

VHF BAUWERKSINTEGRIERTE PHOTOVOLTAIK (BIPV)

FVHF-Leitlinie

Bauwerksintegrierte Photovoltaik (BIPV) an Gebäuden
mit Vorgehängten Hinterlüfteten Fassaden (VHF)

Stand: 01.03.2024



Vorwort

Nie zuvor war die Integration von erneuerbaren Energien in der Architektur so populär wie heute. Vielerlei Anforderungen zum Erreichen der Klimaziele erfordern bereits heute ein Umdenken in der Planung und Renovierung von Neubauten oder Bestandsgebäuden. Nach neuesten Erkenntnissen leistet hier insbesondere Photovoltaik einen wesentlichen Anteil. Um die gesteckten Klimaziele zu erreichen, hat vor allem Photovoltaik das größte Ausbaupotenzial für Grünen Strom.

Bis heute sind bundesweit ca. 70 GWp auf Freiflächen, Dächern oder Fassaden installiert. Nach Planungen der Bundesregierung sollen bis 2030 etwa 215 GWp und bis 2040 etwa 400 GWp in Deutschland installiert werden. Das bedeutet einen jährlichen Zuwachs von ca. 22 GWp um dies zu erreichen. Dabei steckt vor allem ein enormes Potenzial in der Fassade, sei es in Bestandsfassaden oder in neu geplanten Objekten.

Die nachfolgende Leitlinie unterstützt sie bei der Planung und Auslegung von integrierter Photovoltaik in der Fassade (BIPV - Building Integrated Photovoltaics). Sie ist ein Dokument, um VHF-spezifische und teilweise nicht in Normen und Vorschriften geregelte Teilauspekte eindeutig zu beschreiben. Sie beschreibt die Möglichkeiten der Integration von Photovoltaik in einer VHF. Sie kann nicht alle möglichen Sonderfälle erfassen, in denen weitergehende oder einschränkende Maßnahmen geboten sind. Durch die Anwendung dieser Leitlinie entzieht sich niemand der Verantwortung für sein vertragsgerechtes - möglichst lösungsorientiertes - Handeln.

Alle Publikationen des FVHF sind grundsätzlich urheberrechtlich geschützt. Jede Vervielfältigung, Bearbeitung, Übersetzung oder andere Verwertungen in diesem Sinne bedürfen der vorherigen schriftlichen Zustimmung des Herausgebers. Verstöße gegen das Urheberrechtsgesetz, auch der darüberhinausgehenden unzulässigen Verwertungen, sind ohne Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Der Herausgeber behält sich bei Verstößen gegen die Nutzungsbedingungen ausdrücklich vor, Ansprüche auf Unterlassung und Schadensersatz geltend zu machen.

Technischer Stand 12/2023

Alle Hinweise sowie die technischen und zeichnerischen Angaben entsprechen dem derzeitigen technischen Stand und den darauf beruhenden Erfahrungen der Autorengruppe. Eine Haftung des FVHF e.V. ist ausgeschlossen. Dies betrifft auch Druckfehler und nachträgliche Änderungen technischer Angaben.

Impressum

Fachverband Baustoffe und Bauteile
für vorgehängte hinterlüftete Fassaden e.V. – FVHF
Redaktion: Georg Stauber und FVHF-Projektgruppe

Sitz des Verbandes:
Kurfürstenstraße 129, 10785 Berlin, www.fvhf.de
Vereinsregister: Amtsgericht Charlottenburg VR 20139 B
Vorstandsvorsitzender: Andreas Reinhardt

Inhalt

1	Allgemeines	5
	1.1 Geltungsbereich	5
2	Bauart der Vorgehängten Hinterlüfteten Fassade (VHF)	5
3	Was ist BIPV	6
	3.1 Ergänzende Eigenschaften der BIPV in der VHF	6
	3.1.1 Trockene Wand	6
	3.1.2 Kurze Bauzeiten	6
	3.1.3 Multifunktional	6
	3.1.4 Schallschutz	7
4	Darstellung einer BIPV	7
5	Bestandteile einer BIPV-Fassade	8
6	Technologien der BIPV	8
7	Modulaufbauten / -typen	9
8	Übersicht Farbtechnologie	11
9	Oberflächenstruktur	12
10	Nachhaltigkeit und Lebenszyklus	12
11	Photovoltaik und die Architektur	14
	11.1 Geeignete Flächen	14
	11.2 Standort, Ausrichtung und Verschattung	14
	11.3 Gestaltungsmöglichkeiten	17
	11.4 Planungsaspekte nach Leistungsphasen	19
	11.5 Auszug einer Teilleistungstabelle	20
	11.6 Schnittstellen in der Planung einer BIPV	21
	11.7 Genehmigungsverfahren	21
	10.7.1 Blendschutz / Blendgutachten (u.a. „Lichtleitlinie“)	22
	11.8 Technische und gestalterische Anforderungen aus Objektplanung / Architektur	
	10.8.1 Möglichkeiten unterschiedlicher „Haltesysteme“	22
	10.8.2 Konstruktive Details und Anwendungsbeispiel	23
12	Nachhaltigkeit von PV-Fassaden	26
	12.1 Wirtschaftlichkeit	26
	12.2 CO ₂ Bilanz	27
13	Fachplanung Energie und Nachhaltigkeit	27
	13.1 Einbindung der BIPV-Anlage in das Energiekonzept	27

13.2 Anhand von Belegungsoptionen aufzeigen	28
14 Förderung	31
15 Komponenten einer PV-Anlage	32
16 Kabelführung von BIPV	32
17 Elektronische Details und Sicherheit	33
18 Anlagenüberwachung, -messung und -monitoring	35
19 Kennzeichnung, Dokumentation und Wartung	36
20 Blitzschutz	37
21 Fachplanung, Konstruktion, Statik und Brandschutz	38
21.1 Bauordnungsrechtliche Anforderungen	38
21.2 Konstruktive Anforderungen bei der Integration	39
21.3 Stecker und Kabelführung	39
21.4 Statische Dimensionierung von BIPV-Elementen, inkl. Befestigung und Montagesystem (Unterkonstruktion)	39
21.5 Brandverhalten von BIPV-Anlagen	40
22 Normative Verweise (Auszug) / Literaturverweis	41
23 Tabellen- und Abbildungsverzeichnis	43

1 Allgemeines

1.1 Geltungsbereich

Die vorliegende Leitlinie gilt für die Planung, Bemessung, Konstruktion und Ausführung von vertikalen und geneigten Vorgehängten Hinterlüfteten Fassaden mit photovoltaisch aktiven Bekleidungen auf Metall- und Holzunterkonstruktionen.

Sie legt Grundsätze und Mindestanforderungen für dauerhafte und standsichere vorgehängte hinterlüftete Außenwandbekleidungen fest.

Als Geltungsbereich dient die DIN 18516-1 und die anderen Leitlinien des FVHF (insbesondere „VHF – Planung und Ausführung“).

2 Bauart der Vorgehängten Hinterlüfteten Fassade (VHF) - BIPV

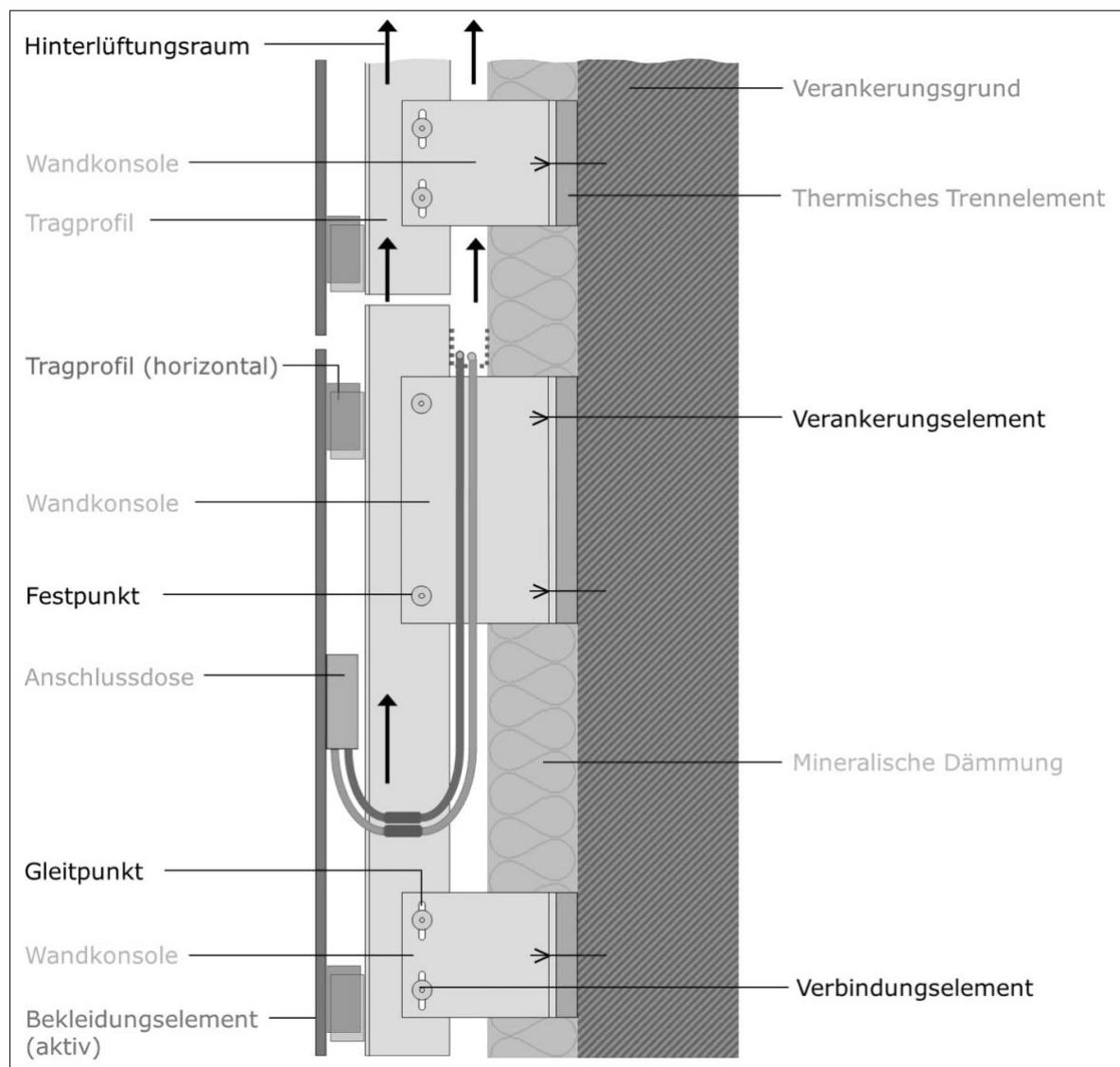


Abbildung 1: Systemgrafik der Vorgehängten Hinterlüfteten Fassade (Quelle FVHF)

3 Was ist BIPV

Die Anforderungen an Bauwerkintegrierte Photovoltaik Module (BIPV-Module) unterscheiden sich in vielerlei Hinsicht von konventionellen Photovoltaik-Modulen, deren einzige Aufgabe die Stromerzeugung ist. Bei einer herkömmlichen Montageart „aufgesetzt“ z.B. auf Dächern oder Freiflächen, erfüllt das Modul die Funktion eines Stromgenerators.

Wird dieses Modul in die Fassade integriert, so ist neben der Funktion Strom zu erzeugen die primäre Aufgabe Wetterschutz und Gestaltung. Somit wird das Modul zur Außenhaut der Fassade mit all ihren funktionalen, konstruktiven und gestalterischen sowie auch elektrischen Anforderungen.

Damit müssen die Anforderungen an Bauprodukte und die Baukonstruktionen sowie an elektrische Anlagen, erfüllt werden.

3.1 Ergänzende Eigenschaften der BIPV in der VHF

Durch die photovoltaisch aktiven Bekleidungselemente werden die bekannten Eigenschaften der VHF durch Erzeugung von elektrischem Strom bei solarer Einstrahlung ergänzt.

Diese sind:

3.1.1 Trockene Wand

Neben dem Regenschutz ist der Tauwasserschutz eine der wichtigsten bauphysikalischen Aufgaben der Gebäudehülle. Außenwände mit einer Vorgehängten Hinterlüfteten Fassade können aufgrund ihrer diffusionsoffenen Bauweise den Tauwasserschutz besonders effektiv gewährleisten. Im Hinterlüftungsraum wird durch die entstehende Luftströmung zwischen Dämmstoff und Bekleidungsmaterial der Wasserdampf bzw. eine Feuchteanreicherung sehr schnell abgetrocknet.

3.1.2 Kurze Bauzeiten

Durch Modularität und Vorfertigung lassen sich Kosten senken und durch die Konstruktionen der VHF wird ein hoher Mehrwert erzielt. Des Weiteren ist die witterungsunabhängige Montage einer VHF ein entscheidender Vorteil bei der Planung und Ausführung.

3.1.3 Multifunktional

Die multifunktionale VHF bietet in Kombination eine große Fülle zusätzlicher konstruktiver und funktionaler Möglichkeiten und Eigenschaften. Sie kann z.B. Energie erzeugen und speichern. Durch Fassadenbegrünung können sowohl die Temperaturen im Gebäudeinneren als auch der Umgebung (städtische enge Bebauung) gesenkt werden.

3.1.4 Schallschutz

Die Bauart der VHF verbessert die Schalldämmwirkung einer Wandkonstruktion und bewirkt so einen zusätzlichen Schallschutz. Es sind Verbesserungen des Schalldämm-Maßes [$\Delta R_{w, direct}$] durch eine VHF gegenüber einer Standard-Rohwand von + 12 dB bis + 18 dB möglich¹.

4. Darstellung einer BIPV

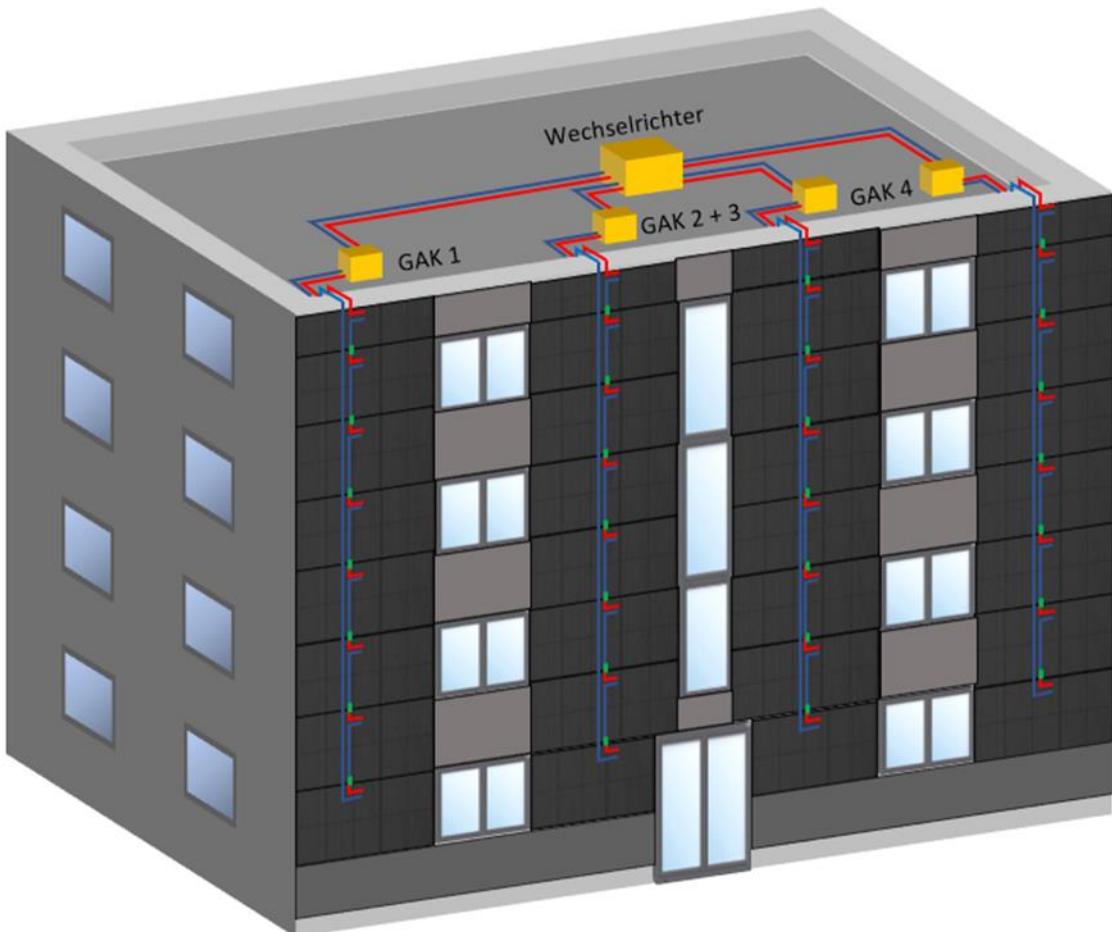


Abbildung 2: Schematische Darstellung der DC-Komponenten (Quelle FVHF)

Legende:

- GAK - Generatoranschlusskasten
-  - Stringleitungen
-  - Stringverbinder (Kupplungen)

¹ Genaue Angaben zur Schallreduzierung erhalten Sie in der FVHF-Leitlinie „VHF - Schallschutz“

5. Bestandteile einer BIPV-Fassade

Eine BIPV-Fassade ist im Grunde eine klassische VHF mit Glaselementen. Zusätzlich erzeugt diese elektrischen Strom durch die Integration von PV-Zellen in den Glaselementen. Bei der Planung und der Erstellung einer Vorgehängten Hinterlüfteten BIPV-Fassade kommen weitere Komponenten zum Einsatz, welche planerisch und wirtschaftlich zu erfassen sind.

Fassadensystem

- Tragfähiger Verankerungsgrund
- Verankerungs-, Verbindungs- und Befestigungselemente
- Unterkonstruktion
- Wärmedämmung
- Bekleidungselemente (PV-Modul inkl. Befestigungselement)
- Ggf. Blitzschutzeinrichtungen

Elektrische Komponenten

- PV-Modul
- String- und Erdungsleitung
- Linienlager zur Kabelführung
- Ggf. Generatoranschlusskasten (GAK)
- Wechselrichter
- Anschluss an Übergabepunkt / Haustechnik

6. Technologien der BIPV

Derzeit kommen verschiedene Technologien zur Erzeugung von elektrischem Strom aus Sonnenlicht in PV-Modulen zum Einsatz. Dabei sind Solarzellen auf Basis von kristallinem Silizium (c-Si) am weitesten verbreitet mit einem Marktanteil von ca. 95 %. Davon entfallen ca. 85 % auf monokristallines Silizium und ca. 10 % auf multikristallines Silizium. Insbesondere innerhalb der monokristallinen Siliziumzellen kommen verschiedene Sub-Typen zum Einsatz (PERC, SHJ, TOPCon, etc.). 5 % des Gesamtmarktes entfallen auf sogenannte Dünnschichttechnologien. Innerhalb der Dünnschichttechnologien ist der Einsatz von CdTe (Cadmiumtellurid) am weitesten verbreitet mit einem Gesamtmarktanteil von ca. 3 %, gefolgt von Schichten auf Basis von CIGS-Werkstoffen (Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid) mit einem Gesamtmarktanteil von ca. 1 %. CdTe Module werden aktuell jedoch primär nicht für BIPV, sondern für Freiflächenanlagen angeboten.² Als Nischenprodukt sind zudem sogenannte organische PV-Technologien (OPV) am Markt verfügbar.

In der Praxis ist der Modulwirkungsgrad der relevanteste Unterschied zwischen c-Si basierten Modulen und Modulen auf Basis der Dünnschichttechnologie. Flächenbezogene Leistungen von am Markt verfügbaren BIPV-Modulen liegen bei ca. 130 Wp/m² für CIGS-Module und ca. 160 - 200 Wp/m² für Module mit kristallinen Siliziumzellen. Typische OPV-Module liegen bei ca. 40 Wp/m² Leistung.

² Photovoltaics Report, Fraunhofer ISE ([Photovoltaics Report \(fraunhofer.de\)](http://Photovoltaics Report (fraunhofer.de)))

Neben dem Wirkungsgrad werden oft auch die Temperaturkoeffizienten und das Schwachlichtverhalten verschiedener Technologien verglichen. Diese können je nach Einsatzort und Ausrichtung den Ertrag eines BIPV-Projektes mehr oder weniger stark beeinflussen. Beispielhaft kann eine Leistungsberechnung anhand des PV GIS-Tools der Europäischen Kommission herbeigezogen werden, um die verschiedenen Technologien zu vergleichen. Eine in Berlin installierte vertikale und nach Süden ausgerichtete PV-Fassade mit einer aktiven Fläche von 100 m² liefert demnach über den Zeitraum von einem Jahr folgenden Ertrag:

Technologie	Wp/m ²	Jährlicher Ertrag	Relativer Vergleich
Kristallines Silizium, High Performance	200	17.750 kWh	100 %
Kristallines Silizium, Durchschnitt	180	16.000 kWh	90 %
Dünnschicht (CIGS)	130	11.200 kWh	63 %

Tabelle 1: BIPV-Technologien / Alle o.g. Angaben reflektieren den Stand Januar 2023 (Quelle FVHF)

7. Modulaufbauten / -typen

Grundsätzlicher Aufbau (3 Schichten: Glas | aktive Schicht | Glas)

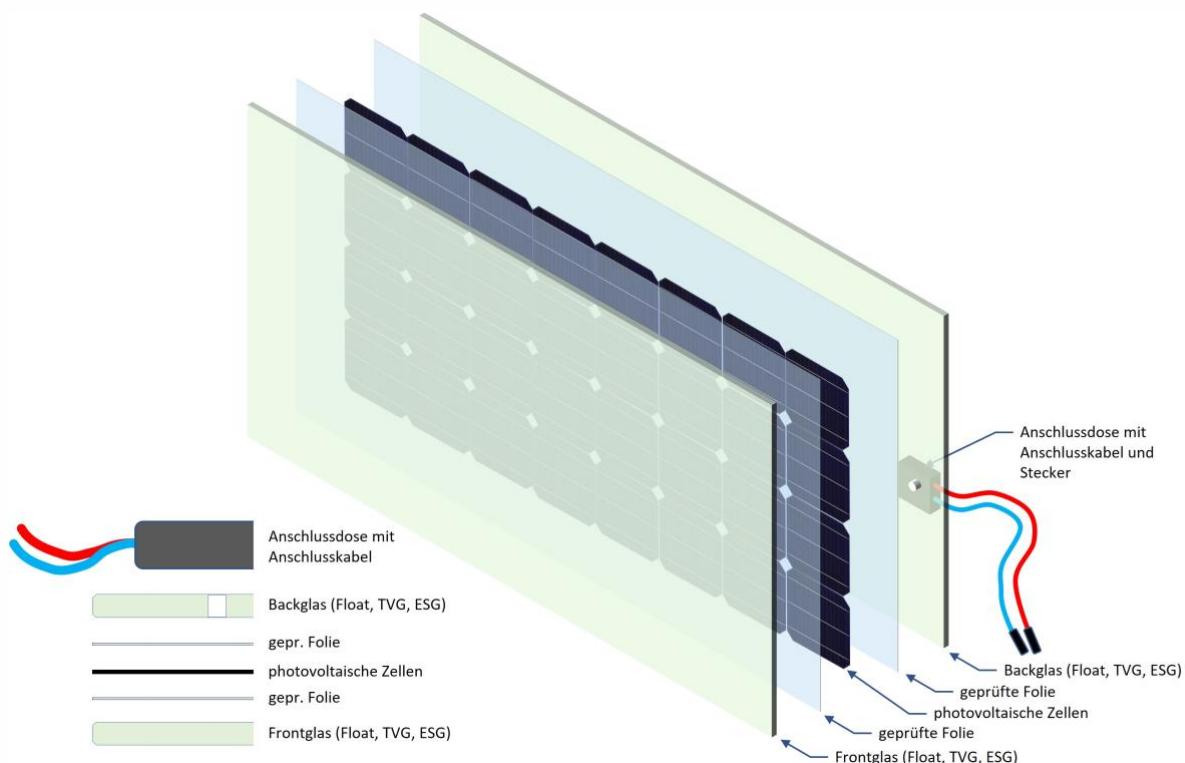


Abbildung 3: Aufbau kristallines Glas-Glas-Modul (Quelle FVHF)

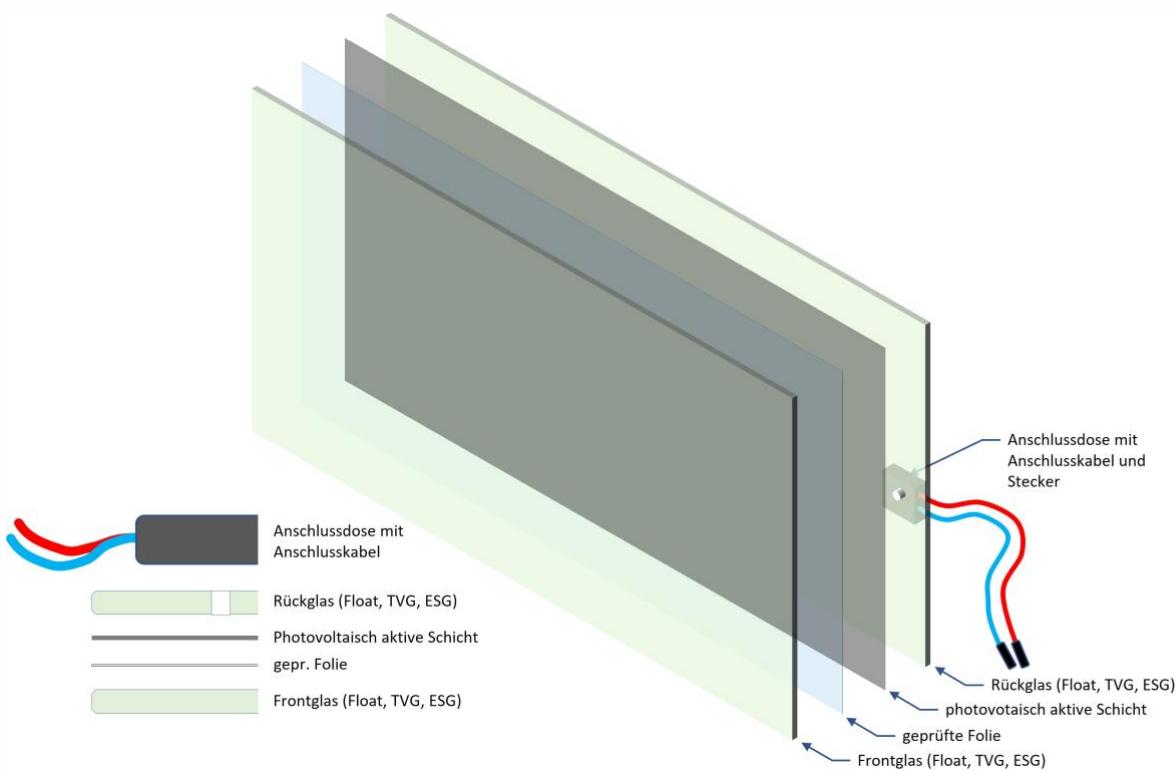


Abbildung 4: Aufbau Dünnschicht-Glas-Glas-Modul (Quelle FVHF)

Am Markt verfügbare PV-Module bestehen in der Regel aus einer Frontscheibe, einem Rücksubstrat und der dazwischen einlaminierten photoaktiven Schicht. Während bei Modulen mit kristallinen Zellen in der Regel diese zusätzlich von zwei Laminatfolien eingeschlossen wird, findet dies bei Dünnschichtmodulen nur einseitig statt. Der Dünnschichtfilm wird direkt auf die Frontscheibe oder das Rücksubstrat aufgebracht ohne dass eine zweite Laminatfolie für das Laminieren verwendet wird. Im BIPV-Bereich bestehen meist sowohl Frontscheibe als auch Rücksubstrat aus Glas. In seltenen Fällen werden Polymerfolien als Rücksubstrat eingesetzt. Diese Modulaufbauten werden als Glas-Glas bzw. Glas-Folie-Module bezeichnet.

Bei Glas-Folie-Modulen wird oft ein zusätzlicher Aluminiumrahmen an den Modulen angebracht, um die Kanten zu schützen und die Montage zu ermöglichen. Dies ist bei Glas-Glas-Modulen nicht notwendig. Die Montage von Glas-Glas-Modulen wird meist über sogenannte rückseitig verklebte „Backrails“ oder über eine punkt- bzw. linienförmige Klemmlagerung erreicht.

Die Größe der PV-Module richtet sich nach der eingesetzten Fertigungstechnik. Bei Dünnschichtmodulen sind oft die Modulbreiten durch die beim Hersteller verfügbare Anlagentechnik vorgegeben. Lediglich die Modullänge kann innerhalb bestimmter Grenzen angepasst werden. Bei PV-Modulen auf Basis kristalliner Zellen sind die Außenmaße freier zu gestalten. Hierbei sollte jedoch das Modul so ausgelegt werden, dass die Modulfläche möglichst dicht mit Zellen belegbar ist, um eine hohe Effizienz zu erreichen. Solarzellen haben eine feste Größe, beispielsweise 166 x 166 mm für Zellen des Typs M6. Ein Standardmodul mit bereits optimaler Flächennutzung um 165 mm zu verbreitern, bietet

bei Nutzung dieser Zellen beispielsweise keine erhöhte Leistung, da keine weitere Solarzelle im Modul untergebracht werden kann.

8. Übersicht Farbtechnologie

In BIPV-Anwendungen spielt die Ästhetik der Module oft eine wichtige Rolle. Zum einen sind BIPV-Module in der Regel rahmenlos, zum anderen werden verschiedene Technologien eingesetzt, um die Module farblich zu gestalten. Drei Technologien sind dabei aufgrund ihrer starken Verbreitung hervorzuheben: Bedruckte Frontgläser, Interferenzschichten auf dem Frontglas und farbige Einlagen im Laminat.

Das Bedrucken von Frontgläsern mit keramischen Farben, beispielsweise durch Siebdruck oder Digitaldruck, bietet einen großen gestalterischen Freiraum und ermöglicht ein breites Farbspektrum. Um eine satte Farbwiedergabe zu erreichen, muss jedoch auch eine entsprechende Farbmenge aufgetragen werden. Dies führt zu hohen Leistungsverlusten im PV-Modul von ca. 20 - 70 % und liegt daran, dass die aufgetragenen Farbpartikel nicht nur eine bestimmte Farbe reflektieren, sondern auch einen großen Anteil des restlichen Sonnenspektrums absorbieren. Insbesondere helle Farben wie Weiß sind dabei kritisch. Je nach angewandter Technologie kann die Farbe auf der sonnenzugewandten Seite (Seite 1) oder der sonnenabgewandten Seite (Seite 2) aufgetragen werden. Beim Auftrag auf Seite 1 muss die Umweltverträglichkeit der Farbe sichergestellt werden.

Interferenzschichten bieten dabei eine Alternative, welche deutlich weniger Leistungsverluste mit sich bringt. Diese Schichten reflektieren selektiv bestimmte Farben und lassen das restliche Sonnenlicht zu den Solarzellen durch. Es findet kaum Absorption des Sonnenlichts statt. Dadurch beträgt der Leistungsverlust je nach Farbe lediglich ca. 2 – 15 %. Ein Nachteil dieser Interferenzschichten ist die je nach Technologie mehr oder weniger stark ausgeprägte Abhängigkeit des Farbeindrucks vom Betrachtungswinkel.



Abbildung 5:

Beispiel verschiedener farbiger BIPV-Module der Firma Envelon auf Basis von Interferenzschichten (Quelle Genzebach Envelon GmbH)

Zuletzt werden farbige Einlagen im Laminat genutzt, um PV-Module farbig zu gestalten. Dabei kann die Farbe entweder direkt in die Laminatfolie (POE, EVA, etc.) integriert werden oder es kann ein separater Farbfilm (z.B. PET) in das Laminat eingebracht werden. Typische Leistungsverluste betragen ca. 10 – 50 %.

Interferenzschichten bieten insgesamt die geringsten Leistungsverluste, sind jedoch nicht in allen Farbtönen verfügbar. Bedruckte Frontgläser und farbige Einlagen bieten ein größeres, aber auch nicht unendliches Farbspektrum. Diese Technologien führen dafür aber auch zu deutlich größeren Verlusten in der Modulleistung.

9. Oberflächenstruktur

Zusätzlich zu der farblichen Ausführung von PV-Modulen bietet die Oberflächenstruktur ein gestalterisches Mittel. Neben glatten Glasoberflächen (Floatglas), sind auch strukturierte Oberflächen am Markt verfügbar. Am weitesten verbreitet sind dabei Walzgläser (grobe Struktur) und satinierter Gläser (feine Struktur). Diese Oberflächen führen zudem zu einer stark reduzierten Blendwirkung der PV-Module, was insbesondere bei BIPV-Projekten in der Nähe von stark frequentierten Straßen von Vorteil ist.

10. Nachhaltigkeit und Lebenszyklus

Lebenszyklus

PV-Module haben die Aufgabe elektrischen Strom zu erzeugen, welcher in der Regel lokal durch den Verbraucher genutzt wird.

Die bei der Herstellung und Montage eingesetzte Produktionsenergie wird im Laufe der Nutzungsdauer durch den erzeugten Strom ausgeglichen. Der Ertrag ist stark abhängig von Faktoren wie der eingesetzten Technologie, dem Standort, der lokalen Orientierung und der Laufzeit in Jahren.

So ist die energetische Amortisationszeit (Energy Payback Time) nicht pauschal herleitbar. Als Orientierungswert wird in der Literatur von 1,5 bis 3,5 Jahren ausgegangen. Eine exakte Berechnung Payback Time ist objektbezogen erforderlich.

Rücknahme

Im Herbst 2015 wurde in Deutschland das Gesetz über das Inverkehrbringen, die Rücknahme und die umweltverträgliche Entsorgung von Elektro- und Elektronikgeräten (Elektro- und Elektronikgerätegesetz - ElektroG) in Kraft gesetzt. PV-Module gelten in diesem Sinne als elektrische Großgeräte für die eine Rücknahmeverpflichtung sowie Finanzierung der Entsorgung vorgeschrieben ist.

Eine ordnungsgemäße Sammlung und Rücknahme ist bei Sammelstellen von öffentlich-rechtlichen Entsorgungsträgern (örE), bei Rücknahmestellen der Hersteller oder den von ihnen beauftragten Dritten möglich. Somit ist die Finanzierung der Rücknahme in den Wertkreislauf per Gesetz geregelt. Die Hersteller der Module führen eine Entsorgungsgebühr an ein Entsorgungsunternehmen ab. Diese Gebühr ist in der Regel an das Gewicht des Moduls gekoppelt.

Produktgarantie (Modul)

Die Produktgarantie garantiert, dass die Materialien der einzelnen Komponenten bei der Auslieferung frei von Mängeln sind und entspricht in der Regel der gesetzlichen Gewährleistung. Jeder Hersteller kann auf sein Produkt eigene Laufzeiten für Produktgarantien geben.

Leistungsgarantie (Modul)

PV-Module unterliegen einer natürlichen Degradation. Diese wird in der Regel mit bis zu 1% Degradation jährlich angesetzt. Ausgehend von einer anfänglichen Mindestnennleistung wird eine Leistungsgarantie, welche vom Betrachtungszeitraum abhängig ist, ausgesprochen. Marktüblich sind Aussagen, dass ein Modul im 20. Betriebsjahr noch min. 80% seiner Nennleistung besitzt.

Lebensdauer Modul und Wechselrichter

Beim Modul und dem Wechselrichter handelt es sich um eine elektronische Anlage. Die durchschnittliche Lebensdauer eines Wechselrichters liegt bei 10 bis 15 Jahren. Bei den Modulen ist mit einer deutlich längeren Lebensdauer zu rechnen.

Die Lebensdauer der Module und des Wechselrichters ist auch abhängig von der Art und Qualität der Verschaltung (String + Module).

Die älteste netzgebundene PV-Anlage steht in der Nähe von Lugano in der Schweiz und ist über 40 Jahre alt (Baujahr 1982). Die Nennleistung beträgt im Jahr 2022 noch ca. 80%.³

Platzierung der Wechselrichter

Der Montageort des Wechselrichters ist so zu wählen, dass kein Wärmestau entsteht. In der Regel sind Wechselrichter hängend zu montieren.

Bei der Umwandlung des Gleichstroms in Wechselstrom tritt Abwärme auf. Da mit steigender Erwärmung des Wechselrichters dessen Wirkungsgrad sinkt, sollte die Umgebungstemperatur so gering wie möglich sein. Auch die Lebensdauer des Gerätes wird durch höhere Temperaturen negativ beeinflusst.

Die Montagerichtlinien der Hersteller geben klare Abstände zu benachbarten Bauteilen wie weiteren Wechselrichtern vor. Diese sind zwingend einzuhalten. In jedem Fall sollte der Wechselrichter einer Photovoltaikanlage leicht zugänglich sein.⁴

³ Quelle: <https://www.solarserver.de/2022/08/22/>

⁴ Quelle Textabschnitte **Nachhaltigkeit und Lebenszyklus**: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE - Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland (04.12.2022)

11. Photovoltaik und die Architektur

11.1 Geeignete Flächen

Hinsichtlich des Flächenpotentials für BIPV wurden in den letzten Jahren verschiedene Studien durchgeführt. Eine Studie des Leibniz-Instituts für ökologische Raumentwicklung hat ein theoretisches Potential für Fassaden von 12.000 km² ermittelt⁵, welches einer installierten Leistung von ca. 2.400 GW entsprechen würde. Das Fraunhofer ISE hat demgegenüber ein technisches Potential, d.h. nur Flächen wurden berücksichtigt die technisch plausibel nutzbar sind, für bauwerksintegrierte Photovoltaik (Dach und Fassade) von 1.400 GW ermittelt⁶. Auch wenn das wirtschaftlich nutzbare Potential deutlich niedriger liegen wird, vermittelten die Zahlen einen Eindruck von den enormen Markterschließungsmöglichkeiten der Fassaden-PV.

Hinsichtlich der Flächen, die in der Bauart der VHF für Photovoltaik erschließbar sind, sind prinzipiell keine Grenzen gesetzt. In erster Linie stehen hier sicherlich öffentliche Gebäude sowie gewerbliche Bereiche im Vordergrund. Speziell im Neubau bieten mehrgeschossige Wohngebäude ein erhebliches Potenzial. Bei der Integration von PV in Fassaden kann die VHF dabei ihren großen Vorteil ausspielen, da die Solarmodule die Funktion eines "klassischen" Bekleidungsmaterials einer VHF mitübernehmen. Dies bedingt dann aber auch, dass im Falle eines Austausches/Rückbaus die Funktionalität der VHF weiterhin gewährleistet bleibt.

Aus technischer Sicht ist eine Vollbelegung der opaken Anteile von Fassaden i. d. R. immer möglich, aus gestalterischer Sicht sowie aus wirtschaftlicher Sicht kann aber eine Teilbelegung vorteilhaft sein. Hier bietet die VHF den einfachen Wechsel zu alternativen Bekleidungsmaterialien. Es gibt die Möglichkeit zur Nutzung von Blindelementen (Dummies, passive Elemente) an bestimmten Fassadenteilflächen oder auch in Randbereichen zu Gebäudecken, Fenstern oder Balkonsituationen. Zudem können Teilflächen mit klassischen Bekleidungsmaterialien kombiniert werden. Bei der Nutzung von Standardmodulen fester Größen ist eine Vollbelegung nur möglich, wenn sie frühzeitig in der Planungsphase berücksichtigt werden. Die Anzahl verschiedener Formate sowie Sondergrößen beeinflussen die Wirtschaftlichkeit direkt. Sondergrößen sind nicht von allen Modulherstellern lieferbar.

11.2 Standort, Ausrichtung und Verschattung

Bei PV-Fassaden nehmen die Faktoren Standort, Ausrichtung und die davon abhängige reale Sonneneinstrahlung in der Regel größeren Einfluss auf die Performance einer Anlage als bei Dachanlagen.

Die Verschattungsbedingungen sind ggf. komplexer und umfassen sowohl Eigenverschattungen durch die Kubatur des Gebäudes als auch Schlagschatten durch Wechsel in der Vegetation und benachbarte Objekte.

⁵ PV-Magazin, 2021

⁶ FVEE, 2019.

Die Ausrichtung der PV-Flächen wird durch die Anordnung des Baukörpers bestimmt. Eine optimale Orientierung zu den Himmelsrichtungen ist dabei nicht immer möglich. Diese Rahmenbedingungen sind bei jedem Standort unterschiedlich und haben entsprechende Wechselwirkungen auf den Ertrag und somit auch auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Fassaden.

Die Sonnenintensität, Globalstrahlung genannt, nimmt von Nord nach Süd zu. In Deutschland liegt diese zwischen 900 und 1.200 kWh/m² im Jahr. Ebenfalls ändert sich der Einstrahlungswinkel, so steht die Sonne in nördlichen Gegenden tiefer und erhöht die Einstrahlung auf vertikale Fassaden. Nachfolgende Grafik zeigt beispielhaft die prozentuale Strahlungsintensität gegenüber einer idealorientierten Ausrichtung.

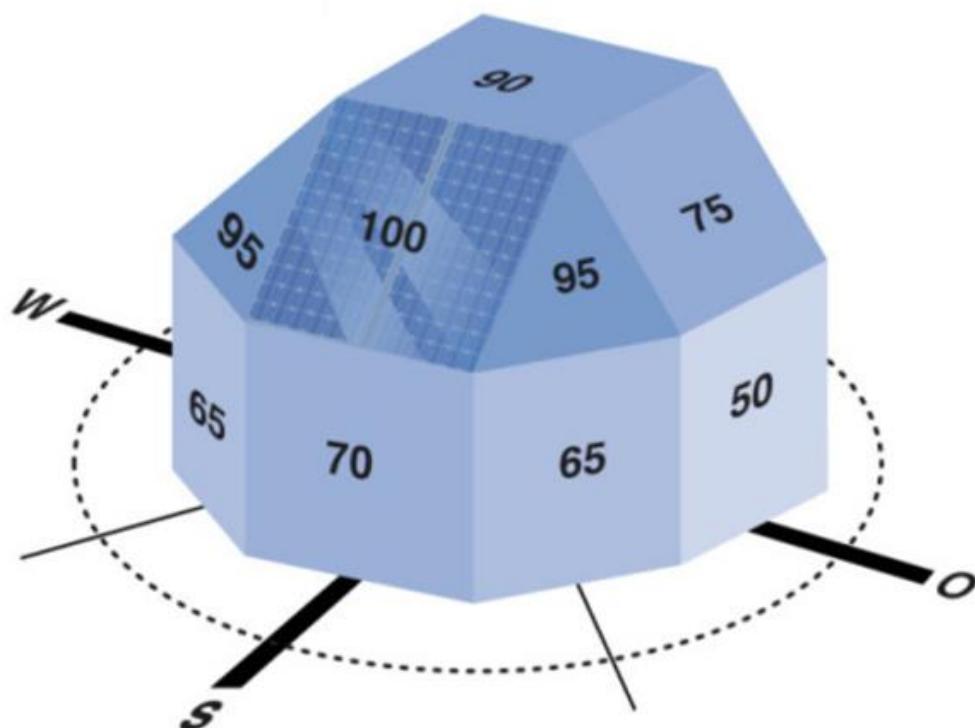


Abbildung 6: Prozentuale Strahlungsintensität nach Ausrichtung der Fläche (Quelle MGT-esys, Feldkirch/A)

Der Einfluss der Ausrichtung und Neigung von BIPV-Anlagen kann am besten anhand eines reellen Projekts veranschaulicht werden. In der nachfolgenden Abbildung wird der monatliche Ertrag der Dachinstallation mit der Fassadeninstallation an einem Gebäude der Firma Sto SE & Co. KGaA verglichen. In den Monaten November bis Februar übersteigt der Ertrag der Fassadeninstallation den der Dachinstallation aufgrund der tieferen Sonnenstände. Ein ähnlicher Trend ist auch über den Tag zu erwarten, mit höheren Erträgen während der Morgen- und Abendstunden.

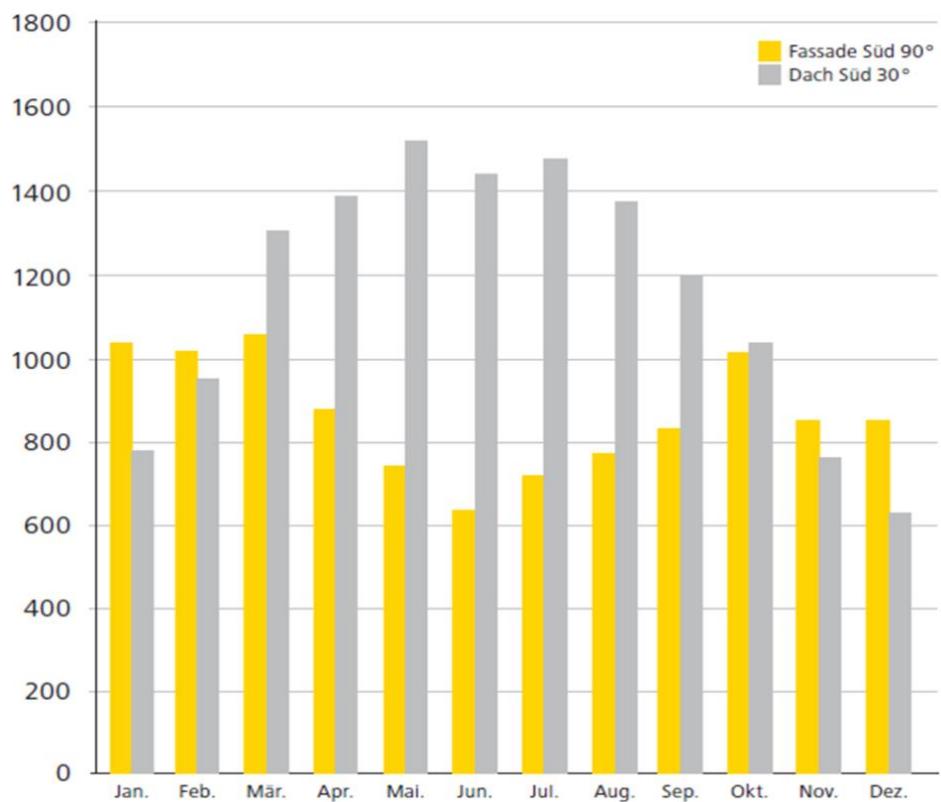


Abbildung 7: Erträge Fassade vs. Dach (Quelle Sto SE & Co. KGaA)



Abbildung 8: Referenz Sto – Hauptgebäude, Stühlingen (Quelle Sto SE & Co. KGaA)

Bereits in der Planungsphase einer BIPV-Anlage sollte eine Einigkeit zwischen der Ertragsoptimierung einer Anlage und der architektonischen Umgebung erzielt werden. Wenig hilfreich ist ein reiner Blick auf die Leistungsdaten von PV-Modellen. Vielmehr ist eine an die Umgebung angepasste Auswahl der Modultechnologie empfehlenswert. Die Idealvoraussetzung ist eine verschattungsfreie Ausrichtung einer BIPV-Anlage. Verschattungen haben einen erheblichen Einfluss auf die Leistungsfähigkeit einer Anlage und können den Ertrag stark reduzieren. Dabei sollten Neben- und Anbaugebäude, Bäume und andere Vegetationen oder auch Ablagerungen von Schmutz eine wesentliche

Berücksichtigung im Planungsprozess finden. Idealerweise helfen Simulationen dabei, den jahreszeitabhängigen Schattenverlauf zu simulieren, um damit die Positionierung der PV-Module an dem Gebäude zu optimieren.⁷

Das Funktionsprinzip einer VHF leistet einen wichtigen Beitrag gegen Leistungsverluste für BIPV-Projekte. Durch die Trennung der Funktionsschichten entsteht ein Hinterlüftungsraum. Dieser sorgt für eine kontinuierliche Luftzirkulation, verhindert Wärmestaus und trägt positiv dazu bei, dass sich die Erwärmung der PV-Module geringer auswirkt. Weiter kann eine Reduzierung der Leistung eingeschränkt und somit Ertragsminderungen verringert werden.

11.3 Gestaltungsmöglichkeiten

Sowohl Monokristalline- als auch Dünnschichtmodule die als BIPV-Elemente im Fassadenbereich eingesetzt werden, haben i. d. R. ein homogenes Erscheinungsbild und sind in der Standardausprägung schwarz / grau. Hierdurch lassen sich diese BIPV-Module hervorragend mit monolithischen Einscheibensicherheitsgläsern (ESG / ESG-H) und verschiedenen Verbundsicherheitsgläsern (VSG) nach DIN 18008 ohne einen Wechsel des Tragsystems kombinieren.



Abbildung 9: Polizeistation, Baunatal (Kombination BIPV – monolithisches ESG)
(Quelle alsecco GmbH | Foto: Matthias Merz)

Bei diesem beispielhaften Objekt (Abb. 9) wurden an nicht relevanten Gebäudeseiten (z.B. Nordseite) anstatt PV-Modulen rückseitig emaillierte Einscheibensicherheitsgläser verwendet. Natürlich lassen sich auch in der VHF andere Bekleidungsmaterialien mit der BIPV kombinieren. Durch die variable Unterkonstruktion der VHF ist dies ohne weiteres zu realisieren.

Viele Hersteller von Photovoltaik-Modulen im Fassadenbereich bieten auch die Möglichkeit die PV-Module farbig den Wünschen des Architekten anzupassen, hierbei ist je nach Farbe, Farbstärke und Farbgebungsverfahren mit einem Leistungsverlust zu rechnen.

⁷ DBZ

Neben der Farbigkeit bietet auch die Ausrichtung der Module Möglichkeiten zum Spiel durch den Architekten. Beispielsweise wurde am Firmengebäude von Aluform, ein Verarbeiter von Aluminium-Verbundwerkstoffen in Bad Rappenau-Bonfeld, die Solar-Shell-Fassade 2021 erstmals gebaut. Die plastische Struktur entsteht automatisch, wenn die Photovoltaik-Module bestmöglich zur Sonne ausgerichtet werden.

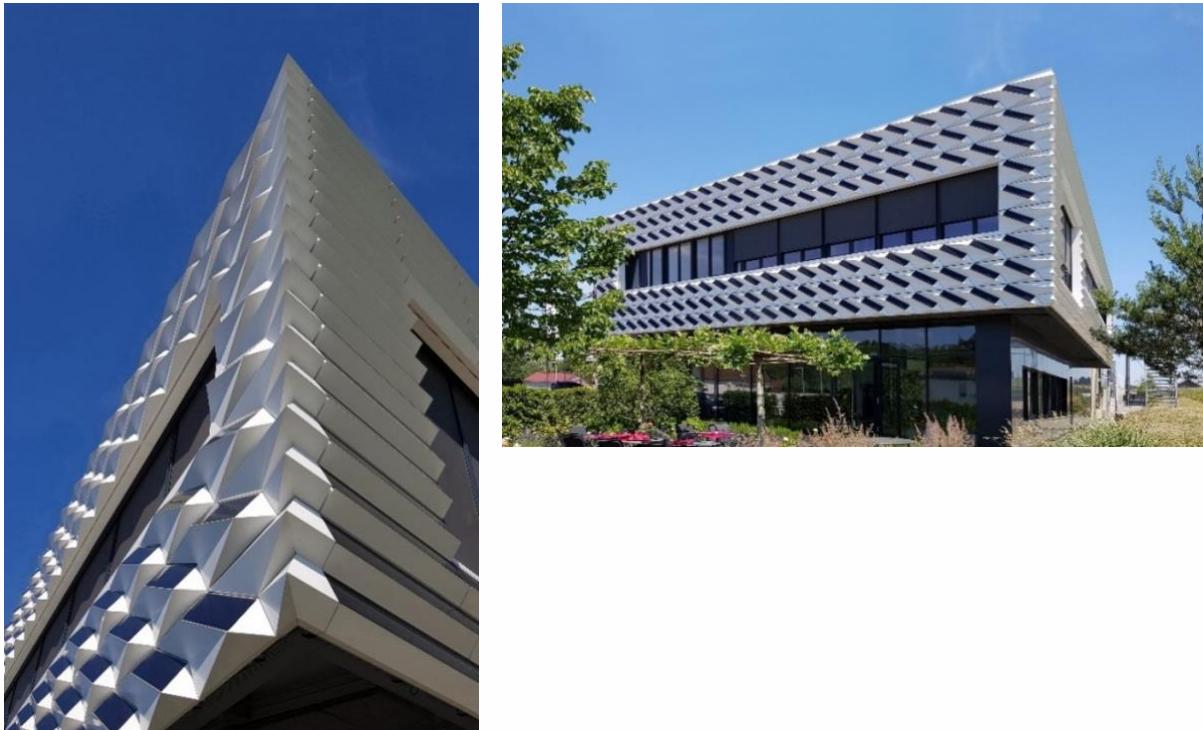


Abbildung 10/11: SOLAR.shell Photovoltaikfassaden am Bürotrakt der Aluform GmbH, Bad Rappenau. Ansicht der Westfassade und Eckausbildung Süd-West. Projektleitung: Architektur-Institut der HTWK Leipzig (ai:L), (Fotos Frank Hülsmeier)

Kombinationsmöglichkeiten aus BIPV und VHF-Putzoberfläche



Abbildung 12/13: Labenwolf Gymnasium, Nürnberg (Quelle alsecco GmbH | Foto: Matthias Merz)



Abbildung 14:
*Rhein-Kai-Speicher, Mannheim.
Planer: Schmucker und Partner,
Mannheim (Foto Sto SE & Co. KGaA)*

11.4 Planungsaspekte nach Leistungsphasen

Die Grundleistungen nach Anlage 10 (Gebäude) zur HOAI 2021 sind in den Leistungsphasen 1-3 und 5-9 auf BIPV gut übertragbar. Gegebenenfalls können einzelne Grundleistungen aus Anlage 10 wegfallen und/oder durch die Kombination bzw. Ergänzung von Grundleistungen aus Anlage 15 (Technische Anlagen) zur HOAI 2021 ergänzt werden. Für die Honorarermittlung ist keine eindeutige Zuordnung zu einer Honorartafel (Gebäude / Technische Anlagen) möglich, da die anrechenbaren Kosten der BIPV sowohl der Kostengruppe 300 als auch der Kostengruppe 400 nach DIN 276 zuzuordnen sind. Für eine BIPV müssen beide Kostengruppen volumfänglich geplant werden, daher führt eine Ermittlung des Honorars nach Honorartafel für Gebäude aufgrund des reduzierten Ansatzes der Kostengruppe 400 nicht zu einem adäquaten Honorar. Es ist daher zur Ergänzung des Honorars für Gebäude (Honorartafel nach §35 Objektplanung) eine separate und additive Berechnung des Honorars nach der Honorartafel nach §56 (Technische Ausrüstung) zu empfehlen. Die Abbildung 15 zeigt einen beispielhaften Projektablauf für fassadenintegrierte Photovoltaikanlagen.

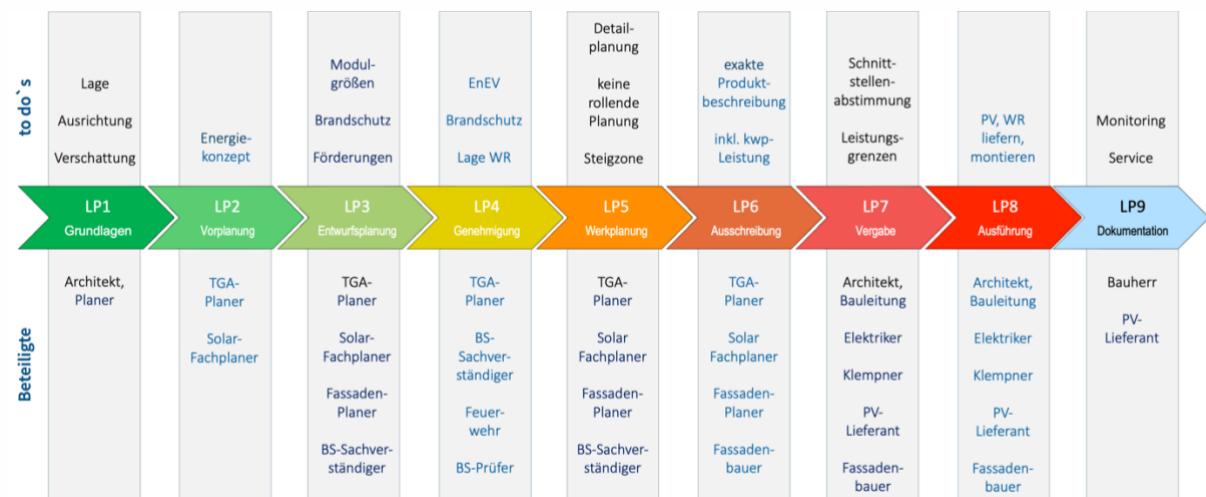


Abbildung 15: Fassadenintegration PV - Projektablauf (Quelle © HZB, T.Kühn/BAIP)

11.5 Auszug einer Teilleistungstabelle

Ergänzung / Kombination der Grundleistungen und besonderen Leistungen am Beispiel der Leistungsphase 2 – Vorplanung

LP 2 Vorplanung	
<p>a. Analysieren der Grundlagen, Abstimmen der Leistungen mit den fachlich an der Planung Beteiligten</p> <p>b. Erarbeiten der Vorplanung</p> <p>c. Untersuchen, Darstellen und Bewerten von Varianten nach gleichen Anforderungen, Zeichnungen im Maßstab nach Art und Größe des Objekts</p> <p>d. Erarbeiten eines Planungskonzepts, dazu gehören zum Beispiel: Vordimensionieren der Systeme und maßbestimmenden Anlagenteile, Untersuchen von alternativen Lösungsmöglichkeiten bei gleichen Nutzungsanforderungen einschließlich Wirtschaftlichkeitssvorbetrachtung, zeichnerische Darstellung zur Integration in die Objektplanung unter Berücksichtigung exemplarischer Details, Angaben zum Raumbedarf</p> <p>e. Aufstellen eines ersten Funktionsschemas bzw. Prinzipschaltbildes für die Anlage</p> <p>f. Klären und Erläutern der wesentlichen Zusammenhänge, Vorgaben und Bedingungen (zum Beispiel städtebauliche, gestalterische, funktionale, technische, wirtschaftliche, ökologische, bauphysikalische, energiewirtschaftliche, soziale, öffentlich-rechtliche)</p> <p>g. Klären und Erläutern der wesentlichen fachübergreifenden Prozesse, Randbedingungen und Schnittstellen, Mitwirken bei der Integration der technischen Anlagen</p> <p>h. Vorverhandlungen über die Genehmigungsfähigkeit</p> <p>i. Vorverhandlung mit den zu beteiligenden Stellen zur Infrastruktur</p> <p>j. Kostenschätzung nach DIN 276 (2. Ebene)</p> <p>k. Erstellen eines Terminplans mit den wesentlichen Vorgängen des Planungs- und Bauablaufs</p> <p>l. Zusammenfassen, Erläutern und Dokumentieren der Ergebnisse</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Aufstellen eines Katalogs für die Planung und Abwicklung der Programmziele - Untersuchen alternativer Lösungsansätze nach verschiedenen Anforderungen einschließlich Kostenbewertung - Beachten der Anforderungen des vereinbarten Zertifizierungssystems - Erstellen des technischen Teils eines Raumbuches - Untersuchen alternativer Lösungsansätze nach verschiedenen Anforderungen einschließlich Kostenbewertung - Beachten der Anforderungen des vereinbarten Zertifizierungssystems - Anfertigen von besonderen Präsentationshilfen, die für die Klärung im Vorentwurfsprozess nicht notwendig sind, zum Beispiel - Perspektivische Darstellungen - 3-D oder 4-D Gebäudemodellbearbeitung (Building Information Modelling BIM) - Aufstellen einer vertieften Kostenschätzung - Erarbeiten und Erstellen von besonderen bauordnungsrechtlichen Nachweisen für den vorbeugenden Brandschutz oder im Falle von Abweichungen von der Bauordnung - Durchführen von Versuchen und Modellversuchen

Tabelle 2: HOAI, Teilleistungstabelle: Gebäude und technische Ausrüstung

11.6 Schnittstellen in der Planung einer BIPV

Bei der Planung einer BIPV sind frühzeitig alle an der Planung fachlich Beteiligten und weitere Projektbeteiligte in den Planungsprozess einzubinden und die fachlichen Beiträge abzustimmen und zu berücksichtigen sowie in den verschiedenen Kostenermittlungsarten abzubilden. Fachplaner, Hersteller, ausführende Unternehmen und auch genehmigende Behörden sollten bereits in der Entwurfsphase hinzugezogen werden, um Planungs- und auch Zielkonflikte zu vermeiden bzw. zu lösen.

Wir verweisen in diesem Zusammenhang auf bestehende Leitlinien^{8,9}. Die Leistung BIPV erfordert eine frühzeitige Koordination vieler Beteiligter. Nur ein mit allen abgestimmtes Grundkonzept der BIPV führt zu einer nachhaltigen und vor allem wirtschaftlichen Lösung.

Im Rahmen der Planung sind üblicherweise die Schnittstellen zu folgenden Planern, Herstellern und Behörden zu koordinieren:

- Architekt
- Tragwerksplaner
- Fassadenfachplaner
- Elektrofachplaner
- Brandschutzplaner / -gutachter
- Sondergutachter (z.B. Blendgutachter für PV-Anlagen)
- Netzbetreiber, Energieversorger
- Hersteller, Lieferanten
- Zuständige Behörden (Bauaufsichtsbehörden, Denkmalschutzbehörden)
- Vorbeugender Brandschutz (der Bauaufsichtsbehörden)
- Berufs- und Werksfeuerwehr
- Fassadenbauunternehmen, Elektroinstallationsbetriebe

11.7 Genehmigungsverfahren

Die Genehmigung von BIPV-Anlagen erfolgt für neu geplante Gebäude im Rahmen des Bauantragsverfahrens für das betreffende Gebäude nach jeweiliger Landesbauordnung des Bundeslandes (vgl. hier auch MBO) und / oder auf Grundlage des Bau-Gesetzbuchs (BauGB) §34 für innerörtliche Bauvorhaben außerhalb des Geltungsbereichs eines Bebauungsplans. Bei bestehenden Gebäuden ist die Genehmigungspflicht mit den zuständigen Genehmigungsbehörden abzustimmen, hier führen häufig Tatbestände aus dem Brand- und / oder Denkmalschutz zur Durchführung eines Genehmigungsverfahrens.

⁸ VFT, Fachingenieurleistungen der Werk- und Montageplanung im Metall- und Fassadenbau, 2014

⁹ AHO-Fachkommission „Fassadenplanung“, Heft 28 – Fachingenieurleistungen für die Fassadentechnik 2021

11.7.1 Blendschutz / Blendgutachten (u.a. "Lichtleitlinie")

Die Genehmigungsfähigkeit von BIPV-Anlagen erfolgt in der Regel nach dem Bau-Gesetzbuch (BauGB). Blendschutzrichtlinien und Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) werden erst im Konfliktfall herangezogen. Auch nach BauGB gilt, dass keine schädlichen Blendwirkungen von PV-Anlagen ausgehen dürfen.

Eine „erhebliche Belästigung im Sinne des BImSchG durch die maximal mögliche astronomische Blenddauer unter Berücksichtigung aller umliegenden PV-Anlagen kann vorliegen, wenn diese mindestens **30 Minuten am Tag oder 30 Stunden pro Kalenderjahr beträgt.**

Mögliche Maßnahmen zur Verminderung und Vermeidung von Blendwirkungen

- *Unterbindung der Sicht auf das Photovoltaikmodul (...)*
- *Optimierung von Modulaufstellung (...)*
- *Einsatz von Modulen mit geringem Reflexionsgrad*

Bei der Maßnahmenplanung gibt es kein allgemein gültiges Vorgehen. Art und Umfang geeigneter Maßnahmen hängen immer von der konkreten Standortsituation vor Ort ab. In jedem Fall ist eine sorgsame Planung im Vorfeld sinnvoll, da Maßnahmen im Nachhinein (...) kostenaufwändig sind.“ (Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) Beschluss der LAI, 2012).

11.8 Technische und gestalterische Anforderungen aus Objektplanung / Architektur

- Langlebigkeit / Austausch / Ästhetik über den gesamten Lebenszyklus
- Revisionierbarkeit / Reparatur- und Austauschmöglichkeit
- Abstimmung des technisch notwenigen und gestalterisch gewünschten Fugenbilds (zwischen den Modulen und / oder anderen Bekleidungsmaterialien bei Hybridfassaden)

Aus architektonischer Sicht sind sowohl nicht sichtbare als auch sichtbare Haltesysteme möglich. So werden entweder rückseitig verklebte s. g. Backrails zur weiteren Anbindung an entsprechende Tragprofile genutzt oder die PV-Module an den Kanten linien- oder punktförmig gelagert.

11.8.1 Möglichkeiten unterschiedlicher „Haltesysteme“

- Linienförmige Lagerung
- Punktformige Lagerung
- Nicht sichtbare Lagerung (durch rückseitig verklebte Backrails)

11.8.2 Konstruktive Details und Anwendungsbeispiele

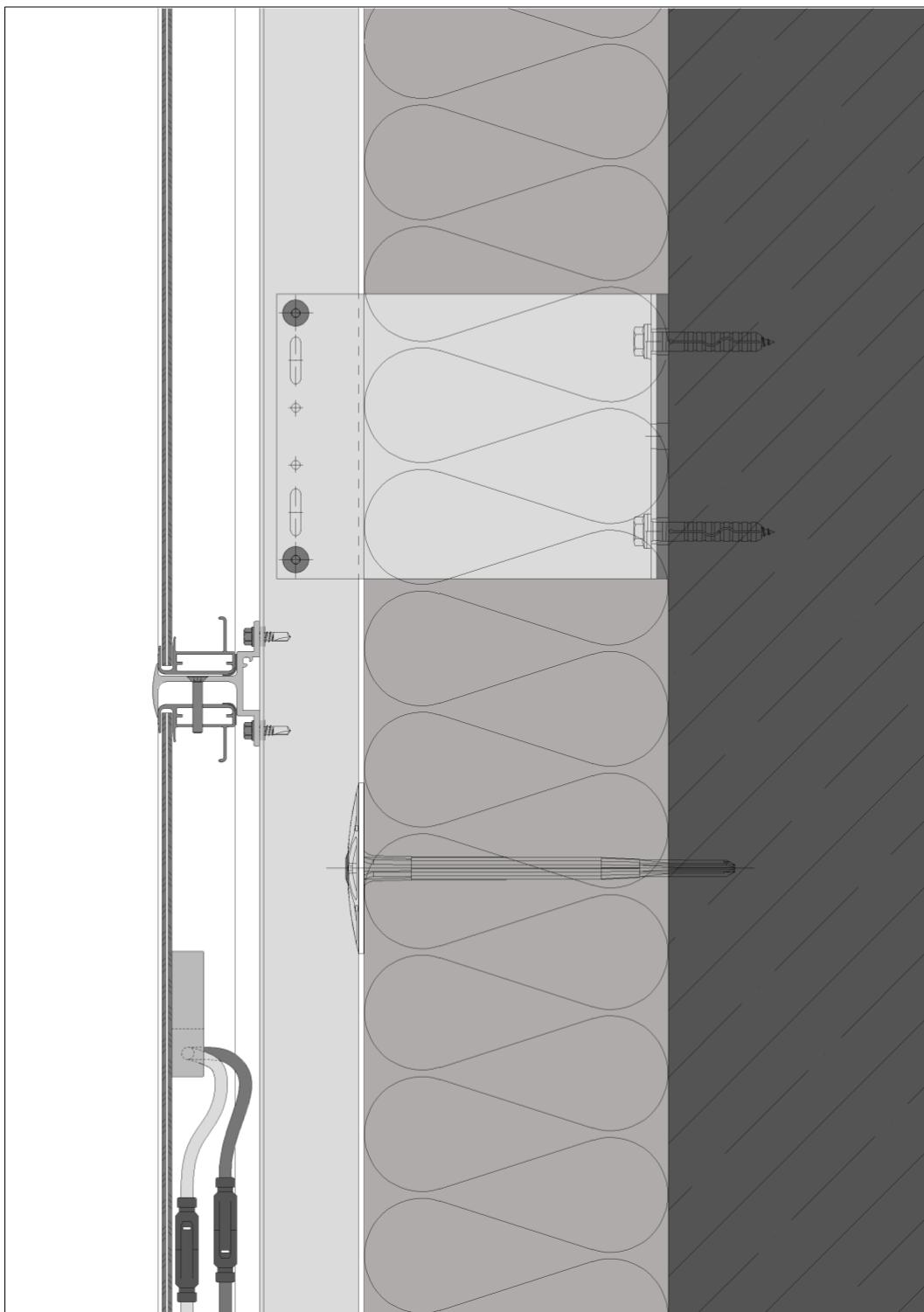


Abbildung 16: Linienförmige Lagerung (Quelle FVHF)

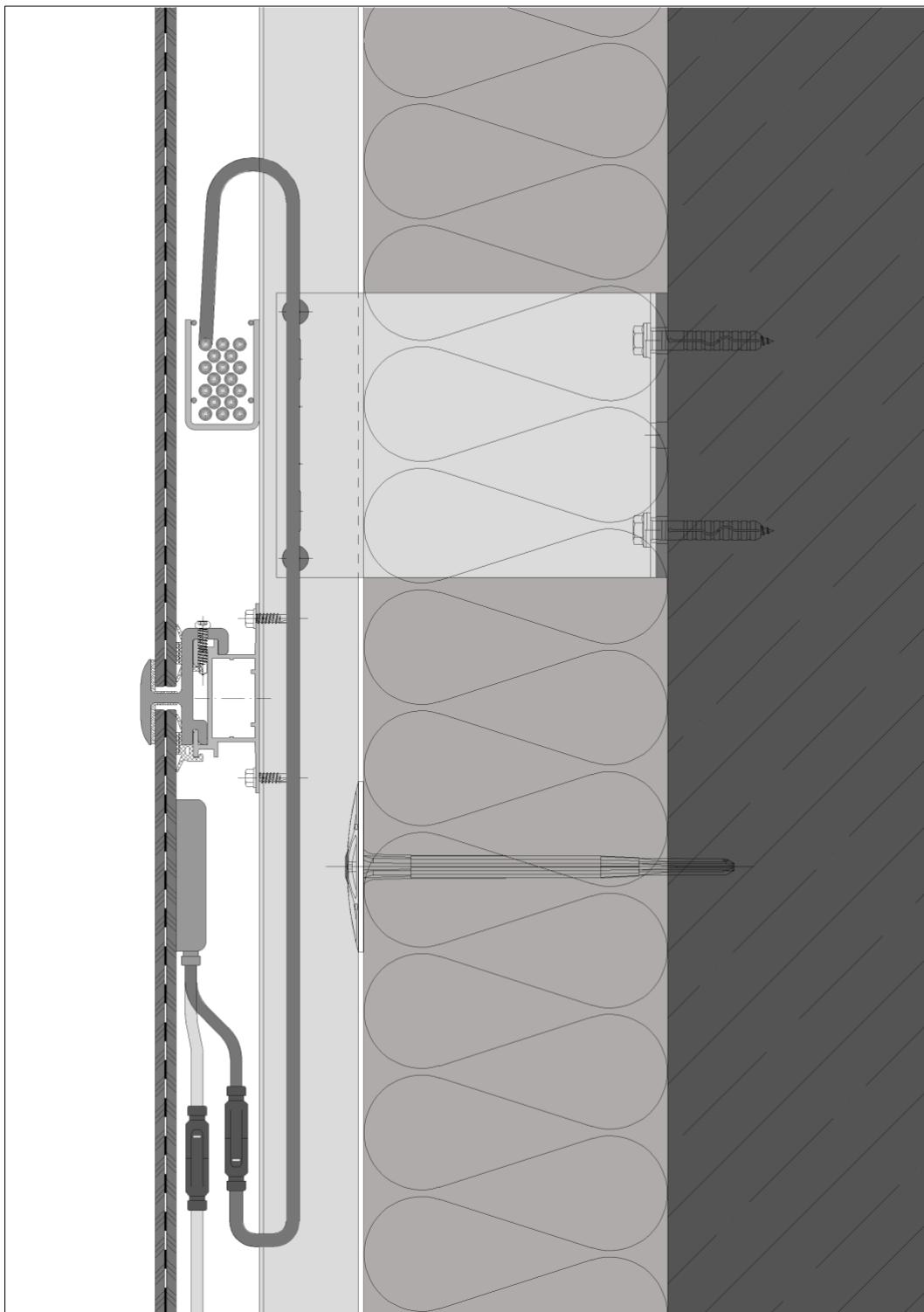


Abbildung 17: Punktförmige Lagerung (Quelle FVHF)

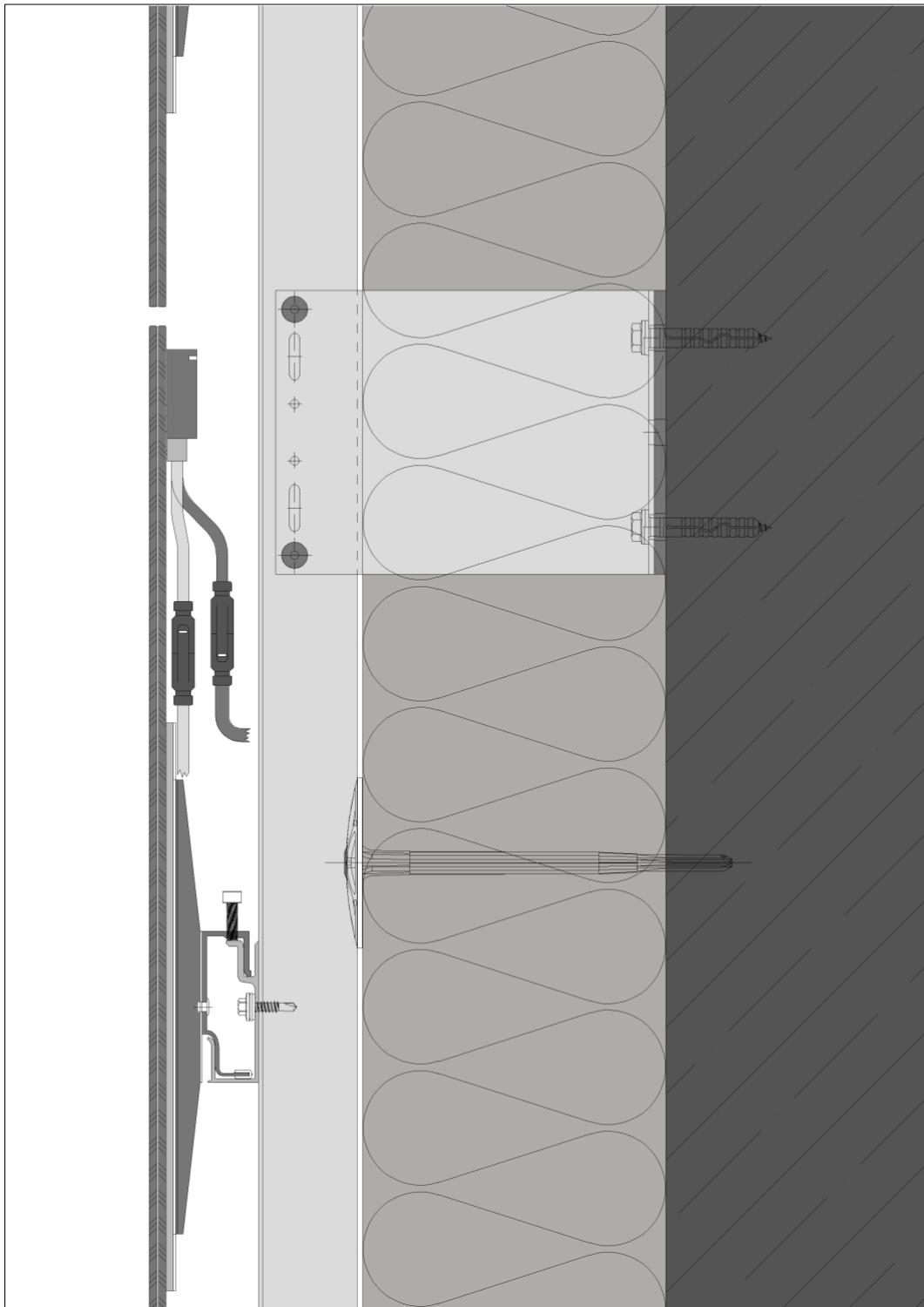


Abbildung 18: Nicht sichtbare Lagerung (Quelle FVHF)

12 Nachhaltigkeit von PV-Fassaden

12.1 Wirtschaftlichkeit

In einer VHF eingesetzte PV-Module sind Bauprodukte, welche andere Fassadenbekleidungen als Baumaterial ersetzen. Für eine Berechnung der Amortisation sind daher andere und zusätzliche Faktoren zu berücksichtigen als bei PV-Aufdachmodulen, welche ausschließlich zur Energieerzeugung genutzt werden. PV-Module müssen somit bei einer Bilanzierung analog zu anderen Fassadenbekleidungen betrachtet werden. Der wesentliche Unterschied zu herkömmlichen Fassadenmaterialen ist, dass diese keinen Stromertrag erzielen.

Für eine Amortisationsrechnung der BIPV-Fassade sind lediglich die Mehrkosten gegenüber einer alternativen konventionellen VHF zum Ansatz zu bringen (siehe Tabelle).

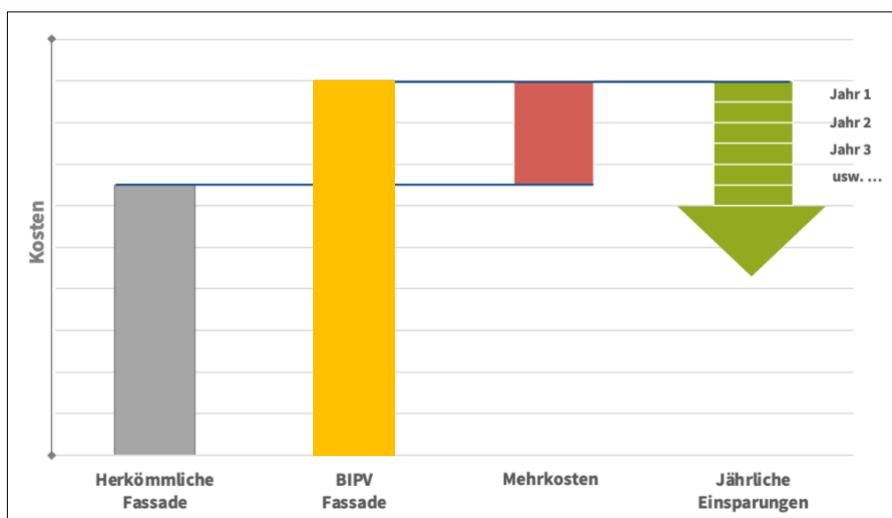


Abbildung 19: Amortisationsrechnung einer herkömmlichen Fassade <> BIPV (Quelle Grenzebach-Envelon)

Indexierter Systemkostenvergleich von Fassaden

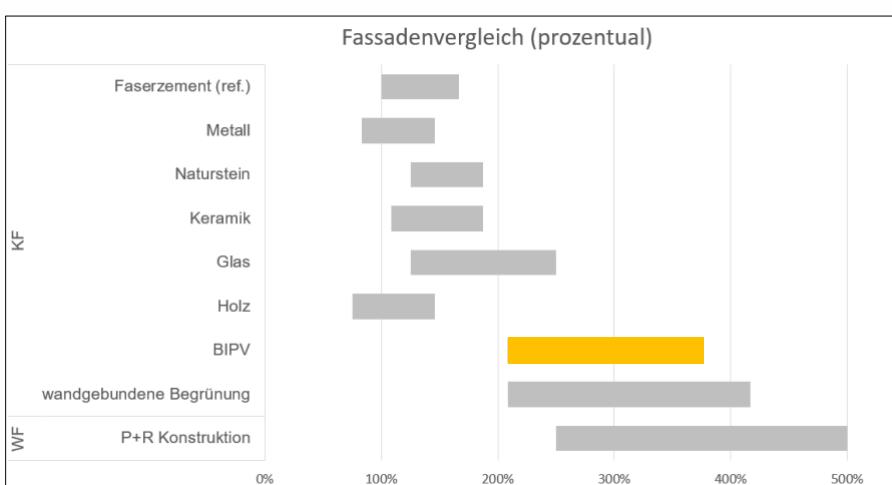


Abbildung 20: Basiswert dieser Tabelle ist eine sichtbar befestigte Faserzementfassade (Quelle FVHF)

12.2 CO₂-Bilanz

In der Energiebilanz eines Gebäudes haben alle Baumaterialien eine belastende Wirkung, ebenso beim CO₂-Fußabdruck. In der Herstellung erzeugen PV-Module CO₂-Emissionen. Diese werden über den Lebenszyklus der PV-Module mit dem Stromertrag bilanziert um einen spezifischen CO₂-Ausstoß in g CO₂/kWh zu ermitteln.

Im Vergleich mit fossilen Stromerzeugern ist dieser bei PV jedoch deutlich geringer. Im Betrieb erzeugen PV-Anlagen keine CO₂-Emissionen.

Der Gesetzgeber hat festgelegt, dass der Gebäudebereich im Jahr 2030 nur noch ca. 70 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente (direkte Emissionen) ausstoßen soll – eine Minderung um ca. 65 % gegenüber 1990. Eine CO₂-effiziente Bauweise erhöht somit den Wert einer Immobilie und damit auch deren Wirtschaftlichkeit.

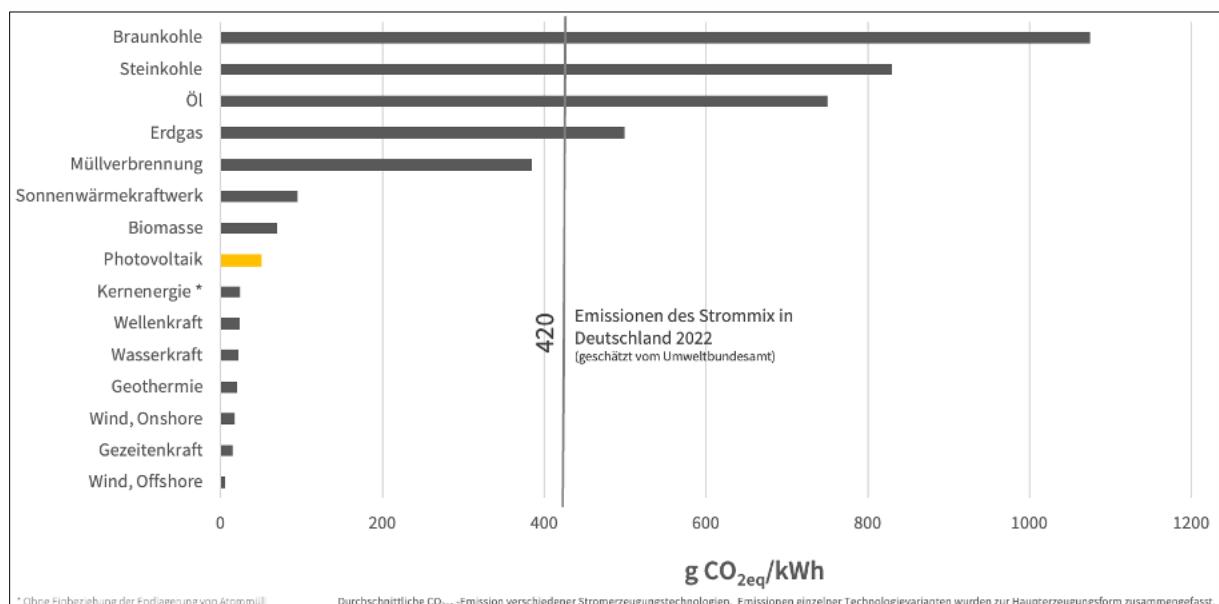


Abbildung 21: CO₂-Emissionen nach Stromerzeugern (Quelle BUND / pv-fakten.de 6/20)

13 Fachplanung Energie und Nachhaltigkeit

13.1 Einbindung der BIPV-Anlage in das Energiekonzept

PV-Fassadenmodule sollten nicht nur in die Gebäudehülle integriert, sondern auch Bestandteil in einem Gebäudeenergiekonzept sein. Der Vorteil der gebäudegebundenen PV liegt hierbei darin, dass der Strom dort gewonnen wird, wo er gebraucht wird. Dieser Möglichkeit des direkten Eigenverbrauchs sollte das Energiekonzept Rechnung tragen. So ist beispielsweise eine Nutzung für den Betrieb einer Wärmepumpe die bekannteste. Es bestehen aber auch weitere Möglichkeiten, wie die Einspeisung für Elektromobilität. Ein anspruchsvolleres Konzept ist die Regelung des Energieverbrauchs, sodass dieser den Zeiten der Energieproduktion entspricht. Hier kann gerade durch PV-Fassaden eine größere Zeitspanne abgedeckt werden. Der Ertrag aus erneuerbaren Energiequellen ist in den Gebäudezertifikaten zu bilanzieren.

13.2 Anhand von Belegungsoptionen aufzeigen

1. Format

Es gibt keine etablierte Standardgröße für PV-Module. Die Größe ergibt sich aus den gewählten Zellgrößen, der Anordnung und Menge der Einzelzellen (siehe folgende Grafik). Viele PV-Module bestehen aus 60 einzelnen Solarzellen. Bei einer Zellgröße von 156 x 156 mm, ergibt sich daraus eine Modulgröße von ca. 1.700 x 1.000 mm.

Neben Solarmodulen mit diesen Abmessungen gibt es aber noch viele andere Größen mit beispielsweise 36, 48, 54 oder 72 Zellen. Der Trend der letzten Jahre zeigt, dass immer größere Solarzellen verwendet werden.

Eine weitere Option ist die Nutzung von geschnittenen Zellen (z.B. Halbzellen).

Viele Hersteller von BIPV-Modulen bieten optimierte Standardformate an. Oft sind diese Formate an die Anforderungen von Fassaden angepasst, beispielsweise durch eine Modulgröße, welche mit typischen Stockwerkhöhen korreliert.

Bereits bei der Planung der Fassade durch den Architekten sollten solche Standardformate berücksichtigt werden, um eine möglichst kosten- und energieeffiziente Lösung zu finden.

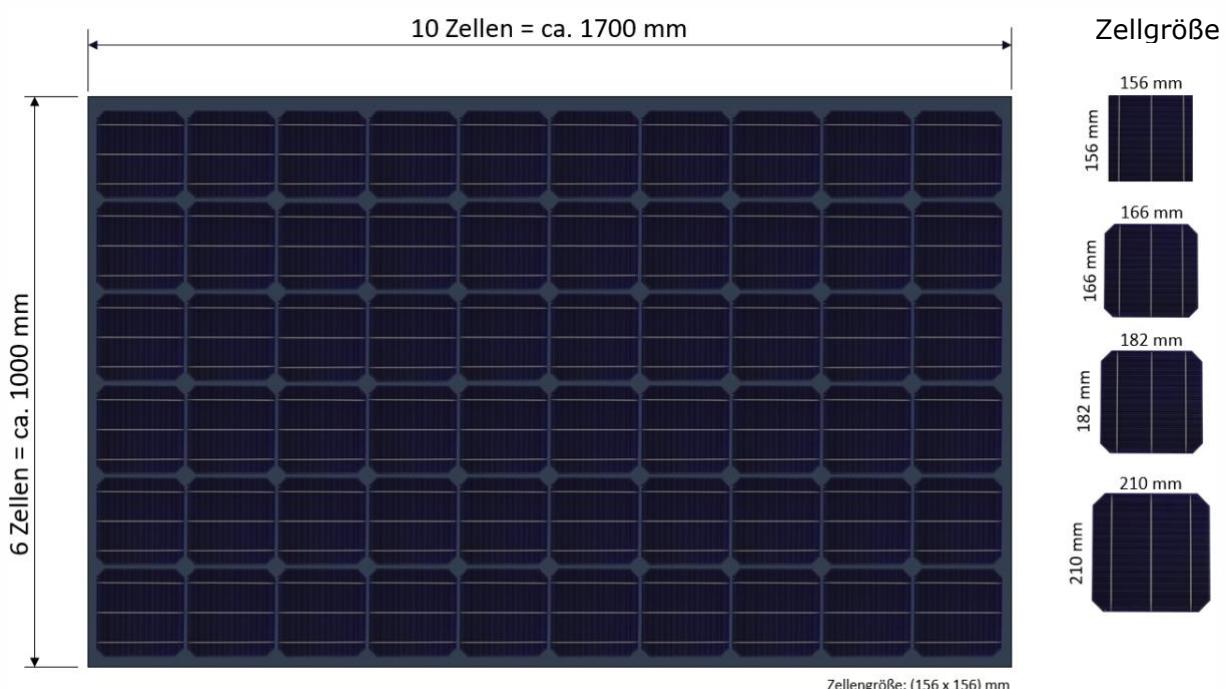


Abbildung 22: Beispiel eines Standardformates (Quelle FVHF)

2. Objektmodule

Bei der Herstellung von objektspezifischen **kristallinen Modulen** entstehen i. d. R. größere Randbereiche, die keine energetische Leistung aufweisen. Die Anzahl verschiedener Modulformate sollte daher auf ein Minimum reduziert werden, um BIPV-Fassaden kosteneffizient umzusetzen.

Hier ein paar Beispiele:

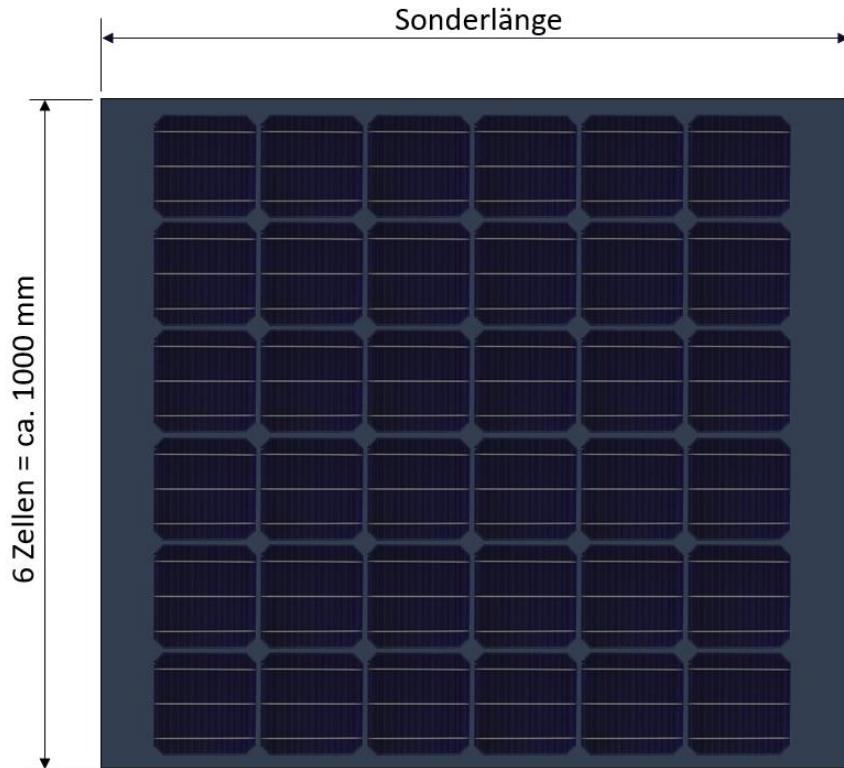


Abbildung 23: Beispiel eines Sonderformates (Quelle FVHF)

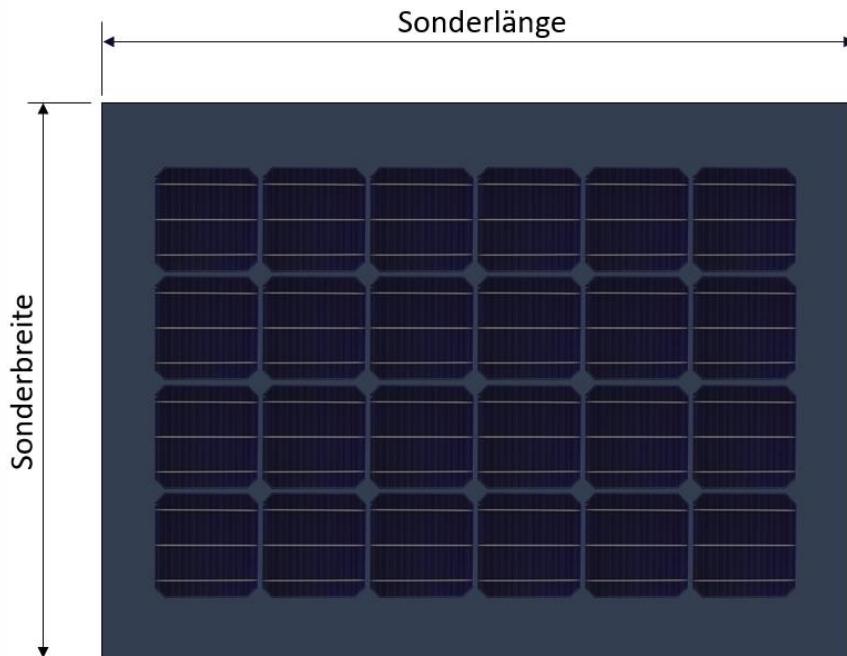


Abbildung 24: Beispiel eines Sonderformates (Quelle FVHF)

3. Sonderformate

Objektbezogene Sonderformate in kleinen Stückzahlen sind herstellbar, jedoch ist hierbei keine automatisierte Fertigung möglich. Derartige Module müssen von „Hand“ hergestellt werden. Für besonders komplexe Geometrien oder kleine Module können auch inaktive Passplatten genutzt werden, welche ein sehr ähnliches Aussehen wie ein aktives BIPV-Modul aufweisen, in der Herstellung jedoch deutlich kostengünstiger abzubilden sind.

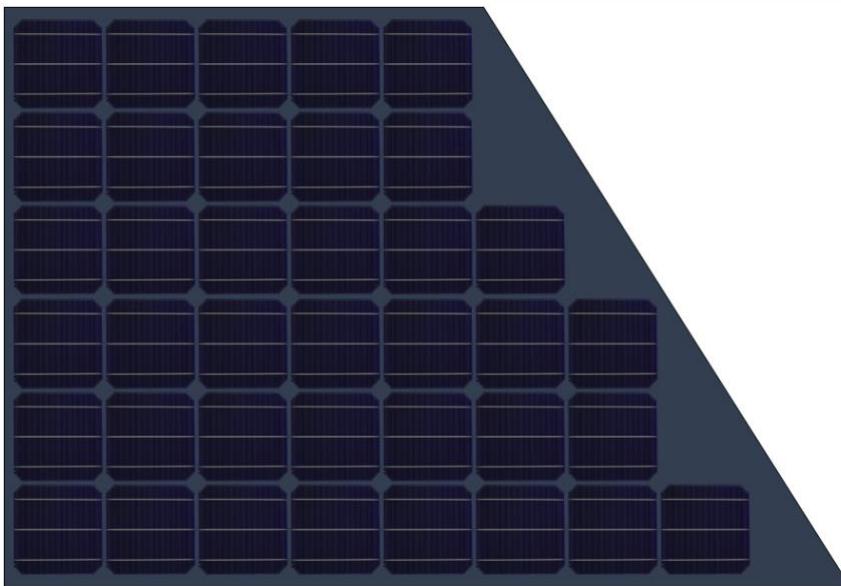


Abbildung 25: Beispiel eines Sonderformates (Quelle FVHF)

Dünnenschichtmodule (z.B. CIGS) können aufgrund ihrer Technologie nur bedingt skaliert werden. Die Skalierung beschränkt sich auf die Modullänge. Bei der Herstellung wird das Halbleitermaterial in einer dünnen Schicht auf das Trägermaterial (Glasscheibe) aufgetragen.



Abbildung 26: Beispiele von Sonderformaten (Quelle FVHF)

14 Förderung

Bei der Förderfähigkeit von Photovoltaikanlagen wird nicht zwischen einer Dach- oder Fassadenanwendung unterschieden.

Grundsätzlich wird Photovoltaik über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Form einer Einspeisevergütung gefördert. Für den Anteil, welcher nicht selber genutzt wird, erhält der Betreiber den entsprechenden Vergütungssatz über das EEG für 20 volle Jahre.

Eine direkte Förderung von Photovoltaikanlagen als Einzelanlage schließt sich aus, da in Deutschland nur über eine Förderoption öffentliches Geld verwendet werden darf.

Im Zuge einer energetischen Sanierung oder Errichtung einer neuen Anlagentechnik (Heizung), kann die Photovoltaik entsprechend in dem Energiekonzept berücksichtigt werden. Die aktuell gültigen Förderhöhen und Konditionen sind bei der KfW oder BaFA abzurufen.

Der Bund hat zum 01.01.2023 die Umsatzsteuer für Photovoltaik in bestimmten Fällen auf 0% gesetzt. Dadurch können PV-Anlagen inklusive Nebenleistungen und auch Batteriespeicher umsatzsteuerfrei gekauft werden.

Auf Landesebene und kommunaler Ebene gibt es weitere Förderprogramme.

Alle Förderoptionen und Konditionen sind zum Zeitpunkt der Beantragung objektbezogen zu prüfen.

Gebäudezertifikate

Das Gebäudeenergiegesetz (GEG) betrachtet eine am Objekt befindliche PV-Anlage als erneuerbare Energiequelle. Diese kann zur deutlichen Senkung des Jahres-Primärenergiebedarfs der Immobilie genutzt werden. (GEG § 23 Anrechnung von Strom aus erneuerbaren Energien)

Weiterhin kann der erzeugte Solarstrom zur Deckung des geforderten Anteils von 15 % erneuerbarer Energien des Kälte- und Wärmebedarfs angesetzt werden (GEG §36 Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien). Ist geplant eine Effizienzklasse EE zu erreichen, so muss der Anteil aus erneuerbaren Energien für Kälte- und Wärmebedarf min. 55% betragen.

Objektgebundene Photovoltaik zählt im Sinne des Aktionsplans „Finanzierung nachhaltigen Wachstums“ (Nachhaltigkeitstaxonomie) als nachhaltige Energiequelle.

Alle regulatorischen Anforderungen und Zertifikate sind zum Zeitpunkt der Beantragung objektbezogen zu prüfen.

Betriebskosten

Die Betriebskosten setzen sich aus variablen Kosten (z.B. Wartung, Rücklagen, Reinigung) und Fixkosten (z.B. Versicherung, Stromzähler) zusammen.

Reinigung

Im Unterschied zu Dach- oder Freiflächenanwendung, ist bei einer Fassadenanwendung mit einem sehr geringen Reinigungsbedarf zu rechnen.

15 Komponenten einer PV-Anlage

Eine Photovoltaikanlage hat im Prinzip zwei zentrale Komponenten, um die Erzeugung von elektrischem Strom zu ermöglichen. Zum einen die PV-Module, die als Generator den nutzbaren Strom zur Verfügung stellen, und zum anderen einen bzw. mehrere Wechselrichter, die den durch die PV-Module erzeugten Gleichstrom (DC, engl.: direct current) in einen für das öffentliche Niederspannungsnetz zulässigen Wechselstrom (AC, engl.: alternating current) umwandeln.

Der durch die PV-Anlage erzeugte Strom wird dann im Regelfall für den Eigenverbrauch im Gebäude direkt genutzt (dezentrale Energieversorgung). Strom, der noch zusätzlich benötigt wird, wird weiter aus dem Netz bezogen. Erzeugt die Anlage jedoch mehr Strom als die Anlagentechnik im Gebäude im Moment verbraucht, wird der überschüssige Strom gegen ein im EEG festgelegtes Entgelt ins Netz eingespeist. Dies bezeichnet man als sog. Überschusseinspeisung. Da diese Entgelte sehr gering im Vergleich zu den Stromkosten ausfallen, sollte der Eigenverbrauch möglichst maximiert bzw. der Energiebedarf bei der Planung und Auslegung der PV-Anlage berücksichtigt werden.

Um dies umzusetzen, wird in modernen Anlagen als dritte zentrale Komponente ein Speicher vorgesehen, der den überschüssigen Strom speichert, anstatt diesen ins öffentliche Netz einzuspeisen. Der gespeicherte Strom kann dann insbesondere in den Abendstunden genutzt werden und den Bezug von externem Strom somit weiter senken. Da es sich dabei i. d. R. um elektrochemische Speicher handelt (meist Lithium-Ionen-Akkus) können diese nur mit Gleichstrom laden. Ein Anschluss ist über einen Hybridwechselrichter oder einen zusätzlichen Batteriewechselrichter möglich.

Falls der Strom komplett ins Netz eingespeist und nicht selbst verbraucht werden soll, handelt es sich um eine Volleinspeisung. Auch hierfür gibt es ein vom EEG festgelegtes Entgelt. Ein elektrischer Speicher ist bei einer Volleinspeisung jedoch obsolet.

16 Kabelführung von BIPV

Die Verkabelung zwischen den einzelnen Modulen erfolgt mit an den Anschlussdosen vorhandenen Leitungen und Steckern. Mit einem String oder Strang bezeichnet man den Stromkreis mehrerer in Reihe geschalteter Module.

Die sich am Ende befindlichen Module eines Strings werden dann mit Leitungen zum Wechselrichter respektive Generatoranschlusskasten (GAK) versehen. Dabei gibt es für die Nutzung einer PV-Anlage vorgeschriebene Solarleitungen vom Typ H1Z2Z2-K. Bei allen Steckverbindungen muss auf die Kompatibilität der Steckverbinder geachtet werden. Obwohl die meisten Stecker vom „Typ MC-4“ mechanisch ineinanderpassen, sind Stecker verschiedener Hersteller nur in den seltensten Fällen in der Kombination zertifiziert. Insbesondere bei der Verbindung der letzten Module eines Strings sollte daher ggf. der Stecker ausgetauscht werden, um eine Kompatibilität sicher zu stellen.

Es muss eine Querschnittsberechnung vor der Installation durch einen Fachplaner durchgeführt werden. Die Leitungsführung wird projektbezogen geplant.

Wichtig ist bei der Verlegung der Stringleitung, dass die Leiterschleifen so klein wie möglich gehalten werden, um durch Blitzströme induzierte Spannungen gering zu halten. Mit einer Leiterschleife bezeichnet man letzten Endes die Fläche, die sich räumlich bei der Verlegung zwischen den Leitungen eines Strings ergibt. Die dann induzierte Spannung ist proportional zu dieser Fläche, weswegen man mit einer parallelen Verlegung der Leitungen planen sollte und die sich dadurch ergebenen Längen in der Planung mitberücksichtigt.

Zu beachten ist außerdem die Erdung der Unterkonstruktion, welche vom Fachplaner zu prüfen ist.

17 Elektrotechnische Details & Sicherheit

DC-seitig erfolgt der Anschluss der PV-Module am MPP-Tracker des Wechselrichters. MPP steht für Maximum Power Point. Der MPP-Tracker sucht im Betrieb den Punkt, an dem die Anlage die meiste Energie erzeugen kann und regelt dementsprechend die Spannung und den Strom des angeschlossenen Strings. Meist hat ein Wechselrichter 2 bis 3 MPP-Tracker mit jeweils 1 bis 2 Eingängen, um eine Parallelschaltung zweier Modulstränge zu ermöglichen.

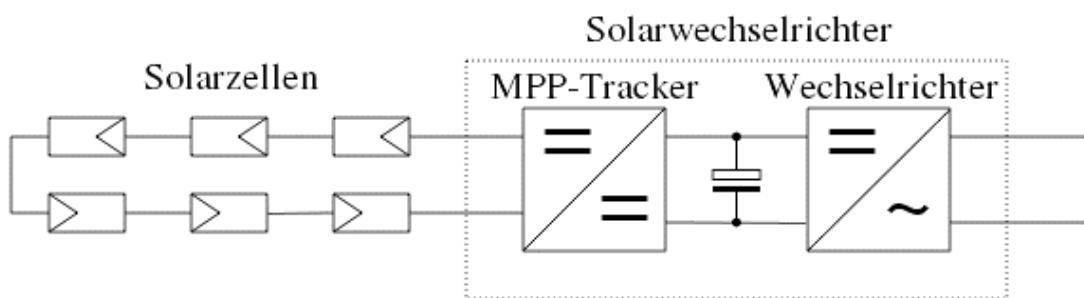


Abbildung 27: MPP-Tracker (Quelle Stündle Wikipedia)

Grundsätzlich addiert sich die Spannung der Module bei einer Reihenschaltung, der Strom der Module addiert sich bei einer Parallelschaltung. Diese beiden Parameter sind bei der Auslegung unbedingt zu beachten, damit die Grenzwerte der MPP-Tracker der Wechselrichter eingehalten werden. Diese Daten sind den Datenblättern des Moduls und des Wechselrichters zu entnehmen (vgl. DIN VDE 0100-712).

Bei der Parallelschaltung muss darauf geachtet werden, dass immer identische Strings miteinander verschaltet werden, damit jeder String die gleiche Spannung aufweist. Wenn die Module unterschiedliche Leistungen haben oder unterschiedlich verschaltet werden, können sie unterschiedliche Spannungen und Ströme liefern. Dadurch können einige Module überlastet werden, während andere unterbelastet bleiben, was zu einer ungleichmäßigen Stromproduktion und einer geringeren Gesamtleistung führen kann.

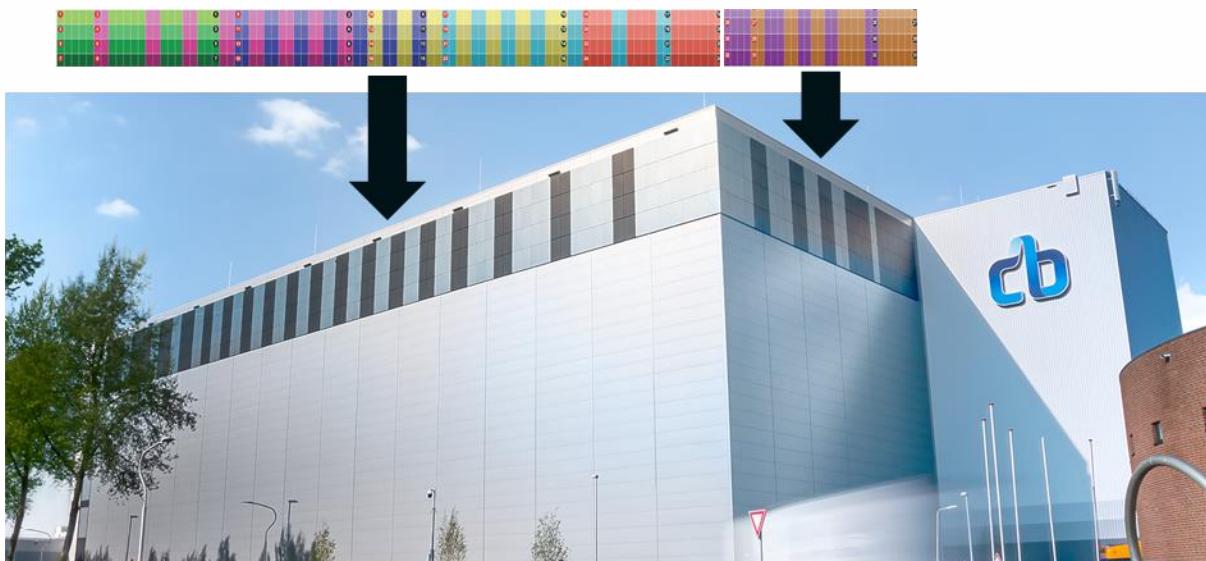


Abbildung 28: Centraal Boekhuis, Culembourg / Nederlande (Quelle Grenzebach Envelon GmbH)

Bei dem dargestellten Gebäude wurde ein Band aus PV-Modulen in eine Hallenfassade integriert. Dabei wurden Module mit verschiedenen Leistungsklassen (Anthrazit und Grau) genutzt. Zudem ist die solaraktive Fassade in zwei verschiedene Himmelsrichtungen orientiert. Die Module sind daher nicht ausschließlich mit benachbarten Modulen in Serie verbunden, sondern mit Modulen der gleichen Leistungsklasse und der gleichen Orientierung. Dies ist mit den unterschiedlichen Farben in der gezeigten Verschaltungsmatrix visualisiert. So können die unterschiedlichen Segmente durch den Wechselrichter mit unterschiedlichen Maximum Power Points (MPPs) betrieben werden, um die Energieausbeute zu maximieren.

Wenn zwei Strings an einem Eingang parallel angeschlossen werden, kann man diese mit Hilfe einer Y-Steckverbindung verbinden. Wenn mehr als zwei Strings parallel angeschlossen werden sollen, muss ein GAK mit Sicherungen vom Typ gPV für beide Pole vorgesehen werden.

Außerdem ist ein DC-seitiger Überspannungsschutz (SPD, engl.: surge protection device) vorzusehen, je nach Standort und Fabrikat des Wechselrichters ist dieser intern im Wechselrichter verbaut, muss extern unmittelbar nach Gebäudeeintritt ein SPD vorgesehen werden. Von welchem Typ der SPD sein muss, hängt von der Anschluss- und Standortsituation ab und muss vom Fachplaner entsprechend ausgewählt werden.

Bei Gebäudeeintritt der DC-Leitungen kann ein Feuerwehrschatzter die Leitungen auftrennen und für Spannungsfreiheit innerhalb des Gebäudes im Brandfall sorgen. Dieser Schalter lässt sich manuell im Gebäude über ein Not-Aus betätigen. Den Einbau dieser Brandschutzmaßnahme muss der Fachplaner unbedingt mit dem Brandschutzsachverständigen bzw. dem Brandschutzkonzept des Gebäudes sowie der ortsansässigen Feuerwehr abstimmen.

Außerdem überwacht der Wechselrichter ständig die Isolationswerte der DC-seitigen Verkabelung, sodass die Anlage im Fehlerfall abgeschaltet und eine Fehlermeldung ausgegeben wird. Zudem lässt sich an jedem Wechselrichter manuell die DC-Seite im Fehler- oder Wartungsfall auftrennen, wodurch der Stromfluss unterbrochen wird.

Wichtig: die Module erzeugen auch bei nicht geschlossenem Stromkreis eine Spannung, die an den offenen Enden der Leitung anliegt!

Die Schnittstelle der Gewerke sind im Vorfeld zwischen dem PV-Anlagenplaner und dem Haustechniker zu klären. Es empfiehlt sich diese Schnittstelle nach dem Wechselrichter zu platzieren!

18 Anlagenüberwachung, -messung und -monitoring

Ab einer Anlagengröße von 25 kWp muss außerdem ein Rundsteuerempfänger verbaut werden, der es den Verteilernetzbetreibern (VNB) ermöglicht die Anlage zu regeln. Da dieser zentral verbaut wird, muss für die PV-Anlage eine eigene Unterverteilung (UV) geplant werden, in der dann auch die jeweiligen Sicherungen und RCDs verbaut werden.

Der vom Wechselrichter erzeugte Wechselstrom muss wie eingangs erwähnt den Anforderungen des öffentlichen Niederspannungsnetzes entsprechen ($230/400V \pm 10\%$; $50Hz \pm 1Hz$). Um das zu gewährleisten ist in den Wechselrichtern ein sog. Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz) verbaut, der die Qualität des erzeugten Wechselstroms überwacht und die Anlage ggf. vom Netz trennt. Bei größeren Anlagen mit mehreren Wechselrichtern mit einer Gesamtleistung ab 30 kWp muss ein zentraler NA-Schutz vorgesehen werden, der dann die gesamte Anlage überwacht und vom Netz trennen kann. Der NA-Schutz kann dann ebenfalls in der UV verbaut werden und muss unmittelbar vor der eigentlichen Einspeisung in dem Gebäude netz sitzen. Diese Punkte sind jedoch immer projektbezogen zu prüfen und mit den zuständigen VNB abzustimmen.

Eine offizielle Zählung des erzeugten PV-Stroms ist erst ab einer Anlagengröße $> 100 kWp$ erforderlich. Für Anlagen $< 100 kWp$ ist ein zentraler Zweirichtungszähler am Hausanschluss ausreichend, der die reinen Nettoströme in und aus der Anlage misst. Dieser wird, falls noch nicht verbaut, im Zuge der Inbetriebnahme vom VNB eingebaut bzw. gegen den alten Zähler getauscht. Über diesen Zähler erfolgt auch die Abrechnung der Entgelte. Zu beachten ist jedoch, dass ab einer Anlagengröße von $\geq 30 kVA$ eine Wandlermessung erforderlich und vorzusehen ist. Falls es in dem Gebäude weitere Erzeugungsanlagen oder Bezugszähler gibt, muss eigens ein Messkonzept erstellt und mit dem VNB abgestimmt werden.

Für die Regelung und das Monitoring der Anlage wird nach dem Hauptzähler des Gebäudes ein sog. Smart Meter verbaut, der alle Energieflüsse in und aus dem Gebäude misst. Dieser muss über eine Kommunikationsleitung mit den Wechselrichtern verbunden werden. Viele Wechselrichterhersteller bieten ein eigenes Portal an, indem sich dann die Daten visualisieren und Statusmeldungen überprüfen lassen, um einen Überblick über die Erträge und Energieflüsse der gesamten Anlage zu erhalten. Ein Internetzugang der Wechselrichter muss dementsprechend vorgesehen werden. Der Smart Meter ist außerdem unerlässlich

für den Gebrauch eines Speichers, da dieser anhand des aktuellen Energieverbrauchs feststellt, ob sich der Speicher laden oder entladen soll.

Sto-Gebäude 16

Vergleich Simulation – Messwerte 2018 und 2019

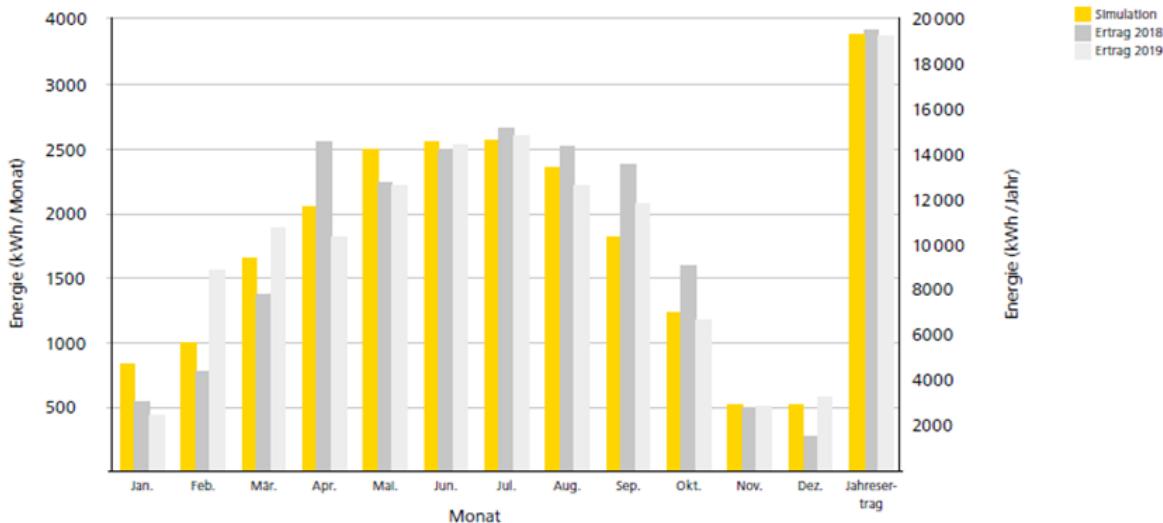


Abbildung 29: Vergleich von Simulationsdaten und dem Monitoring einer PV-Anlage an einem Gebäude der Firma Sto (Quelle Sto SE & Co. KGaA)

Allgemein ist noch anzumerken, dass jede Erzeugungsanlage inkl. Speicher mit dem zuständigen VNB abzustimmen und abzunehmen ist. Erst mit einer offiziellen Abnahme darf die PV-Anlage in Betrieb genommen werden. Die Anmeldung beim VNB mit der Übermittlung aller nötigen Dokumente und Formulare ist vor dem Inbetriebnahmetermin abzuschließen. Nach der Inbetriebnahme hat man aktuell vier Wochen Zeit, um den Wechselrichter und den Speicher im Marktstammdatenregister anzumelden.

19 Kennzeichnung, Dokumentation & Wartung

Alle elektrischen Komponenten, die der PV-Anlage zugehörig sind, müssen klar gekennzeichnet werden. Dazu gehören die PV-Unterverteilung bzw. der Einspeisepunkt der Anlage auf der AC-Seite, sowie alle aktiven Teile auf der DC-Seite, wie Verteiler oder GAKs. Diese Kennzeichnung stellt insbesondere klar, dass diese Komponenten auch nach der Trennung noch unter Spannung stehen können, da die Module auch bei einem offenen Stromkreis eine Spannung erzeugen.

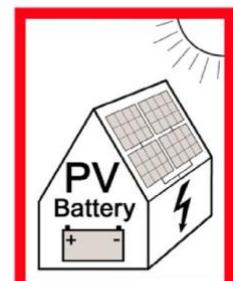
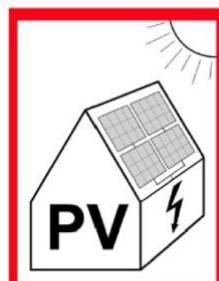


Abbildung 30: Hinweisschild (Quelle Photovoltaik4all)

Abbildung 1: Kennzeichnung einer PV Anlage am Haus oder am Hauptzugang für die Feuerwehr, normale PV Anlage mit Netzeinspeisung

Abbildung 2: Kennzeichnung einer PV Anlage am Haus oder am Hauptzugang für die Feuerwehr, PV Anlage mit Batteriespeicher

Die genauen Details der Anlagen-Dokumentation sind der VDE 0126-23 zu entnehmen. Der folgende Abschnitt dient lediglich der groben Übersicht. Wichtig sind zuerst die grundlegenden Angaben über die Anlage wie die Bemessungsleistung, PV-Module, Wechselrichter, Kunde, Anschrift der Anlage, Installateur usw.

Des Weiteren wird ein Schaltplan mit der genauen Verschaltung (Strangplan) der DC-Seite verlangt, dem alle wichtigen Daten zu entnehmen sind. Auch der AC-seitige Anschluss inkl. der SPDs muss ordentlich dokumentiert werden. Datenblätter der Module und Wechselrichter müssen angehängt werden sowie eine Dokumentation der Unterkonstruktion bzw. der mechanischen Befestigung. Außerdem sind alle Angaben zum korrekten Betrieb und zur korrekten Not-Abschaltung dazuzugeben. Der Installateur hat die Protokollpflicht, um festzustellen, ob die Anlage ordnungsgemäß errichtet worden ist.

Die Wartung der Anlage empfiehlt sich alle 1-2 Jahre durchzuführen. Während der Wartung wird der mechanische Zustand der Anlage überprüft, indem der Zustand der Anschlussleitungen, Steckverbindungen, Zuleitungen zum Wechselrichter usw. kontrolliert wird. Die Überprüfung der Funktionsweise des Überspannungsschutzes und des Schutzes gegen elektrischen Schlag ist Bestandteil der Wartung. Ebenfalls findet eine Messung der Betriebsströme und Leerlaufspannungen der DC-Seite statt, um den fehlerfreien Zustand der Anlage garantieren zu können. Falls ein Modul beschädigt ist, lässt sich das z.B. anhand einer geringen Leerlaufspannung feststellen. Die gespeicherten Daten im Wechselrichter wie Laufzeit und Gesamtertrag der Anlage, sowie die Zählerstände inkl. der Zählernummer sollten erfasst werden. Alle Messungen und Überprüfungen sind zu protokollieren. Auch dies ist nur ein grober Überblick. Die genauen Anforderungen sind ebenfalls der DIN VDE 0126-23 zu entnehmen.

20 Blitzschutz

In Bezug auf den Blitzschutz sind Gebäude durch Fangeinrichtungen, Ableiteinrichtungen, Maßnahmen der Erdung und des Blitzschutzzpotenzialausgleiches so zu schützen, dass durch die direkte Einwirkung atmosphärischer Entladungen folgende Schutzziele erreicht werden:

- Schutz der Personen im Gebäude
- Brandschutz durch Vermeidung gefährlicher Funken
- Schutz der Gebäudestruktur vor mechanischer Beschädigung und Herabfallen von Konstruktionsteilen

Damit diese Schutzziele erreicht werden, sind die zu Grunde liegenden Blitzschutzzvorschriften gemäß DIN EN 62305-2 zu berücksichtigen [DIN EN 62305-2]. Für Fassaden gilt oftmals, dass sie als „natürliche“ Bestandteile des Blitzschutzsystems wirken und somit auch den technischen Anforderungen für Fang- und Ableiteinrichtungen entsprechen müssen.

Generell ist der Blitzschutz der PV-Anlage mit dem Blitzschutzkonzept des Gebäudes abzustimmen, um Komplikationen nach der Installation zu vermeiden. Wenn kein

Blitzschutzkonzept vorhanden ist und es keine behördlichen Auflagen oder Anforderungen von Versicherungen gibt, ist kein zusätzlicher Blitzschutz notwendig. Lediglich die Unterkonstruktion muss geerdet sowie ein SPD nach Gebäudeeintritt vorgesehen werden (vgl. DIN VDE 0185-305-3 Beiblatt 5).

Wenn die Fassade als natürliche Ableitung für Blitzströme genutzt wird, sollte die blitzstromtragfähige Durchgängigkeit zwischen Fangeinrichtung und Erdung sichergestellt werden und die DC-Leitungen geschirmt bzw. zum Führen von Blitzstromfähig sein. Am Wechselrichter muss sich ein blitzstromfähiger Potentialausgleich befinden und alle Komponenten müssen mit in den Blitzschutz einbezogen werden. Die Leitungsführung ist möglichst außen ausführen.

21 Fachplanung Konstruktion Statik und Brandschutz

21.1 Bauordnungsrechtliche Anforderungen

BIPV-Anlagen sind im bauordnungsrechtlichen Sinne Bauarten, welche aus mehreren Bauprodukten und ggf. sonstigen Produkten zusammengesetzt sind.

Die bauordnungsrechtlichen Anforderungen ergeben sich hierbei in erster Linie aus den Landesbauordnungen (LBO). Nachfolgend wird hier auf die Musterbauordnung (MBO) eingegangen, welche Basis der verschiedenen LBO ist. Die MBO definiert zunächst Schutzziele wie Standsicherheit (§12), Verkehrssicherheit (§16), Brandschutz (§14), etc., welche von jeder baulichen Anlage einzuhalten sind. Für BIPV in der Fassade gelten hier grundsätzlich keine Ausnahmen. Für BIPV in der Bauart einer VHF gelten sinngemäß auch die zusätzlichen Anforderungen, welche sich aus der MBO, der DIN 18516-1 sowie der Muster-Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen (MVV TB) – insbesondere auf die konstruktiven Anforderungen im Hinblick auf das Brandverhalten von VHF – ergeben.

Um die Einhaltung der o.g. Schutzziele objektspezifisch nachweisen zu können, müssen die relevanten Kennwerte für die Bauprodukte bzw. Bauarten bekannt sein. Für geregelte Bauprodukte bzw. Bauarten können die Kennwerte auf Grundlage der jeweiligen technischen Regeln (z.B. Normen) ermittelt und ausgewiesen werden.

Für die konkreten PV-Anlagen muss zunächst geprüft werden, inwieweit es sich hier um geregelte Bauprodukte bzw. Bauarten handelt. BIPV in der Fassade ist grundsätzlich der Nummer B 3.2.1.27 der MVV TB zuzuordnen, womit für den Nachweis der Grundanforderungen Standsicherheit und Brandverhalten ein Verwendbarkeitsnachweis (national Allgemeine bauaufsichtliche Zulassung (abZ) bzw. allgemeine Bauartgenehmigung (aBG)) erforderlich ist.

Eine europäische Regelung der Produkte über eine ETA ist grundsätzlich auch möglich, wenngleich die Anwendung hier national zu regeln ist.

Im Einzelfall ist der Verwendbarkeitsnachweis einer Zustimmung im Einzelfall (ZiE) bzw. vorhabenbezogenen Bauartgenehmigung (vBG) bei der jeweiligen Obersten Bauaufsicht einzuholen, falls eine abZ bzw. aBG nicht vorliegt.

21.2 Konstruktive Anforderungen bei der Integration

Grundsätzlich sind für BIPV in der Fassade die konstruktiven Anforderungen nach DIN 18516-1 sowie für vorgehängte hinterlüftete Glasfassaden zu beachten. Hier kommt die MVV TB Tabelle B 3.2.1.27 in Kombination mit A.1.2.7 zum Tragen. Für Glasfassaden gelten die Konstruktionsregeln „Glas im Bauwesen“ sowie die Normenreihe DIN 18008. Für die Anwendung an der Fassade sind die Gläser grundsätzlich in Analogie zu Verbundgläsern oder Verbundsicherheitsgläsern im Sinne der DIN 18008 auszuführen.

21.3 Stecker und Kabelführung

Die Verlegung der Solarkabel muss im Zuge der Fassadenplanung und in Abstimmung mit dem Solarteuer bzw. Elektrofachbetrieb abgestimmt und geplant werden.

Hierfür werden Kabeltraversen, Kabelkörbe oder auch Kabelkanäle vorgesehen, wo die Kabel verlegt und mechanisch befestigt werden. Das zusätzliche Gewicht der Solarkabel muss bei der statischen Berechnung der Unterkonstruktion berücksichtigt werden. Es ist darauf zu achten, dass diese mechanisch zwängungsfrei und nicht über scharfe bzw. reibende Kanten verlegt werden und für die Montage bzw. Anschluss der PV-Elemente gewisse Überlänge haben, um diese problemlos an die Anschlussdose anschließen zu können.

Bei der Verlegung der Kabel im Hinterlüftungsraum der VHF muss beachtet werden, dass dadurch der nach DIN 18516-1 geforderte Hinterlüftungsquerschnitt nicht unzulässig reduziert wird. Dieser Punkt ist bereits bei der Planung der Fassadenaufbauten zu beachten. Weiterhin sind die besonderen Bestimmungen der relevanten allgemeinen Bauartgenehmigung zur Ausführung der Kabel bzw. Kabeltrassen in Bezug auf die brandschutztechnischen Anforderungen zu beachten.

Werden die Kabel, die auch farblich gekennzeichnet sind, im Bereich von Fugen verlegt, könnten diese eventuell durch die Fuge sichtbar sein. Hier empfiehlt es sich mit dunklen Abdeckblechen oder ähnlichem zu arbeiten.

21.4 Statische Dimensionierung von BIPV-Elementen, inkl. Befestigung und Montagesystem (Unterkonstruktion)

Zum Nachweis der Standsicherheit ist ein objektbezogener, prüffähiger Nachweis des gesamten Systems zu erstellen. Die Bemessungswerte der Einwirkungen sind entsprechend den Technischen Baubestimmungen (DIN EN 1991-1-...) zu ermitteln und den jeweiligen Bemessungswerten der Tragfähigkeit gegenüberzustellen. Bei Neigungen der Bekleidung von $> 10^\circ$ zur Vertikalen spricht man nicht mehr von einer Fassadenanwendung. Hier sind zusätzliche Anforderungen, wie z. B. an Überkopfverglasungen, zu berücksichtigen. Die Bemessungswerte der Tragfähigkeit der BIPV-Elemente und deren Befestigung sind dem jeweiligen Verwendbarkeitsnachweis zu entnehmen.

Achtung: Vorhandene Tragfähigkeitswerte der Elemente, welche auf Grundlage der IEC 61730 ausgewiesen wurden, stellen ggf. keine ausreichende Grundlage zur Ableitung von Bemessungswerten des Bauteilwiderstandes gegenüber Wind- bzw. Schneelasten dar!

Die Bemessung der Unterkonstruktion erfolgt nach dem Eurocode (Teil 9 Aluminium bzw. Teil 3 Stahl). Systembestandteile, die nicht normativ geregelt sind, wie z.B. Formschluss- und Klickverbindungen, müssen ersatzweise auf Grundlage einer entsprechenden abZ / ETA / aBG bzw. ZiE / vBG bemessen werden.

21.5 Brandverhalten von BIPV-Anlagen

Die Anforderungen an das Brandverhalten von Außenwandbekleidungen sind in der MBO §26 geregelt. Für Gebäude der Gebäudeklasse 1 bis 3 sind hinterlüftete Außenwandbekleidungen, die den Technischen Baubestimmungen nach MBO §85a entsprechen, mit Ausnahme der Dämmstoffe, aus normalentflammabaren Baustoffen zulässig. Andernfalls müssen in Gebäudeklasse 4 und 5 die Außenwandbekleidungen einschließlich der Dämmstoffe und Unterkonstruktionen schwerentflammbar sein. In Sonderbauten kann u.U. auch der Nachweis der Nichtbrennbarkeit für Außenwandbekleidungen gefordert sein.

Der Nachweis der Normalentflammbarkeit, Schwerentflammbarkeit und Nichtbrennbarkeit erfolgt unter Beachtung der MVV TB Anhang 4 nach DIN 4102-1 oder DIN EN 13501-1. Andere brandtechnologische Prüfmethoden oder Klassifizierungssysteme, wie bspw. UL 790, DIN EN IEC 61730, spielen im bauordnungsrechtlichen Kontext keine Rolle.

Der Brandverhaltensnachweis für BIPV ist immer für das Gesamtsystem, d.h. PV-Module, Unterkonstruktion, Dämmung, elektrische Komponenten und weitere Zubehörteile zu führen. Für den Nachweis der Klasse DIN 4102-B2 bzw. E nach DIN EN 13501-1 ist es ausreichend die Einzelkomponenten brandprüftechnisch zu betrachten.

In Fällen wo die Schwerentflammbarkeit bzw. Nichtbrennbarkeit gefordert wird ist dagegen in jedem Fall das Brandverhalten für das Gesamtsystem nach DIN 4102-1 oder DIN EN 13501-1, im Rahmen eines AbZ-/ aBG- bzw. ZiE-/vBG-Verfahrens, nachzuweisen. In Abhängigkeit der Art und Ausführung des BIPV-Systems können hier auch Brandversuche nach DIN 4102-20 und/oder DIN 4102-24 notwendig werden. Hierüber entscheidet das DIBt im Einzelfall.

Bei der Ausführung des Systems sind die Bestimmungen des Anhangs 6 der MVV TB im Hinblick auf die Anordnung und Ausführung von horizontalen und vertikalen Brandsperren im Hinterlüftungsraum zu beachten.

22 Normative Verweise (Auszug) / Literaturverweis

Normen:

VDE – Richtlinie 0100:	Errichten von Niederspannungsanlagen
VDE – Richtlinie 0105-100:	Betrieb von elektrischen Anlagen
EN 60728-11:	Errichtung und Betrieb (Erdung) von Antennenanlagen
EN 62305:	Blitzschutz
EN 62446:	Netzgekoppelte Photovoltaik-Systeme
IEC 60364:	Errichten von Niederspannungsanlagen
DIN 18516-1:	Außenwandbekleidungen, hinterlüftet – Teil 1: Anforderungen, Prüfgrundsätze
DIN 18008-1:	Glas im Bauwesen - Bemessungs- und Konstruktionsregeln – Teil 1: Begriffe und allgemeine Grundlagen
DIN EN ISO 12543-2:	Glas im Bauwesen - Verbundglas und Verbund-Sicherheitsglas – Teil 2: Verbund-Sicherheitsglas
DIN EN 1991-1-...:	Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke
MBO § 28:	Außenwände
MVV TB, Anhang 6:	Hinterlüftete Außenwandbekleidungen
MVV TB, Anhang 4:	Bauaufsichtliche Anforderungen, Zuordnung der Klassen, Verwendung von Bauprodukten, Anwendung von Bauarten
IEC 61730:	Photovoltaik (PV)-Module – Sicherheitsqualifikation
DIN 4102-1:	Brandverhalten von Baustoffen und Bauteilen
DIN EN 13501-1:	Klassifizierung von Bauprodukten und Bauarten zu ihrem Brandverhalten
DIN VDE 0100-712:	Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 7712 Anforderungen für Betriebsstätten Räume und Anlagen besonderer Art – Photovoltaik (PV) – Stromversorgungssysteme - Inhalt dieser Norm ist vor allem, die Anforderungen an die DC-Seite der PV-Anlage.

DIN EN 62446-1 (VDE 0126-23): „Photovoltaik (PV)-Systeme - Anforderungen an Prüfung, Dokumentation und Instandhaltung - Teil 1: Netzgekoppelte Systeme -Dokumentation, Inbetriebnahmeprüfung und Prüfanforderungen“ - Inhalt dieser Norm sind die Anforderungen an die Dokumentation sowie die dafür benötigten Messungen.

DIN EN 62305-3: Beiblatt 5 (VDE 0185-305-3 Beiblatt 5): „Blitzschutz – Teil 3: Schutz von baulichen Anlagen und Personen; Beiblatt 5: Blitz- und Überspannungsschutz für PV-Stromversorgungssysteme“ - Inhalt dieser Norm sind alle wichtigen Anforderungen an den Blitz- und Überspannungsschutz.

VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ - Inhalt dieser Anwendungsregel ist der AC-seitige Anschluss an das öffentliche Niederspannungsnetz.

23 Tabellen- und Abbildungsverzeichnis

Tabellen:

- Tabelle 1: BIPV-Technologien / Alle o.g. Angaben reflektieren den Stand Januar 2023
 Tabelle 2: HOAI, Teilleistungstabelle: Gebäude und technische Ausrüstung

Abbildungen:

- Abbildung 1: Systemgrafik der Vorgehängten Hinterlüfteten Fassade
 Abbildung 2: Schematische Darstellung der DC-Komponenten
 Abbildung 3: Aufbau kristallines Glas-Glas-Modul
 Abbildung 4: Aufbau Dünnschicht-Glas-Glas-Modul
 Abbildung 5: Beispiel verschiedener farbiger BIPV-Module der Firma Envelon auf Basis von Interferenzschichten
 Abbildung 6: prozentuale Strahlungsintensität nach Ausrichtung der Fläche
 Abbildung 7: Erträge Fassade vs. Dach
 Abbildung 8: Referenz Sto – Hauptgebäude, Stühlingen
 Abbildung 9: Polizeistation, Baunatal
 Abbildung 10/11: SOLAR.shell Photovoltaikfassaden am Bürotrakt der Aluform GmbH, Bad Rappenau. Ansicht der Westfassade und Eckausbildung Süd-West. Projektleitung: Architektur-Institut der HTWK Leipzig (ai:L)
 Abbildung 12/13: Labenwolf Gymnasium, Nürnberg
 Abbildung 14: Rhein-Kai-Speicher, Mannheim. Planer: Schmucker und Partner, Mannheim
 Abbildung 15: Fassadenintegration PV – Projektablauf
 Abbildung 16: Linienförmige Lagerung
 Abbildung 17: Punktförmige Lagerung
 Abbildung 18: Nicht sichtbare Lagerung
 Abbildung 19: Amortisationsrechnung einer herkömmlichen Fassade <> BIPV
 Abbildung 20: Basiswert dieser Tabelle ist eine sichtbar befestigte Faserzementfassade
 Abbildung 21: CO₂-Emissionen nach Stromerzeugern
 Abbildung 22: Beispiel eines Standardformates
 Abbildung 23: Beispiel eines Sonderformates
 Abbildung 24: Beispiel eines Sonderformates
 Abbildung 25: Beispiel eines Sonderformates
 Abbildung 26: Beispiele von Sonderformaten
 Abbildung 27: MPP – Tracker

Abbildung 28: Centraal Boekhuis, Culembourg / Niederlande

Abbildung 29: Vergleich von Simulationsdaten und dem Monitoring einer PV-Anlage an
einem Gebäude der Firma Sto

Abbildung 30: Hinweisschild

Index A

Mai 2024: Abbildungsbeschreibung 15; 19; 21 angepasst

**Fachverband Baustoffe und Bauteile für
vorgehängte hinterlüftete Fassaden e.V. – FVHF**
Kurfürstenstraße 129
10785 Berlin
Tel. +49 30 212862-81
Fax +49 30 212862-41
info@fvhf.de
www.fvhf.de