu ermöglichen und sie handlich für die Montage durch eine einzelne Person zu gestalten. Diese Anpassungen führten weiterhin zu einer verbesserten Hinterlüftung der PV-Module und erhöhten die Zugänglichkeit für Montage und Demontage. Durch die Entwicklung von einer Flächen- hin zu einer Kassettenstruktur konnte je nach Betonrezeptur der Materialverbrauch um 7,3 bis 9,5 kg/m² verringert werden. (vgl. Abbildung 33)

Abbildung 32 Konzeptskizze zur Flexibilität der Schalung MA2KV2.



Quelle: Grafik BAU KUNSTERFINDEN

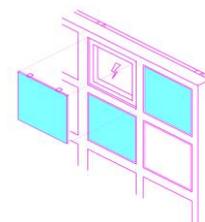
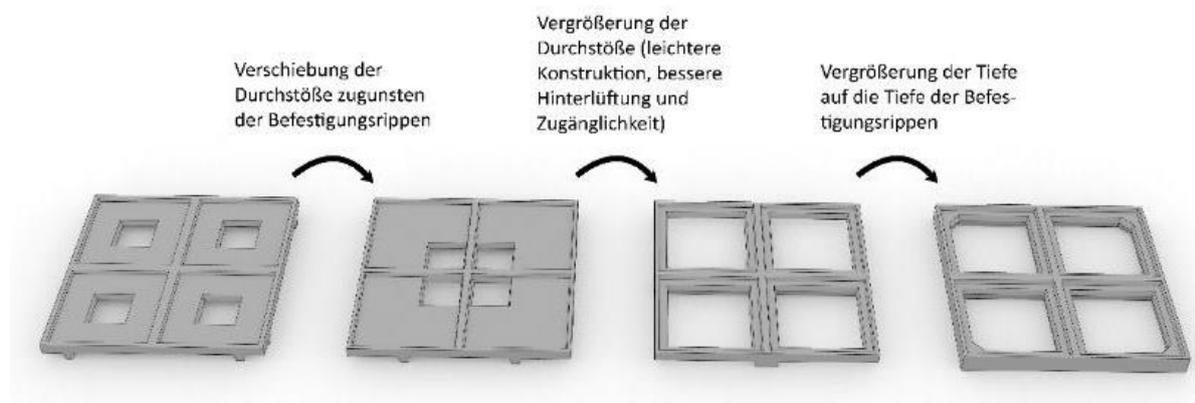


Abbildung 33 Grafische Darstellung zur Entwicklung der Flächenstruktur (MA1KV1) hin zur Kassettenstruktur.



Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN

Um variierende Schalungsmaße zu ermöglichen, wurde ein modularer Stahlrahmen entwickelt, der sich flexibel vergrößern oder verkleinern ließ und auf dem Schaltisch verschoben werden konnte. Eine wesentliche Maßnahme bestand in der Anpassung der Schalungsinlays zur Integration von Magneten. Hierfür wurde in jedes Schalungsinlay eine Aussparung im Inneren eingearbeitet. Speziell konstruierte Halterungsbleche wurden entwickelt, um die oberen und unteren Komponenten der Schalungsinlays miteinander zu verbinden. Sie besitzen einen umlaufenden Rahmen mit zwei Griffen und drei Magnet-Aufhängungen, die in unterschiedlichen Höhen platziert sind, um etwaige Toleranzen auszugleichen. Sie wurden in eine umlaufende Vertiefung des oberen Schalungsinlays eingefügt. Die Halterungsbleche wurden dabei so konstruiert, dass sie aus einem Stück geschnitten und gekantet werden konnten. Nach Aktivierung der Magneten haften diese mit einer Kraft von 22 kN am Schaltisch. Die flexible Einstellung der Abstände und Stege zwischen den Öffnungen für die PV-Module wird ein essenzieller Faktor für die architektonische Gestaltung der Fassade. (vgl. Abbildung 20, Abbildung 21 und Abbildung 34)

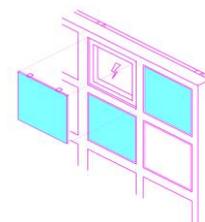


Abbildung 34 Fotografien zur Montage der Schalungsinlays für die Schalung MA2KV2 im Werk Schwabstein.



Quelle: Fotografien Schwab-Stein

Das modifizierte prototypische Schalungssystem MA2KV2 bietet eine hohe Flexibilität und Anpassungsfähigkeit. Die magnetisch ertüchtigten Schalungsinlays ermöglichen eine freie Konfiguration und Gestaltung. Mit denselben Schalungsinlays lassen sich unterschiedliche Modulkonfigurationen realisieren, abhängig von ihrer Anordnung und dem gewählten Raster. Eine Variierung der Formate wird durch die Kombination verschiedener Schalungsinlays und Rastergrößen ermöglicht. Durch den Wegfall des Schalungsbodens und der freien Positionierung der Schalungsinlays auf dem Schaltisch konnte der Materialeinsatz für die Schalung deutlich reduziert und der Transport und die Lagerung der Schalung deutlich vereinfacht werden. Zudem können defekte oder abgenutzte Inlays ohne Beeinträchtigung des Gesamtsystems einzeln ausgetauscht werden. Diese Punkte tragen sowohl zu Ressourcenschonung als auch zu erweiterten Gestaltungsmöglichkeiten bei.

3.5.7 Prototyp MA2KV2

Die Schalung für MA2KV2 konnte erfolgreich im Werk von Schwab-Stein betoniert werden. Der Aufbau der Schalung, das Betonieren und das Ausschalen konnte einfach umgesetzt werden und auf den Produktionsprozess im Werk angepasst werden. Die Oberfläche des Prototyps zeigte kleine horizontal verlaufende Risse in den Stegen. Die Risse sind auf das Schwindverhalten des Betons in Kombination mit den integrierten Montageschienen zurückzuführen. Die Risse sind dabei statisch und sicherheitstechnisch unproblematisch. Optisch fallen sie erst bei Betrachtung aus geringer Distanz auf. Eine Vermeidung der Risse könnte dabei durch weniger Wasser und die Verwendung von größerer Gesteinskörnung in der Betonmatrix erzielt werden.



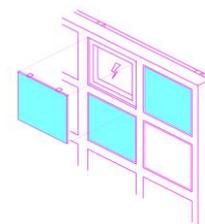
Abbildung 35 Fotografie beim Betonieren des Prototyp MA2KV2 im Werk von Schwab-Stein.



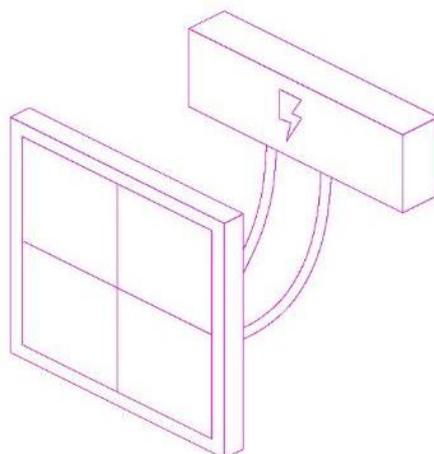
Abbildung 36 Fotografie des Prototyp MA2KV2.



Quelle: Fotografien Schwab-Stein



4 Entwicklung der PV-Modultechnik und Verschaltung



Im Rahmen des Schwerpunktes 4 Entwicklung der PV-Modultechnik und Verschaltung wurden die PV-Module, die technischen Komponenten Anschlussdose, Stecker, und die Entwicklung der Verschaltung zwischen den einzelnen Modulen eingehend untersucht und für die Integration in die SolarChip-Infrastruktur entwickelt. Es galt, eine effiziente Verschaltung zu konzipieren, die eine optimale Energieausbeute gewährleistet und durch die separate Austauschbarkeit der einzelnen Komponenten ein sortenreines Recycling ermöglicht.

4.1 Exkurs zu PV-Technologien

PV-Technologien unterliegen kurzen Entwicklungs- und Innovationszyklen, wodurch in kurzer Zeit neue Varianten und verbesserte Versionen bestehender Technologien entstehen. Sie bieten unterschiedliches Potential für unterschiedliche Orte, Ausrichtungen und Anwendungen. Hier eine Auswahl:

Monokristalline Solarzellen bestehen aus einem einzigen Siliziumkristall und zeigen eine gleichmäßige kristalline Struktur. Dies führt zu hoher Effizienz aufgrund geringerer Unreinheiten und Kristallgrenzen, die die elektrische Leitfähigkeit beeinträchtigen könnten. Sie sind typischerweise von dunkler Farbe und weisen eine rechteckige Form auf. Aufgrund ihrer Effizienz werden monokristalline Module oft in platzbeschränkten Anwendungen wie Hausdächern eingesetzt. Der Wirkungsgrad (wie viel Prozent der Sonneneinstrahlung der Sonne in Strom umgewandelt werden kann) der monokristallinen PV-Zellen liegen bei etwa 18%– 24%.²⁵ So liegt beispielsweise der Wirkungsgrad eines auf dem Markt erhältlichen PV-Moduls von Luxor unter STC (Standard Test Bedingungen) bei 20,12% bis 21,22%.²⁶ Der maximal erreichbare Wirkungsgrad von 27,6% wird nur unter idealen Bedingungen im Labor erreicht.²⁷

²⁵ Vgl. <https://gruenes.haus/wirkungsgrad-solarzelle-photovoltaik/>

²⁶ Vgl. https://www.luxor.solar/files/luxor/download/datasheets/LX_EL_Smart_HC_M120_BB_360-380W_166cs-DE.pdf

²⁷ Vgl. <https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/pv-efficiencies-07-17-2018.pdf>

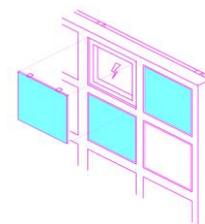


Abbildung 37 Fotografie monokristalliner Solarzellen in einem PV-Modul.



Quelle: <https://www.wegatech.de/ratgeber/photovoltaik/grundlagen/poly-oder-monokristalline-module/#mono-oder-polykristalline-photovoltaikmodule-fuer-welche-sollte-ich-mich-entscheiden>

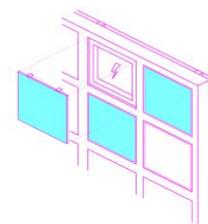
Polykristalline Solarzellen werden aus Siliziumblöcken hergestellt, die aus einer Vielzahl kleiner Kristalle bestehen. Sie sind in der Regel kostengünstiger in der Herstellung, weisen jedoch im Vergleich zu monokristallinen PV-Modulen eine geringere Effizienz auf. Ihre Oberfläche ist typischerweise bläulich und sie weisen ebenfalls eine rechteckige Form auf. Bei diesen PV-Zellen liegt der Wirkungsgrad bei etwa 15% - 20%.²⁵ Auf dem Markt kann man PV-Module, welche unter STC einen Wirkungsgrad von 16,85% bis 19,3% erreichen (hier Beispiel Photowatt) erwerben.²⁸ Unter Laborbedingungen konnte ein Wirkungsgrad von 23,3% erreicht werden.²⁷

Abbildung 38 Fotografie polykristalliner Solarzellen in einem PV-Modul.



Quelle: <https://www.eon.de/de/eonerleben/silizium.html>

²⁸ Vgl. <https://www.pvxchange.com/mediafiles/pvxchange/attachments/PW60HT-CP%20GB%20320-280W.pdf>



Dünnschichtsolarzellen werden mit einer dünnen Schicht aus Halbleitermaterialien wie amorphem Silizium, Cadmiumtellurid oder Kupfer-Indium-Gallium-Selenid hergestellt. Diese PV-Module sind flexibler und leichter als siliziumbasierte PV-Module. Sie haben typischerweise eine geringere Effizienz mit einem Wirkungsgrad von etwa 10% - 15%.²⁵ Für CIGS Dünnschichtsolarzellen konnte unter Laborbedingungen ein Wirkungsgrad von 23,6% erreicht werden. Auf dem Markt erhältlich ist beispielsweise ein Modul von Global Solar Energy, welche Wirkungsgrade von 12,5 bis 14,5 % aufweist, erhältlich.²⁹ Bei Dünnschichtsolarzellen die mit amorphem Silizium arbeiten wurde unter Laborbedingungen ein Wert von maximal 14% erreicht.²⁷ Auch diese Art der Dünnschichtsolarzellen ist auf dem Markt erhältlich (bspw. von Bosch).³⁰

Abbildung 39 Fotografie einer CIGS-Solarzelle (Dünnschichtsolarzelle).

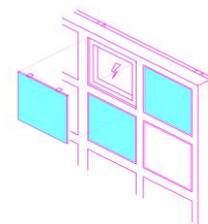


Quelle: <https://www.ipa.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/wirtschaftlich-produzieren-ab-losgroesse-eins.html>, © Sunplugged – Solare Energiesysteme GmbH

Organische Solarzellen bestehen aus halbleitenden Materialien, insbesondere Kohlenwasserstoffen oder organischen Polymeren. Im Gegensatz zu Silicium-Solarzellen sind die Schichten in organischen Solarzellen etwa 1000-mal dünner. Sie sind extrem leicht, flexibel und unzerbrechlich. Ihre Materialeigenschaften werden maßgeblich durch das Trägermaterial (Kunststoff, Glas) bestimmt. Aufgrund des geringen Materialverbrauchs, der einfachen Verarbeitung durch Druck- und Beschichtungsprozesse sowie des Verzichts auf kritische Elemente wie Blei oder Cadmium, weisen sie einen äußerst geringen ökologischen Fußabdruck auf. Aktuell weisen sie im Vergleich zu siliziumbasierten PV-Modulen noch eine geringere Effizienz auf; ihr Wirkungsgrad liegt bei etwa 7% - 10%.²⁵ Für organische Solarzellen konnte 2023 ein Laborwirkungsgrad von 19.2 % erreicht

²⁹ Vgl. <https://pdf.directindustry.de/pdf-en/global-solar/powerflex/20893-942641.html>

³⁰ Vgl. http://www.bosch-solarenergy.de/media/sede/kundendienst_3/produkte/duennschicht_solarmodule/de_4/1-bosch_solar_module_m-si_042010-de_datenblatt.pdf



werden.²⁷ Es gibt vereinzelte Hersteller, welche Organische Solarzellen für Pilotprojekte anbieten, wie bspw. Heliatek, deren Solarzellen 2016 einen Wirkungsgrad von 13,2% unter Laborbedingungen aufweisen konnte.³¹

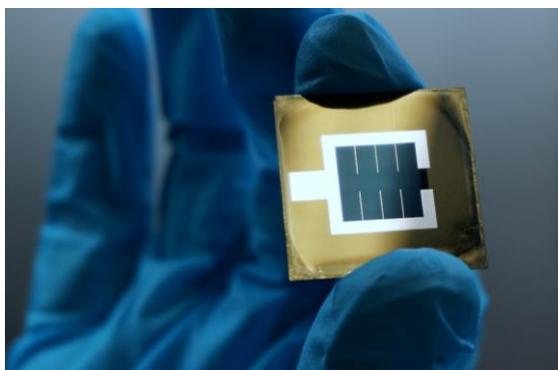
Abbildung 40 Fotografie einer organischen Solarzelle auf dünnem transparentem Kunststoff.



Quelle: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/business-areas/photovoltaics-materials-cells-and-modules/organic-photovoltaics.html>

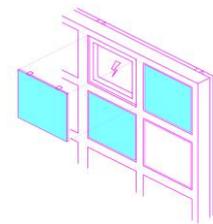
Perowskit Solarzellen nutzen Perowskite als lichtabsorbierende Schicht. Sie sind eine hocheffiziente Alternative im Bereich der Dünnschicht-Solarzellen aufgrund ihrer hohen Effizienzpotenziale und der vergleichsweise einfachen und kostengünstigen Herstellungsmethoden. Trotz vielversprechender Eigenschaften befindet sich diese Technologie noch in der Entwicklungsphase und es müssen noch Herausforderungen wie Stabilität, Langzeitzuverlässigkeit und Herstellungskosten bewältigt werden, bevor sie weitverbreitet eingesetzt werden kann. Es konnte unter standardisierten Laborbedingungen ein Wirkungsgrad von 26,1% erreicht werden.²⁷

Abbildung 41 Fotografie einer Perowskit-Solarzelle.



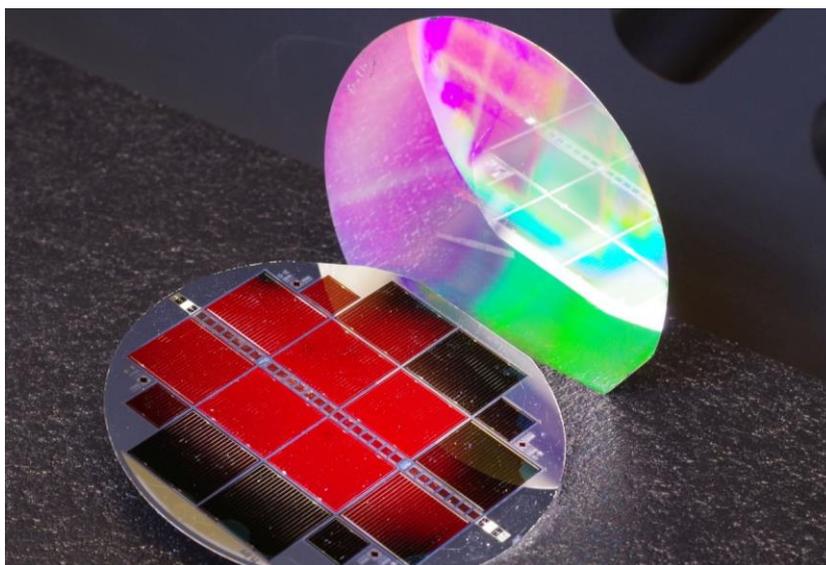
Quelle: https://www.helmholtz-berlin.de/pubbin/news_seite?nid=24348&sprache=de&seitenid=73236, © Johannes Beckedahl/Lea Zimmerman/HZB

31 Vgl. <https://www.heliatek.com/en/technology/opv/>



Tandem-Solarzellen kombinieren mehrere Schichten verschiedener PV-Materialien, um das Spektrum des einfallenden Lichts effizienter zu nutzen. Da jede Solarzellenschicht, z.B. Gallium-, Indium-, Phosphid-, und Arsenid-Schichten, ein unterschiedliches Lichtspektrum absorbieren, wird die Gesamtausbeute erhöht. Unter Laborbedingungen können Tandem-Solarzellen einen Wirkungsgrad von über 45% erreichen (47,6%), in der Praxis etwa 30%. Aktuell gibt es noch keine Hersteller für diese Technologie auf dem Markt.³²

Abbildung 42 Fotografie einer III-V/Silicium Tandem-Solarzelle.



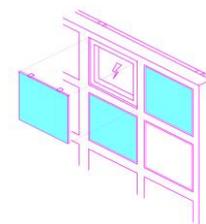
Quelle: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2021/tandem-photovoltaik-ermoeglicht-hoehenfluege-bei-wirkungsgraden-35komma9-prozent-fuer-iii-v-silicium-solarzelle.html>, © Fraunhofer ISE/ Foto: Michael Schachtner

Bifaziale Solarzellen können Licht von beiden Seiten aufnehmen, sowohl von der Vorderseite als auch von der Rückseite. Dies kann zu einer erhöhten Gesamteffizienz der Solarzellen führen, insbesondere in Umgebungen mit viel reflektiertem Licht. Je nach Rückstahlvermögen (Albedo) des Untergrundes und der Entfernung des PV-Moduls zum Untergrund kann die Effizienz im Vergleich zu einem nur einseitig genutzten Modul bis zu etwa 20% gesteigert werden (bifacial gain).³³

Die optimale PV-Technologie hängt von folgenden Faktoren ab, die individuell für jeden Standort und Anwendungsfall bewertet werden müssen: Faktoren sind die Effizienz der PV-Technologie, die Kosten für Anschaffung und Installation, die Langlebigkeit der PV-Technologie und ihre Fähigkeit, unter verschiedenen Umweltbedingungen zu funktionieren, die Verfügbarkeit und Ökobilanz der Materialien, die Anpassungsfähigkeit an die Umgebung, ästhetische Anforderungen, regulatorische Anforderungen, Wartung und Recycling.

³² Vgl. <https://gruenes.haus/tandem-solarzellen/>

³³ Vgl. <https://echtsolar.de/bifaciale-module/>



4.2 Entwicklung der PV-Module

Im Rahmen des Projekts SolarChip wurden spezifisch an das Projekt angepasste PV-Module mit monokristallinen Siliziumzellen entwickelt und für die Integration in ein SolarChip-Fassadenelement angepasst. Das SolarChip-Fassadenelement bleibt dabei technologieoffen und kann verschiedene PV-Module anderer PV-Technologien aufnehmen. Folgend werden die PV-Modulvarianten MA1 und MA2 deren konstruktiver Aufbau, die technischen Daten und die daraus resultierenden Parameter im Detail erläutert.

4.2.1 PV-Modulvarianten MA1 und MA2

Es wurden sechs verschiedene monokristalline PV-Module entwickelt. Diese unterscheiden sich in der Größe MA1 360 mm x 360 mm und MA2 522 mm x 522 mm, in der Anzahl und Größe der Busbars, in der Farbe des Backsheets und der Anzahl und Größe der Wafer (vgl. Abbildung 43).

Für MA1 wurden vier monokristalline PV-Modulvarianten entwickelt:

- a. 4 Wafer (á 157 mm) auf weißem Backsheet mit 19 dünnen Busbars
- b. 4 Wafer (á 157 mm) auf weißem Backsheet mit 5 dicke Busbars
- c. 4 Wafer (á 157 mm) auf schwarzem Backsheet mit 19 dünnen Busbars
- d. 4 Wafer (á 157 mm) auf schwarzem Backsheet mit 5 dicke Busbars

Für MA2 wurden zwei monokristalline PV-Modulvarianten entwickelt:

- e. 9 Wafer (á 158,75 mm) auf weißem Backsheet mit 5 dickenn Busbars
- f. 9 Wafer (á 158,75 mm) auf schwarzem Backsheet mit 5 dicken Busbars

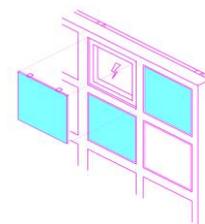
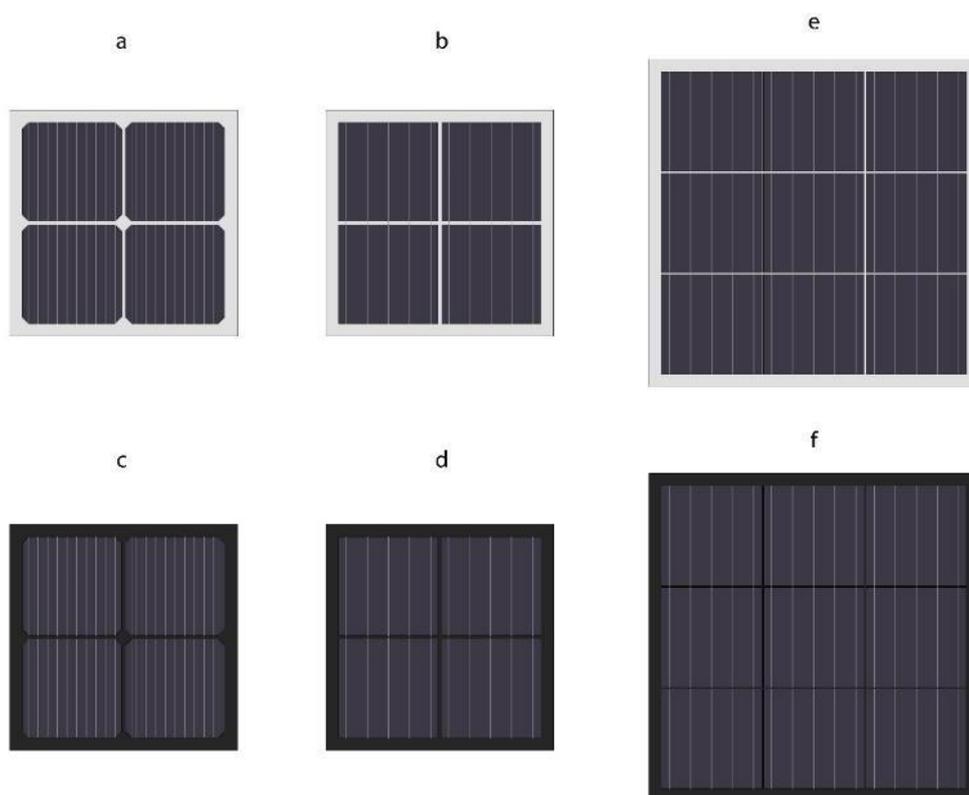


Abbildung 43 Grafische Darstellung der sechs im Projekt verwendeten PV-Module:

a. MA1 weißer Backsheet mit 19 dünnen Busbars; b. MA1 weißer Backsheet mit 5 dicken Busbars; c. MA1 schwarzer Backsheet mit 19 dünnen Busbars; d. MA1 schwarzer Backsheet mit 5 dicken Busbars; e. MA2 weißer Backsheet mit 5 dicken Busbars; f. MA2 schwarzer Backsheet mit 5 dicken Busbars.



Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN

4.2.2 Technische Daten der PV-Module MA1 und MA2

Neben dem Erscheinungsbild und der Formate unterscheiden sich die PV-Module für MA1 und MA2 auch in ihren technischen Daten. In

Tabelle 1 sind die technischen Eigenschaften der verwendeten PV-Module für MA1 und MA2 mit 4 und mit 9 Wafern aufgeführt.

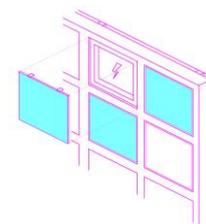
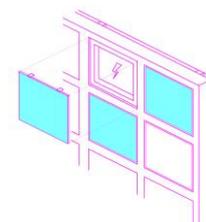


Tabelle 1 Technische Daten der PV-Module für MA1 und MA2.

Technische Daten	PV-Module für MA1	PV-Module für MA2
Abmessung PV-Modul-Glas	360 mm x 360 mm x 4 mm	522 mm x 522 mm x 4 mm
Gesamtdicke PV-Modul	Ca. 5.5-6 mm	Ca. 5.5-6 mm
Typ	Weißglas (eisenarm) als TVG	Weißglas (eisenarm) als TVG
Waferanzahl	4 (2 x 2)	9 (3 x 3)
Zelltyp	Monokristalline Solarzellen (157 mm x 157 mm)	Monokristalline Solarzellen (158.75 mm x 158.75 mm)
Zell-Verschaltung	In Reihe	In Reihe
Zellenabstand	3 mm	3 mm
Stringabstand	3 mm	3 mm
Busbars	5 bzw. 19	5 bzw. 19
Laminataufbau	4 mm TVG Diamant (glatt), Zellen, schwarze/weiße Mehrschicht-Verbundfolie	4 mm TVG Diamant (glatt), Zellen, schwarze/weiße Mehrschicht-Verbundfolie
Backsheet	Mehrschichtverbundfolie (Polyvinyl Fluoride/Polyester/Polyvinyl Fluoride)	Mehrschichtverbundfolie (Polyvinyl Fluoride/Polyester/Polyvinyl Fluoride)
Gewicht	Ca. 2 kg	Ca. 4 kg
P _{mpp} (m _{pp} = Maximum Power Point) (P _{mpp} = Punkt der maximalen Leistung)	Ca. 20 Wp weiß ca. 19 Wp schwarz	Ca. 48 Wp weiß ca. 46 Wp schwarz
U _{mpp} (Maximale Spannung beim m _{pp})	Ca. 2,2 V weiß ca. 2,2 V schwarz	Ca. 5,04 V weiß ca. 5,04 V schwarz
I _{mpp} (Strom beim m _{pp})	Ca. 9.1 A weiß ca. 8,8 A schwarz	Ca. 9.5 A weiß ca. 9,2 A schwarz
U _{oc}	Ca. 2,7 V weiß	Ca. 6,1 V weiß



(Leerlaufspannung)	ca. 2,7 V schwarz	ca. 6,1 V schwarz
Isc (Kurzschlussstrom)	Ca. 9,6 A weiß ca. 9,3 A schwarz	Ca. 10 A weiß ca. 9,7 A schwarz
TkUoc (Temperaturkoeffizient bei Leerlaufspannung)	-0,37%/K	-0.31%/K
Tklsc (Temperaturkoeffizient bei Kurzschlussstrom)	0,04%/K	+0.04%/K
Systemspannung	600V	600V

Quelle: GES-Gebäude-Energiesysteme

4.3 Konstruktiver Aufbau der PV-Module MA1 und MA2

Die PV-Module bestehen aus im Raster angeordneten Solarzellen (Wafern). Diese sind zwischen einer 4 mm dicken TVG Diamantglasplatte auf der Vorderseite und einer schwarzen bzw. weißen Rückseitenfolie (Backsheet) einlamiert. Das Backsheet besteht aus einer Mehrschichtverbundfolie (Polyvinyl Fluorid). Auf der Rückseite des PV-Moduls befindet sich eine Anschlussdose (Junction Box), die für die Verkabelung und die Abnahme des erzeugten Stroms aus dem PV-Modul dient. Die Solarzellen (Wafer) werden von Busbars durchzogen. Busbars sind metallische Leiterbahnen mit variabler Stärke und Anzahl zur elektrischen Energieverteilung oder Aufnahme (vgl. Abbildung 44). In den PV-Modulen werden die Busbars aufgrund der hohen elektrischen Leitfähigkeit aus Silber ausgeführt. Ein Netz aus Busbars bildet die Verschaltung der Solarzellen innerhalb eines PV-Moduls.

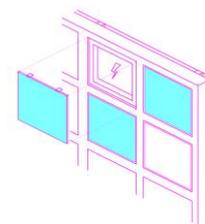
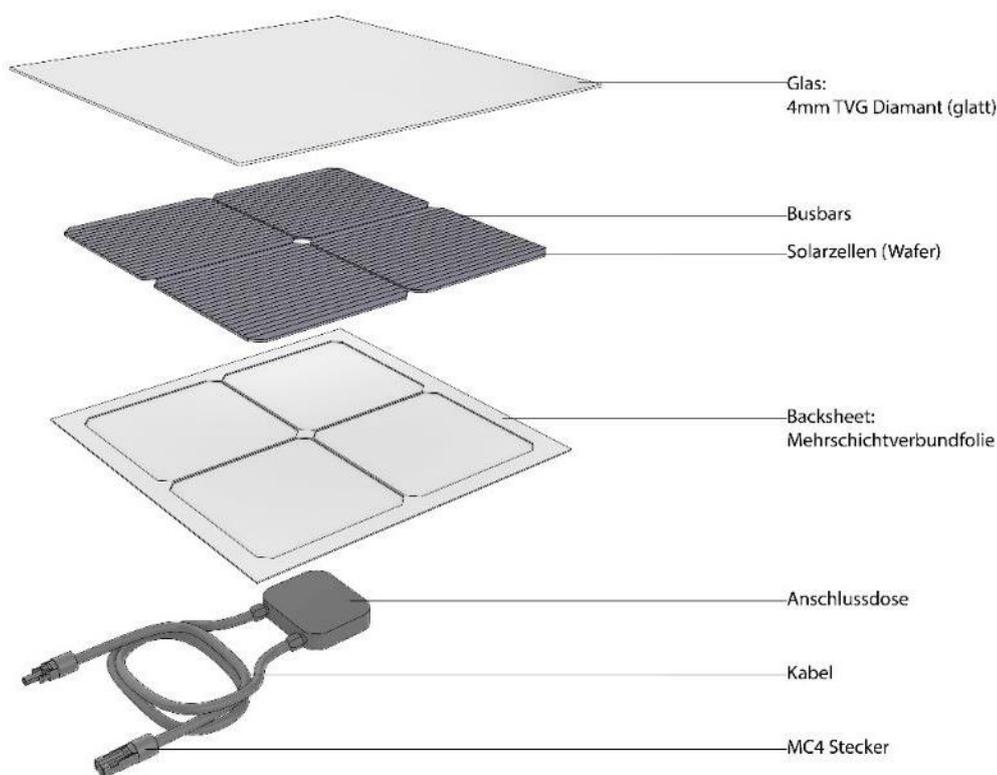


Abbildung 44 Explosionszeichnung der PV-Module MA1.



Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN

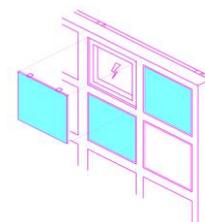
4.3.1 PV-Modul Parameter

Im Folgenden eine Auflistung der PV-Modul-Parameter:

- PV-Modul (vgl. Abbildung 44):
 - Größe, Anzahl und Abstand der Wafer im PV-Modul
 - Anzahl und Größe der Busbars
 - Farbe und Transparenz des PV-Moduls
 - Trägermaterial der PV-Zellen (Glas, Kunststoff, Backsheet)
 - Art der verwendeten PV-Technologie (monokristallin, OPV, Dünnschicht, etc.)
 - Position und Ausführung der Anschlussdose
 - Art der Wechselrichter
 - Stecker und Kabel

Die Entwicklung der PV-Module hängt von verschiedenen Parametern ab, die die Leistung, Effizienz, Ästhetik und Funktionalität beeinflussen:

Größe, Anzahl und Abstand der Wafer im PV-Modul bestimmen die Ästhetik, Gesamtleistung und die Konfiguration des PV-Moduls. Anzahl und Größe der Busbars in den PV-Zellen beeinflussen die Ästhetik und Abnahme der Energie. Farbe und Transparenz des PV-Moduls sind wichtig für die Integration und ästhetische Anpassung an Gebäudestrukturen. Das Trägermaterial für die PV-Zellen beeinflusst die Haltbarkeit,



Widerstandsfähigkeit und das Gewicht und das Aussehen des Moduls. Die Art der verwendeten PV-Technologie bestimmt die Kosten, Effizienz, Anwendungssituation und Lebensdauer, des PV-Moduls. Die Position und Ausführung der Anschlussdose bestimmen die Montage und Verkabelung und wo der erzeugte Strom abgenommen wird. Die Art der verwendeten Wechselrichter, die den erzeugten Gleichstrom in Wechselstrom umwandeln, beeinflussen den Aufbau des Gesamtsystems und die Größe der PV-Modulgruppe. Stecker und Kabel gewährleisten die elektrische Verbindung und den Transport des erzeugten Stroms zu anderen Komponenten. Diese Parameter waren entscheidend für die Entwicklung effizienter und funktionaler PV-Module im SolarChip Projekt.

4.3.2 Anschlussdose

Die Übergabe der Spannung aus dem PV-Modul erfolgt durch eine Anschlussdose auf der Rückseite des PV-Moduls. Um den Austausch einzelner PV-Module im assemblierten Zustand nicht zu beeinträchtigen, wurde eine kompakte Ausführung der Anschlussdose angestrebt. Hierfür wurden verschiedene Ausführungen (Varianten A und B) der Anschlussdose sowie deren Positionierung auf der Rückseite des PV-Moduls MA1 überprüft.

Position und Ausführung der Anschlussdose Variante A (vgl. Abbildung 45, rechts) wurde mit direkt an der Rückseite des PV-Moduls angebrachten Anschlusskabeln mit gecrimpten Steckern ausgeführt. Auf der Rückseite des PV-Moduls befindet sich eine kompakte Anschlussdose mit den Bypass-Dioden, aus der die Kabel heraus geleitet sind. Die Bypass-Dioden fungieren als Umleitung, die den Strom um ein PV-Modul leiten, welches selbst nicht ausreichend Strom erzeugt. Hierdurch wird der Energieverlust durch teilverschattete oder defekte PV-Module verhindert. Die Ausführung der Anschlussdose ist kompakt und auf dem Modul flexibel positionierbar. Bei der Montage der PV-Module mit Anschlussdose Variante A ist es notwendig, die Kabel eines PV-Moduls mit den Kabeln des nächst folgenden zu verbinden. Es wird eine Überlänge benötigt, um das PV-Modul im ausgebauten Zustand mit den Kabeln der benachbarten PV-Module wartungsfreundlich verbinden zu können.

Position und Ausführung der Anschlussdose Variante B (vgl. Abbildung 45, links) wurde so entwickelt, dass Stecker und Buchse auf der Rückseite des PV-Moduls aufgebracht werden. An Stecker und Buchse können in der Länge angepasste und konfektionierte Kabelverbindungen angebracht werden. Somit lassen sich überlange Kabel vermeiden und jedes PV-Modul kann einzeln und störungsfrei aus der Verschaltungskette entfernt werden. Durch die addierte Länge von Stecker und Buchse ergibt sich ein großer starrer Bereich, der unter Berücksichtigung der Mindestbiegeradien der Kabel und in Relation zur PV-Modulgröße Einschränkungen bei der Montage mit sich bringen kann (vgl. Abbildung 46). Gleichzeitig sind mehr Steckverbindungen teurer und fehleranfälliger als ein durchgehendes Kabel.

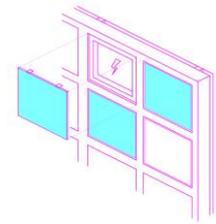
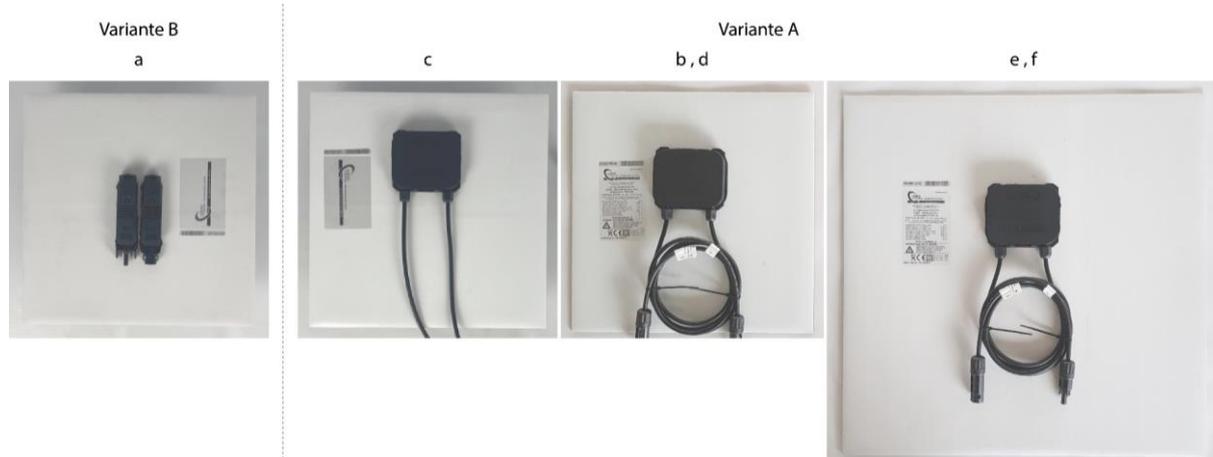


Abbildung 45 Grafische Darstellung zu den Rückseiten der PV-Module MA1 und 2 mit Anschlussdose.



Quelle: Grafik und Fotografien BAU KUNST ERFINDEN

Beim Einsetzen und Verkabeln der PV-Module in den Prototyp MA1KV1 wurde festgestellt, dass die zentrale Position der Anschlussdose in Variante B dazu führte, dass die Kabel so stark gebogen wurden, dass eine Verbindung mit dem PV-Modul unmöglich war. Die Kabel haben einen Durchmesser von 4 mm, und gemäß den Anforderungen für solche Kabel (bewegliche Leitung) sollte der Biegeradius nicht kleiner als das 6-Fache des Durchmessers sein (vgl. Abbildung 46)³⁴.

Im späteren Verlauf des Projekts wurde Variante A der Anschlussdose bevorzugt, da sie eine kompaktere Bauweise aufweist. Bei der Montage in das SolarChip-Fassadenelement biegen sich die Kabel weniger stark, was eine verbesserte Flexibilität bei der Ausrichtung, Montage und Wartung der PV-Module ermöglicht.

³⁴ Vgl. https://www.elmat.de/fileadmin/user_upload/Products/solarleitungen.pdf

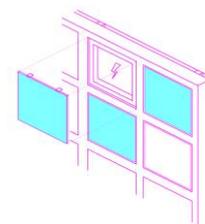


Abbildung 46 Fotografie der Verkabelung des PV-Moduls MA1 (a) mit Anschlussdose Variante B. Durch die addierte Länge von Stecker und Buchse ergibt sich ein zu großer starrer Bereich.



Quelle: Fotografie BAU KUNST ERFINDEN

4.3.3 Stecker

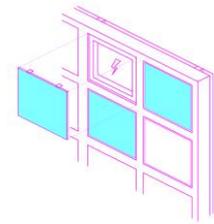
Die DIN EN 50521 und IEC 62852 beschreiben Steckverbindungen für PV-Systeme. Der Markt bietet dabei verschiedene Ausführungen, die diese Anforderungen erfüllen.

Dominierend auf dem Markt sind dabei MC4 Steckverbindungen. Die projektbeteiligten Industriepartner haben Erfahrungen im Umgang mit diesem Stecker Typ und die Steckersysteme sind in deren Produktionsabläufe integriert. Dadurch sind alle Komponenten kurzfristig erhältlich und kompatibel. Bei der Verbindung mit anderen Steckersystemen muss ein Adapterkabel verwendet werden³⁵.

MC4 Stecker erfüllen die Schutzklasse 2, sind UV beständig und über IP68 gegen ein Eindringen von Staub und Feuchtigkeit gesichert.³⁶ Weiterhin sind diese Verbindungen vom TÜV Rheinland für die Verwendung bis 1500V zertifiziert. Um die Schutzklasse zu erfüllen, ist die Orientierung der Montage zu beachten. Steckverbindungen sind nicht zulässig, wenn diese nach oben zeigen. Dies ist notwendig, damit keine Feuchtigkeit in die Buchsen eindringen kann.

35 Vgl. https://www.photovoltaik4all.de/media/pdf/ba/3c/83/PV_Stecker_Stellungnahme-TUV_-de.pdf

36 Vgl. <https://www.pv-magazine.de/2014/10/21/die-evolution-der-mc4-steckverbinder-familie/>



4.4 Entwicklung der Verschaltung

Die Verschaltung zwischen den PV-Modulen an den Prototypen MA1 und MA2 wurde mit zwei Mikrowechselrichtern (INV250-45 und INV 315-50) eingehend untersucht und für die Integration in die SolarChip-Infrastruktur entwickelt. Ziel war es, eine effiziente Verschaltung zu konzipieren, die sicherstellt, dass jedes SolarChip-Fassadenelement autark funktioniert und eine optimale Energieausbeute erzielt werden kann. Die separate Austauschbarkeit der einzelnen PV-Module, Kabel, Mikrowechselrichter vom Betonelement der Prototypen ermöglichte ein sortenreines Recycling.

Zuerst wurden die Mikrowechselrichter auf die technischen Leistungen der PV-Module für MA1 und MA2 abgestimmt. Dabei wurde besonders darauf geachtet, die Spannungen der PV-Module in Relation zum Spannungsbereich der Mikrowechselrichter zu betrachten. Die Spannung in den PV-Modulen variiert abhängig von Temperatur und Bestrahlung (vgl. „7.2.2 Auswertung der Daten“). Wenn die Spannung den Spannungsbereich des Mikrowechselrichters unterschreitet, schaltet er sich aus bzw. nicht ein. Bei einer zu hohen Spannung können Bauteile, insbesondere Elektrolytkondensatoren und Halbleiter im Mikrowechselrichter, überlastet und beschädigt werden. Im Gegensatz zur Spannung, kann der Mikrowechselrichter die Stromstärke regulieren, abhängig vom Widerstand, den der Mikrowechselrichter bietet.

Mikrowechselrichter wandeln den erzeugten Gleichstrom (DC) der PV-Module in stromnetzkonformen Wechselstrom (AC). Es gibt zwei Hauptvarianten: zentrale Wechselrichter für größere PV-Anlagen mit vielen in Reihe geschalteten PV-Modulen und Mikrowechselrichter, die für einzelne PV-Module oder kleinere Gruppen von PV-Modulen geeignet sind. Falls die Startspannung des Mikrowechselrichters aufgrund der Anzahl der PV-Module in einem SolarChip-Fassadenelement nicht erreicht wird, erfordert dies eine übergeordnete Verschaltung mit einem oder mehreren anderen SolarChip-Fassadenelementen.

Die Verwendung von mehreren Mikrowechselrichtern statt eines zentralen Wechselrichters bringt mehrere Vorteile mit sich:

- **Effizienz:** Es kommt zu weniger Verlust durch Verschattung. Wird eine PV-Modulgruppe verschattet, betrifft dies nur diese Gruppe und nicht die gesamte Fassade
- **Sicherheit:** Mikrowechselrichter arbeiten mit geringerer Spannung als zentrale Wechselrichter
- **Weniger Ausfälle:** Der Ausfall eines SolarChip-Fassadenelements führt nicht zum Ausfall des gesamten Systems
- **Flexibilität:** Mikrowechselrichter müssen nicht in Serie geschaltet werden, was die Freiheit bei der Positionierung der Elemente erhöht
- **Transparenz bei Überwachung:** Ermöglicht das Monitoring jedes einzelnen Mikrowechselrichters und damit jeder PV-Modulgruppe (SolarChip-Fassadenelemente)

Um die Eignung im Gesamtsystem der Prototypen MA1 und MA2 zu bewerten, wurden die Mikrowechselrichtertypen INV 250-45 und INV 315-50 (vgl. Abbildung 47 und Abbildung 48) hinsichtlich ihrer Spannungs- und Leistungsbereiche untersucht.

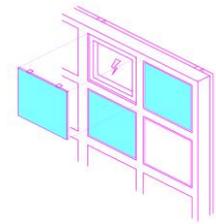


Abbildung 47 Freigestellte Fotografie des Mikrowechselrichters INV 315-50.

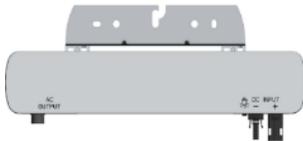


Abbildung 48 Freigestellte Fotografie des Mikrowechselrichters INV250-45.



Quelle: Grafiken AEconversion

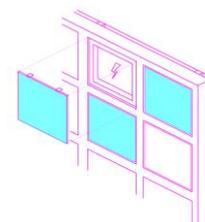
Die Mikrowechselrichter unterscheiden sich in Design, Gewicht, Spannungsbereich, MPP-Bereich (MPP = maximum power point) und Kommunikationsart^{37 38}. Die technischen Daten sind in Tabelle 2 dargestellt:

Tabelle 2 Technische Daten der Mikrowechselrichter INV 250-45 und INV 315-50

Mikrowechselrichter	INV 250-45	INV 315-50
Eingangsdaten - PV		
Empfohlene PV-Modulleistung	250W	290W - 400W
Maximale DC Spannung	45V	50 V
Min./Max. Startspannung	18V / 45V	20V / 50V
MPPT Bereich	20V ... 40V	24 V ... 40 V
Kompatibel mit Modulen mit einem max. Strom	11A	: 14 A
Ausgangsdaten - AC		
· AC-Nennleistung	240W	300 W
Nenn-Strom	1,0A	1,25 A
Leistungsfaktor	> 0,99	> 0,99
Wirkungsgrad		
Maximaler Wirkungsgrad	93,5%	96 %
Europäischer Wirkungsgrad	91,4%	95%
MPP Wirkungsgrad	99,8%	99,8%
Mechanische Daten		
DC Stecker	H4 (MC4 kompatibel)	H4 (MC4 kompatibel)

37 Vgl. Datenblatt INV250-45 : https://aeconversion.de/files/Datasheet_INV250-45_50Hz_60Hz_DE.pdf

38 Vgl. Datenblatt INV315-50 : https://aeconversion.de/files/AE_Inverter_315-50_DE.pdf



Abmessungen (BxHxT)	314mm x 267mm x 66,5mm	390mm x 100mm x 30mm
Gewicht	2,5kg	: 0,8kg
Betriebstemperatur Bereich	25°C ... +70°C	25°C ... +70°C
NA-Schutz	integriert (nach VDE-AR-N 4105)	integriert (nach VDE AR-N 4105)
Kommunikationsvarianten	PLC (Powerline) / RS485 / No Com (Unidirektional)	smart RF 2.4GHz
Schutzklasse	Class I	Class I

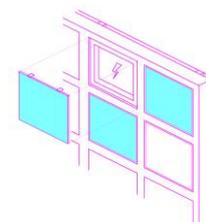
Quelle: AEconversion

Für die Integration der Mikrowechselrichter INV 250-45 und INV 315-50 in ein oder mehrere SolarChip-Fassadenelemente der Prototypen MA1 und MA2 wurden verschiedene Verschaltungsvarianten entwickelt. Dabei wurden die PV-Module jeweils so in Reihe geschaltet, dass die addierten Spannungen der PV-Module (vgl. U_{oc} und U_{mpp} , vgl. Tabelle 1) mit dem Spannungsbereich der Mikrowechselrichter (vgl. Tabelle 2) kompatibel sind.

Für eine optimale Belegung mit PV-Modulen wurde darauf geachtet, dass die Summe der Leerlaufspannungen U_{oc} der PV-Module nicht mehr als 80% des maximalen Spannungswerts des Mikrowechselrichters beträgt (d.h. $45 [V] * 0.8 = 36 [V]$ für INV 250-40 und $50 [V] * 0.8 = 40 [V]$ für INV 315-50). Dies trägt zur Lebensdauererlängerung des Mikrowechselrichters bei und berücksichtigt eine mögliche Erhöhung der Leerlaufspannung bei niedrigen Temperaturen. Die Leerlaufspannung steigt pro 1°C Temperaturdifferenz um 0.37% der normalen Spannung an (die in der Tabelle angegebenen Werte beziehen sich auf eine Temperatur von 20°C). Bei -20°C steigt die Spannung somit um $40 [K] * 0.0037 [1/K] * 2.7 [V] = 0.4 [V]$. Zudem sollte der U_{mpp} -Wert (Maximale Spannung beim „maximum power point“) der PV-Module für eine maximale Effizienz möglichst nahe der Mitte des angegebenen U_{mpp} -Bereichs des Mikrowechselrichters liegen (MPPT-Bereich, vgl. Tabelle 2). Der P_{mpp} -Wert (Punkt der maximalen Leistung) der PV-Module sollte innerhalb der empfohlenen Leistungsgrenzen des Mikrowechselrichters liegen.

Für die PV-Module MA1 mit dem Mikrowechselrichter INV250-45 müssen mindestens 9 PV-Module mit jeweils 2,2V Spannung (vgl. Tabelle 1 U_{mpp} MA1) in Reihe geschaltet werden ($9 * 2,2V = 19,8V$), um die Startspannung des Mikrowechselrichters zu erreichen. Es können maximal 16 PV-Module in Reihe geschaltet werden ($16 * 2,7 V = 43,2V$), um die Leerlaufspannung U_{oc} der PV-Module unterhalb der maximalen Spannung des Mikrowechselrichters von 45V zu halten. Der MPPT-Bereich von INV250-45 liegt zwischen 20V und 40V, in diesem Bereich arbeitet der Mikrowechselrichter am effizientesten. Dies entspricht einer Verschaltung von 10 – 16 PV-Modulen MA1 in Reihe.

Für die PV-Module MA2 mit dem Mikrowechselrichter INV250-45 müssen mindestens 4 PV-Module mit jeweils 5,04V Spannung (vgl. Tabelle 1 U_{mpp} MA2) in Reihe geschaltet werden ($4 * 5,04V = 20,16V$), um die Startspannung des Mikrowechselrichters zu erreichen. Es können maximal 7 PV-Module in Reihe geschaltet werden ($7 * 6,1V = 42,7V$), bevor die Leerlaufspannung U_{oc} der PV-Module die maximale Spannung des Mikrowechselrichters von 45V erreicht. Der MPPT-Bereich von INV250-45 liegt zwischen 20V und 40V, in diesem Bereich arbeitet der Mikrowechselrichter am effizientesten. Dies entspricht einer Verschaltung von 4 – 7 PV-Modulen MA2 in Reihe.



Der Spannungsbereich des Mikrowechselrichters INV315-50 liegt zwischen 20V und 50V (vgl. Tabelle 2). Das bedeutet, dass die in Reihe geschalteten PV-Module 20V nicht unterschreiten und 50V nicht überschreiten dürfen.

Für die PV-Module MA1 mit dem Mikrowechselrichter INV315-50 müssen mindestens 10 PV-Module mit jeweils 2,2V Spannung (vgl. Tabelle 1 Umpp MA1) in Reihe geschaltet werden ($10 \times 2,2V = 22V$), um die Startspannung des Mikrowechselrichters zu erreichen. Es können maximal 18 PV-Module in Reihe geschaltet werden ($18 \times 2,7V = 48,6V$), damit die Leerlaufspannung U_{oc} der PV-Module die maximale Spannung des Mikrowechselrichters von 50V nicht überschreitet. Der MPPT-Bereich des INV315-50 liegt zwischen 24V und 40V, in diesem Bereich arbeitet der Mikrowechselrichter am effizientesten. Dies entspricht einer Verschaltung von 11 – 18 PV-Modulen MA1 in Reihe. (vgl. Abbildung 49 oben)

Für die PV-Module MA2 mit dem Mikrowechselrichter INV315-50 müssen mindestens 4 PV-Module mit jeweils 5,04V Spannung (vgl. Tabelle 1 Umpp MA2) in Reihe geschaltet werden ($4 \times 5,04V = 20,16V$), um die Startspannung des Mikrowechselrichters zu erreichen. Es können maximal 8 PV-Module in Reihe geschaltet werden ($8 \times 6,1V = 48,8V$), damit die Leerlaufspannung U_{oc} der PV-Module die maximale Spannung des Mikrowechselrichters von 50V nicht überschreitet. Der MPPT-Bereich von INV315-50 liegt zwischen 24V und 40V, in diesem Bereich arbeitet der Mikrowechselrichter am effizientesten. Dies entspricht einer Verschaltung von 5 – 8 PV-Module MA2 in Reihe (vgl. Abbildung 49 unten).

In der folgenden Abbildung sind die Verschaltungsvarianten für MA1 und MA2 mit Mikrowechselrichter INV 315-50 dargestellt:

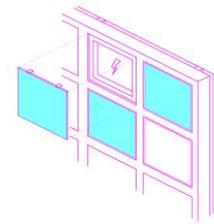
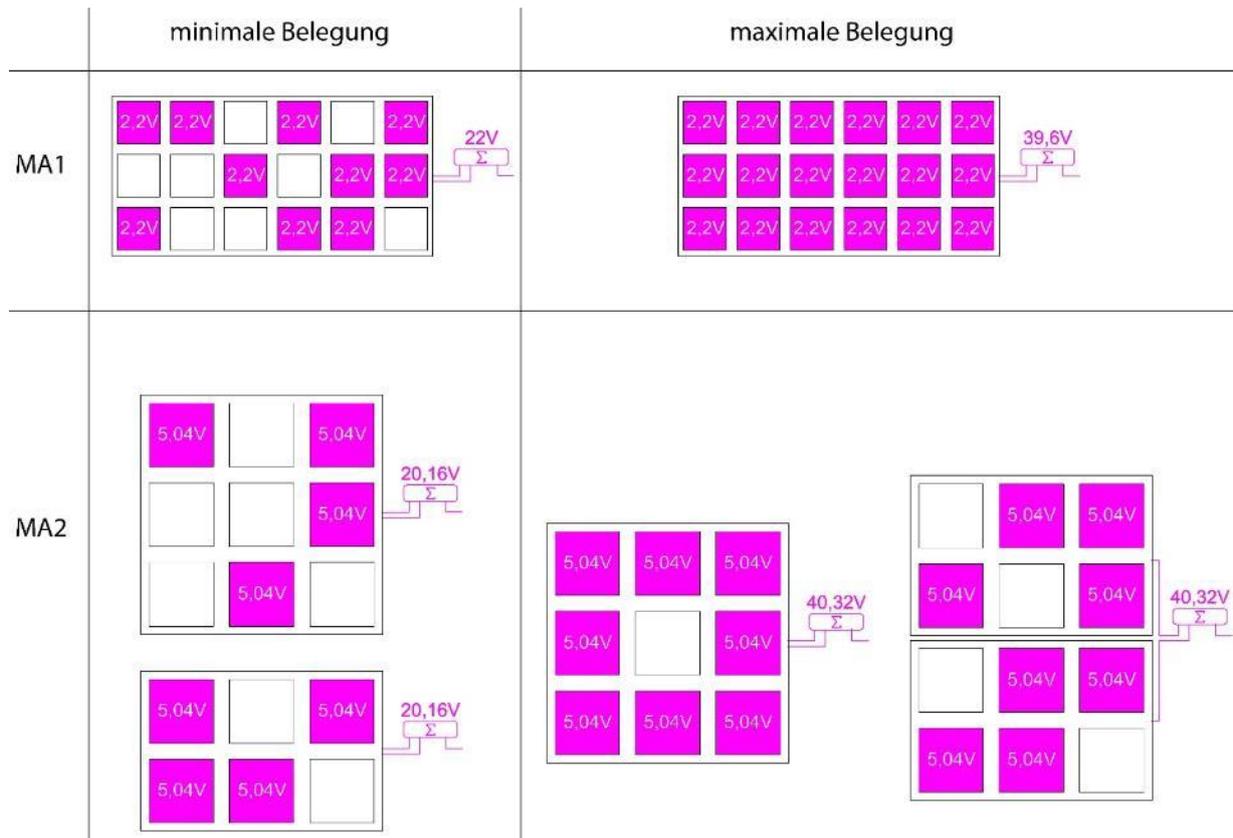


Abbildung 49 Grafische Darstellung zur minimalen und maximalen Belegung der Prototypen MA1 und MA2 mit PV-Modulen unter Verwendung des Mikrowechselrichters INV 315-50. Mit minimaler Belegung (links) und maximaler Belegung (rechts) der MA1 (oben) und MA2 (unten).

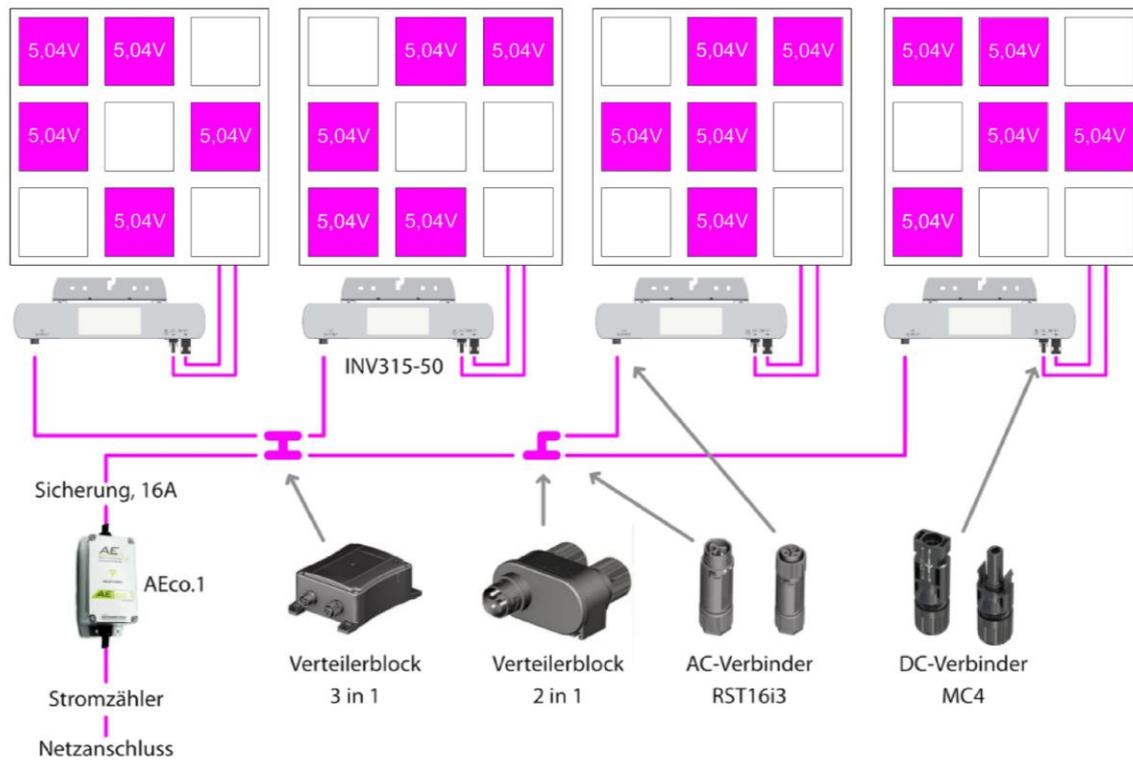


Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN

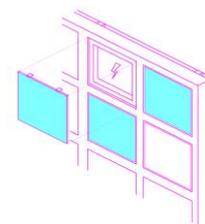
Die SolarChip-Fassadenelemente können auf der AC-Seite (Netzseite) parallel miteinander verschaltet werden. So ist es möglich bis zu 10 SolarChip-Fassadenelemente pro Stromkreis (16 Ampere) zu verbinden. Die eingesetzten Mikrowechselrichter verfügen über eine integrierte Einrichtung zur Netzüberwachung mit zugeschalteten Schutzorganen (NA-Schutz). Damit erfüllen sie die gesetzlichen Anforderungen nach VDE-AR-N 4105. Im Störfall können hierdurch einzelne PV-Modulgruppen (SolarChip-Fassadenelemente) unabhängig vom Gesamtsystem abgeschaltet und vom restlichen Netz abgetrennt werden. Dadurch wird eine Inselbildung mit rückgeleiteter Spannung ins Hausnetz vermieden. Die modulare Struktur der Gesamtanlage erlaubt eine flexible Skalierung und eine nahezu vollflächige Nutzung der verfügbaren Fassadenfläche. Zusätzlich können zwischen Wechselrichter und Hausnetzanschluss Messgeräte für das Monitoring installiert werden. Dadurch ist es möglich, die Effizienz der einzelnen Teilanlagen zu messen und zu evaluieren, sowie eine Gesamtbilanz der Anlage zu protokollieren (vgl. 7.2.1 Durchführung des Monitoring). Bei der Verschaltung auf der Netzseite werden die Mikrowechselrichter über Abzweigstecker (Verteilerblöcke) zusammengeschaltet. Die Abzweigstecker werden mit den Mikrowechselrichtern über eine Leitung (H07RF-F) verbunden. Je nach Mikrowechselrichter-Typ werden für die Verkabelung Steckverbindungen der Typen RST16i3 (INV315-50) oder RST20i3 (INV250-45) eingesetzt. Abbildung 50 zeigt den Aufbau einer Verschaltung von vier Prototypen MA2 mit den technischen Komponenten:



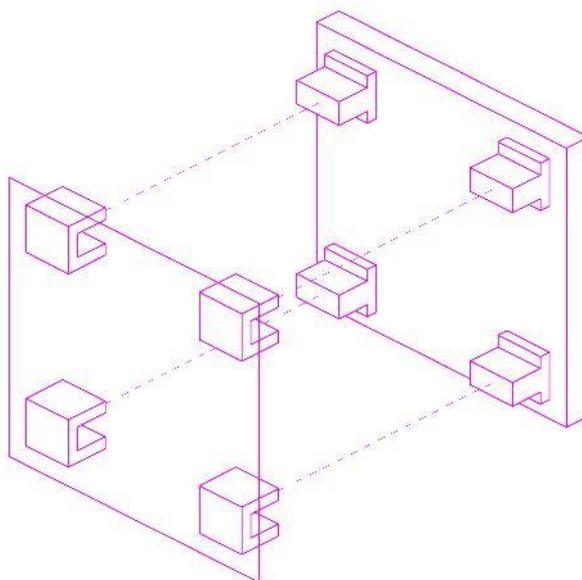
Abbildung 50 Grafische Darstellung zur Verschaltung von vier Prototypen MA2 mit Mikrowechselrichtern (INV315-50).



Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN und AEconversion



5 Entwicklung des Befestigungssystems



Das zu entwickelnde Befestigungssystem sollte eine unkomplizierte Montage und Demontage der PV-Module und der Kabel ermöglichen, dabei robust, wartungsarm und langlebig sein. Materialauswahl und Struktur waren wesentlich, um Widerstandsfähigkeit und Langlebigkeit gegenüber Witterungseinflüssen und mechanischer Belastung sicherzustellen. Die Befestigung sollte auch unter variierenden Toleranzniveaus, die bei Fertigung und Montage auftreten können, zuverlässig funktionieren. Weiterhin sollte eine präzise Ausrichtung der PV-Module ermöglicht werden, um optimale Sonneneinstrahlung zu gewährleisten. Das Befestigungssystem wurde so konzipiert, dass es für eine mögliche Serienproduktion ausgelegt ist. Weiter wurde ein Befestigungssystem für die Halterung und Führung der Verkabelung des SolarChip-Fassadenelements entwickelt und hergestellt.

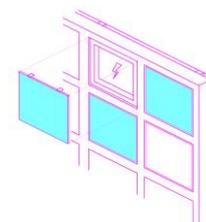
5.1 Recherche zu Befestigungssystemen

Zur Befestigung von PV-Modulen und Glas an der Fassade sind folgende Systeme bekannt³⁹:

- **Backrails⁴⁰**: Sie ermöglichen die Montage großflächiger PV-Module durch die Verwendung von Profilen an der Rückseite der Module, die in Schienen an der UK geklemmt werden. Dieses System ist effektiv für große Flächen und bietet eine sichere Befestigung, kann jedoch aufgrund seiner spezifischen Schienenstruktur wenig flexibel eingesetzt werden.

39 Vgl. <https://www.pv-magazine.de/2011/03/01/rahmen-klemmen-oder-backrails/>

40 Vgl. https://www.antec.solar/de_DE/antec-kann-backrails/



- **Punktuelle Befestigung durch Randklemmen oder Anker⁴¹:** Dieses System erlaubt die Montage von PV-Modulen durch Klemmen an den Kanten, oft nahe den Ecken der Module. Für Verankerungen sind Bohrungen erforderlich, die die Materialintegrität beeinträchtigen können.

Aus Bereichen des Möbelbaus und Gerätebaus sind folgende Befestigungssysteme bekannt:

- **Push-to-Open-Mechanismen⁴²:** Dieses System wird im Möbelbau eingesetzt. Hier wird ein Federarm als Befestigung eingesetzt, der Mechanismus wird durch eine Feder vorgespannt. Diese Mechanismen sind einfach und erlauben eine leichtgängige Montage/Demontage, könnten aber bei größeren PV-Modulen an Stabilität verlieren.
- **Schilder-/Kennzeichenhalterungen⁴³:** Mit dieser Methode wird ein Schild zwischen zwei Klammerhalterungen geklemmt. Eine der Klammern ist linear verschiebbar und durch Federspannung vorgespannt. Dies ermöglicht eine justierbare Montage, kann aber bei größeren Belastungen an Stabilität einbüßen.
- **Gerätehalter⁴⁴ und Möbelschnäpper⁴⁵:** Dieses System erlaubt es, eine Gerätschaft zwischen zwei Rollen zu schieben und zu fixieren. Es bietet Flexibilität, könnte jedoch bei größeren Modulen an Sicherheit einbüßen.
- **Kugelschnappverbindungen⁴⁶:** Hier wird ein Element mit einer Kugel in eine entsprechende Einbuchtung eingeführt und damit arretiert. Dies ist eine einfache, aber möglicherweise weniger robuste Methode.

Weiter wurden 2 bestehende BIPV-Fassaden auf ihre Befestigung hin untersucht:

- **StoVentec Photovoltaics Inlay:** Hierbei handelt es sich um eine vorgehängte hinterlüftete Fassade, bestehend aus monokristallinen PV-Modulen mit einer Leistung von 305 Wp. Die Module werden im Hoch- oder Querformat montiert. Als Halterung dienen „Zellverbinder“, in die die PV-Module oben und unten fixiert werden.⁴⁷
- **Schüco Parametric System:** Bei dem Schüco Parametric System handelt es sich um ein parametrisches Fassadenelement. Es besteht aus einem Rahmen, der an der Fassade befestigt wird. Auf dem Rahmen befindet sich ein Struktursystem aus Röhren, auf die Paneele befestigt sind. Die Paneele können hierbei aus verschiedenen Materialien, wie z.B. Glas oder Aluminium bestehen. Hierbei können auch PV-Paneele verbaut werden. Die Fassadenelemente bilden ein rundum abgedichtetes System. Ein Austausch der verklebten PV-Paneele ist daher nur durch hohen Aufwand möglich.⁴⁸

Die Entwicklung eines Befestigungssystems für PV-Module erfordert die Berücksichtigung verschiedener Kriterien. Modulgröße, Montageanforderungen, Materialintegrität, Wartung, Flexibilität, Stabilität, sowie Skalierbarkeit für die Massenproduktion spielen eine zentrale Rolle. Ein ausgewogener Ansatz, der Effizienz, Sicherheit, Wartungsbedarf und Gestaltungsmöglichkeiten berücksichtigt, ist entscheidend.

41 Vgl. <https://pv-zubehoer.de/products/click-modul-mittelklemme-schwarz-set>

42 Vgl. <https://www.ikea.com/de/de/p/ustrusta-drucktueroeffner-80230224/>

43 Vgl. <https://www.bocast.de/c/kennzeichenhalter>

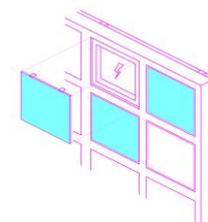
44 Vgl. <https://www.hornbach.de/p/geraetehalter-fuer-die-wand-bis-2-kg/5063508/>

45 Vgl. <https://www.obi.de/moebel-ausstattung/hettich-schnappverschluss-33-mm-x-14-mm-x-28-mm-stahl-verzinkt-2-stueck/p/8611147>

46 Vgl. <https://www.yumpu.com/de/document/read/51047308/konstruktive-optimierung-von-kugel-schnappverbindungen-iwk>

47 Vgl. <https://www.sto.de/s/inspiration-information/photovoltaik-fassade>

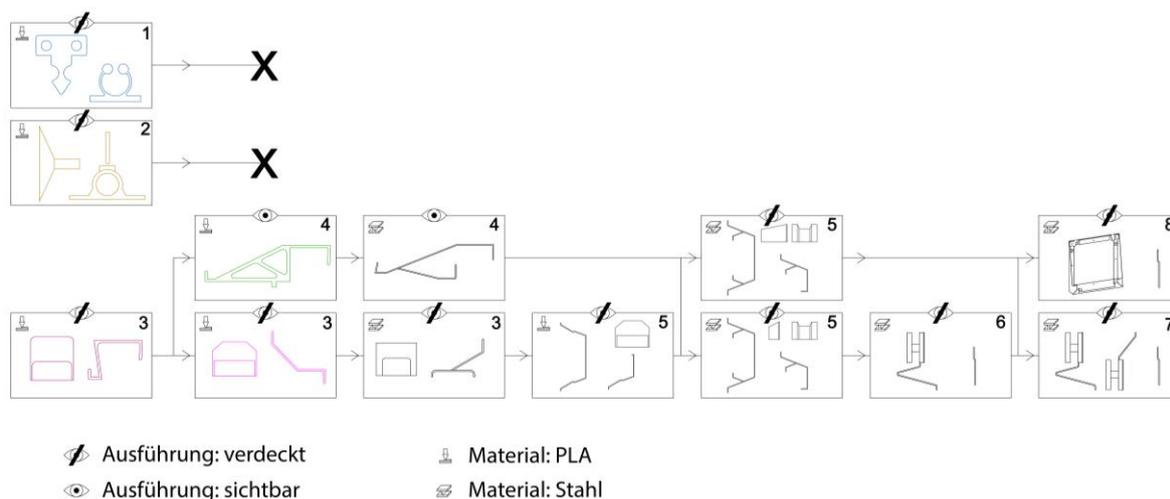
48 Vgl. Schüco: Schüco Parametric System, 12 Architekten Informationen, 2017



5.2 Entwicklung der Befestigungssysteme

Es wurden insgesamt acht Befestigungssysteme entwickelt, fünf für KV1 und drei für KV2. Diese wurden unter Einsatz von unterschiedlich dimensionierten PV-Modulen an den entsprechenden Prototypen erprobt. Der Entwicklungsprozess begann mit der digitalen Modellierung der Befestigungssysteme, die dann mittels Rapid-Prototyping aus PLA gedruckt und in der späteren Entwicklungsphase aus Edelstahlblech gelasert und gekantet wurden.

Abbildung 51 Diagramm zur Genealogie der Befestigungssysteme.



Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN

Befestigungssystem 1 – Schnappverbindung

Befestigungssystem 1 – Schnappverbindung – wurde auf Basis bestehender Konstruktionen von Geröthaltern entwickelt und für die Befestigung der PV-Module in Prototyp MA1KV1 angepasst. Die Konstruktion erfolgte so, dass sich die Elemente hinter dem PV-Modul befinden und von vorne nicht sichtbar sind. Sie besteht aus zwei Elementen (vgl. Abbildung 52 rechts). Element 1, welches an drei Punkten an der inneren Rahmeneinfassung in der ÖfFnung des Betonelements verschraubt ist (vgl. Abbildung 52 links) und Element 2, das als Gegenstück dient und an der RÖckseite des PV-Moduls an drei Stellen verklebt wird (vgl. Abbildung 52 Mitte unten). Bei der Montage wurden die PV-Module manuell oder mithilfe eines Saugnapfes in die entsprechende ÖfFnung gedrÖckt, was eine einfache und schnelle Positionierung und Demontage ermÖglichte. Das System ist lediglich in einer Achse stabil. Um alle auftretenden Kröfte in der Ebene des PV-Moduls aufzunehmen, wören daher zusötzliche Verbindungselemente in unterschiedlicher Orientierung erforderlich, was in der Praxis schwierig umsetzbar wöre. Aus diesem Grund wurde diese Variante nicht weiterverfolgt.

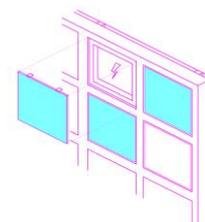
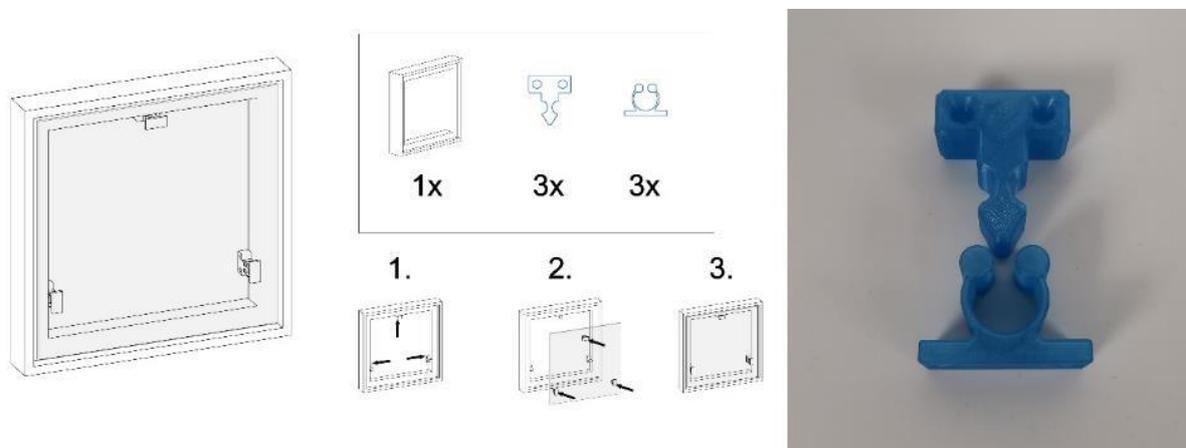


Abbildung 52 Konstruktionszeichnung (links) und Fotografie (rechts) zu Befestigungssystem 1 – Schnappverbindung.



Quelle: Grafik und Fotografie BAU KUNST ERFINDEN

Befestigungssystem 2 – Stiftverbindung

Befestigungssystem 2 – Stiftverbindung – wurde aufbauend auf Steckverbindungen mit Sicherungsstift entwickelt und für die Befestigung der PV-Module in Prototyp MA1KV1 angepasst. Die Stiftverbindung ist von vorne nicht sichtbar und besteht aus zwei Elementen (vgl. Abbildung 53 rechts). Element 1 bildet eine röhrenförmige Struktur. Diese wurde an den vier Eckpunkten der inneren Rahmeneinfassung in der Öffnung des Betonelements verschraubt (vgl. Abbildung 53 Mitte links). Element 2 bildet die Form eines Zylinders und wurde an den vier Eckpunkten auf der Rückseite des PV-Moduls verklebt (vgl. Abbildung 53 Mitte unten). Bei der Montage in den Prototyp MA1KV1, wurde Element 2 in Element 1 geschoben und durch einen Metallstift fixiert, welcher die Elemente 1 (Röhre) und 2 (Zylinder) miteinander verbindet. Einmal installiert, erweist sich die Verbindung als stabil. Allerdings wird für die Montage und Demontage des Metallstifts ein spezielles Werkzeug oder ein Magnet benötigt. Aufgrund der aufwendigen Handhabung und der Notwendigkeit eines zusätzlichen Werkzeugs wurde diese Variante nicht weiterverfolgt.

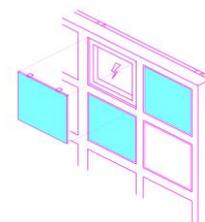
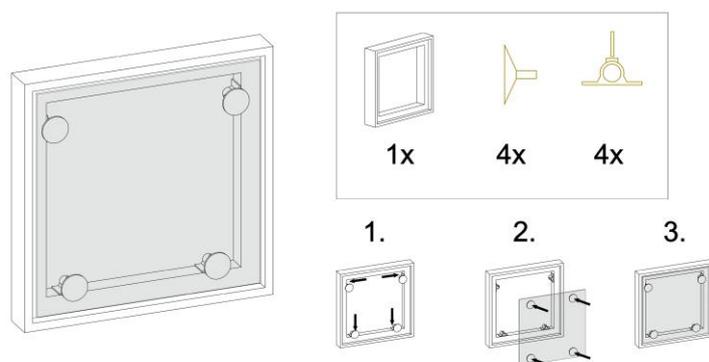


Abbildung 53 Konstruktionszeichnung (links) und Fotografie (rechts) zu Befestigungssystem 2 – Stiftverbindung.

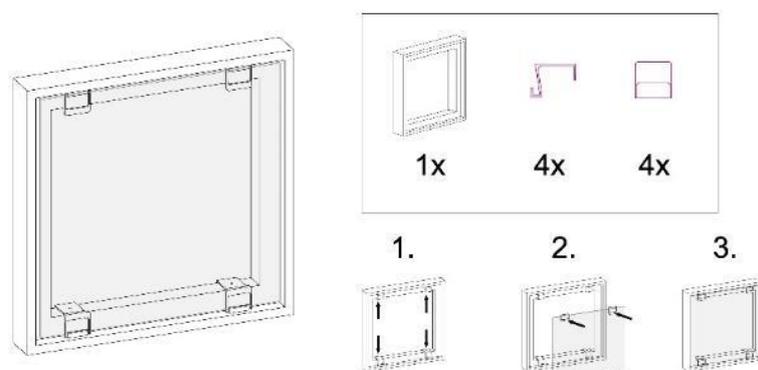


Quelle: Grafik und Fotografie BAU KUNST ERFINDEN

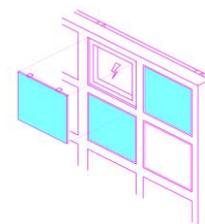
Befestigungssystem 3 – Klammerverbindung

Befestigungssystem 3 – Klammerverbindung – wurde aufbauend auf Klammerverbindungen entwickelt und für die Befestigung der PV-Modulen in Prototyp MA1KV1 angepasst. Die Klammerverbindung ist von vorne nicht sichtbar und ist aus zwei Elementen aufgebaut (vgl. Abbildung 54 rechts). Element 1 bildet eine Klammer mit Federarm und wurde an vier Eckpunkten in der inneren Rahmeneinfassung in der Öffnung des Betonelements verschraubt (vgl. Abbildung 54 links) Element 2, eine Halterung, in die die Klammer greift, wurde an den vier Eckpunkten auf der Rückseite des PV-Moduls verklebt (vgl. Abbildung 54 Mitte). Bei der Montage in den Prototyp MA1kv1 wird die Feder der oberen Klammern nach oben gedrückt, das PV-Modul kann dadurch mit den unteren Klammern in die Halterung gleiten. Das PV-Modul sitzt fest, ist horizontal gesichert und kann nicht verrutschen. Diese Variante wurde weiterverfolgt (vgl. Abbildung 56).

Abbildung 54 Konstruktionszeichnung (links) und Fotografie (rechts) zu Befestigungssystem 3 – Klammerverbindung.



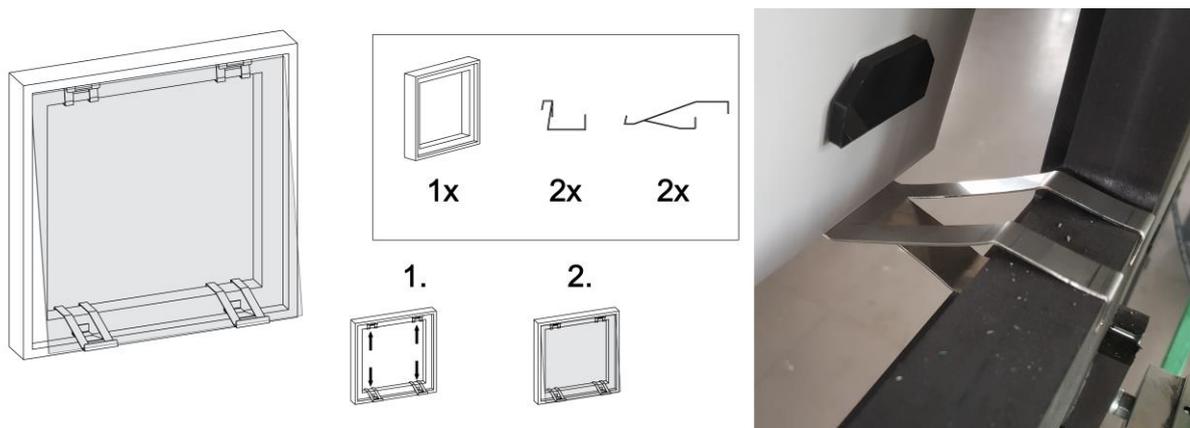
Quelle: Grafiken und Fotografie BAU KUNST ERFINDEN



Befestigungssystem 4 – Klammerverbindung mit Ausrichtung nach Süden

Befestigungssystem 4 – Klammerverbindung mit Ausrichtung nach Süden – wurde aufbauend auf Befestigungssystem 3 entwickelt und für die Befestigung der PV-Modulen in Prototyp MA1KV1 angepasst. Diese Modifikation ermöglichte die horizontale Neigung des PV-Moduls im Betonelement, um so den Ertrag des PV-Moduls zu erhöhen. Befestigungssystem 4 ist von vorne sichtbar, da es das PV-Modul vorne umklammert (vgl. Abbildung 55 links). Bei der Montage in den Prototyp MA1KV1 wird die Feder der oberen Klammern nach oben gedrückt und kann so mit den unteren Klammern um die Kanten des PV-Moduls greifen (vgl. Abbildung 55 Mitte). Das PV-Modul sitzt fest, ist horizontal gesichert und kann nicht verrutschen. Die Neigung beträgt hier 10°, kann jedoch nach Bedarf für eine spezifische Neigung konstruiert werden. Um auch eine Ausrichtung für die Ost und West-Fassade zu ermöglichen, sind Varianten mit einer Neigung um die Vertikalachse eine weitere Option, um den Ertrag der PV-Module zu steigern. Hierbei ist jedoch wichtig zu beachten, dass aufgrund der Neigung Öffnungen zwischen dem Betonelement und dem PV-Modul entstehen, die höhere Windkräfte auf das PV-Modul ausüben können (vgl. Abbildung 55 rechts). Diese Variante wurde weiterverfolgt (vgl. Befestigungssystem 8).

Abbildung 55 Konstruktionszeichnung (links) und Fotografie (rechts) zu Befestigungssystem 4 - Klammerverbindung mit Ausrichtung.



Quelle: Grafiken und Fotografie BAU KUNST ERFINDEN

Befestigungssystem 5 – Bügelverbindung

Befestigungssystem 5 – Bügelverbindung – wurde aufbauend auf Befestigungssystem 3 entwickelt und für die Befestigung der PV-Modulen in Prototyp MA1KV1 angepasst. Die Bügelverbindung ist von vorne nicht sichtbar. Die Bügelverbindung wurde so entwickelt, dass sie den Steg des Betonelements von hinten umgreift und somit zwei nebeneinanderliegende PV-Module hält. Element 1 bildet den Bügel mit Federarm und wurde an vier Eckpunkten in der inneren Rahmeneinfassung in der Öffnung des Betonelements verschraubt. An den Außenkanten wird die Verbindung analog zu Befestigungssystem 3 ausgeführt. Element 2, eine Halterung, in die die Klammer greift, wurde an den vier Eckpunkten auf der Rückseite des PV-Moduls verklebt. Element 2 ist eine Halterung, in den Bügel greift und in den vier Eckpunkten an der Rückseite des PV-Moduls verklebt wurde (vgl. Abbildung 56 links und rechts). Bei der Montage in den Prototyp MA1KV1 wird die Feder des oberen Bügels nach oben gedrückt, das PV-Modul kann dadurch mit den unteren Klammern in die Halterung gleiten (vgl. Abbildung 56 Mitte Schritt 1 und 2). Das PV-Modul sitzt fest, ist horizontal gesichert und kann nicht verrutschen. Diese Variante wurde weiterverfolgt und auf die KV2 übertragen. (vgl. Befestigungssystem 6).

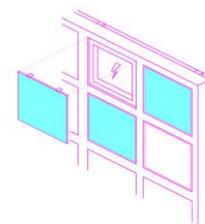
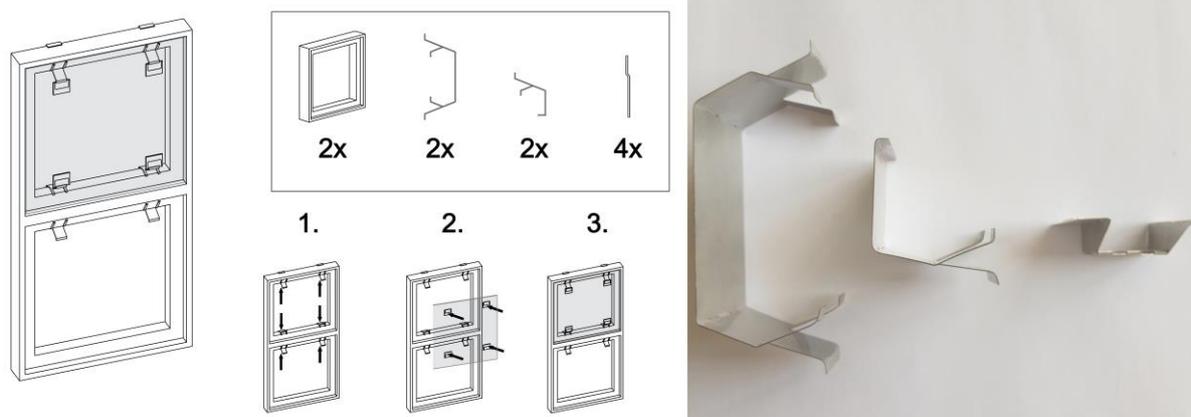


Abbildung 56 Konstruktionszeichnung (links) und Fotografie (rechts) zu Befestigungssystem 5 – Bügelverbindung.

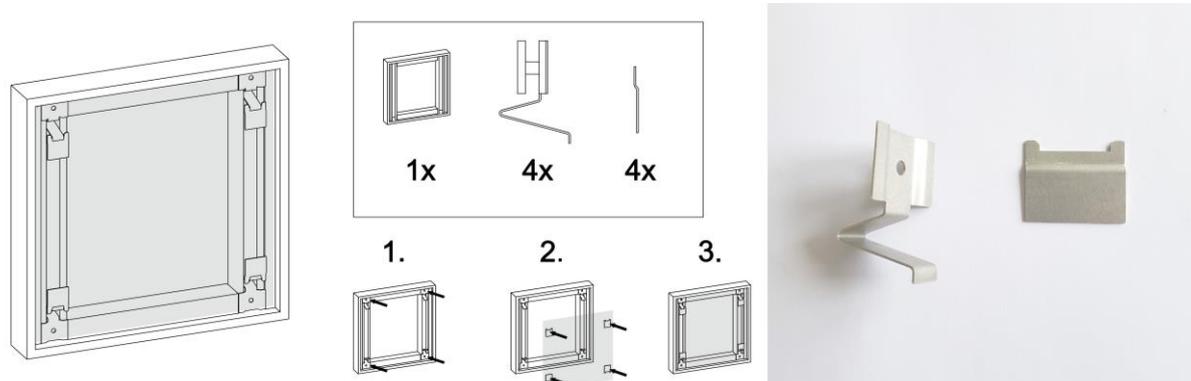


Quelle: Grafiken und Fotografie BAU KUNST ERFINDEN

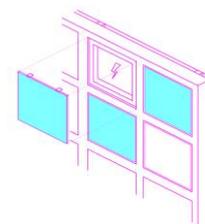
Befestigungssystem 6 – Klammer mit Federarm

Befestigungssystem 6 – Klammer mit Federarm – wurde aufbauend auf Befestigungssystem 3 entwickelt und für die Befestigung der PV-Module in Prototyp MA1KV2 und MA2KV2 angepasst. Die Verbindung Klammer mit Federarm ist von vorne nicht sichtbar. Element 1 bildet die Klammer mit Federarm und wurde an der Montageschiene in der Öffnung des Betonelements verschraubt (vgl. Abbildung 57 Mitte Schritt 1). Element 2, eine Halterung, in die die Klammer greift, wurde an den vier Eckpunkten auf der Rückseite des PV-Moduls verklebt (vgl. Abbildung 57 Mitte Schritt 2). Bei der Montage in den Prototyp MA1KV2 und MA2KV2 wird die Feder der oberen Klammern nach oben gedrückt, das PV-Modul kann dadurch mit den unteren Klammern in die Halterung gleiten. Das PV-Modul sitzt fest, ist horizontal gesichert und kann nicht verrutschen. Nach dem Upscaling und der Montage der Verbindung Klammer mit Federarm in Prototyp MA2KV2 mit größeren PV-Modulen, haben sich die Federarme der unteren Klammern durch das größere Gewicht der PV-Module verformt. Die Weiterentwicklung erfolgte mit Befestigungssystem 7.

Abbildung 57 Konstruktionszeichnung (links) und Fotografie (rechts) zu Befestigungssystem 6 - Klammerverbindung mit Federarm.



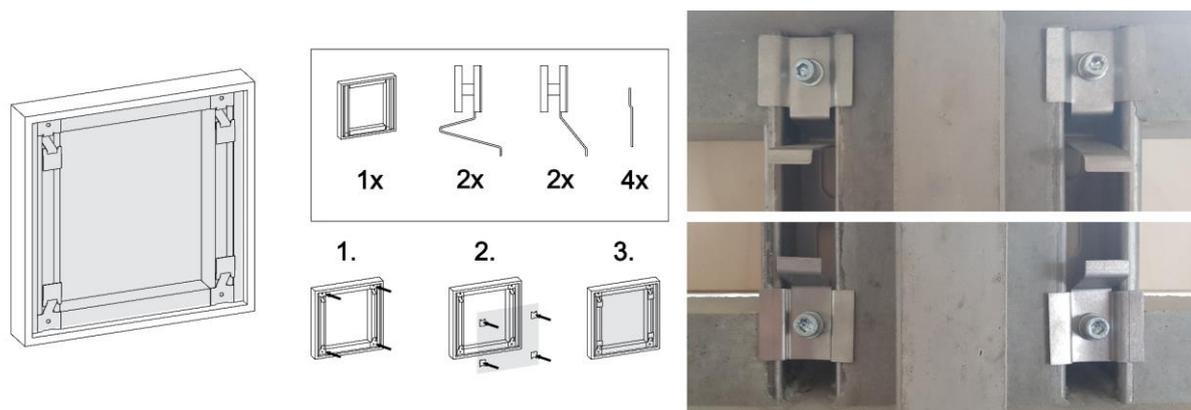
Quelle: Grafik und Fotografie BAU KUNST ERFINDEN



Befestigungssystem 7 – Klammer mit und ohne Federarm

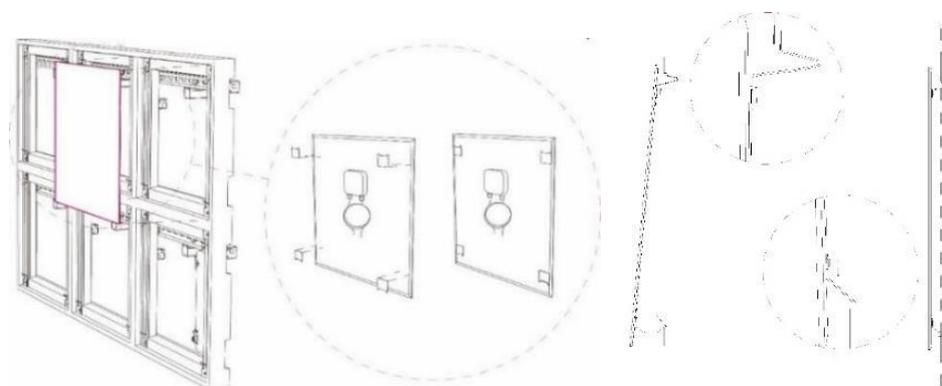
Befestigungssystem 7 wurde aufbauend auf Befestigungssystem 6 entwickelt und für die Befestigung der PV-Module in Prototyp MA2KV2 angepasst. Die Verbindung Klammer mit und ohne Federarm ist von vorne nicht sichtbar. Im Unterschied zu Befestigungssystem 6 wurden bei Element 1 die unteren Klammern ohne Federarme entwickelt (vgl. Abbildung 58 rechts unten), um sich durch das Gewicht der in MA2KV2 verwendeten größeren PV-Module nicht zu verformen. Hierdurch konzentriert sich die auftretende Verformung nur beim Einhängen der PV-Module auf die oberen Klammern. Bei der Montage in den Prototyp MA1KV2 und MA2KV2 wird die Feder der oberen Klammern nach oben gedrückt, das PV-Modul kann dadurch mit den unteren Klammern in die Halterung gleiten (vgl. Abbildung 59). Das PV-Modul sitzt fest, ist horizontal gesichert und kann nicht verrutschen. Befestigungssystem 7 ist die finale Variante für die planare Einbindung in den Prototyp MA2KV2 und wurde folgend zur Serienherstellung erprobt und digital für das Lasern und Kanten modifiziert.

Abbildung 58 Konstruktionszeichnung (links) und Fotografie (rechts) zu Befestigungssystem 7 - Klammerverbindung mit und ohne Federarm.

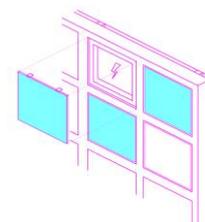


Quelle: Grafik und Fotografien BAU KUNST ERFINDEN

Abbildung 59 Grafische Darstellung der Montage der PV-Module in den Prototypen MA2KV2 mit Befestigungssystem 7.



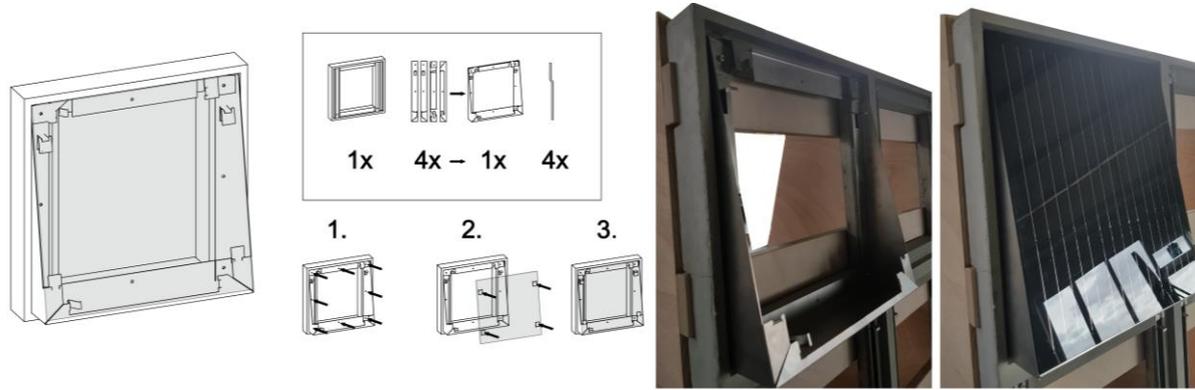
Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN



Befestigungssystem 8 – Klammerverbindung mit Ausrichtung nach Süden, Osten, Westen

Befestigungssystem 8 wurde aufbauend auf den Befestigungssystemen 4 und 7 entwickelt und für die Befestigung der PV-Module in Prototyp MA2KV2 angepasst. Die Verbindung Klammer mit und ohne Federarm ist von vorne nicht sichtbar. Sie ist so aufgebaut, dass PV-Module um die Horizontal- oder Vertikalachse 5° geneigt werden können (vgl. Abbildung 61). Das System besteht aus zwei Elementen. Element 1 bildet einen geschlossenen Rahmen, der aus vier gekanteten Blechen zusammengesetzt ist. Dieser Rahmen wird in die Öffnung des Betonelements eingesetzt und an der Montageschiene verschraubt (vgl. Abbildung 60 unten Schritt 1). Im Rahmen sind oben Klammern mit Federarmen und unten starre Klammern integriert, die dem Befestigungssystem 7 nachempfunden sind. Element 2 besteht analog zu Befestigungssystem 7 aus Halterungen, die an der Rückseite der PV-Module verklebt werden. Element 1 kann um 90° nach rechts oder links gedreht an den Montageschienen in der Öffnung des Betonelements montiert werden, um auch in der Vertikalachse für die Ost oder West-Fassade ausgerichtet zu werden (vgl. Abbildung 61). Das PV-Modul wird dabei analog zu Befestigungssystem 7 montiert. Durch den geschlossenen Rahmen können im Vergleich zu Befestigungssystem 4 Windlasten reduziert werden, die am PV-Modul angreifen und ein Eindringen von Vögeln verhindert werden.

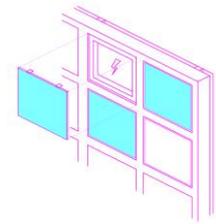
Abbildung 60 Konstruktionszeichnung (links) und Fotografie (rechts) zu Klickverbindung 8: Montage in Horizontal- oder Vertikalachse Richtungen mit 5° Neigung.



Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN

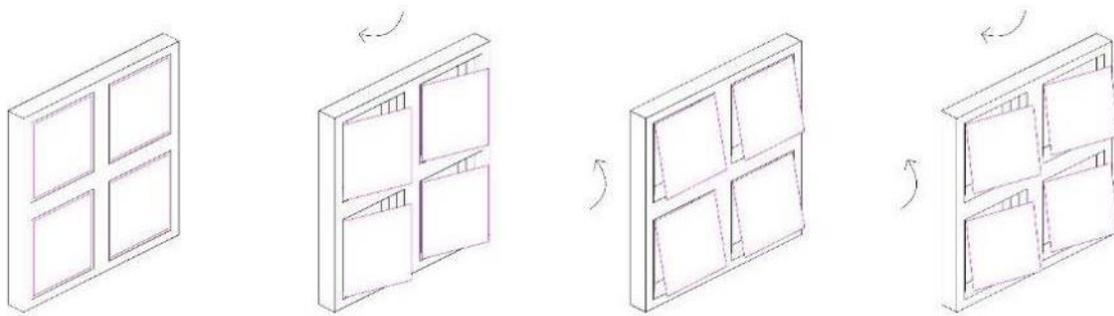
5.2.1 Befestigungssysteme mit Ausrichtung

Bei den Befestigungssystemen 1, 2, 3, 5, 6, 7 werden die PV-Module planar in die Öffnungen der Betonelemente gefügt und so eine klare geschlossene Fläche erzeugt. Um die Performance der PV-Module zu steigern, wurden die Konstruktionen der Befestigungssysteme 4 und 8 modifiziert und eine Ausrichtung der PV-Module zur Sonne ermöglicht. Je nach Exposition der Fassadenfläche zur Himmelsrichtung: nach Süden (Neigung in der Horizontalachse) oder nach Osten und Westen (Neigung in der Vertikalachse) lassen sich die Befestigungssysteme anpassen (vgl. Abbildung 61). Die Ausrichtung nimmt dabei gleichzeitig Einfluss auf die Gestaltung der Fassade und wird zum Gestaltungsparameter. Wichtig in der Ausführung sind dabei, die durch die Konstruktion erzeugten Neigungswinkel. Ist der Neigungswinkel zu groß verschatten sich die PV-Module



gegenseitig. (vgl. Kapitel Simulation) Neigungswinkel und Abstände der PV-Module zueinander sind deshalb in Wechselwirkung zu betrachten. Der Aufwand bei Montage, Wartung und Demontage der ausgerichteten Befestigungssysteme ist größer und muss im Zusammenhang mit Gestaltung, Kosten und Ertragssteigerung abgewägt werden.

Abbildung 61 Grafische Darstellung zur Ausrichtung der PV-Module über Befestigungssysteme. Von links nach rechts: Planar, um die Vertikalachse geneigt, um die Horizontalachse geneigt, um Vertikal- und Horizontalachse geneigt.



Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN

5.2.2 Simulation der Befestigungssysteme mit und ohne Ausrichtung

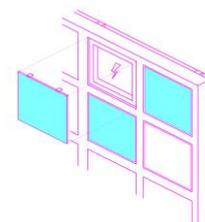
Über das Rhino Plug-in „Ladybug“ wurden Sonnen-Potentialanalysen einer Südfassade mit SolarChip-Fassadenelemente MA2KV2 durch Simulationen erstellt. Dabei belegen die PV-Module an der Südfassade eine Gesamtfläche von 92.7 qm mit insgesamt 340 PV-Module der Größe 522 mm x 522 mm. In der Simulation wurde die Sonnenbestrahlung der Fassade für ein Jahr [kWh/a] und die Sonnenbestrahlung pro m² in derselben Zeitperiode [kWh/qm*a] simuliert. Für die Simulation wurden die Wetterdaten der Stadt Kassel aus dem Jahre 2005 von der Website „Ladybug Tools: EPW Map-Identity Digital“⁴⁹ entnommen. Die originalen Wetterdaten stammen dabei vom DWD und wurden von Climate.OneBuilding.Org in EPW-Files (EPW: EnergyPlus Weather) konvertiert. Das EPW-File kann von Ladybug gelesen und als Grundlage für Simulationen genutzt werden.

Es wurden insgesamt drei Sonnen-Potentialanalysen durchgeführt, um den Einfluss einer Ausrichtung der PV-Module zu überprüfen:

- Sonnenanalyse 1: PV-Module planar
- Sonnenanalyse 2: PV-Module mit 5° Neigung
- Sonnenanalyse 3: PV-Module mit 10° Neigung

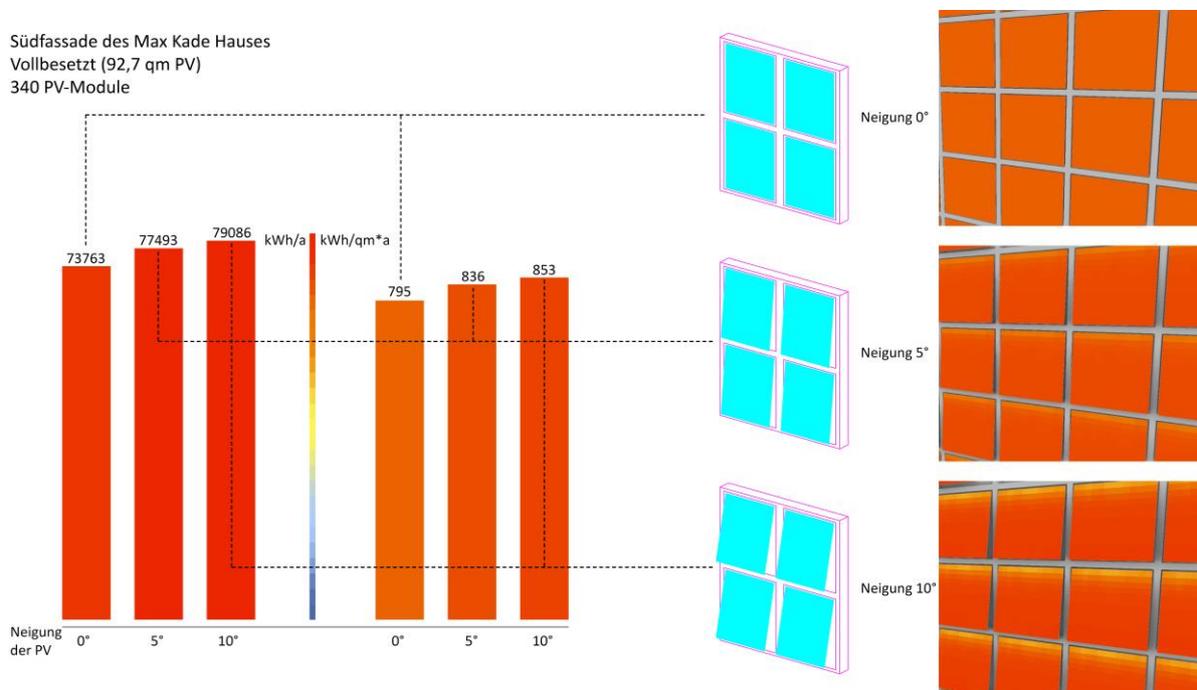
Mit 340 PV-Modulen ausgestattet erzielt die Südfassade bei Sonnenanalyse 1 einen Ertrag von 73763 kWh/a. Auf die Fläche bezogen wird ein Betrag von 795 kWh/qm*a generiert. Die Simulationen zeigen, dass bei einer Ausrichtung sich die Bestrahlung und die Bestrahlung pro Fläche erhöhen (vgl. Abbildung 62, links). Allerdings kommt es bei einer horizontalen Neigung von 10° auch zu Teil-Verschattungen der benachbarter PV-Module,

⁴⁹ Vgl. <https://www.ladybug.tools/epwmap/>



was in einem realen Szenario die Leistung mindern würde (vgl. Abbildung 62, rechts unten). Die Sonnenbestrahlung steigt nicht linear an: Der Zuwachs an Bestrahlung beträgt bei einer Steigerung der Neigung von 0° auf 5° etwa 5%. Bei einer Steigerung von 5° auf 10° nur noch 2%. Analog verhält es sich mit der Bestrahlung pro Fläche. Aufgrund des erhöhten Ertrags kann eine Neigung von 5° an der Südfassade sinnvoll sein. Der hohe Ertrag an der günstig liegenden Südfassade kann hierdurch ohne hohen Aufwand um 5% gesteigert werden.

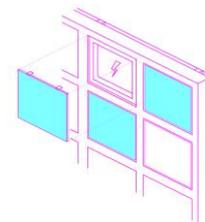
Abbildung 62 Grafische Darstellung der Ergebnisse der Sonnenpotentialanalysen als Balkendiagramm (links) und als Falschfarben-3D-Modell (rechts): Die X-Achse des Balkendiagramms steht für den Neigungswinkel der simulierten PV-Module. Die Y-Achse steht jeweils für die Bestrahlung in einem Jahr (kWh/a, links) und der Bestrahlung pro Fläche in einem Jahr (kWh/qm*a, rechts).



Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN

5.2.3 Diskussion der Ergebnisse zu den Befestigungssystemen 1-8

Die Befestigungssysteme 1–8 wurden an den Prototypen MA1 und MA2 im Hinblick auf Tragfähigkeit, Witterungsbeständigkeit, Montage- und Demontagefreundlichkeit, ästhetischen Anforderungen, und Langzeitstabilität überprüft (vgl. 7 Feldversuch). Um unter der Eigenlast der PV-Module und den Windlasten zu bestehen und verschiedenen Witterungsbedingungen standzuhalten, einschließlich Sonneneinstrahlung, Regen, Schnee und Temperaturschwankungen, wurde Befestigungssystem 6 aus Edelstahl gefertigt. Das Material erwies sich als robust und widerstandsfähig gegenüber Rost, Korrosion und anderen Umwelteinflüssen. Dies wurde bei der Erprobung im Feldversuch bestätigt (vgl. „7.4 Fazit zum Feldversuch“). Der Montageprozess sollte einfach, sicher und effizient sein, um Installation, Wartung und eventuelle Reparaturen zu erleichtern und Zeit- und Arbeitsaufwand zu minimieren. Befestigungssystem 6 erfüllte diese Anforderung. Die Befestigungssysteme 6 und 7 wurden, basierend auf dem Befestigungssystem 3, so konzipiert, dass sie sich an verschiedene Größen und Typen von PV-Modulen anpassen können, um Flexibilität



bei der Auswahl von Modulen zu gewährleisten. Die Integration in das Fassadendesign wurde bei allen Befestigungssystemen berücksichtigt, um ästhetischen Anforderungen gerecht zu werden. Das Befestigungssystem 4 ist von vorne sichtbar, was ein zusätzliches gestalterisches Element darstellt, aber die Ausführung in nur einem Element erleichtert. Die Befestigungssysteme 1, 2, 3, 5, 6, 7 und 8 sind von vorne nicht sichtbar, was das Design klarer macht, jedoch zwei Elemente in der Ausführung erfordert. Im Feldversuch im Reallabor beim HZB wurde die langfristige Stabilität des Befestigungssystems 6 unter Berücksichtigung von Alterungseffekten, Belastungen und Umwelteinflüssen evaluiert. Das Befestigungssystem 6 wurde unter o.g. Aspekten ausgewählt und im Feldversuch erprobt. Durch die Integration der Montageschienen in die Konstruktion des Betonelements können variierende Toleranzen, die bei Fertigung und Montage auftreten können, ausgeglichen werden, weil sich die Befestigungssysteme innerhalb der Montageschiene nach oben und unten verschieben lassen. Außerdem sind die Montageschienen kompatibel mit Gleitmuttern, die eine Montage und Demontage vereinfachen.

Die Klickverbindungen 6, 7 und 8 für MA1KV2 bzw. MA2KV2 können vorkonfektioniert an die Montageschiene im Betonelement montiert und an die Rückseite der PV-Module auf dem Backsheet verklebt werden. Dadurch wird eine die Montage an der Fassade erleichtert.

5.2.4 Prüfung der Befestigungssysteme durch zentrische Zugversuchen

Es wurde eine Versuchsreihe aufgesetzt, um zu untersuchen mit welchen Adhäsiven sich die Komponenten Befestigungssystem (Element 2 der Befestigungssysteme 6, 7 und 8) und das PET-Backsheet des PV-Moduls dauerhaft verbinden lassen. Dafür wurden die Probekörper A und B aus Edelstahlblech entwickelt, um die Klebkraft der Adhäsive Multi MS und High Tack MS in zentrischen Zugversuchen zu untersuchen. Vorgegangen wurde hierbei wie folgt:

Die Probekörper A und B wurden aus Edelstahlblech mit einer Stärke von 1 mm gefertigt. Die Klebefläche wurde angepasst an die Geometrie des Befestigungssystems 6 auf 32 x 24 mm festgelegt. Zur Vorbereitung der Versuchsreihe wurden die Probekörper und die Rückseite des PV-Moduls mit Isopropanol entfettet und folgend die Adhäsive an der gekennzeichneten Stelle am PV-Modul aufgebracht. Anschließend wurden die Probekörper A und B auf den Klebepunkt aufgesetzt (vgl. Abbildung 63 oben) und mit einer Vorrichtung, welche einen Klebspalt von 3 mm sicherstellt, angedrückt und der überschüssige Klebstoff abgestreift.

Die Probekörper A haben zur Lasteinleitung einen nach oben gekantetem Schenkel an der 32 mm langen Seite. Die Probekörper B entsprechen dem Probekörper A und besitzen zusätzlich an den 24 mm langen Seiten jeweils einen 8 mm hohen Schenkel, welcher ein Abschälen der Proben während des Zugversuches verhindern soll. Die Probekörper A waren während des Zugversuches ausreichend biegesteif, sodass der Effekt des Abschälens nicht festgestellt werden konnte. Aus diesem Grund sind im Versuchsprotokoll die Versuche Nr. 4 – 6 (Probekörper B) in grau dargestellt.

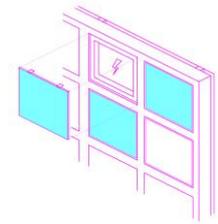
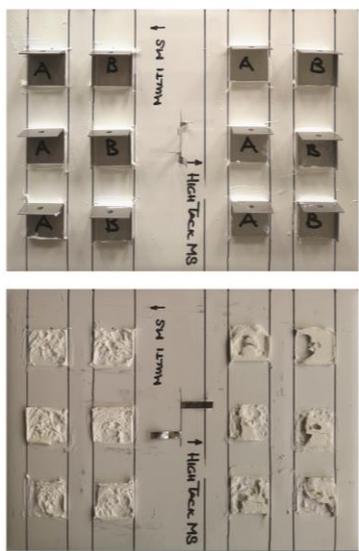


Abbildung 63 Fotografien zum Versuchsaufbau mit Probekörpern A und B mit den Adhäsiven Multi MS und High Tack MS auf dem Backsheet des PV-Moduls (oben) und nach dem zentralen Zugversuch (unten).



Quelle: Fotografien Fischer

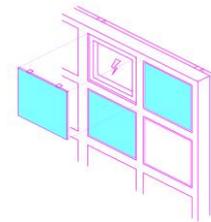


Abbildung 64 Tabelle (oben) und Diagramm (unten) der Ergebnisse zum Zugversuch des Befestigungssystem 6 auf PV-Modul mit Multi MS.

Montage					Versuchsergebnis				weitere Angaben zum Versuch:
Vers. Nr.	Hammer- schläge	Eindreh- moment	Anzugs- moment	Umdreh- ungen	Last bei 3mm Displace- ment	Weg bei F_u	Versagensart	Bruch- körper Kegel (D,d,l)	Handauswertung
n	HS	[Nm]	[Nm]	[Umd]	F_u	s_{3u}			
[]	[]	[Nm]	[Nm]	[Umd]	[kN]	[mm]	[]	[cm]	
1					0,51	3,00	VV	—	nein
2					0,61	3,00	VV		nein
3					0,48	3,00	VV		nein
4					0,59	3,00	VV		nein
5					0,46	3,00	VV		nein
6					0,56	3,00	VV		nein
7									
8									
9									
10									

weitere Angaben zum Versuch:
 ArtNr. , ChargenNr. —, Kraftmessdose 33,
 ACT Burster 20kN, Wegaufn. Wegaufnehmer HBM 0-
 50mm, Momentmessw. —

Bemerkung

A

A

A

B

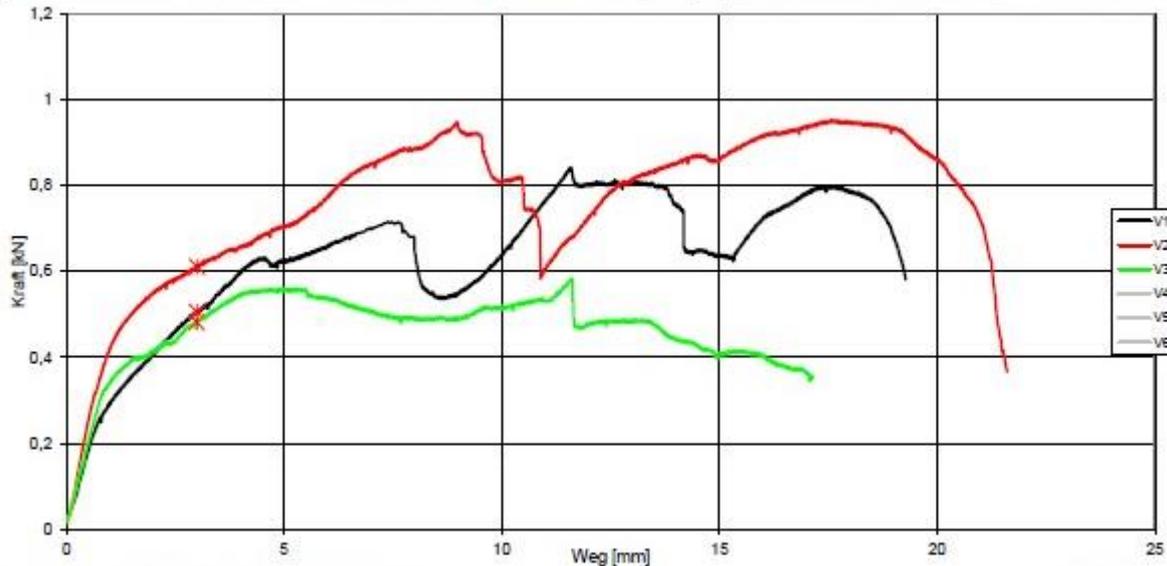
B

B

Auswertung bei	3	mm Displacement	Anzahl Versuche:	3
Last Mittelwert	F_{3m} [kN]:	0,53	Standardabweichung	s [kN]: 0,07
$F_{5\% \text{ in}}$	$F_{u,5\%}$ [kN]:	0,17	Variationskoeffizient	v [%]: 12,83
$F_{5\% \text{ log}}$	$F_{u,5\%}$ [kN]:	0,27	k-Fakt. unbek. Sys 90%	k: 5,31

Verschiebung		N_{3m} [kN] ^{*)}
Mittelwert	s [mm]:	3,00
StdAbw.	s [mm]:	0,00
Varkoeff.	v [%]:	0,01

*) nur bei nicht zugelassenen Produkten



Quelle: Grafik Fischer

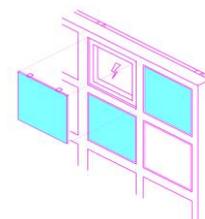


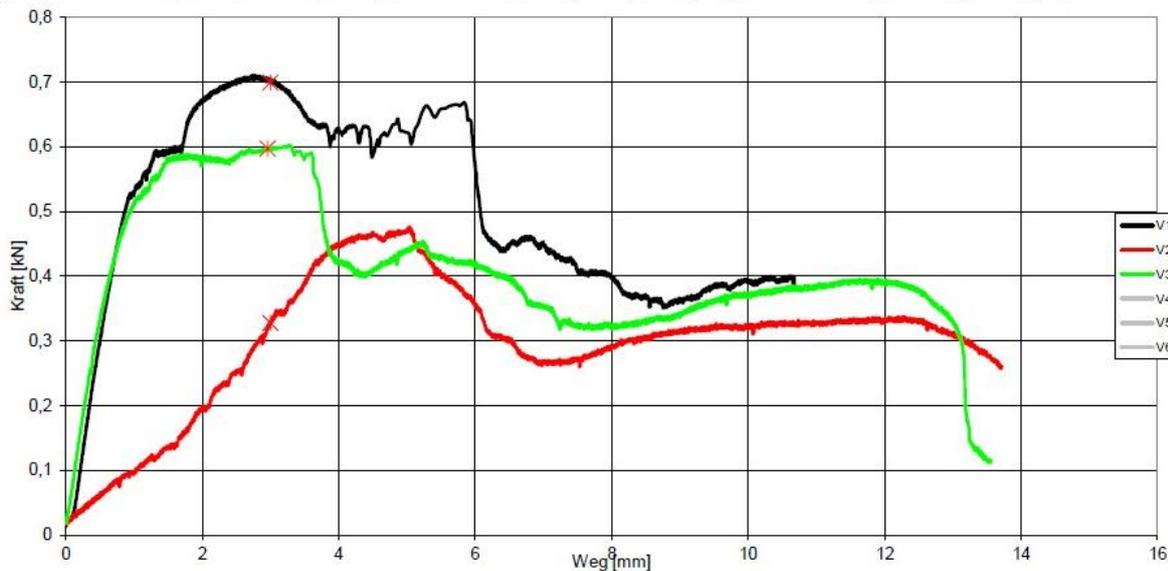
Abbildung 65 Tabelle (oben) und Diagramm (unten) der Ergebnisse zum Zugversuch des Befestigungssystem 6 auf PV-Modul mit High Tack MS.

Montage					Versuchsergebnis					weitere Angaben zum Versuch:
Vers. Nr.	Hammer-schläge	Eindreh-moment	Anzugs-moment	Umdreh-ungen	Last bei 3mm Displacement	Weg bei F _u	Versagensart	Bruch-körper Kegeel (D, d, t)	Handauswertung	
n	HS	T _{inst}	T _{inst}	[Umd]	F _u	s _{Fu}				
[-]	[-]	[Nm]	[Nm]		[kN]	[mm]	[F]	[cm]		
1					0,70	3,00	VV	--	nein	weitere Angaben zum Versuch: ArtNr. , ChargenNr. ---, Kraftmessdose 33. ACT Burster 20kN, Wegaufn. Wegaufnehmer HBM 0-50mm, Momentmessw. --- Bemerkung A A A B B B
2					0,33	3,00	VV		nein	
3					0,59	2,98	VV		nein	
4					0,16	3,00	VV		nein	
5					0,54	3,00	VV		nein	
6					0,66	3,00	VV		nein	
7										
8										
9										
10										

Auswertung bei	3	mm Displacement	Anzahl Versuche:	3
Last Mittelwert	F _{um} [kN]:	0,54	Standardabweichung	s [kN]: 0,19
F _{5% lin}	F _{u,5%} [kN]:	-0,48	Variationskoeffizient	v [%]: 35,43
F _{5% log}	F _{u,5% log} [kN]:	0,06	k-Fakt. unbek. Sys 90%	k: 5,31

Verschiebung		N _{res} [kN] ³⁾
Mittelwert	s [mm]:	2,99
StdAbw.	s [mm]:	0,01
Varkoeff.	v [%]:	0,41

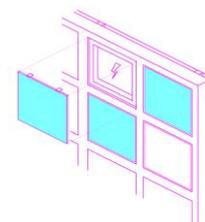
³⁾nur bei nicht zugelassenen Produkten



Quelle: Grafik Fischer

Die Auswertung der Versuchsergebnisse erfolgte bei einer Verformung von 3 mm, d.h. es wurden die Kräfte ermittelt, die bei einer Verformung von 3 mm auftraten. Interessant dabei waren die folgenden Werte:

- Der Mittelwert der Lasten (F_{um}) lag bei 530 N bei Multi MS (vgl. Abbildung 64 Mitte) und bei 540 N bei High Tack MS (vgl. Abbildung 65 Mitte).
- Der 5%-Fraktilwert (F_{u,5% log}) betrug 270 N bei Multi MS (vgl. Abbildung 64 Mitte) und bei 60 N bei High Tack MS (vgl. Abbildung 65 Mitte). Das bedeutet statistisch gesehen, dass dieser Lastwert in 95 % der Fälle



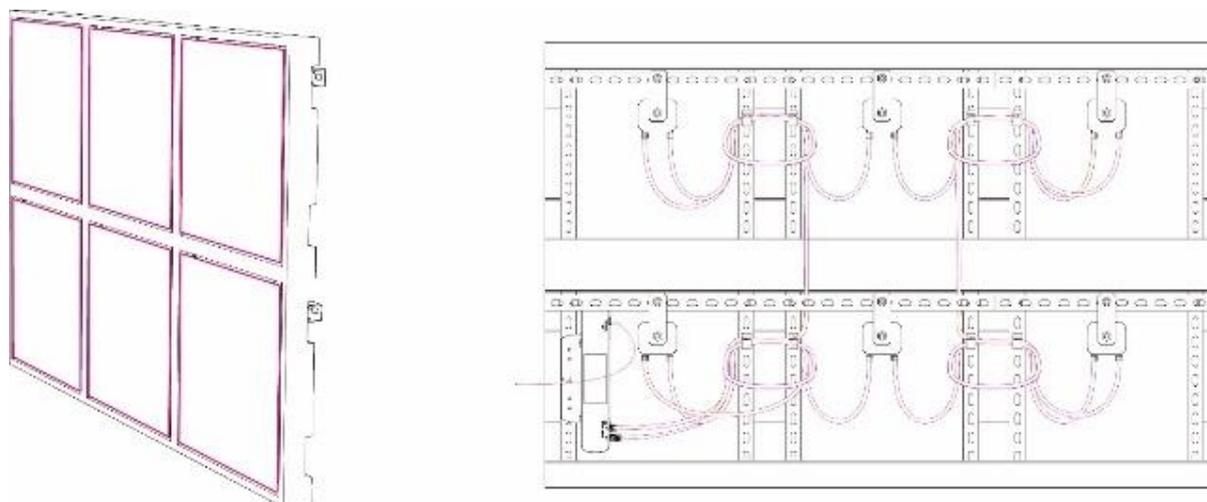
überschritten wurde. Dieser Wert hängt von der Streuung der einzelnen Messwerte ab und kann durch Erhöhung der Einzelversuche gesteigert werden.

Bei allen Proben mit den Klebstoffen Multi MS und High Tack MS haben die Adhäsive versagt, was bedeutet, dass die Adhäsion sowohl am PET-Backsheet des PV-Moduls als auch am Edelstahlelement ausreichend hoch war, um die PV-Module zu tragen. Die ermittelten Lastwerte zeigen außerdem einen ausreichenden Widerstand gegen die Windbeanspruchung für die PV-Modulgröße der MA2 (522 mm x 522 mm). Um eine Aussage zur Gebrauchstauglichkeit treffen zu können, muss das PV-Modul in Verbindung mit der vollständigen Klickverbindung getestet werden. Außerdem sind Versuche zur Dauerhaftigkeit, dynamische Versuche und der Nachweis der Brandtauglichkeit erforderlich. Folgend wurde im Projekt das Adhäsiv Multi MS verwendet.

5.3 Entwicklung des Befestigungssystems zur Kabelführung

Die Integration der erforderlichen elektrischen Leitungen erfolgt über die vertikalen Montageschienen. Diese dient als Aufnahme für die Kabelsammelhalter und ermöglicht die Kabelführung innerhalb des SolarChip-Fassadenelements (vgl. Abbildung 66). Es wurden dafür ein Kabelsammelhalter modifiziert und durch eine Aufnahme ergänzt und ein Kabelclip entwickelt.

Abbildung 66 Grafische Darstellung des SolarChip-Fassadenelements Prototyp MA2KV2 mit Sammelhaltern zur Kabelführung an den vertikalen Montageschienen.



Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN

Es wurde zunächst Sammelhalter der Bezeichnung SHA (Art.-Nr. 058140) überprüft, um die Kabelbündel an der vertikalen Montageschiene zu befestigen. Dafür wurden für die Sammelhalter prototypisch Aufnahmen 3D gedruckt, die an die Montageschiene angepasst wurden, um das Befestigen der Sammelhalter an der Montageschiene zu vereinfachen (vgl. Abbildung 67). Die Organisation der Kabelführung findet dabei vollständig hinter den vertikalen Montageschienen und dem SolarChip-Fassadenelement statt.

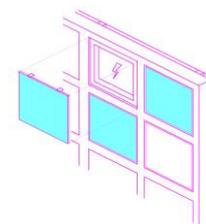


Abbildung 67 Fotografien der Sammelhalter SHA der Fischerwerke und der 3D gedruckten Aufnahme (links) bei der Montage (Mitte und rechts).



Quelle: Fotografien BAU KUNST ERFINDEN

Alternativ zu den Sammelhaltern wurden prototypisch Kabelclips 3D gedruckt, die seitlich in das Profil der Montageschiene greifen (vgl. Abbildung 68). Die Organisation der Kabelführung findet seitlich in der Ebene der vertikalen Montageschienen statt (vgl. Abbildung 69). Beide Varianten wurden am Prototyp MA2 überprüft und konnten die Organisation der Kabel auf der Rückseite des Prototypen vereinfachen. Die Kabelclips könnten in einem weiteren Schritt aus Stahlblech gefertigt werden, um mechanischer Beanspruchung und Witterungseinflüssen standzuhalten.

Abbildung 68 Fotografien der 3D gedruckten Kabelclips (links) befestigt an der vertikalen Montageschiene (rechts).



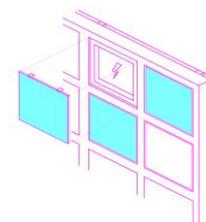
Quelle: Fotografien BAU KUNST ERFINDEN



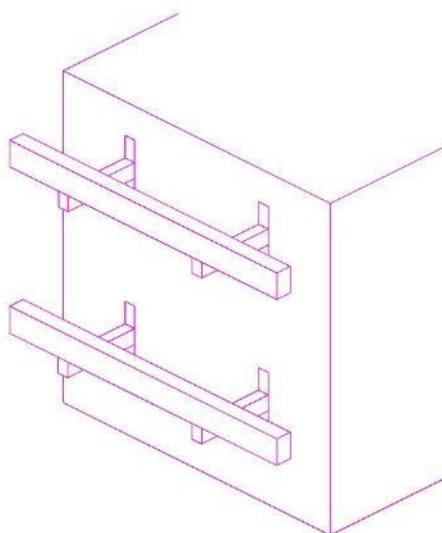
Abbildung 69 Fotografie des Kabelmanagements mittels 3D gedruckter Kabelclips am Prototyp MA2KV2.



Quelle: Fotografie BAU KUNST ERFINDEN



6 Entwicklung der Unterkonstruktion und Montage



Die Entwicklung der Unterkonstruktion (UK) erfolgte anhand des Prototypen MA2KV2. Die UK wurde zunächst konstruktiv entwickelt. Anschließend erfolgte die Ausarbeitung der Montage sowie die statische Überprüfung. Im Folgenden wird zunächst der Aufbau der UK beschrieben. Anschließend wurden die Komponenten der UK am Beispiel eines SolarChip-Fassadenelements MA2KV2 mit 9 Modulöffnungen statisch überprüft. Zuletzt wurden die gestalterischen Parameter des SolarChip-Systems ermittelt und anhand von Beispielentwürfen dargestellt.

6.1 Aufbau der Unterkonstruktion

Die UK muss flexibel in der Tiefe gestaltet werden können, um den Anforderungen verschiedener Fassadentypen gerecht zu werden. Sie orientiert sich an vorgehängten hinterlüfteten Fassaden (VHF), bei denen ein Abstand zwischen Fassade und den vorgehängten SolarChip-Fassadenelementen erforderlich ist, um die Anbringung von Wärmedämmung und Hinterlüftung zu gewährleisten. Der Abstand zwischen Fassade und SolarChip-Fassadenelement muss bei einer Bekleidung mit offenen Fugen⁵⁰ mindestens 40 mm betragen.

Der Aufbau der UK kann an unterschiedliche Fassadensituationen angepasst werden. Die UK besteht aus horizontal verlaufenden Montageschienen, die an der Fassade über Auslegerkonsolen befestigt sind. Die Bautiefe der Auslegerkonsolen ist variabel gestaltbar (vgl. Abbildung 70). Die UK basiert auf einem universalen Schienensystem⁵¹ mit einer Vielzahl von Systemkomponenten. Sie kann frei bemessen und an bauliche Gegebenheiten angepasst werden.

50 Vgl. <https://www.fvhf.de/Fassade-bilder/docs/ifd-fassadenrichtlinie-2017-de.pdf>

51 Vgl. <https://www.fischer.de/de-de/produkte/installationssysteme/schienensystem/schienensystem-universal-fus>

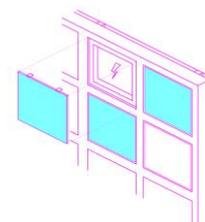
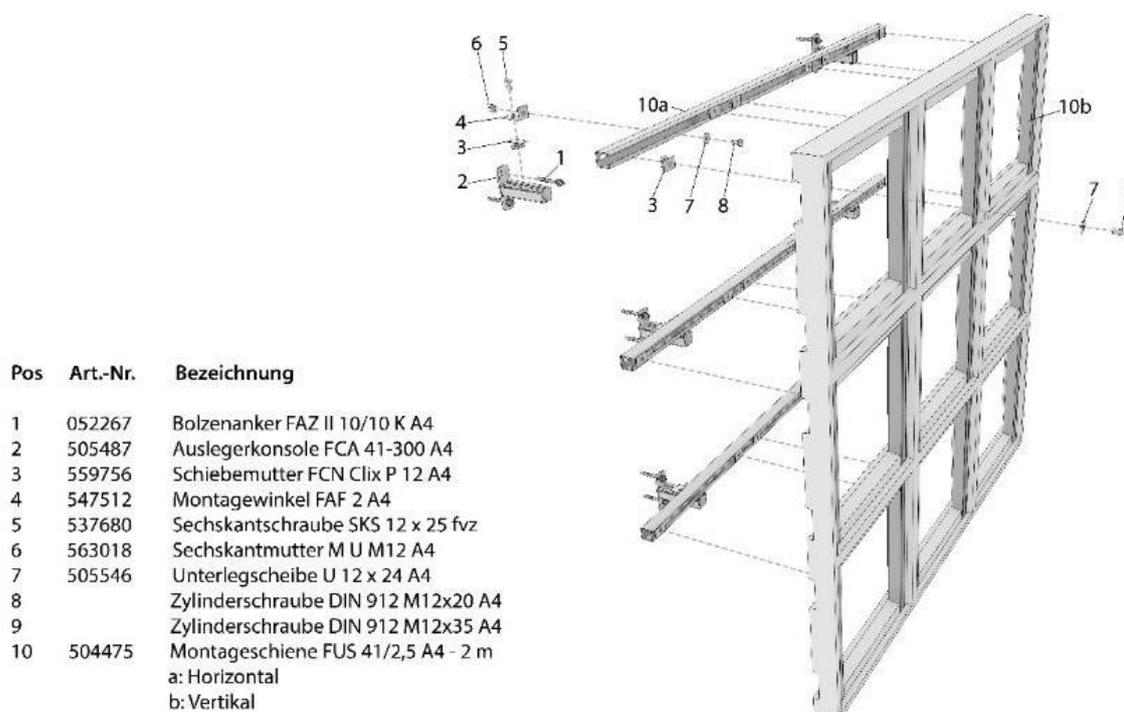


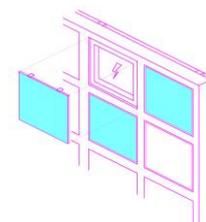
Abbildung 70 Explosionszeichnung des Aufbaus der UK mit Befestigung am SolarChip-Fassadenelement Prototyp MA2KV2.



Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN

Die Hinterlüftungsebene wird durch Auslegerkonsolen (vgl. Abbildung 70 Pos. 2) überbrückt, welche über Bolzenanker (vgl. Abbildung 70 Pos. 1) an der Fassade verschraubt werden. Die Auslegerkonsolen verfügen über eine integrierte Fußplatte mit Langlöchern, wodurch eine einfache und präzise Montage gewährleistet wird. Sie sind aus Edelstahl und somit dauerhaft beständig. Aufgrund der schlechten Wärmeleitfähigkeit des Materials gegenüber herkömmlichem Baustahl, sind die Konsolen auch für ein Durchstoßen der Dämmung geeignet.

Eine horizontal verlaufende Montageschiene (vgl. Abbildung 70 Pos. 10a) wird mithilfe von Montagewinkeln (vgl. Abbildung 70 Pos. 4) auf den Auslegerkonsolen verschraubt, um Toleranzen im Untergrund auszugleichen und eine planare Ebene zu schaffen. Die Montageschiene verteilt die Lasten über mehrere Auslegerkonsolen und entkoppelt das Raster der Auslegerkonsolen von dem Montageraster der SolarChip-Fassadenelemente. Dadurch können die SolarChip-Fassadenelemente frei in der horizontalen Montageschiene verschoben und ausgerichtet werden. Die SolarChip-Fassadenelemente werden direkt über die vertikal integrierten Montageschienen (vgl. Abbildung 70 Pos. 10b) mit den horizontalen Montageschienen der UK über Schiebemuttern (vgl. Abbildung 70 Pos. 3) verschraubt. Die Schiebemuttern können bei der Montage des Elements von der Vorderseite in die Montageschiene eingeführt werden. Die Langlöcher in den vertikalen und horizontalen Montageschienen ermöglichen dabei ein präzises Ausrichten des SolarChip-Fassadenelemente an der UK.

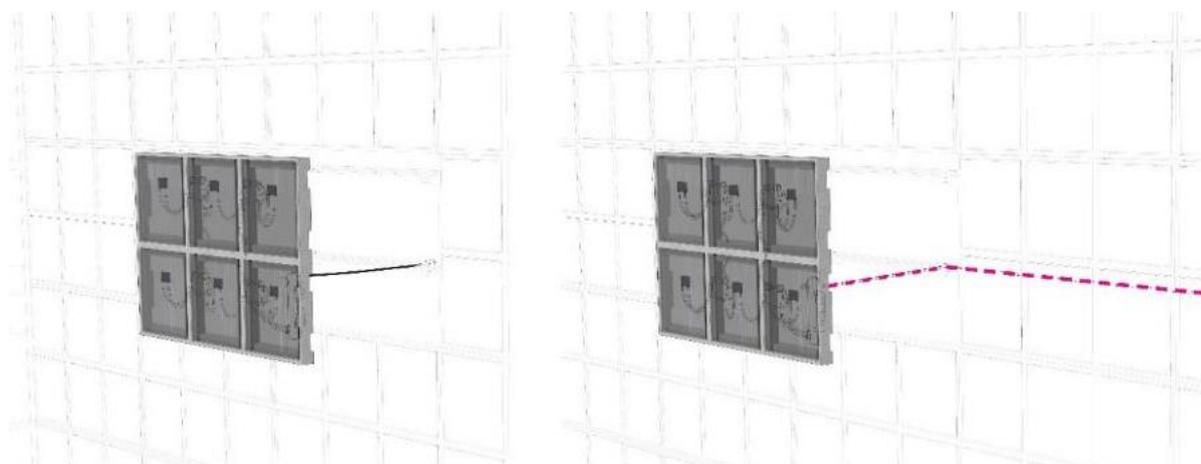


6.1.1 Kabelführung in das Gebäude

Möglichkeiten zur Organisation einer Fassade mit mehreren SolarChip-Fassadenelementen und der Kabelführung wurden digital im 3D-Zeichenprogramm beispielhaft an der Süd-Fassade des Max Kade Haus auf dem Campus der Universität Kassel überprüft. Es wurden zwei Möglichkeiten betrachtet:

- Kabelführungen können pro SolarChip-Fassadenelement durch die Fassade ins Gebäude geführt und an das Stromnetz angeschlossen werden (vgl. Abbildung 71, links). Durch den geringen Stromfluss (Gleichstrom) und die Dimension der Fassadendurchdringung ergeben sich hierbei keine Gefahrstellen.
- Kabelführungen können gebündelt entlang der horizontalen Montagschiene geführt und gesammelt ins Gebäude gelegt werden (vgl. Abbildung 71, rechts). Dabei dient die UK als Kabelführung. Die maximale Stromstärke des Strangs darf dabei 16A nicht überschreiten.

Abbildung 71 Grafische Darstellung der Organisation der Kabelführung pro SolarChip-Fassadenelement in das Gebäude (links), und Kabel mehrerer SolarChip-Fassadenelemente gebündelt durch die horizontale Montagschiene und dann in das Gebäude (rechts).



Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN

6.1.2 Statische Überprüfung der Unterkonstruktion

Die Tragfähigkeit der UK für die SolarChip-Fassadenelemente wurde in einer statischen Prüfung untersucht. Exemplarisch wurde diese an einem Prototyp MA2KV2 mit 9 Modulöffnungen durchgeführt. Zunächst wurde die Eigenlast eines mit 9 PV-Modulen bestückten Prototyps MA2KV2 berechnet. Das Betonelement hat eine Eigenlast von 1,3686 KN und die neun PV-Module von 0,59 KN. In der Summe ergibt sich daraus für jeden Prototyp MA2KV2 (mit 9 Modulöffnungen) ein Gewicht von 195,86 kg. (vgl. Abbildung 72)

Anschließend wurden Windlasten auf die vertikalen (Vertikalprofile, VP) und horizontalen Montageschienen (Horizontalprofile, HP) ermittelt, woraus sich Belastungsberechnungen für die Auslegerkonsolen und die Bolzenanker ergaben.

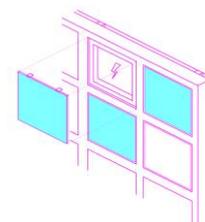


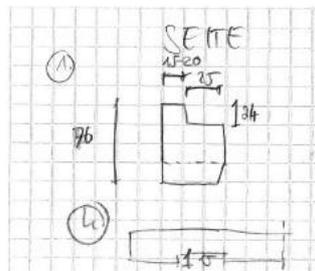
Abbildung 72 Grafische Darstellung zur Ermittlung der Eigenlast von SolarChip-Fassadenelement Prototyp MA2KV2 (mit 9 Modulöffnungen). VP steht hierbei für Vertikalprofil, also die vertikal verlaufenden Montageschienen des SolarChip-Fassadenelements und HP steht für Horizontalprofil, also die horizontal verlaufenden Montageschienen der UK.

Massenkalkulation Fassadenplatte

Modulanzahl	a =	9 Stk
Abmessungen:		
Modulbreite	Bmod =	580 mm
Modullänge	Lmod =	580 mm
Gesamtbreite	Bges =	1740 mm
Gesamtlänge	Lges =	1740 mm

Betonrahmenabmessung (ungefähr + gemittelt)

Volumina	
Gesamtfläche	3027600 mm ²
Fläche Modul	336400 mm ²
Modulvolumen (o. Abzug)	25566400 mm ³
Abzugsvolumen 1	6998400 mm ³
Abzugsvolumen 2	12485200 mm ³
Betonvolumen pro Modul	6082800 mm³
Betonvolumen gesamt	54745200 mm³



≙ 0,0060828 m³
 ≙ 0,0547452 m³

Gewicht Fassadenelement	
Beton	25 kN/m ³
Betonrahmen	1,36863 kN

PV-Eindeckung

Gewicht bei Beispiелеlement 1780mm * 1052mm	0,26 kN	mit Glas 9mm ESG	22,5
Fläche bei Beispiелеlement 1780mm * 1052mm	1872560 mm ²		0,2916
Modulfläche 540mm x 540mm	291600 mm ²		6,561 kg
Gewicht heruntergerechnet auf Modul	0,04048789 kN		59,049 kg
Gewicht f. alle Module	0,36439099 kN	Gewicht f. alle Module	0,59 kN

Gesamtgewicht Fassadenelement **1,95863 kN**

Profile

Gewicht VP / m	FUS 41/2,0	2,06 kg/m	
Länge VP	FUS 41/2,0	1700 mm	
Gewicht VP / Stk	FUS 41/2,0	3,502 kg/Stk	
Anzahl VP	FUS 41/2,0	6 Stk	
Gewicht VP im Gesamtelement	FUS 41/2,0	21,012 kg	≙ 0,021012 kN

Gewicht HP / m	FUS 41/2,0	2,06 kg/m	
Länge HP	FUS 41/2,0	1700 mm	
Gewicht HP / Stk	FUS 41/2,0	3,502 kg/Stk	
Anzahl HP	FUS 41/2,0	2 Stk	
Gewicht HP im Gesamtelement	FUS 41/2,0	7,004 kg	≙ 0,007004 kN

Lastweiterleitung an Horizontalprofil

Lasten pro VP			
aus Gewicht Fassadenelement	ca. 1/6	0,32643833 kN	
Gewicht VP	1x	0,003502 kN	
Summe		0,32994033 kN	≙ 0,33 kN
aus Gewicht Fassadenelement		0,19202255 kN/m	
Gewicht VP		0,003502 kN/m	0,67772664 kN/m ²
Summe		0,19552455 kN/m	

Quelle: Grafik Fischer

1. Ermittlung der Wind- und Gesamtlast der vertikalen Montageschienen (VP):

Um die auf jede Montageschiene wirkende Last zu ermitteln, wurden Lastezugsflächen pro qm gebildet. Daraus resultierend wurde eine Linienlast für die sechs im Betonelement integrierten vertikalen Montageschienen ermittelt. Die Linienlast aufgrund der Eigenlast liegt bei 0,1955 KN/m, während die Gesamtlast auf der vertikalen Montageschiene (VP) 0,72 KN/m beträgt.

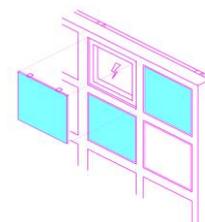


Abbildung 73 Grafische Darstellung zur Berechnung der Windlasten auf SolarChip-Fassadenelement Prototyp MA2KV2 (mit 9 Modulöffnungen) und auf Belastung der vertikalen Montageschienen (VP) pro m.

Windlasten	We	1,05 kN/m ²		
Breite einwirkende Fläche		0,29 m		
Einwirkung pro m		0,3045 kN/m		
TSB ständig		1,35		
TSB veränderl.		1,5		
Gesamteinwirkung pro m		0,72070814 kN/m		

Belastung pro m VP		
	k-Werte	d-Werte
Eigenlast	0,19654073	0,26532998 kN/m
Wind	0,3045	0,45675 kN/m
Summe	0,50104073	0,72207998 kN/m

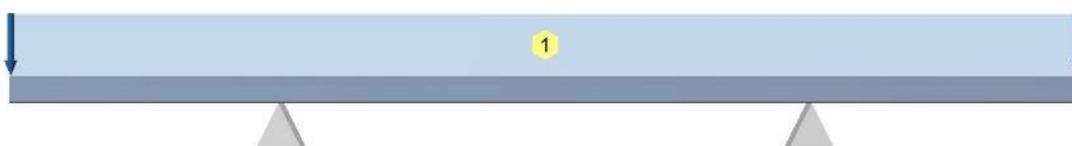
Windlasten	
Kassel	
173m ü. N.N.	
Windzone 1	
qb =	0,32 kN/m ²
qp =	0,75 kN/m ²
Fläche	2,89 m ²
cpe,2,89	Annahme = cpe1 (ungünstig)
h	Annahme = 20 m
d	Annahme = 20 m
h/d	1
cpe,1	Annahme = -1,4
we	Annahme = 1,05 kN/m ²

Quelle: Grafik Fischer

2. Ermittlung der Verformung durch Windlast der vertikalen Montageschiene (VP):

Bei den vertikalen Montageschienen ist die Windlast entscheidend, daher wurde die Bemessung ausschließlich auf diese ausgerichtet. Hierbei wurde der GZT (Grenzzustand der Tragfähigkeit) und der GZG (Grenzzustand der Gebrauchstauglichkeit) bestimmt. Im GZG wurde die maximal zulässige Durchbiegung mit $L/200$ angenommen, wie allgemein anerkannt. Die vorhandene Verformung der vertikalen Montageschiene liegt bei 0.27 mm, was deutlich unter dem zulässigen Wert von 2.87 mm liegt (9.29 %). (vgl. Abbildung 75)

Abbildung 74 Grafische Darstellung der Windlast als Linienlast auf die vertikale Montageschiene.



Quelle: Grafik Fischer

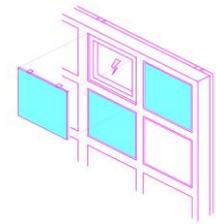


Abbildung 75 Grafische Darstellung zur Berechnung der Verformung der vertikalen Montageschienen (VP).

Verformung		
Stab	1	
Maßgebende Lastfallkombination	$1,00 \cdot g + 1,00 \cdot Q1$	
Stablänge	l	430,00 mm
Verformungsbegrenzung	w	1/150
Zulässige Verformung	$u' = l \cdot w$	2,87 mm
Vorhandene Verformung	u	0,27 mm
Verformung	$\beta_D = u / u'$	9,29 %

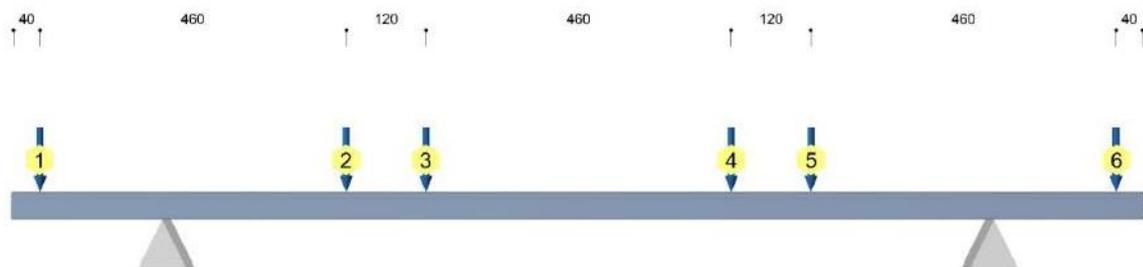


Quelle: Grafik Fischer

3. Ermittlung der Windlast der horizontalen Montageschiene (HP):

Die Bemessung erfolgte analog zur vertikalen Montageschiene. Die einwirkenden Kräfte wurden aus den Auflagerreaktionen der vertikalen Montageschiene abgeleitet. Die vorhandene Verformung der horizontalen Montageschiene beträgt etwa 1,5 mm und liegt somit leicht unter dem zulässigen Wert von 1,53 mm (97,74 %).

Abbildung 76 Grafische Darstellung der Windlast als Punktlasten auf die horizontale Montageschiene (HP).



Quelle: Grafik Fischer

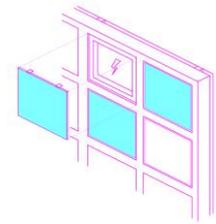
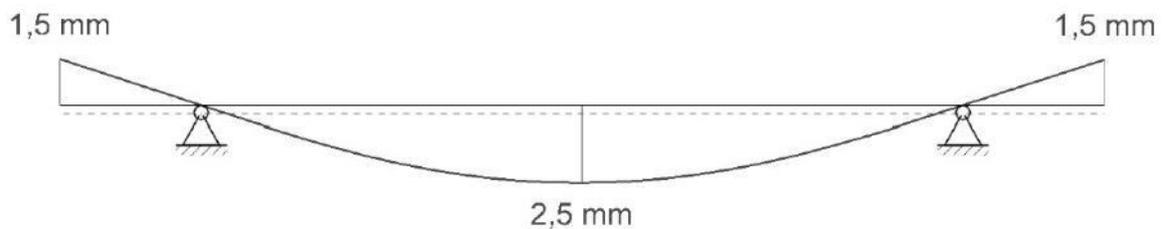


Abbildung 77 Grafische Darstellung zur Berechnung der Verformung der horizontalen Montageschiene (HP).

Verformung		
Stab	1	
Maßgebende Lastfallkombination	$1,00 \cdot g + 1,00 \cdot Q3 + 1,00 \cdot Q2 \cdot 0,80 + 1,00 \cdot Q4 \cdot 0,80 + 1,00 \cdot Q5 \cdot 0,80$	
Stablänge	l	230,00 mm
Verformungsbegrenzung	w	1/150
Zulässige Verformung	u' = $l \cdot w$	1,53 mm
Vorhandene Verformung	u	1,50 mm
Verformung	β_D = u / u'	97,74 %

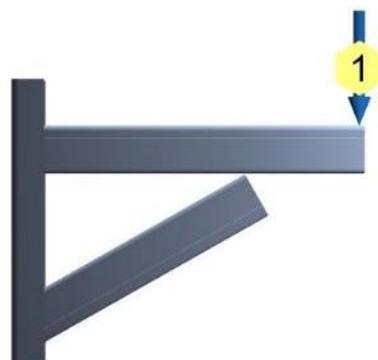


Quelle: Grafik Fischer

4. Lastermittlung Auslegerkonsole:

Die Lasten der gesamten Konstruktion des Prototyp MA2KV2 werden über die Auslegerkonsolen abgetragen. Auf die Auslegerkonsolen wirkt die Eigenlast als maßgebende Einwirkung. Deshalb wurde ausschließlich die Eigenlast berücksichtigt. Auch hier wurden der GZT und GZG ermittelt. Die vorhandene Verformung des Wandhalters liegt bei 0.14 mm, was deutlich unter dem zulässigen Wert von 1.5 mm liegt (9.33 %) (vgl. Abbildung 78 und Abbildung 79)

Abbildung 78 Grafische Darstellung der Eigengewichtslast als Punktlast auf dem Wandhalter.



Quelle: Grafik Fischer

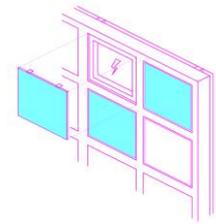
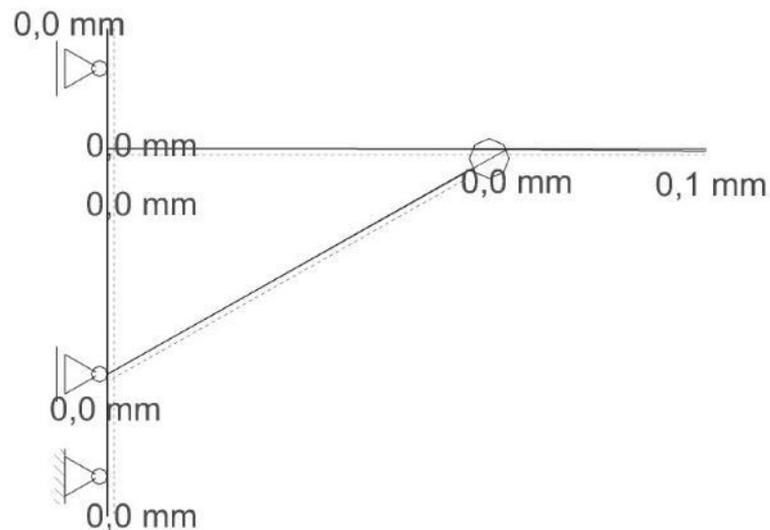


Abbildung 79 Grafische Darstellung zur Berechnung der Eigengewichtslast und Verformung des Wandhalters.

Verformung

Stab	4	
Maßgebende Lastfallkombination	$1,00 \cdot g + 1,00 \cdot G1$	
Stablänge	l	100,00 mm
Verformungsbegrenzung	w	1/150
Zulässige Verformung	$u' = l \cdot w$	1,50 mm
Vorhandene Verformung	u	0,14 mm
Verformung	$\beta_D = u / u'$	9,33 %



Quelle: Grafik Fischer

5. Bemessung Bolzenanker:

Bei der Bemessung der Bolzenanker wurde die Windlast über die Lastezugsfläche sowie die Eigenlast berücksichtigt. Die Ausnutzung der Tragfähigkeit bezüglich des Stahlversagens liegt bei 19 % bei den Zuglasten und etwa 5.3 % bei den Querlasten. Bezüglich des Betonausbruchs liegt die Ausnutzung der Tragfähigkeit bei 56.8 % bei Zuglasten und bei 8.2 % bei Querlasten. (vgl. Abbildung 80)

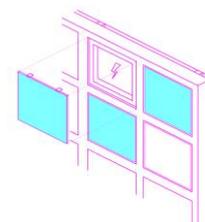
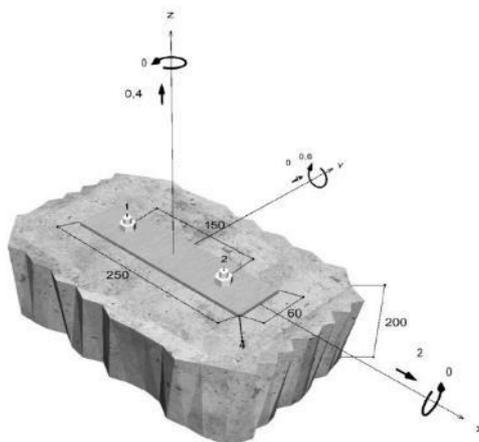


Abbildung 80 Grafische Darstellung zur Berechnung der Zug- und Querlasten auf die Dübel.



Ausnutzung für Zug- und Querlasten

Zuglasten	Ausnutzung β_N %	Querlasten	Ausnutzung β_V %
Stahlversagen *	19,0	Stahlversagen ohne Hebelarm *	5,3
Betonausbruch	56,8	Betonausbruch auf der lastabgewandten Seite	8,2

* Ungünstigster Anker

Ausnutzung für kombinierte Zug- und Querbelastung

$\beta_N = \beta_{N,e1} = 0,57 \leq 1$ $\beta_V = \beta_{V,ep,1} = 0,08 \leq 1$ $\beta_N^{1,5} + \beta_V^{1,5} = \beta_{N,e1}^{1,5} + \beta_{V,ep,1}^{1,5} = 0,45 \leq 1$		<p>Nachweis erfolgreich</p>	<p style="font-size: small;">Gl. (5.8a)</p> <p style="font-size: small;">Gl. (5.8b)</p> <p style="font-size: small;">Gl. (5.9)</p>
---	--	------------------------------------	--

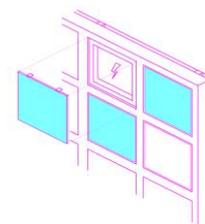
Quelle: Grafik Fischer

Die Statik-Prüfung der UK mit Prototyp MA2KV2 ergab insgesamt, dass die Auslastung unter 100% liegt, zu Teilen sogar unter 60%. Somit lässt sich rechnerisch feststellen, dass die UK prinzipiell funktioniert.

6.2 Gestaltung

Das SolarChip-Infrastruktursystem wurde basierend auf einem abstrakten Raster für Gebäudefassaden entwickelt, um eine ästhetisch anspruchsvolle, modulare Integration von PV-Modulen in Fassaden zu ermöglichen. Der große gestalterische Vorteil von SolarChip liegt dabei in der ortsspezifischen Variabilität.

SolarChip kann über das Raster gestaltet werden. Parameter sind hier der Beton und die Größe der Öffnungen und Stärke der Stege im Raster. SolarChip kann durch das Raster perfekt auf verschiedene Gebäudefassaden angepasst werden. Die Öffnungen und Stege im Raster sind dabei in Größe und Stärke anpassbar. (vgl. Abbildung 32) Das Raster kann dabei auf Parameter von Gebäudefassaden wie Abmaße und Befensterung



eingehen und sich in das Umfeld einpassen. Beton ist ein wandelbares Baumaterial, das in der Farbgebung und der Oberfläche spezifisch auf das Umfeld angepasst werden kann.

Für die Gestaltung des Rasters konnten folgende Möglichkeiten ermittelt werden:

- Farbliche Gestaltung des Betons
- Gestaltung der Betonoberfläche
- Größe der Öffnungen
- Stärke der Betonstege

Gleichzeitig lässt sich Solarchip über die Belegung der Öffnungen im Raster mit PV-Modulen oder anderen Fassadenmaterialien gestalten. (vgl. Abbildung 81)

PV-Module lassen sich durch Verfahren zur Aufbringung von Beschichtungen auf der Innenseite des Frontglases farblich gestalten. Gleichzeitig können PV-Module unterschiedlicher Technologien gezielt in die Öffnungen des Rasters aufgenommen werden. Durch die Möglichkeit der Ausrichtung von PV-Modulen im SolarChip-Fassadenelement kann der Ertrag der PV-Module optimiert werden und gleichzeitig dynamische Parameter für die Gestaltung an der Fassade definiert werden (vgl. „5.2.1 Befestigungssysteme mit Ausrichtung“). Fassaden sind oft durch benachbarte Gebäude oder Vegetation teilverschattet. Um eine geschlossene Fläche zu erzeugen können die verschatteten Flächen im Raster durch die Belegung mit Fassadenmaterialien wie Naturstein, Keramik, Beton, Holz oder durch Begrünungselemente belegt werden (vgl. Abbildung 81). SolarChip schafft einen einheitlichen Gestaltungsrahmen für die Gebäudefassade auch bei verschiedener Belegung der einzelnen Öffnungen. Die Öffnungen können dabei als Pixel eines Gesamtbildes verstanden werden, durch deren Belegung und Anordnung viele Gestaltungen möglich werden. Durch die gezielte Belegung des Rasters mit PV- Modulen und anderen Materialien kann so spezifisch an der Umgebung orientiert eine funktionale Gestaltung der Fassade ermöglicht werden. Als Werkzeug zur Auswahl der Belegung der Fassade sollte eine Sonnenpotentialanalyse durchgeführt werden, um optimale Ausnutzung der PV-Module zu ermöglichen.

Für die Belegung der Öffnungen im Raster konnten dabei folgende Möglichkeiten ermittelt werden:

- PV-Technologien (organische PV, Perovskite, etc.)
- Generationen von PV-Technologien
- Farbe von PV-Modulen
- Fassadenmaterialien (Holz, Naturstein, Beton, Keramik, etc.)
- Begrünungselemente
- Ausgerichtete PV-Module

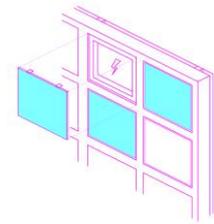
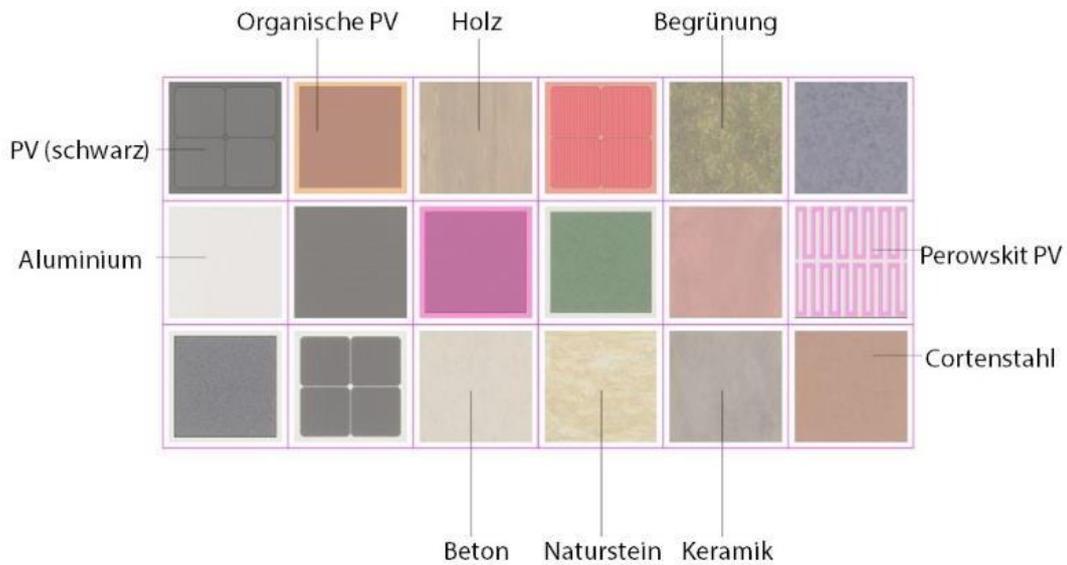


Abbildung 81 konzeptuelle Darstellung eines SolarChip-Fassadenelements mit verschiedener Belegung der Öffnungen durch: PV-Module verschiedener Technologien, verschiedene Fassadenmaterialien und Begrünungselemente.



Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN

Die Variabilität des SolarChip-Infrastruktursystems ermöglicht einen ortsspezifischen Gestaltungsspielraum und führt zu Ergebnissen, wie folgend beispielhaft an Entwürfen der Gebäude „K10“ und „Institut für Musik“ auf dem Campus der Universität Kassel aufgezeigt wird. Vorgeschaltet wurden Sonnenpotential-Analysen mit den ortsspezifischen Bestrahlungs- und Wetterdaten durchgeführt, um die solare Aktivierung und Ausrichtung der potentiellen Bestrahlungsflächen zu bestimmen. Die Sonnenpotentialanalyse diente dazu, die Grundlage für unterschiedliche Belegungen an der Fassade zu schaffen (vgl. Abbildung 82 und Tabelle 3).

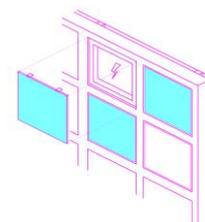
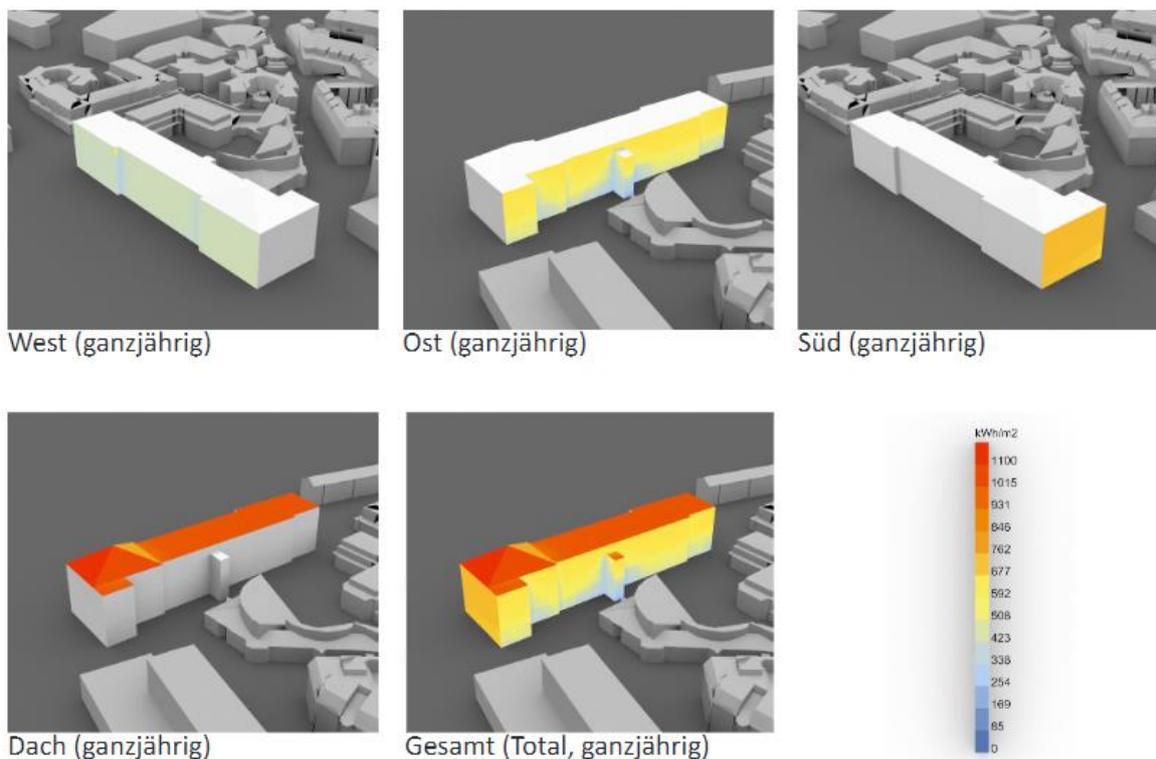


Abbildung 82 Diagramm zur Sonnenpotentialanalyse für ein Jahr aufgeteilt auf die Gebäudeflächen für das Gebäude K10 auf dem Campus der Universität Kassel.



Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN

Tabelle 3: Sonnenpotentialanalyse für ein Jahr aufgeteilt auf die Gebäudeflächen für das Gebäude K10 auf dem Campus der Universität Kassel.

Gebäudeflächen	Total (KWH/Jahr)	Total (%)
Süd	377128	8.19
Ost	1207500	26.21
West	876809	19.03
Dach	2030600	44.08
Summe	4606600	100

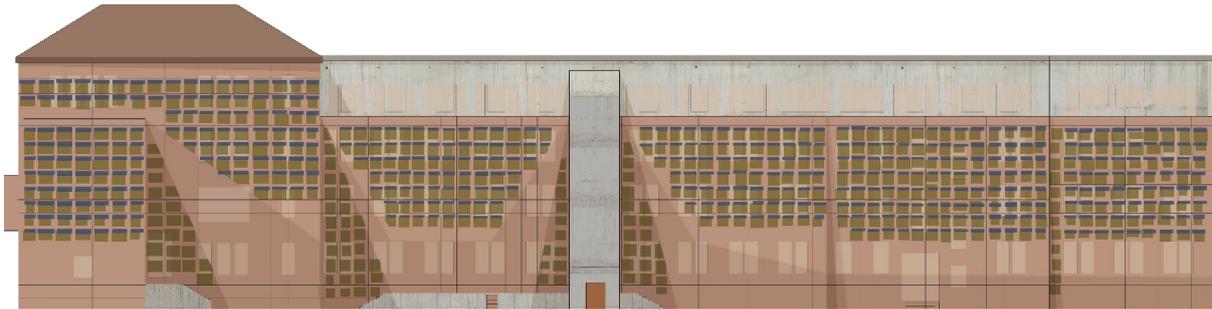
Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN

Im Entwurf SolarGreen wurden die Fassadenflächen durch die Ergebnisse der Sonnenpotentialanalyse gestaltet und PV-Module mit Begrünungselementen kombiniert. Dabei wurden verschattete Flächen mit Begrünungselementen belegt und bestrahlte Flächen mit ausgerichteten PV-Modulen und Begrünungselementen kombiniert, sodass eine Verschattung der Begrünungselemente durch die PV-Module



entsteht. Dabei entstand im Entwurf eine gestalterisch dynamische Fassade, die durch die ausgerichteten PV-Module ihre Oberfläche und den Ertrag vergrößert.

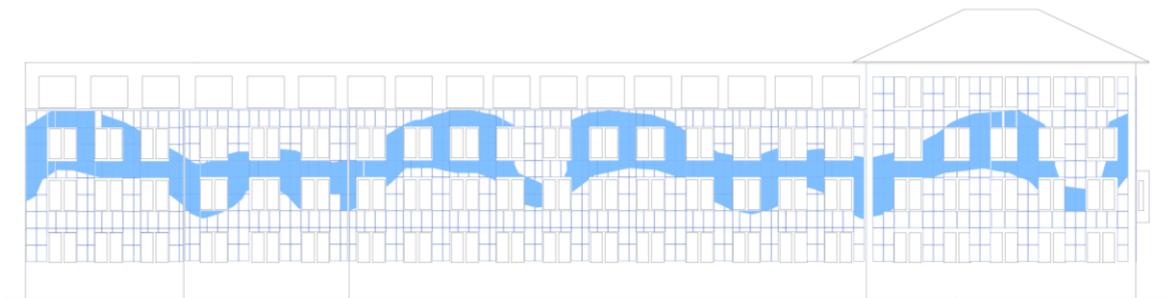
Abbildung 83 Konzeptioneller Entwurf SolarGreen: Ost-Ansicht, Gebäude K10, Belegung nach Sonnenpotenzialanalyse für PV-Module und Begrünungselemente. Evelyn Kozlov.



Quelle: Grafik Evelyn Kozlov

Im Entwurf Photovolight wurde auf Grundlage der Sonnenpotentialanalyse eine Art PV-Modul-Puzzle entwickelt. Über das PV-Modul-Puzzle wurde im Raster mit farbigen PV-Modulen eine Welle gebildet, die sich über die Fassaden erstreckt. Die farbigen PV-Module, welche die Welle bilden werden bei Nacht über rückseitig aufgebrachte LEDs zum Leuchten gebracht.

Abbildung 84 Entwurf Photovolight: West-Ansicht, Gebäude K10.



Quelle: Grafik Sina Witzel

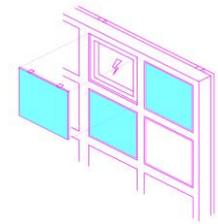
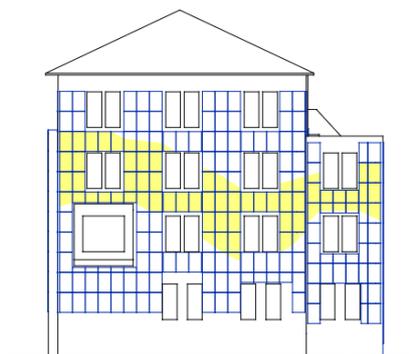


Abbildung 85 Entwurf Photvolight: Ost-Ansicht, Gebäude K10.



Quelle: Grafik Sina Witzel

Abbildung 86 Entwurf Photvolight: Süd-Ansicht, Gebäude K10.



Quelle: Grafik Sina Witzel

Im Entwurf Sunphony wurde ein Farbkonzept im Raster am Gebäude des Instituts für Musik der Universität Kassel entwickelt, das Musik in Farben übersetzt und auf die Fassade überträgt. Es übersetzt eine Melodie in Farben, die sich über farbige PV-Module an die sechs Fassadenseiten erstrecken. Als Grundlage für den Entwurf wurde die Übersetzung von Farbe in Ton vom Künstler Neil Harbisson adaptiert und für den Entwurf umgedreht angewendet. Das Farbkonzept kann über das Raster in vielfältiger Weise auf diverse Fassaden und Gebäudetypen übertragen werden.

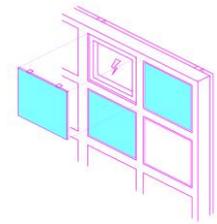
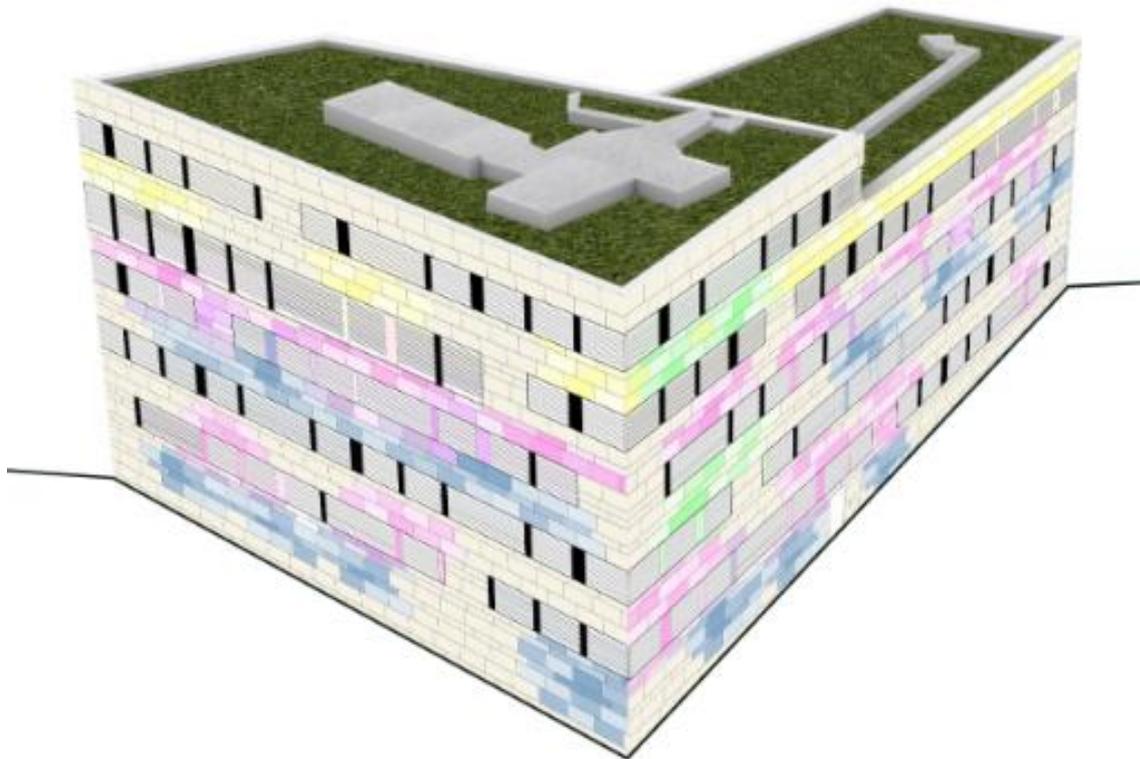


Abbildung 87 Entwurf Sunphony: konzeptuelle Grafik, Gebäude Institut für Musik Uni Kassel.

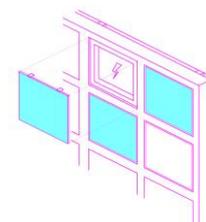


Quelle: Grafik Sina Witzel, Viktorija Dvarvytyt

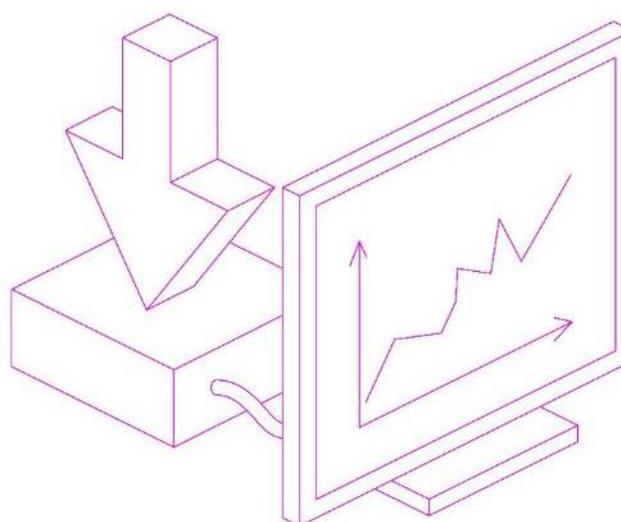
Abbildung 88 Entwurf Sunphony Perspektiven, Gebäude Institut für Musik Uni Kassel. Sina Witzel, Viktorija Dvarvytyt.



Quelle: Grafik Sina Witzel, Viktorija Dvarvytyt



7 Feldversuch



Im Reallabor des HZB finden unterschiedliche Feldversuche zu Entwicklungen von PV-Zellen und bauwerkintegrierter Photovoltaik statt. Im Rahmen des Projekts SolarChip wurden im Reallabor des HZB ein Feldversuch mit drei SolarChip-Fassadenelementen Prototypen MA1KV2 unter Realbedingungen durchgeführt. Im Feldversuch wurden Daten zu Strom-, Spannungs-, Leistungswerte, Wetterdaten durch Monitoring mit einem Datenlogger und einer Wetterstation ermittelt. Mit einer Wärmebildkamera wurden die Aufheizung des Betons und deren Einfluss auf die Performance der PV-Module untersucht. Außerdem erfolgte eine Überprüfung der Montage und Standsicherheit der Prototypen. Der Versuchsaufbau sowie das Monitoring im Feldversuch werden im Folgenden näher erläutert.

7.1 Aufbau des Feldversuchs

Der Aufbau im Feldversuch wurde unter Verwendung von drei SolarChip-Fassadenelementen Prototyp MA1KV2 durchgeführt. Die UK wurde aus Aluminiumprofilen erstellt, an denen, analog zur UK an der Fassade, horizontal verlaufende Montageschienen zur Befestigung der SolarChip-Fassadenelemente verschraubt sind (vgl. Abbildung 89). Die SolarChip-Fassadenelemente wurden auf einer Höhe von 112-115 cm über dem Boden aufgeständert, um eine optimale Bestrahlung zu gewährleisten. Die UK wurde nach hinten durch schräg verlaufende Profile ausgesteift und gegen Windlasten gesichert. (vgl. Abbildung 89)

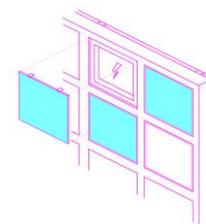


Abbildung 89 Fotografie des Versuchsaufbaus mit der UK im Reallabor des HZB.



Abbildung 90 Fotografie des Versuchsaufbaus im Reallabor des HZB mit drei SolarChip-Fassadelementen Prototyp MA1KV2.



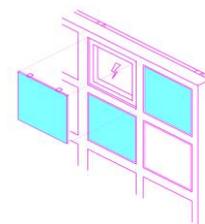
Quelle: Fotografie HZB

Die SolarChip-Fassadelemente wurden mithilfe der integrierten vertikalen Montageschienen an den horizontalen Montageschienen am Versuchsaufbau montiert. (vgl. Abbildung 90) Anschließend wurden je vier Befestigungselemente des Befestigungssystems 6 mithilfe einer Schablone an die Rückseite der PV-Module positioniert und mit dem Adhäsiv Multi MS verklebt. Für jede Modulöffnung wurden weitere vier Befestigungselemente des Befestigungssystems 6 mit mithilfe einer Schablone mit Schiebemuttern an der Montageschiene verschraubt. Später könnten die Befestigungssysteme bereits im Werk an die PV-Module bzw. Montageschienen vorkonfektioniert angebracht werden.

Abbildung 91 Fotografie des Versuchsaufbaus mit drei SolarChip-Fassadelementen Prototyp MA1KV2.



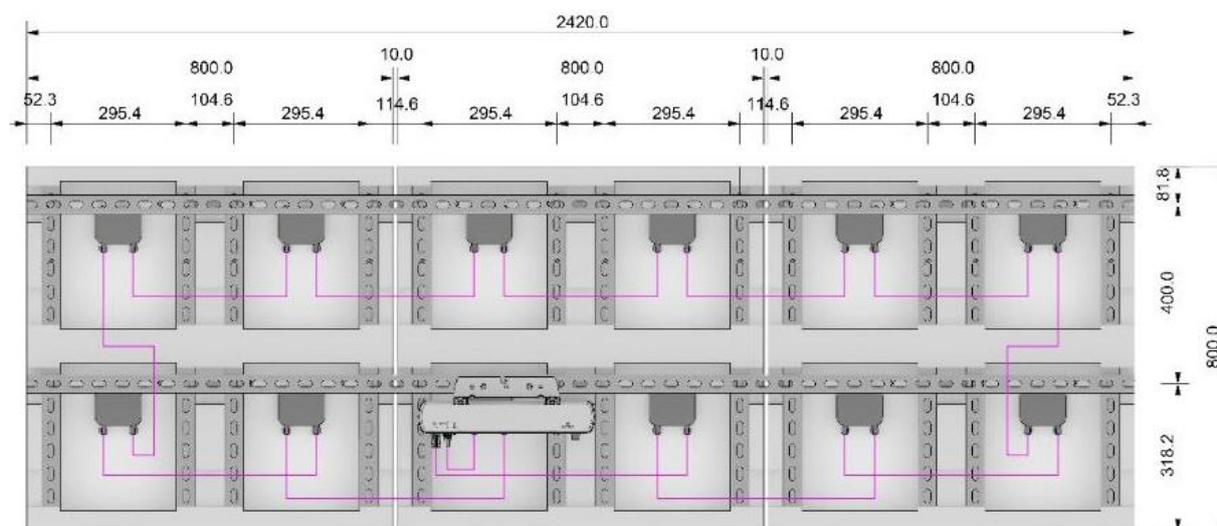
Quelle: Fotografie HZB



7.1.1 Verschaltung der PV-Module im Feldversuch

Im Versuchsaufbau wurden 12 PV-Module in Reihe geschaltet. Steckverbindungen (MC4) für Anschlusskabel liegen auf der Rückseite sehr nahe an der Kante des Betonelements. Die Anschlusskabel wurden senkrecht zum Stecker angeschlossen. (vgl. Abbildung 92)

Abbildung 92 Ansicht der Rückseite der drei Prototypen MA1KV2 mit Reihenschaltung der 12 PV-Module und dem Mikrowechselrichter INV315-50 im Feldversuch.



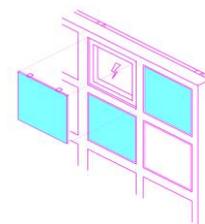
Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN

7.2 Aufbau des Monitoring-Systems

Für das Monitoring, d.h. die Überwachung der Performance der untereinander zu einer Anlage verschalteten PV-Module durch die Mikrowechselrichter und des Datenloggers, kommt je nach Mikrowechselrichter-Typ eine andere Technologie der Signalübertragung zum Einsatz.

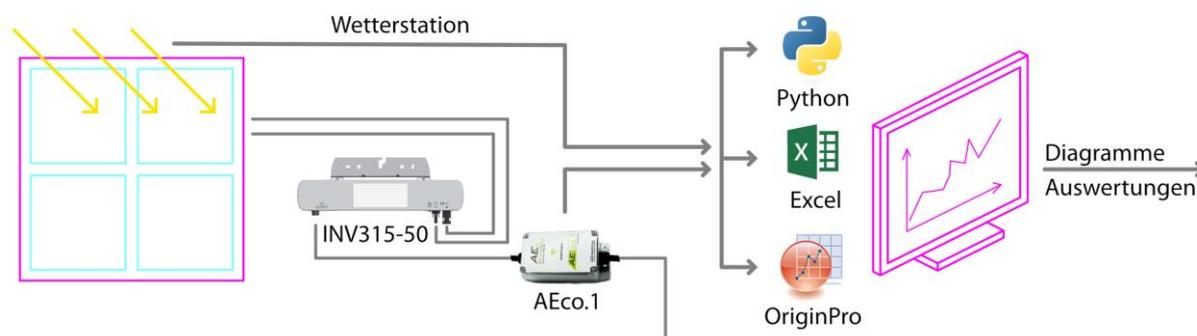
Der INV250-45 arbeitet mit der Powerline-Technologie (PLC). Eine Signalübertragung erfolgt über Powerline-Signal auf der AC-Leitung zu einem Powerline-Gateway, welches die Signale in dem Kommunikationsstandard RS485 verwendet. Von dem Gateway aus können die Signale via Kabel über ein RS485 Signal an einen USB-Konverter oder einen Datenlogger weitergeleitet werden.

Im Gegensatz dazu überträgt INV315-50 seine Signale über Funk (Radio Frequency = RF). Auch hier werden die Signale über ein RF-Gateway zu RS485 umgewandelt. Wie beim Powerline-Gateway können die Signale via Kabel über RS485 an einen USB-Konverter oder einen Datenlogger weitergeleitet werden.



Die Besonderheit beim INV250-45 ist die Regelbarkeit über den Datenlogger AEDL-UH. Über den Datenlogger kann der Mikrowechselrichter auf eine maximale Ausgangsleistung hin angesteuert werden (maximal 250 Watt).

Abbildung 93 Grafische Darstellung zum Entwurf des Monitoring-System der 2x2 SolarChip-Fassadenelemente.



Quelle: Grafik BAU KUNST ERFINDEN

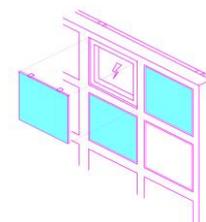
Das Monitoring-System zur Überprüfung der SolarChip-Fassadenelemente ist in Abbildung 93 dargestellt. Der von den PV-Modulen erzeugte Gleichstrom (DC) wird vom Mikrowechselrichter in Wechselstrom (AC) umgewandelt und dann durch den Datenlogger (AEco1) geleitet. Der Datenlogger wird über eine App verbunden, um die Daten der PV-Module: Spannung, Strom, Leistung und CO₂-Verbrauch in Echtzeit anzuzeigen. Die gesamten Rohdaten werden über die Anwendung heruntergeladen und zur weiteren Verarbeitung und Analyse verwendet.

Im Versuchsaufbau mit Prototyp MA1KV2 mit 12 PV-Modulen wurde ein Mikrowechselrichter Typ INV315-50 verwendet. Der Mindestwert der Startspannung für den Mikrowechselrichter beträgt 20 V. Der Spannungswert der in Reihe geschalteten Module muss diesen Wert erreichen, damit der Mikrowechselrichter arbeiten kann. Dies ist nur bei ausreichend hoher Sonneneinstrahlung gegeben, oder kann durch Hinzufügen von weiteren PV-Modulen in der Reihe verbessert werden.

7.2.1 Durchführung des Monitorings

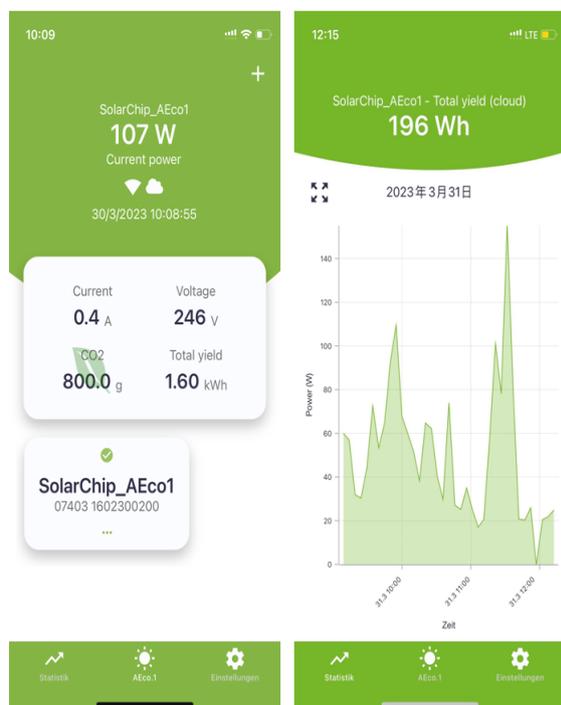
Im Monitoring wurden Daten über einen Datenlogger und von einer Wetterstation bezogen. Datenlogger AEco.1: Um die Daten (Strom-, Spannungs- und Leistungswerte) der PV-Module zu überwachen, wurde zwischen Mikrowechselrichter und dem Hausnetz (Steckdose) das Monitoring-System AEco.1 und dessen Datenlogger installiert. Der Datenlogger speichert die Performance-Daten der PV-Module für bestimmte Zeiträume. Diese lassen sich für die individuelle Datenverarbeitung über einen Browserlink oder die zugehörige AEco.1 Smartphone-App herunterladen.

Wichtige Daten, die vom Datenlogger ermittelt werden, sind Strom-, Spannungs- und Leistungswerte zu unterschiedlichen Tageszeiten, sowie der Ertrag der vernetzten PV-Anlage in Kilowattstunden. CO₂-Einsparungen werden ebenfalls durch den Datenlogger berechnet. Echtzeitdaten und Grafiken, die die Daten



der Ertragsverläufe für den ausgewählten Tag anzeigen, sind zusätzlich über die Benutzeroberfläche der AEco.1 Smartphone-App einsehbar (vgl. Abbildung 94).

Abbildung 94 Anzeige der Monitoring App des Datenloggers AEco1 in Echtzeit (links) und Anzeige von der Leistung in Wh am 30.03.2023 um 10:08 Uhr (rechts).



Quelle: Grafik HZB

Zeitgleich wurden über die HZB eigene Wetterstation, welche sich in unmittelbarer Nähe zum Versuchsaufbau befindet, Temperatur- und Strahlungsdaten aufgezeichnet.

Mit Hilfe der gesammelten Daten können Vergleiche zwischen theoretischem (errechnet) und aktuellem (gemessen) Maximum der gesamten Anlage aufgestellt werden. Die Temperatur und solare Einstrahlung sind in beiden Modellen gleich. Gründe für die unterschiedliche Leistungsausgabe können so ermittelt werden und zu einer Optimierung des bestehenden Systems führen.

In der Praxis kann das Nichterreichen der Mindestspannung dazu führen, dass der Datenlogger keine Daten vom Mikrowechselrichter empfängt und daher Daten während dieser Zeit einen Nullwert zuordnet. Wird also die Mindestspannung nicht erreicht, befindet sich der Mikrowechselrichter im Stand-By Modus und es treten Datenlücken auf. Aus diesem Grund ist die aktive Verfolgung des Spannungsverlaufs ein wichtiger Aspekt des Monitorings.

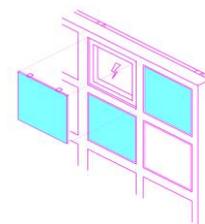
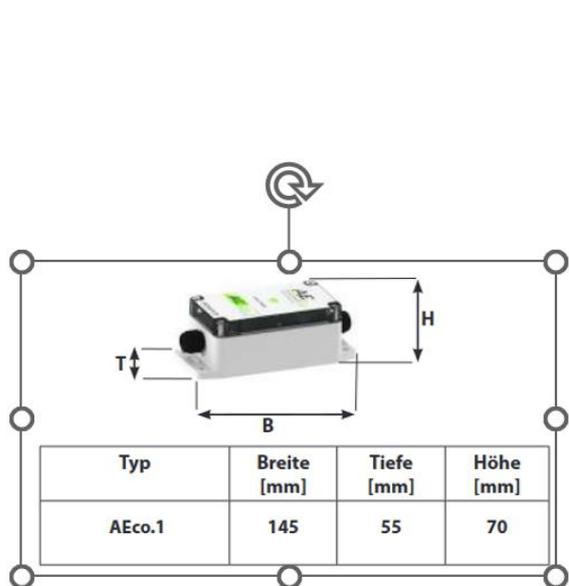


Abbildung 95 Technische Daten des Datenlogger AEco.01.

**EINGANGSDATEN-AC**

- Maximale Leistung: 3,6 kW
- Maximale AC-Spannung: 264V
- Maximaler Strom: 16A bei 230V
- Betriebsfrequenz: 50Hz

**AUSGANGSDATEN-AC**

- AC-Nennleistung: 0 bis 3,6kW
- Nenn-Strom: 16A bei 230V
- Maximale AC Spannung: 264V

**BESONDERHEITEN**

- Einsetzbar mit allen Wechselrichtern bis 3,6 kW
- Nachrüstbar für bestehende Balkonkraftwerke
- 12 Monate Premium beim Kauf inklusive

**FUNKDATEN**

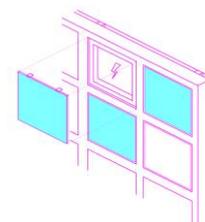
- Wifi Standard: IEEE802.11 b/g/n
- Frequenzbereich: 2,4GHz-150Mb/s
- Kompatibilität: Bluetooth v4.2
- Sendeleistung: +14 dBm

PREMIUM QUAL

Quelle: Grafik AEconversion

Nach Installation des AEco.1 Monitoring-System (elektrische Installation des Datenloggers und Integration des Datenloggers in die AEco.1 App), wurden gesammelte PV-Daten automatisch auf der Hardware des Datenloggers für sieben Tage gespeichert. Sofern der Datenlogger mit dem anfangs in der AEco.1 App definierten WLAN-Netz verbunden ist, können mit Hilfe eines Smartphones/Laptop/PC, die sich im gleichen WLAN-Netz befindet Daten vom Datenlogger für einen bestimmten Tag heruntergeladen werden. Um eine lückenlose Datensammlung zu gewährleisten und das Überschreiben älterer Dateien zu vermeiden wurde einmal pro Woche eine Datensicherung durchgeführt.

Alternativ ist es möglich einen Cloud-Service zu verwenden, wodurch die Daten, sobald der Datenlogger mit dem installierten WLAN-Netz verbunden ist, sofort auf die Cloud hochgeladen und für unbestimmte Zeit gespeichert werden. Im Feldversuch wurden die Daten während der Versuchslaufzeit ein- bis zweimal pro Woche gesichert. Eine regelmäßige Datenaktualisierung und ein regelmäßiges Hochladen sind erforderlich. Die vom Datenlogger AEco.1 heruntergeladenen Daten zeichnen den Zeitstempel der Datenaufzeichnung, den Strom, die Spannung, die Leistung und die insgesamt erzeugte Energie sowie die Parameter am Ausgang auf.



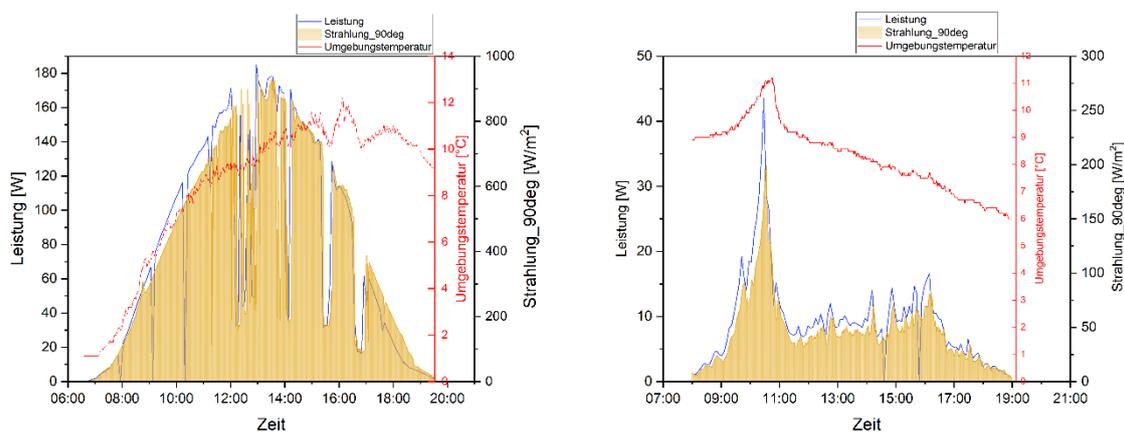
Der Versuchsaufbau der Solarchip-Fassadenelemente sowie das Monitoring-System wurden Ende März 2023 im Feldversuch montiert und elektrisch angeschlossen. Nach einigen Tagen der Teststellung der Datenlogger-App wurden schließlich die PV-Daten vom 30. März bis Mitte Mai aufgezeichnet und gespeichert.

Wetterstation: Die Wetterdaten wurden im gleichen Zeitraum parallel von der Wetterstation in der Nähe der Konstruktion gemessen und aufgezeichnet. Dazu gehören Umweltvariablen wie die Strahlung senkrecht zum Boden, die Umgebungstemperatur, die Luftfeuchtigkeit und der Niederschlag. Die PV-Daten vom Datenlogger Aeco.1 und die Wetterdaten von der Wetterstation wurden kombiniert und verarbeitet, um ein Diagramm zu erstellen, das die Beziehung zwischen der PV-Leistung und den Wetterbedingungen zeigt (vgl. Abbildung 96).

7.2.2 Auswertung der Daten

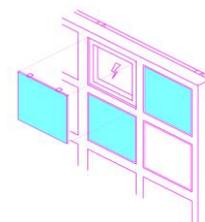
Aus den Daten der Wetterstation und des Datenloggers von 1,5 Monaten wurden exemplarisch ein Tag mit hoher Einstrahlung und ein Tag mit niedriger Einstrahlung ausgewählt und grafisch dargestellt, um deutlich zu machen, wie sich die unterschiedlichen Wetterbedingungen auf den PV-Ertrag auswirken. Das Wetter am 1. April (niedrige Einstrahlung) war bewölkt und die Einstrahlung lag den ganzen Tag nicht über 200 W/m^2 , so dass die PV-Module an diesem Tag eine geringe Leistung erbrachten. (vgl. Abbildung 96 rechts) Die Wetterbedingungen am darauffolgenden Tag, dem 6. April (hohe Einstrahlung), waren sonnig mit langen wolkenfreien Perioden und Einstrahlungen von bis zu 900 W/m^2 . (vgl. Abbildung 96 links)

Abbildung 96 Diagramme der Variation von Leistung der PV-Module im Feldversuch, Einstrahlung und Umgebungstemperatur über die Zeit für einen Tag a)06.04.2023, b)01.04.2023.



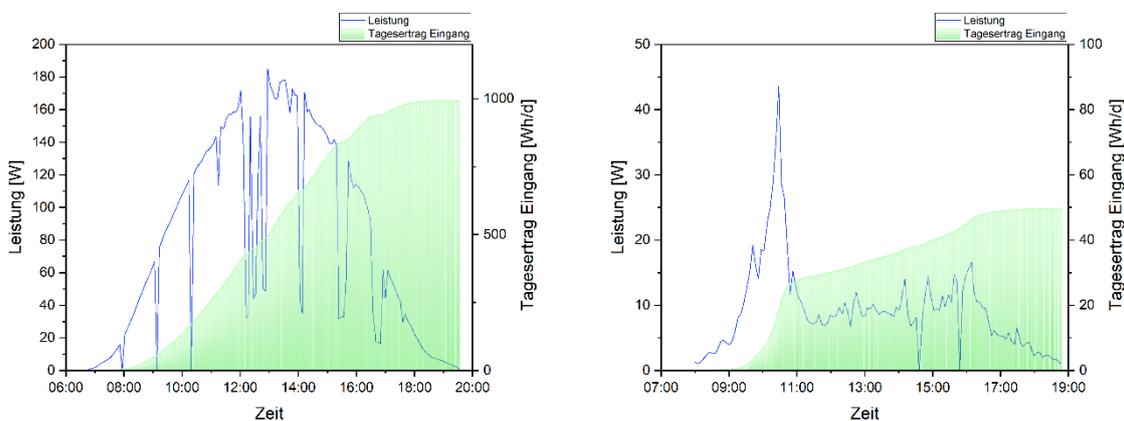
Quelle: Grafik HZB

Wie in Abbildung 96 gezeigt, entsprechen die gelben Balken den Einstrahlungswerten für den Tag, die blaue Linie stellt die Leistung der PV-Module über die Zeit dar und die rote Linie zeigt die Veränderung der Umgebungstemperatur über den Tag. Die Grafiken zeigen, dass die Messtechnik und der Betrieb funktionieren wie erwartet. Die erzeugte Leistung steigt mit den Einstrahlungen an und erreicht etwa 180 Watt, wenn die Einstrahlung den höchsten Wert des Tages erreicht (900 W/m^2). Die generierte Leistung folgt der Lichtintensität. Ein Einfluss der Betonelemente auf die Leistung der PV-Module, lässt sich nicht feststellen.



In der Grafik sind Leistungssprünge auf null sichtbar. Dafür gibt es zwei mögliche Gründe: Die Mindestbetriebsspannung des Mikrowechselrichters. Wenn die von allen PV-Modulen erzeugte Spannung diesen Mindestwert nicht erreicht, funktioniert der Mikrowechselrichter nicht mehr, und es wird kein Output an den Datenlogger ausgegeben. Ein weiterer Grund könnte der Mechanismus der Datenerfassung des Datenloggers AEco.1 sein. Aus der Grafik geht klar hervor, dass die Leistung tendenziell sinkt, bevor sie den Null-Wert erreicht. Daher wird vermutet, dass diese besonders für den 06.04. (hohe Einstrahlung) zu beobachteten Leistungssprünge auf Schwankungen der Lichtintensität und dem Funktionsprinzip der PV-Module zurückzuführen sind.

Abbildung 97 Diagramme der Variation von Leistung und Energieerträge der PV-Module über die Zeit für einen Tag a)06.04.2023, b)01.04.2023.



Quelle: Grafik HZB

Abbildung 97 zeigt die Leistung sowie den Energieertrag über die Zeit für die beiden exemplarisch gewählten Tage. Es ist zu sehen, dass der Ertrag an diesen Tagen bei geringer Einstrahlung etwa 50 Wh beträgt, während er am sonnigen Tag 990 Wh betragen hat. Wie aus Abbildung 96 ersichtlich ist, lag die Einstrahlung am 6. April mehr als 6 Stunden über 600 W/m², während sie am 2. April die meiste Zeit des Tages unter 100 W/m² lag.

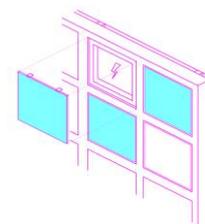
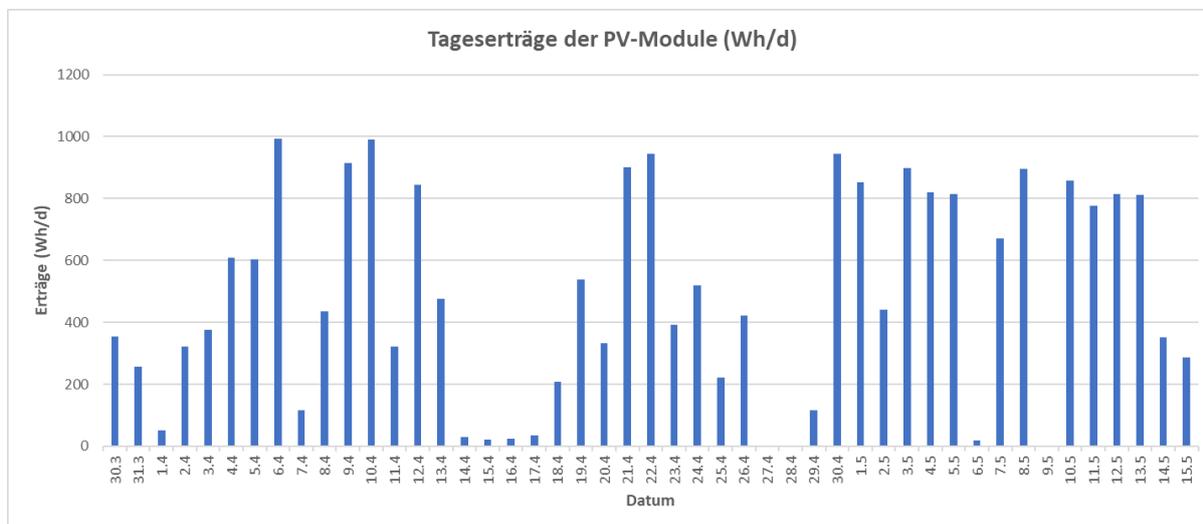


Abbildung 98 Diagramm der Tageserträge der PV-Module von 30.03.23 bis zum 15.05.23.



Quelle: Grafik HZB

Die Abbildung 98 zeigt die täglichen Energieerträge vom 30. März bis zum 15. Mai. Wie aus der Grafik ersichtlich ist, beträgt der maximale Ertrag dieser PV-Module an einem einzigen Tag 990 Wh und der minimale Ertrag etwa 20 Wh pro Tag.

7.3 Thermografische Untersuchung

Ziel der Thermografie der SolarChip-Fassadenelemente ist die Untersuchung der Wechselwirkungen zwischen den PV-Modulen und dem Beton in Bezug auf Aufheizung bei realen Gegebenheiten. An einem Apriltag mit hoher Einstrahlung wurden mit Hilfe einer Wärmebildkamera thermografische Aufnahmen vom Teilausschnitt eines PV-Moduls inklusive Luftspalt und Beton-Rahmen, der im Feldversuch verbauten SolarChip-Fassadenelemente gemacht. Auf den thermografischen Aufnahmen ist der Luftspalt zwischen PV-Modul und Beton-Rahmen in dunklem Violett/Schwarz, mit vergleichsweise niedrigen Temperaturen, dargestellt. (vgl. Abbildung 100) Die Temperaturlegende ist dabei nur annähernd repräsentativ für die realen Gegebenheiten.

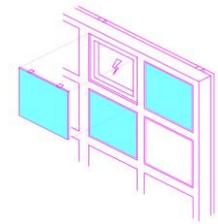
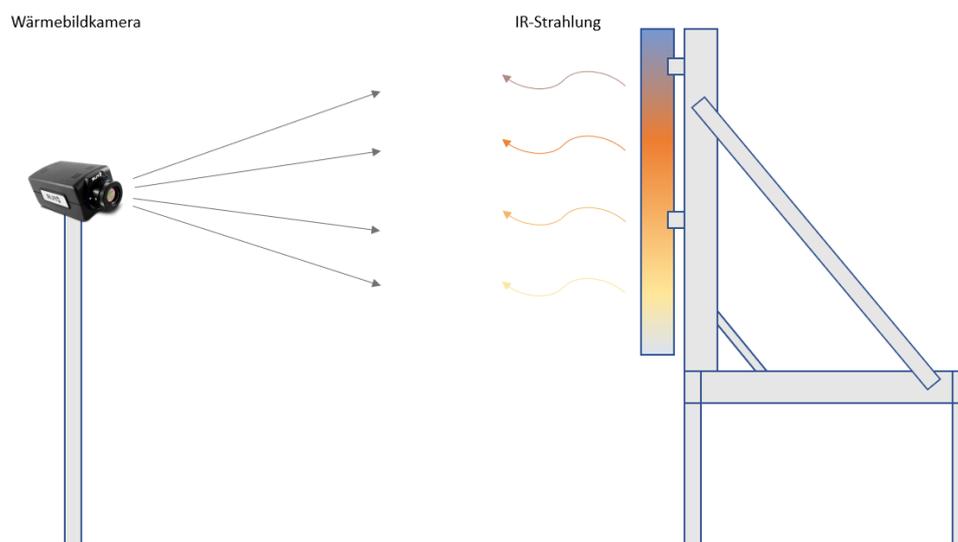
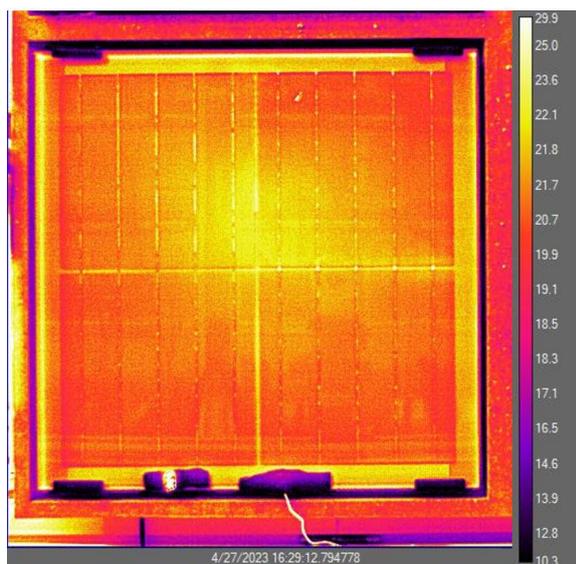


Abbildung 99 Grafische Darstellung des Thermografie-Versuchsaufbaus.

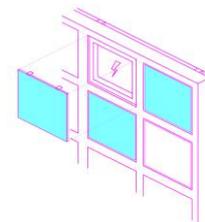


Quelle: Grafik HZB

Abbildung 100 Thermografie-Bild für ein PV-Modul inklusive Luftspalt und Beton-Rahmen mit Temperaturen in °C an einem sonnigen April-Tag.



Quelle: Grafik HZB



Anhand der Versuchsergebnisse wurde ermittelt, dass die Wärmestrahlung der aufgeheizten Betonelemente keinen signifikanten Einfluss auf die PV-Module hatte. Die Temperaturen der PV-Module hat sich nicht oder nur sehr geringfügig verändert. Somit hat sich die Wärmestrahlung kaum oder gar nicht auf die PV-Stromgeneration ausgewirkt.

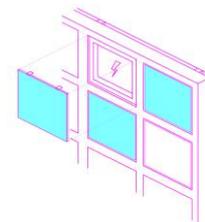
Die PV-Module und der Beton haben keinen direkten Kontakt, weshalb ein direkter Wärmeaustausch nicht gegeben ist. In Abbildung 100 sind aufgrund des ausreichenden Luftspalts zwischen Beton und PV-Modul keine auffälligen Temperaturzonen entlang des PV-Modulrahmens zu erkennen. Die Umgebungsluft ist Teil der passiven Hinterlüftung des gesamten SolarChip-Fassadelements und fördert so keinen passiven Wärmeaustausch.

7.4 Fazit zum Feldversuch

Der Feldversuch ist positiv zu werten, da die Daten die zu Anfang aufgestellten Erwartungen belegen. Die Ertragsdaten wurden erfasst und bearbeitet. Der Energieertrag entsprach den Erwartungen. Die Installation erlaubte Einblicke in die Funktionsweise einer potenziellen, mit SolarChip-Fassadelementen gestalteten Fassade. Die Montage wurde getestet und konnte modifiziert werden (vgl. Befestigungssysteme 7 und 8). Die Installation war über den Monitoring-Zeitraum witterungsbeständig.

Der Feldversuch zeigt, dass eine größere Installation möglich ist, bei der die SolarChip-Fassadelemente an einer Wand oder mit rückseitiger Verkleidung angebracht werden. Ein Feldversuch an einer VHF mit einer Hinterlüftungsebene im konkreten Anwendungsfall und der Datenerfassung über einen Zeitabschnitt von einem Jahre würden es erlauben, Ertragsprognosen besser zu validieren.

In einer herkömmlichen Fassadenintegration ist die mit PV-Modulen belegte Fläche maximiert. SolarChip-Fassadelemente enthalten Betonstege. Der erwartete Ertrag in Bezug auf die gesamte Fassadenfläche entspricht im Fall SolarChip daher dem einer herkömmlichen Fassadenintegration, gemindert um die nicht zur Energieerzeugung, sondern gestalterisch und adaptiv genutzten Betonoberflächen. Da PV-Module einen negativen Temperaturkoeffizienten haben, werden allgemein Ertragsminderungen bei hohen Temperaturen erwartet. Solche Ertragsminderungen in einer Fassadeninstallation mit SolarChip wegen ggf. höherer Temperaturen als in einer herkömmlichen Fassadeninstallation konnten durch die Ergebnisse nicht nachgewiesen werden. Im SolarChip-Fassadelement ist hinter den PV-Modulen ausreichend Belüftungsraum zur Wärmeabführung vorhanden.



8 Ergebnisse

Die Ergebnisse des Forschungsprojektes SolarChip werden gemäß der Entwicklungsschwerpunkte Betonmatrix, Schalung, PV-Modultechnik und Verschaltung, Befestigungssysteme, Unterkonstruktion und Feldversuch im Folgenden zusammengefasst dargestellt:

Betonmatrix - Es wurde nachgewiesen, dass sich Betonrezepturen mit recycelten Zuschlägen für die SolarChip-Fassadenelemente eignen. Der im Projekt verwendete RC-Beton hat ein Recyclinganteil von 50% der Zuschlagsstoffe (vgl. „2.2 Entwicklung Betonrezepturen“). Gleichzeitig konnte durch die Verwendung von Hochleistungsbindemitteln der Zementanteil verringert werden. Die zentrischen Zugprüfungen von Prüfkörpern der Betonrezepturen RC-Beton, Kalkstein und Planosad waren erfolgreich und die erzielten Werte der Bruchlasten von 8,36 bis 9,72 kN erlauben die dauerhafte Montage. (vgl. Abbildung 6, Abbildung 8, Abbildung 10). Die Fließfähigkeit der Betonmatrix konnte so eingestellt werden, dass sie sich zur Abformung der komplexen SolarChip-Geometrien eignet.

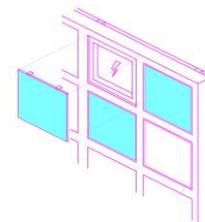
Schalung – Das entwickelte flexible Schalungssystem ermöglicht die Anpassung der SolarChip-Fassadenelemente an verschiedene Fassadensituationen. Hierdurch wird ein großes Potenzial an Gestaltungsmöglichkeiten erreicht. Für das Schalungssystem wurden zweiteilige Schalungsinlays entwickelt, die sich über Magnetbefestigungen frei auf dem Schalungstisch positionieren lassen (vgl. „3.5.6 Prototyp Schalung MA2KV2“). So konnten gezielt die Abstände der Öffnungen für PV-Module zueinander eingestellt werden und damit die breite der Stege und Außenmaße der SolarChip-Fassadenelemente bestimmt werden. Zur optimalen Abformung und Wiederverwendung der Schalungsinlays wurden zwei Kunststoffe auf Polyurethanbasis mit unterschiedlicher Shore Härte verwendet (vgl. „3.1 Untersuchung der Schalungsmaterialien“), welche bis zu 100-mal wiederverwendet werden können.

PV-Modultechnik und Verschaltung – Um die Händelbarkeit bei Montage und Demontage der PV-Module zu gewährleisten wurden PV-Module mit den Maßen MA1 360mm x 360mm und MA2 522mm x 522mm entwickelt und für die Integration in ein SolarChip-Fassadenelement angepasst. (vgl. „4.2 Entwicklung der PV-Module“)

Das technologieoffene System ermöglicht die Integration verschiedener und neuartiger PV-Technologien. Die PV-Komponenten konnten so in die SolarChip-Fassadenelemente integriert werden, dass eine separate Austauschbarkeit und ein sortenreines Recycling der PV-Module, Kabel und Mikrowechselrichter vom Betonrahmen der Prototypen ermöglicht wurde.

Es konnte eine effiziente Verschaltung durch die Verwendung von Mikrowechselrichtern konzipiert werden, die eine optimale Energieausbeute gewährleistet (vgl. „4.4 Entwicklung der Verschaltung“). Die SolarChip-Fassadenelemente wern pro Fassadenelement mit einem Mikrowechselrichter verschaltet und funktionieren autark. So konnten niedrige DC-Ströme an der Fassade gewährleistet werden. Verlust durch Verschattung wurde minimiert, weil der Ausfall eines SolarChip-Fassadenelements durch Verschattung oder technische Probleme nicht zum Ausfall des gesamten Systems führen. Gleichzeitig müssen Mikrowechselrichter nicht in Serie geschaltet werden, was die Freiheit bei der Positionierung der SolarChip-Fassadenelemente und der PV-Module erhöht. Die modulare Struktur des SolarChip-Systems erlaubt eine flexible Skalierung und eine nahezu vollflächige Nutzung von verfügbaren Fassadenflächen.

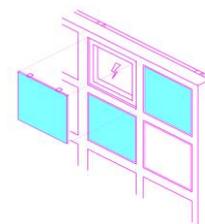
Befestigungssystem - Es wurden final drei Befestigungssysteme (6, 7 und 8) entwickelt, um die PV-Module einfach im SolarChip-Fassadenelement zu befestigen. Um eine einfache Montage und Demontage zu ermöglichen, wurden Befestigungssysteme mit Klammer und Federarm entwickelt (vgl. „5.2 Entwicklung der Befestigungssysteme“). Dabei wurden die Varianten planar ausgerichteter PV-Module (Befestigungssysteme 6



und 7) und zur Sonne ausgerichteter PV-Module (Befestigungssystem 8) entwickelt. (vgl. „5.2.1 Befestigungssysteme mit Ausrichtung“) Durch die zur Sonne ausgerichtete Variante wird der Ertrag der PV-Module optimiert, gleichzeitig kann die Exposition des Befestigungssystems nach Westen, Osten oder Süden und angepasst werden. Die Befestigungssysteme wurden dabei so konstruiert, dass sie sich aus Edelstahlblech fertigen lassen, um widerstandsfähig und langlebig gegenüber Witterungseinflüssen und mechanischer Belastung zu sein. Für eine Serienproduktion wurden die Befestigungssysteme 6, 7 und 8 so optimiert das taugliche Verfahren wie Lasern und Kanten ermöglicht werden konnten. Zur Integration und Organisation der Kabel zur Verschaltung der PV-Module untereinander und mit dem Mikrowechselrichter wurden Kabelsammelhalter optimiert und Kabelclips entwickelt, die an den vertikalen Montageschienen befestigt werden (vgl. „5.3 Entwicklung des Befestigungssystems zur Kabelführung“).

Unterkonstruktion (UK) - Es wurde eine geeignete UK für VHF zur Befestigung der SolarChip-Fassadenelemente an der Fassade entwickelt und statisch überprüft. Insgesamt ergaben die statischen Tests, dass die Auslastung der UK mit SolarChip-Fassadenelementen unter 100 %, zum Teil unter 60% liegt, und somit das die UK und deren Komponenten Auslegerkonsole, Bolzenanker und horizontale Montagewiseite geeignet sind (vgl. „6.1.2 Statische Überprüfung der Unterkonstruktion“). Um das Gestaltungspotenzial des SolarChip-Infrastruktursystems zu überprüfen, wurden unterschiedliche Entwürfe erarbeitet. Dabei wurden mit Hilfe einer Sonnenpotential-Analyse an einem Beispielgebäude die Ermittlung potentieller Belegungen der Fassaden mit PV-Module bestimmt. Davon ausgehend wurden Muster und Farbkombinationen entwickelt, die über die PV-Module an der Fassade abgebildet wurden und PV-Module mit Begrünungselementen kombiniert (vgl. „6.2 Gestaltung“).

Feldversuch - Im Feldversuch im Reallabor des HZB wurden drei Prototypen MA1KV2 der SolarChip-Fassadenelemente mit 12 PV-Modulen (MA1) und Befestigungssystem 6 und Mikrowechselrichter INV315-50 installiert. Gleichzeitig wurde dabei die Montage und Wartung der SolarChip-Fassadenelemente über einen Zeitraum von zwei Monaten unter Witterungseinflüssen untersucht. Dadurch wurde Befestigungssystem 6 mechanisch angepasst und Befestigungssystem 7 entwickelt. Im Zeitraum der Installation waren die SolarChip-Fassadenelemente witterungsbeständig. Der Feldversuch wurde über sechs Wochen erfolgreich durch den Datenlogger und vergleichend mit der Wetterstation überwacht. Der erwartete Ertrag in Bezug auf die PV-Module entspricht im Fall SolarChip, dem einer herkömmlichen Fassadenintegration von PV-Modulen (vgl. „7.2.2 Auswertung der Daten“). Gleichzeitig erhöht das SolarChip-Infrastruktursystem die gestalterischen und adaptiven Möglichkeiten der Fassadenintegration von PV-Modulen. Durch eine thermografische Untersuchung unter Verwendung einer Wärmebildkamera wurde bewiesen, dass der aufgeheizte Beton der SolarChip-Fassadenelemente keinen signifikanten Einfluss auf die Stromgeneration der PV-Module hatte (vgl. „7.3 Thermografische Untersuchung“).



9 Ausblick

Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse des Projektes SolarChip, lassen sich Anschlussprojekte und Forschungsfragen im wissenschaftlichen Kontext formulieren. Für die Folgeforschung ist die Erfassung und Katalogisierung potenzieller Fassadenflächen hinsichtlich der Eignung für das SolarChip-Infrastruktursystem im urbanen Raum von Interesse. Dadurch könnten die Flächenpotentiale von PV im urbanen Kontext für aktuell ungenutzte Flächen für die Stadt, Hausbesitzer*innen und Planer*innen sichtbar gemacht und zukünftige Planungen beschleunigt werden.

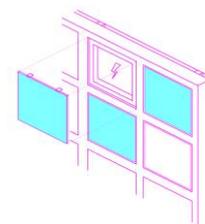
Die Ausführung des SolarChip-Fassadenelements könnte auf andere Konstruktionsmaterialien wie Keramik, Holz und Mycel übertragen werden. Dadurch könnte der CO₂-Fussabdruck und das Gewicht der SolarChip-Fassadenelemente verringert werden und neue Gestaltungsparameter für Planer*innen erschlossen werden. Gleichzeitig könnte die Übertragung auf andere Materialien eine breitere Anwendung beschleunigen.

Bisher wurden PV-Module mit Monokristallinen Silizium Solarzellen in den SolarChip-Fassadenelementen überprüft. Die spezifischen Eigenschaften von verschiedenen PV-Technologien könnten im SolarChip-Infrastruktursystem an einer Testfassade vergleichend in verschiedenen Expositionen untersucht werden. Dabei könnten beispielsweise Bereiche der Fassade teilverschattet werden. So könnten die funktionalen und gestalterischen Vor und Nachteile von PV-Technologien für die Eignung an verschiedenen Fassadensituationen und Standorten im SolarChip-Infrastruktursystem ermittelt werden.

Im Projekt SolarChip wurde durch Sonnensimulationen an einer Südfassade bewiesen, dass eine Ausrichtung der PV-Module in den SolarChip-Fassadenelementen den Ertrag erhöhen kann. In einem Feldversuch könnte die optimale Ausrichtung der PV-Module in Wechselwirkung mit den Abständen der PV-Module zueinander und der Flächenbeanspruchung untersucht werden. Gleichzeitig könnten Potentiale hinsichtlich der Ausrichtungen der PV-Module in den Expositionen nach Osten, Westen und Norden untersucht werden. Dadurch könnten die Erträge der PV-Module gesteigert werden und ausrichtungs- und expositionsbedingte Gestaltungsparameter für Fassaden entwickelt werden.

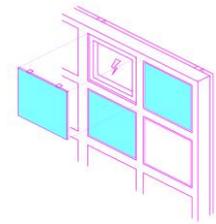
Durch die Verbindung von PV und Grün im SolarChip-Infrastruktursystem könnten Synergieeffekte genutzt und die Flächenkonkurrenz von Begrünung und PV minimiert werden. Fassadenflächen bieten großes Potential den durch den Klimawandel verstärkten innerstädtischen Problemen (Heat island Effect, Starkregenereignisse, Verlust der Biodiversität) zu begegnen. Die Synergetische Belegung von Fassadenflächen durch eine Kombination von PV-Modulen mit Begrünungselementen im SolarChip-Fassadenelement könnte in einem Feldversuch untersucht werden. Es sind positive Effekte durch die Kombination zu erwarten, da die PV-Module eine gezielte Beschattung der Vegetation ermöglichen und die Vegetation durch die Verdunstungskühlung die Performance der PV-Module verbessern könnte. Mittels Sonnensimulation und photovoltaischen und vegetationstechnischen Kennwerten könnten Flächenpotentiale an unterschiedlichen Standorten ermittelt werden.

Durch die im Projekt entwickelten Befestigungssysteme konnte die Verschaltung, Montage und Demontage der PV-Module bereits extrem vereinfacht werden. Durch eine Verknüpfung der Befestigungssysteme mit den Steckern und der Anschlussdose könnten Verschaltung und mechanische Befestigung der PV-Module in einem Arbeitsschritt ausgeführt werden. Dafür könnte das Befestigungssystem elektrisch erschlossen und mit den Steckersystemen kombiniert werden.

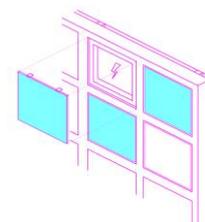


Literaturverzeichnis

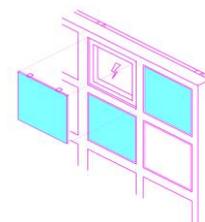
- [1] Bundesinstitut für Wirtschaft und Klimaschutz: „Unser Strommarkt für die Energiewende“, Zugriff: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/strommarkt-der-zukunft.html>
- [2] Destatis, Statistisches Bundesamt: „Zahl der Woche Nr25 vom 20. Juni 2023“, Zugriff: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/Zahl-der-Woche/2023/PD23_25_p002.html
- [3] Fraunhofer ISE: „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland“, Zugriff: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>, Seite 32
- [4] Kabir, Ehsanul; Kumar, Pawan; Kumar, Sandeep; Adelodum, Adedeji; Kim, Ki-Hyun (2018): Solar energy: Potential and future prospects. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82, S. 894-8900, DOI: 10.1016/j.rser.2017.09.094.
- [5] Martín-Chivelet, Nuria; Kapsis, Konstantinos; Wilson, Helen Rose; Delisle, Veronique; Yang, Rebecca; Olivieri, Lorenzo et al. (2022): Building-Integrated Photovoltaic (BIPV) products and systems: A review of energy-related behavior. In: *Energy and Buildings* 262, S. 111998. DOI: 10.1016/j.enbuild.2022.111998.
- [6] Ballif, Christophe; Haug, Franz-Josef; Boccard, Mathieu; Verlinden, Pierre J.; Hahn, Giso (2022): Status of crystalline silicon photovoltaics in research and industry. In: *Nature Reviews Materials* Volume 7, S. 597-616
- [7] Middelhaue, Luise; Girardin, Luc; Baldi, Francesco; Marechal, Francois (2021): Potential of Photovoltaic Panels on Building Envelopes for Decentralized District Energy Systems. In: *Frontiers in Energy Research*, Volume 9. DOI: 10.3389/fenrg.2021.689781
- [8] Shukla, A.sh Kumar S.A.; Sudhakar, K.; Baredar, P. (2016): A comprehensive review on design of building integrated photovoltaic system. In: *Energy and Buildings* 128, S. 99–110. DOI: 10.1016/j.enbuild.2016.06.077.
- [9] ONYX SOLAR ENERGY S.L. (2024): Photovoltaic Glass for Buildings - Onyx Solar. Online verfügbar unter <https://onyxsolar.com/>, zuletzt aktualisiert am 24.04.2024, zuletzt geprüft am 24.04.2024.
- [10] Polysolar (2024): Polysolar Commercial | Large Scale Commercial Installations. Online verfügbar unter <https://polysolar.com/>, zuletzt aktualisiert am 24.04.2024, zuletzt geprüft am 24.04.2024.
- [11] Barman, Sankar; Chowdhury, Amartya; Mathur, Sanjay; Mathur, Jyotirmay (2018): Assessment of the efficiency of window integrated CdTe based semi-transparent photovoltaic module. In: *Sustainable Cities and Society* 37, S. 250–262. DOI: 10.1016/j.scs.2017.09.036.
- [12] Lee, Hyo Mun; Yoon, Jong Ho; Kim, Seung Chul; Shin, U. Cheul (2017): Operational power performance of south-facing vertical BIPV window system applied in office building. In: *Solar Energy* 145, S. 66–77. DOI: 10.1016/j.solener.2016.07.056.
- [13] Karthick, A.; Kalidasa Murugavel, K.; Kalaivani, L. (2018): Performance analysis of semitransparent photovoltaic module for skylights. In: *Energy* 162, S. 798–812. DOI: 10.1016/j.energy.2018.08.043.
- [14] Akbari Paydar, Meysam (2020): Optimum design of building integrated PV module as a movable shading device. In: *Sustainable Cities and Society* 62, S. 102368. DOI: 10.1016/j.scs.2020.102368.
- [15] Zhang, Xiang; Lau, Siu-Kit; Lau, Stephen Siu Yu; Zhao, Yong (2018): Photovoltaic integrated shading devices (PVSDs): A review. In: *Solar Energy* 170, S. 947–968. DOI: 10.1016/j.solener.2018.05.067.



- [16] Lai, Chi-ming; Hokoi, Shuichi (2017): Experimental and numerical studies on the thermal performance of ventilated BIPV curtain walls. In: *Indoor and Built Environment* 26 (9), S. 1243–1256. DOI: 10.1177/1420326X15611194.
- [17] Hachem, Caroline; Athienitis, Andreas; fazio, Paul (2014): Design of Curtain Wall Facades for Improved Solar Potential and Daylight Distribution. In: *Energy Procedia* 57, S. 1815–1824. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.10.045.
- [18] Lee, Hyunho; Song, Hyung-Jun (2021): Current status and perspective of colored photovoltaic modules. In: *WIREs Energy & Environment* 10 (6), Artikel e403. DOI: 10.1002/wene.403.
- [19] Yeop Myong, Seung; Won Jeon, Sang (2015): Design of esthetic color for thin-film silicon semi-transparent photovoltaic modules. In: *Solar Energy Materials and Solar Cells* 143, S. 442–449. DOI: 10.1016/j.solmat.2015.07.042.
- [20] BBSR, SWD –10.08.18.7-13.29/DFG KL 2551/1-1) „“
- [21] Aden, S., Milhuisen, R., Kashif, M.K., Bach, U., & Klusmann, H. (2020)
- [22] C. Leopold, C. Robeller & U. Weber (Hrsg.), *Research culture in architecture* (247-254), Basel: Birkhäuser): „Dye-Sensitized Solar Concrete. In“
- [23] Patentanmeldung: „Dye-sensitised concrete solar cells“, S&F ref: P0014697AU [EFILE-SAF.FID9828552]
- [24] Schwab-Stein: „Ressourcenschonende Wiederverwertung“, In: „Produktion“, „Betonwerkstein-Produktion von Schwab-Stein/Herstellung und Verarbeitung unseres Betonwerksteins“, Zugriff: <https://www.schwab-stein.de/betonwerkstein/produktion/>
- [25] gruenes haus: „Solarzellen und PV-Module mit dem höchsten Wirkungsgrad“, Zugriff: <https://gruenes.haus/wirkungsgrad-solarzelle-photovoltaik/>
- [26] Luxor: „Eco Smart Line Half Cell“, Zugriff: https://www.luxor.solar/files/luxor/download/datasheets/LX_EL_Smart_HC_M120_BB_360-380W_166cs-DE.pdf
- [27] NREL: „Transforming energy“: Zugriff <https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/pv-efficiencies-07-17-2018.pdf>
- [28] pvxchange: „Photowatt“: Zugriff: <https://www.pvxchange.com/mediafiles/pvxchange/attachments/PW60HT-CP%20GB%20320-280W.pdf>
- [29] Direct Industry: „PowerFlex“, Zugriff: <https://pdf.directindustry.de/pdf-en/global-solar/powerflex/20893-942641.html>
- [30] Bosch: „Sichere Anlage – hohe Erträge“, Zugriff: http://www.bosch-solarenergy.de/media/sede/kundendienst_3/produkte/duennschicht_solarmodule/de_4/1-bosch_solar_module_m-si_042010-de_datenblatt.pdf
- [31] Heliatek: „Our Technology: Organic photovoltaics (OPV)“, Zugriff: <https://www.heliatek.com/en/technology/opv/>
- [32] gruenes haus: „Tandem-Solarzellen: Aufbau, Funktion, Nachteile, Marktreife“, Zugriff: <https://gruenes.haus/tandem-solarzellen/>
- [33] Echtsolar: „Bifaciale Module: Erfahrungen, Mehrertrag, Kosten“, Zugriff: <https://echtsolar.de/bifaciale-module/>



- [34] elmat: „Solarkabel PV1-F – Mantelleitung für Photovoltaikanlagen“, Zugriff: https://www.elmat.de/fileadmin/user_upload/Products/solarleitungen.pdf
- [35] TÜV Rheinland (2015): „Stellungnahme des TÜV Rheinland zu Interoperabilität von Photovoltaik (PV-) Steckverbindern unterschiedlicher Typen und/oder Hersteller“, Zugriff: https://www.photovoltai4all.de/media/pdf/ba/3c/83/PV_Stecker_Stellungnahme-TUV_-de.pdf
- [36] pv magazin: „Die Evolution der MC4-Steckverbinder-Familie“, Zugriff: <https://www.pv-magazine.de/2014/10/21/die-evolution-der-mc4-steckverbinder-familie/>
- [37] AEconversion: „Datenblatt INV250-45“, Zugriff: https://aeconversion.de/files/Datasheet_INV250-45_50Hz_60Hz_DE.pdf
- [38] AEconversion: „Datenblatt INV315-50“, Zugriff: https://aeconversion.de/wp-content/uploads/2022/04/INV315-50_DE_Rev1-1.pdf
- [39] pv-magazine: „Rahmen, Klemmen, oder Backrails“, Zugriff: <https://www.pv-magazine.de/2011/03/01/rahmen-klemmen-oder-backrails/>
- [40] ANTEC SOLAR: „Backrails“, Zugriff: https://www.antec.solar/de_DE/antec-kann-backrails/
- [41] PV Zubehör Shop: „CLICK – Modul-Mittelklemme Schwarz“, Zugriff: <https://pv-zubehoer.de/products/click-modul-mittelklemme-schwarz-set>
- [42] IKEA: „Utrusta Drucktüröffner“, Zugriff: <https://www.ikea.com/de/de/p/utrusta-drucktueroeffner-80230224/>
- [43] BOCAST: „Die perfekte Nummernschildhalterung“, Zugriff: <https://www.bocast.de/c/kennzeichenhalter>
- [44] Hornbach: „Gerätehalter für die Wand bis 2 kg“, Zugriff: <https://www.hornbach.de/p/geraetehalter-fuer-die-wand-bis-2-kg/5063508/>
- [45] OBI: „Hettich Schnappverschluss 33 mm x 14 mm x 28 mm Stahl Verzinkt 2 Stück“, Zugriff: <https://www.obi.de/moebelausstattung/hettich-schnappverschluss-33-mm-x-14-mm-x-28-mm-stahl-verzinkt-2-stueck/p/8611147>
- [46] Prof. Dpl.-Ing. Kunz, Johannes; Dipl.-Ing. Lukic, Dejan / Vogt-Schild/Habegger Medien AG: „Konstruktive Optimierung von Kugelschnappverbindungen“, Zugriff: <https://www.yumpu.com/de/document/read/51047308/konstruktive-optimierung-von-kugel-schnappverbindungen-iwk>
- [47] Sto: „Photovoltaik an der Fassade: das VHF-System mit integrierten Solarzellen“, Zugriff: <https://www.sto.de/s/inspiration-information/photovoltaik-fassade>
- [48] Schüco (2017): „Schüco Parametric System, 12 Architekten Informationen“
- [49] Ladybug Tools: EPW Map-Identity Digital, Zugriff: <https://www.ladybug.tools/epwmap/>
- [50] IFD Internationale Förderung des Dachdeckerhandwerks: „Fassadenrichtlinie 2018“, Zugriff: <https://www.fvhf.de/Fassade-bilder/docs/ifd-fassadenrichtlinie-2017-de.pdf>
- [51] fischer: „Schienensystem universal FUS“, Zugriff: <https://www.fischer.de/de-de/produkte/installationssysteme/schienensystem/schienensystem-universal-fus>



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 SolarChip: Schnelle Entwicklungszyklen in der Photovoltaik zusammenführen mit dem Anspruch an Langlebigkeit im Bauwesen.	12
Abbildung 2 Arbeitsschwerpunkte im Projekt SolarChip.	15
Abbildung 3 Betonrezeptur RC-Beton grau: (1) 30% Recycle-Splitt Großkorn 8mm, (2) 50% Recycle-Splitt Typ I Großkorn 16mm, (3) 20% Sand 0/2, und (4) Zement Dyckerhoff Flowstone (links). Probekörper RC-Beton grau abgeschliffen (rechts).	17
Abbildung 4 Versuchsaufbau zentrischer Zugversuch in der Prüfmaschine ACT mit Probekörpern des RC-Beton grau und Hinterschnittanker.	18
Abbildung 5 Probekörper V1 – V4 mit Betonrezeptur RC-Beton grau nach zentrischem Zugversuch mit Bruchkörper-Kegel.	18
Abbildung 6 Ergebnisse zentrischer Zugversuch mit Probekörpern der Betonrezeptur RC-Beton grau und Hinterschnittanker.	19
Abbildung 7 Probekörper V1 – V 4 mit der Betonrezeptur Kalkstein Hell nach zentrischem Zugversuch mit Bruchkörper-Kegel.	19
Abbildung 8 Ergebnisse zentrischer Zugversuch mit Probekörpern der Betonrezeptur Kalkstein hell und Hinterschnittanker.	20
Abbildung 9 Probekörper der Betonrezeptur Planosad Weiß nach zentrischem Zugversuch mit Bruchkörper-Kegel.	20
Abbildung 10 Ergebnisse zentrischer Zugversuch mit Probekörpern der Betonrezeptur Planosad Weiß und Hinterschnittanker.	21
Abbildung 11 Konstruktionszeichnungen Ansicht und Schnitt von Prototyp MA1KV1.	23
Abbildung 12 Konstruktionszeichnungen Ansicht und Schnitt von Prototyp MA1KV2.	24
Abbildung 13 Konstruktionszeichnungen Ansicht und Schnitt von Prototyp MA2KV2.	25
Abbildung 14 Schnitt des Eckabschnitt des Prototypen MA1KV1 mit Hinterschnittanker.	26
Abbildung 15 Explosionszeichnung Aufbau Schalung MA1KV1.	27
Abbildung 16 Schnitt Aufbau Schalung MA1KV1.	27
Abbildung 17 Explosionszeichnung Aufbau der Schalung MA1KV2.	28
Abbildung 18 Schnitt zum Schalungsentwurf MA1KV2.	28
Abbildung 19 Fotografien der Fertigung der Schalungsinlays für Schalung MA1KV1 im Werk des Industriepartners Reckli. Links: Ausfräsen der Positivform der Schalung. Mitte: Ausgefrästes Inlay (oberes Element, Positivform). Rechts: Ausgefräste und zusammengesetzte Schalung (Positivform).	29
Abbildung 20 Explosionszeichnung zum Schalungsentwurf MA2KV2.	30
Abbildung 21 Schnitt zum Schalungsentwurf MA2KV2.	30

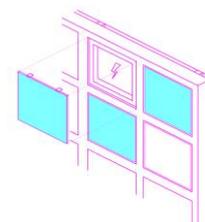
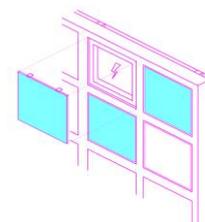
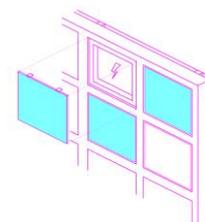


Abbildung 22 Fotografien der Schalung MA1KV1 mit festem Außenmaß und Hinterschnittankern im Lab BAU KUNST ERFINDEN (links) und im Werk des Industriepartners Schwabstein (rechts).	31
Abbildung 23 Fotografie zum Betonieren des Prototypen MA1KV1 in der Schalung.	32
Abbildung 24 Fotografie des Prototyp MA1KV1 nach dem Ausschalen.	32
Abbildung 25 Fotografie Betonieren mit der Schalung für Prototyp MA1KV1 mit Magenta Farbpigment.	33
Abbildung 26 Fotografie Oberfläche des Prototyp MA1KV1 Magenta im Detail.	33
Abbildung 27 Fotografie des Prototyp MA1KV1 Magenta in der Ausstellung „Wissenspeicher 2022“.	33
Abbildung 28 Fotografien der Schalungen MA1KV2 im Lab BAU KUNST ERFINDEN (links) und im Werk Schwabstein (rechts).	34
Abbildung 29 Fotografie Detail der Schalung MA1KV2: Positionierung der Montageschiene auf der Ausbuchtung und die Abdichtung mit Moosgummi.	35
Abbildung 30 Fotografie Prototyp MA1KV2 beim Ausschalen.	35
Abbildung 31 Fotografie Prototyp MA1KV2.	35
Abbildung 32 Konzeptskizze zur Flexibilität der Schalung MA2KV2.	36
Abbildung 33 Grafische Darstellung zur Entwicklung der Flächenstruktur (MA1KV1) hin zur Kassettenstruktur.	37
Abbildung 34 Fotografien zur Montage der Schalungsinlays für die Schalung MA2KV2 im Werk Schwabstein.	38
Abbildung 35 Fotografie beim Betonieren des Prototyp MA2KV2 im Werk von Schwab-Stein.	39
Abbildung 36 Fotografie des Prototyp MA2KV2.	39
Abbildung 37 Fotografie monokristalliner Solarzellen in einem PV-Modul.	41
Abbildung 38 Fotografie polykristalliner Solarzellen in einem PV-Modul.	41
Abbildung 39 Fotografie einer CIGS-Solarzelle (Dünnschichtsolazelle).	42
Abbildung 40 Fotografie einer organischen Solarzelle auf dünnem transparentem Kunststoff.	43
Abbildung 41 Fotografie einer Perowskit-Solarzelle.	43
Abbildung 42 Fotografie einer III-V//Silicium Tandem-Solarzelle.	44
Abbildung 43 Grafische Darstellung der sechs im Projekt verwendeten PV-Module:	46
Abbildung 44 Explosionszeichnung der PV-Module MA1.	49
Abbildung 45 Grafische Darstellung zu den Rückseiten der PV-Module MA1 und 2 mit Anschlussdose.	51
Abbildung 46 Fotografie der Verkabelung des PV-Moduls MA1 (a) mit Anschlussdose Variante B. Durch die addierte Länge von Stecker und Buchse ergibt sich ein zu großer starrer Bereich.	52
Abbildung 47 Freigestellte Fotografie des Mikrowechselrichter INV 315-50.	54
Abbildung 48 Freigestellte Fotografie des Mikrowechselrichter INV250-45.	54



- Abbildung 49 Grafische Darstellung zur minimalen und maximalen Belegung der Prototypen MA1 und MA2 mit PV-Modulen unter Verwendung des Mikrowechselrichtes INV 315-50. Mit minimaler Belegung (links) und maximaler Belegung (rechts) der MA1 (oben) und MA2 (unten). 57
- Abbildung 50 Grafische Darstellung zur Verschaltung von vier Prototypen MA2 mit Mikrowechselrichtern (INV315-50). 58
- Abbildung 51 Diagramm zur Genealogie der Befestigungssysteme. 61
- Abbildung 52 Konstruktionszeichnung (links) und Fotografie (rechts) zu Befestigungssystem 1 – Schnappverbindung. 62
- Abbildung 53 Konstruktionszeichnung (links) und Fotografie (rechts) zu Befestigungssystem 2 – Stiftverbindung. 63
- Abbildung 54 Konstruktionszeichnung (links) und Fotografie (rechts) zu Befestigungssystem 3 – Klammerverbindung. 63
- Abbildung 55 Konstruktionszeichnung (links) und Fotografie (rechts) zu Befestigungssystem 4 – Klammerverbindung mit Ausrichtung. 64
- Abbildung 56 Konstruktionszeichnung (links) und Fotografie (rechts) zu Befestigungssystem 5 – Bügelverbindung. 65
- Abbildung 57 Konstruktionszeichnung (links) und Fotografie (rechts) zu Befestigungssystem 6 – Klammerverbindung mit Federarm. 65
- Abbildung 58 Konstruktionszeichnung (links) und Fotografie (rechts) zu Befestigungssystem 7 – Klammerverbindung mit und ohne Federarm. 66
- Abbildung 59 Grafische Darstellung der Montage der PV-Module in den Prototypen MA2KV2 mit Befestigungssystem 7. 66
- Abbildung 60 Konstruktionszeichnung (links) und Fotografie (rechts) zu Klickverbindung 8: Montage in Horizontal- oder Vertikalachse Richtungen mit 5° Neigung. 67
- Abbildung 61 Grafische Darstellung zur Ausrichtung der PV-Module über Befestigungssysteme. Von links nach rechts: Planar, um die Vertikalachse geneigt, um die Horizontalachse geneigt, um Vertikal- und Horizontalachse geneigt. 68
- Abbildung 62 Grafische Darstellung der Ergebnisse der Sonnenpotentialanalysen als Balkendiagramm (links) und als Falschfarben-3D-Modell (rechts): Die X-Achse des Balkendiagramms steht für den Neigungswinkel der simulierten PV-Module. Die Y-Achse steht jeweils für die Bestrahlung in einem Jahr (kWh/a, links) und der Bestrahlung pro Fläche in einem Jahr (kWh/qm*a, rechts). 69
- Abbildung 63 Fotografien zum Versuchsaufbau mit Probekörpern A und B mit den Adhäsiven Multi MS und High Tack MS auf dem Backsheet des PV-Moduls (oben) und nach dem zentrischen Zugversuch (unten). 71
- Abbildung 64 Tabelle (oben) und Diagramm (unten) der Ergebnisse zum Zugversuch des Befestigungssystem 6 auf PV-Modul mit Multi MS. 72
- Abbildung 65 Tabelle (oben) und Diagramm (unten) der Ergebnisse zum Zugversuch des Befestigungssystem 6 auf PV-Modul mit High Tack MS. 73



- Abbildung 66 Grafische Darstellung des SolarChip-Fassadenelements Prototyp MA2KV2 mit Sammelhaltern zur Kabelführung an den vertikalen Montageschienen. 74
- Abbildung 67 Fotografien der Sammelhalter SHA der Fischerwerke und der 3D gedruckten Aufnahme (links) bei der Montage (Mitte und rechts). 75
- Abbildung 68 Fotografien der 3D gedruckten Kabelclips (links) befestigt an der vertikalen Montageschiene (rechts). 75
- Abbildung 69 Fotografie des Kabelmanagements mittels 3D gedruckter Kabelclips am Prototyp MA2KV2. 76
- Abbildung 70 Explosionszeichnung des Aufbaus der UK mit Befestigung am SolarChip-Fassadenelement Prototyp MA2KV2. 78
- Abbildung 71 Grafische Darstellung der Organisation der Kabelführung pro SolarChip-Fassadenelement in das Gebäude (links), und Kabel mehrerer SolarChip-Fassadenelemente gebündelt durch die horizontale Montageschiene und dann in das Gebäude (rechts). 79
- Abbildung 72 Grafische Darstellung zur Ermittlung der Eigenlast von SolarChip-Fassadenelement Prototyp MA2KV2 (mit 9 Modulöffnungen). VP steht hierbei für Vertikalprofil, also die vertikal verlaufenden Montageschienen des SolarChip-Fassadenelements und HP steht für Horizontalprofil, also die horizontal verlaufenden Montageschienen der UK. 80
- Abbildung 73 Grafische Darstellung zur Berechnung der Windlasten auf SolarChip-Fassadenelement Prototyp MA2KV2 (mit 9 Modulöffnungen) und auf Belastung der vertikalen Montageschienen (VP) pro m. 81
- Abbildung 74 Grafische Darstellung der Windlast als Linienlast auf die vertikale Montageschiene. 81
- Abbildung 75 Grafische Darstellung zur Berechnung der Verformung der vertikalen Montageschienen (VP). 82
- Abbildung 76 Grafische Darstellung der Windlast als Punktlasten auf die horizontale Montageschiene (HP). 82
- Abbildung 77 Grafische Darstellung zur Berechnung der Verformung der horizontalen Montageschiene (HP). 83
- Abbildung 78 Grafische Darstellung der Eigengewichtslast als Punktlast auf dem Wandhalter. 83
- Abbildung 79 Grafische Darstellung zur Berechnung der Eigengewichtslast und Verformung des Wandhalters. 84
- Abbildung 80 Grafische Darstellung zur Berechnung der Zug- und Querlasten auf die Dübel. 85
- Abbildung 81 konzeptuelle Darstellung eines SolarChip-Fassadenelements mit verschiedener Belegung der Öffnungen durch: PV-Module verschiedener Technologien, verschiedene Fassadenmaterialien und Begrünungselemente. 87
- Abbildung 82 Diagramm zur Sonnenpotentialanalyse für ein Jahr aufgeteilt auf die Gebäudeflächen für das Gebäude K10 auf dem Campus der Universität Kassel. 88
- Abbildung 83 Konzeptioneller Entwurf SolarGreen: Ost-Ansicht, Gebäude K10, Belegung nach Sonnenpotenzialanalyse für PV-Module und Begrünungselemente. Evelyn Kozlov. 89
- Abbildung 84 Entwurf Photvolight: West-Ansicht, Gebäude K10. 89
- Abbildung 85 Entwurf Photvolight: Ost-Ansicht, Gebäude K10. 90
- Abbildung 86 Entwurf Photvolight: Süd-Ansicht, Gebäude K10. 90

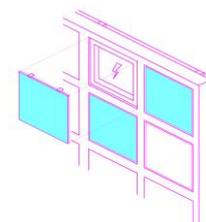
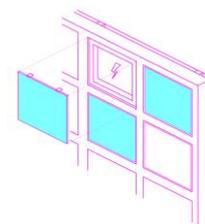


Abbildung 87 Entwurf Sunphony: konzeptuelle Grafik, Gebäude Institut für Musik Uni Kassel.	91
Abbildung 88 Entwurf Sunphony Perspektiven, Gebäude Institut für Musik Uni Kassel. Sina Witzel, Viktorija Dvarvytyté.	91
Abbildung 89 Fotografie des Versuchsaufbaus mit der UK im Reallabor des HZB.	93
Abbildung 90 Fotografie des Versuchsaufbaus im Reallabor des HZB mit drei SolarChip-Fassadenelementen Prototyp MA1KV2.	93
Abbildung 91 Fotografie des Versuchsaufbaus mit drei SolarChip-Fassadenelementen Prototyp MA1KV2.	93
Abbildung 92 Ansicht der Rückseite der drei Prototypen MA1KV2 mit Reihenschaltung der 12 PV-Module und dem Mikrowechselrichter INV315-50 im Feldversuch.	94
Abbildung 93 Grafische Darstellung zum Entwurf des Monitoring-System der 2x2 SolarChip-Fassadenelemente.	95
Abbildung 94 Anzeige der Monitoring App des Datenloggers AEco1 in Echtzeit (links) und Anzeige von der Leistung in Wh am 30.03.2023 um 10:08 Uhr (rechts).	96
Abbildung 95 Technische Daten des Datenlogger AEco.01.	97
Abbildung 96 Diagramme der Variation von Leistung der PV-Module im Feldversuch, Einstrahlung und Umgebungstemperatur über die Zeit für einen Tag a)06.04.2023, b)01.04.2023.	98
Abbildung 97 Diagramme der Variation von Leistung und Energieerträge der PV-Module über die Zeit für einen Tag a)06.04.2023, b)01.04.2023.	99
Abbildung 98 Diagramm der Tageserträge der PV-Module von 30.03.23 bis zum 15.05.23.	100
Abbildung 99 Grafische Darstellung des Thermografie-Versuchsaufbaus.	101
Abbildung 100 Thermografie-Bild für ein PV-Modul inklusive Luftspalt und Beton-Rahmen mit Temperaturen in °C an einem sonnigen April-Tag.	101



Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Technische Daten der PV-Module für MA1 und MA2.	47
Tabelle 2 Technische Daten der Mikrowechselrichter INV 250-45 und INV 315-50	54
Tabelle 3: Sonnenpotentialanalyse für ein Jahr aufgeteilt auf die Gebäudeflächen für das Gebäude K10 auf dem Campus der Universität Kassel.	88