

Abschlussbericht

BIPV-Fab4.0-Konzept, Teil 1

von

Dr. Holger Neuhaus

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Heidenhofstr. 2, 79110 Freiburg. Abteilung »Photovoltaische Module (PVM)«

Förderkennzeichen: L75 21116 – 21119

Laufzeit: 01.04.2021 – 30.09.2022

Die Arbeiten des Baden-Württemberg-Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung (BWPLUS) werden mit Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert

Dezember 2022



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME, ISE

ABSCHLUSSBERICHT

BIPV-Fab4.0-Konzept, Teil 1

ABSCHLUSSBERICHT

Industrielle Fertigung von kundenspezifischen BIPV-Modulen in Baden-Württemberg

Verbundprojekt »BIPV-Fab4.0-Konzept, Teil 1«

Projektleitung

Dr. Holger Neuhaus

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Heidenhofstr. 2, 79110 Freiburg.
Abteilung »Photovoltaische Module (PVM)«

Förderkennzeichen: L75 21116 (PTKA, Baden-Württemberg Programme)

Datum: 09.12.2022

Projektpartner:

Arnold Zentralverwaltungsgesellschaft mbH, Alfred-Klinge-Str. 15, 73630 Remshalden
arcon-dur Sicherheitsglas GmbH & Co. KG, Industriestraße 10, 91555 Feuchtwangen
arcon Flachglas-Veredlung GmbH & Co. KG, Industriestraße 10, 91555 Feuchtwangen

Autoren

Dr. Jonas D. Huyeng, Dr. Holger Neuhaus, Dr. Tilmann Kuhn, Dr. Frank Ensslen, Dr. Johannes Eisenlohr,
Dr. Jan-Bleicke Eggers, Max Mittag, Martin Wiese, Daniel Philipp, Dr. Torsten Rößler, Sebastian Neven-Du Mont,
Luis Eduardo Alanis, Christian Schöner, Dr. Tom Kroyer, Franz Schaumberger, Andreas Winter, Jürgen Brunner,
Hannes Spiß, Bojan Gvozdarevic, Wolfgang Link, Martin Aichinger

Inhalt

1	
Kurzzusammenfassung	8
2	
Marktsituation bauwerkintegrierte PV (BIPV)	9
2.1	
Bedeutung des Gebäudesektors für die Klimaneutralität.....	9
2.2	
Markt für Gebäudefassaden	10
2.3	
Anbieter von BIPV-Modulen.....	11
3	
Geschäftsmodell	12
3.1	
Vollintegrierte BIPV-Fab4.0	12
3.2	
Kostengünstige Fertigung	12
3.3	
Vertriebsmodell	13
3.4	
Produktmix	14
3.5	
Konfigurationstool.....	15
3.5.1	
Einbindung eines Konfigurationstools.....	15
3.5.2	
Ausgestaltung eines Konfigurationstools	16
3.5.3	
Analyse des BIPV-Planungsprozesses – Rollen und Akteure	17
3.5.4	
Allgemeines Konzept für ein geeignetes Konfigurationstool	19
3.5.5	
Schnittstelle zur Produktion und Auslegung der BIPV-Produkte.....	19
4	
Produktentwicklung.....	20
4.1	
Fokus des Produktportfolios.....	20
4.2	
Aspekte der PV-Komponenten	20
4.2.1	
Solarzellen aus kristallinem Silicium für Schindelveschaltung.....	21
4.2.2	
Matrixschindelveschaltung für variable Flächenbedeckung	21
4.2.3	
Einkapselung von Solarzellen in Glas-Glas Module mit verschiedenen Glasstärken	22
4.2.4	
Anzubietende Produktgrößen für BIPV-Fassaden	24
4.2.5	
Implementierung von Bypass-Dioden.....	25

4.3	
Geeignete Gläser für BIPV-Anwendungen	26
4.3.1	
Glasveredlung für BIPV-Module	26
4.3.2	
Heat-Soak-Test für vorgespannte Gläser	26
4.3.3	
Farboptionen für BIPV-Module	27
4.4	
Zertifizierbarkeit von BIPV-Produkten	28
4.4.1	
Zertifizierungsmöglichkeiten für BIPV-Module (elektrotechnisch)	28
4.4.2	
Untersuchung der Zertifizierbarkeit der BIPV-Module (bauprodukt-spezifisch).....	32
4.5	
Aspekte der Elektrotechnik	32
4.6	
System-Komponenten	33
5	
Fabrikkonzept	34
5.1	
Entwicklung und Bewertung eines Fabrikkonzepts	34
5.2	
Fertigungsablauf.....	34
5.2.1	
Glasveredlung	35
5.2.2	
BIPV-Produktion	35
5.3	
Anlagenpark.....	36
5.4	
Produktionsleitsystem (MES)	38
6	
Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	39
6.1	
Vorgehen für die Betrachtung der BIPV-Fab4.0.....	39
6.2	
Jährliche Kosten für Investition und Personal	39
6.3	
Herstellungskosten für BIPV-Produkte.....	40
6.4	
Vergleich mit Herstellungskosten herkömmlicher Produktion.....	40
6.5	
Möglichkeiten zur Kostenreduzierung	41
6.6	
Kosten für Kapitalbindung und Ramp-Up	41
6.7	
Preisgestaltung und Nutzen für den Endanwender	42
7	
Lieferketten.....	45
7.1	
Gläser.....	45

7.2	
Solarzellen	45
7.3	
Leitfähige Kleber	45
7.4	
Verbinder	46
7.5	
Polymerfolien	46
7.6	
Anschlussdosen und Dioden	46
8	
Zusammenfassung und Ausblick.....	48
9	
Referenzen	49
1 0	
Anhang.....	50

1

Kurzzusammenfassung

In Deutschland soll die PV-Erzeugungskapazität von heute 59 GW auf ca. 200 GW in 2030 und auf ca. 400 GW in 2040 ausgebaut werden. Gemessen an seinem Flächenanteil müssen in Baden-Württemberg zur Erreichung der Klimaziele mind. 4,33 Mio. m² oder 0,9 GW pro Jahr an Photovoltaik (PV) zugebaut werden.

Es ist wichtig, dass dieser Zubau mit hoher Nutzerakzeptanz und möglichst ohne zusätzlichen Flächenverbrauch erfolgt. Daher ist bauwerkintegrierte PV (engl. »Building-integrated PV«, BIPV) eine attraktive Möglichkeit zum flächenneutralen Ausbau der erneuerbaren Energien und gleichzeitig zur CO₂-Reduktion bei Gebäuden.

Die große Herausforderung für Fassadenelemente mit PV sind die vielen unterschiedlichen Formate, die bei einem Bauvorhaben sehr spezifisch und daher einzigartig sind. In herkömmlichen PV-Fertigungen wird aber ein in Form, Abmessungen und Aufbau immer gleiches Produkt in Dauerschleife produziert. Eine BIPV-Fertigung muss stattdessen bis zur »Losgröße 1« individuelle Produkte fertigen können, um auf die Bedürfnisse der Architekten einzugehen. Bisher wird diese Herausforderung durch einen hohen Anteil von Handarbeit gelöst, mit entsprechend hohen Kosten und einem daraus resultierenden sehr kleinen Markt.

Neben der Fertigung der benötigten Fassadenelemente, sind ganz wesentlich auch die Planung und Dimensionierung der BIPV-Module und -Anlagen und die Schnittstelle zwischen Planung und Herstellung zu berücksichtigen.

Neue Glas-Glas-Solarmodule auf der Basis von bewährten Silicium-Solarzellen mit innovativer und flexibler Schindelveschaltung sollen die Nutzung von bisher brachliegenden oder kaum genutzten Gebäudehüllflächen ermöglichen. Durch die innovative Verschaltung sind diese Produkte deutlich flexibler auslegbar als bisherige Lösungen, und besser automatisiert zu fertigen.

Im Rahmen des Projekts »BIPV-Fab4.0 – Konzept, Teil 1« wurden Ansätze für eine automatisierte, industrielle Planung und Herstellung von solchen kundenspezifischen BIPV-Modulen erforscht. Durch die hohe Automatisierung bei Beibehalten der Flexibilität und die Unterstützung durch geeignete digitale Werkzeuge von Vertrieb bis Produktion konnten signifikant gesenkte Herstellungskosten abgeleitet werden.

Für die Errichtung einer geeigneten Fabrik werden Investitionskosten von ca. 39 Mio € erwartet. Im Betrieb können bis zu 57 Mitarbeitende in der Fertigung beschäftigt werden. Eine solche Fabrik kann pro Jahr mehr als 100.000 m² Module fertigen, was einer Erzeugungskapazität von mehr als 19 MW entspricht. Durch im Projekt skizzierte zusätzliche Ausbaustufen lässt sich die Ausbringungsmenge auf über 58 MW erhöhen. Die Produkte der Fabrik haben mittlere Fertigungskosten von 196 €/m² und lassen sich daher deutlich attraktiver am Markt vertreiben als vergleichbare Produkte aus manueller Fertigung mit 300 €/m² Beschaffungspreis.

Eine solche Fertigung sollte also einen signifikanten Beitrag zur weiteren Etablierung des BIPV-Marktes leisten können. Anhand der vorgelegten Berechnungen erscheint ein langfristig wirtschaftlicher Betrieb als wahrscheinlich. Allerdings gibt es aufgrund des erst hochlaufenden Marktes noch erhebliche unternehmerische Risiken, so dass eine öffentliche Förderung von Pilotprojekten notwendige Anreize bieten sollte.

2.1

Bedeutung des Gebäudesektors für die Klimaneutralität

Wie eine aktuelle Studie des Fraunhofer ISE zeigt, gibt es verschiedene geeignete Szenarien, wie Deutschland die Klimaneutralität bis 2045 erreichen kann.¹ Allgemein werden bis 2030 ca. 200 GW und bis 2040 ca. 400 GW PV-Erzeugungskapazität benötigt. Weitere Details lassen sich der Studie entnehmen, die öffentlich verfügbar ist.²

Nach den im Frühjahr 2022 vorgestellten Plänen des BMWK³ (s. Abb. 1) soll der PV-Zubau in den nächsten Jahren rasant ansteigen, um die Ausbauziele und die Klimaneutralität zu erreichen. Ab 2028 sollen demzufolge bis 2040 jedes Jahr 20 GW zugebaut werden. Das entspricht bei einer heute üblichen Leistungsdichte von ca. 200 W/m² für herkömmliche Module einer PV-Fläche von 100 km² pro Jahr.

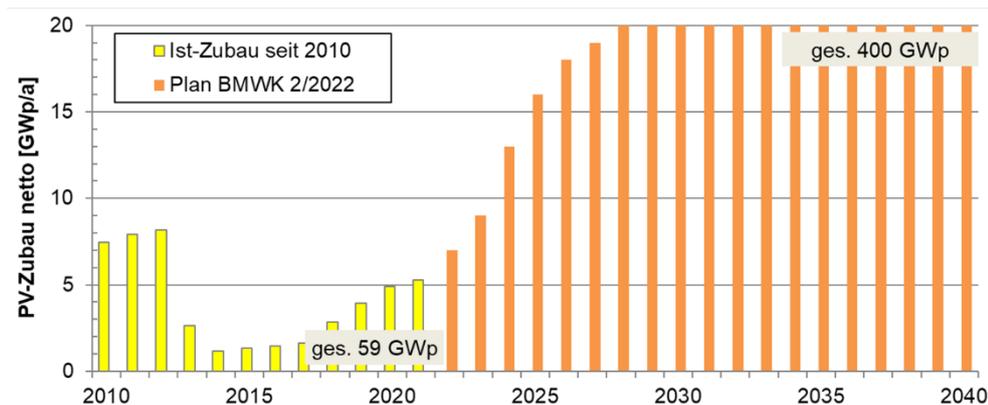


Abb. 1: Geplanter PV-Zubau für Deutschland bis 2040 (Quelle: pv-fakten.de).

Übertragen auf Baden-Württemberg mit einem Anteil von 13 % an Deutschlands Gesamtfläche folgt daraus bis 2045 in erster Näherung ein PV-Installationsbedarf von ca. 52 GW bzw. ca. 260 km².

Die Gebäudehüllflächen (Dächer und Fassaden) haben eine große Bedeutung als Potentialflächen für die PV. Nach den Ankündigungen des BMWK ist geplant, dass der Zubau der nächsten Jahre zu gleichen Teilen in Freiflächen-Anlagen und an Gebäuden umgesetzt werden soll.

¹ Brandes et al: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Update Klimaneutralität 2045, Fraunhofer ISE, 2021.

² <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>

³ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Im Gebäudesektor stehen nach einer Studie des Fraunhofer ISE in Deutschland bis zu 5.000 km² nutzbare Fläche für PV zur Verfügung, wobei 2.200 km² auf Fassaden entfallen.¹ Insgesamt wird in Deutschland von einem PV-Erzeugungspotenzial von bis zu 440 GW für Fassadenanwendungen ausgegangen, womit pro Jahr bis zu 210 TWh Strom erzeugt werden könnten.

Aufgrund der geringeren Einstrahlung wird an Fassaden bezogen auf die Modulfläche in der Regel weniger Strom produziert als auf dem Dach. Am günstigsten sind nach Süden ausgerichtete Fassaden, bei denen man ca. 65% der Stromproduktion einer optimal ausgerichteten und geneigten Aufdachanlage erwarten kann. Zudem ergeben sich häufig zusätzliche Einschränkungen bei der Auslegung der PV-Technik, so dass man für BIPV von einer mittleren Leistungsdichte von 185 W/m² (anstatt 200 W/m²) ausgehen kann. In Kombination ergibt sich daraus ein Erzeugungspotenzial von ca. 120 kWh/m² pro Jahr für Anwender von bauwerkintegrierten PV-Anlagen in Fassaden.

2.2 Markt für Gebäudefassaden

In Deutschland werden pro Jahr ca. 100 km² Fassaden gebaut, wobei aktuell circa 40% auf die Renovierung und 60% auf den Neubau entfällt. In Summe werden ca. 65 km² Warmfassade und 35 km² Kaltfassade installiert.

Für den BIPV-Fassadenmarkt sind drei Fassadenarten am interessantesten: Die sogenannte »Double Skin Facade« (Zweite-Haut-Fassade), »Curtain Wall« (Vorhangfassade) und »Rainscreens« (Vorgehängte hinterlüftete Außenwandbekleidung). Curtain Wall Fassaden lassen sich zudem in »Mullion and Transom Facade« (Pfosten-Riegel) und »Element Facade« einordnen. Darüber hinaus lassen sich Curtain Wall Fassaden in Warm- und Kaltfassaden unterteilen.

Zur detaillierten Betrachtung des Marktes wurde eine Studie beim Dienstleister B+L Marktdaten GmbH in Auftrag gegeben. Die jährlichen Zubaumengen der vier favorisierten Fassadenarten in 2018 sind in Tab. 1 aufgeführt. Zudem ist angegeben, welcher Teil der Fassaden sich prinzipiell durch opake PV-Elemente ersetzen ließe (»BIPV-Potenzial«).

	Fassadenmarkt (2018)	Schätzung BIPV-Potenzial		Schätzung BIPV-Fab4.0	
	(m ²)	(m ²)	(MW)	(m ²)	(MW)
Double Skin	1.215.000	60.750	12	4.200	1
Curtain Wall					
Mullion and transom	2.964.600	592.920	119	41.500	8
Element	923.400	184.680	37	12.900	3
Rainscreen	8.079.000	6.059.250	1.212	181.700	36
SUMME	13.182.000	6.897.600	1.380	240.300	48

Tab. 1 Fassadenmarkt in Deutschland in 2018, Potenzial für BIPV-Markt und geeignetes Volumen einer ersten BIPV-Fab4.0 (Quelle: Studie der B+L Marktdaten GmbH im Auftrag des Fraunhofer ISE).

¹ Eggers J-B, Behnisch M, Eisenlohr J, Poglitsch H, Phung W F, Münzinger M, Ferrara C, Kuhn T E. PV-Ausbauerfordernisse versus Gebäudepotenzial: Ergebnis einer gebäudescharfen Analyse für ganz Deutschland, 35. PV-Symposium, 2020, ISBN 978-3-948176-09-9.

Für eine neue Fertigung ist zunächst nur ein Bruchteil davon als Marktanteil realistisch anzustreben. Ganz rechts in Tab. 1 sind jeweils vorläufige Anteile vorgeschlagen, die ein jährliches Volumen von 48 MW bzw. 240.300 m² für eine mögliche »BIPV-Fab4.0« ergeben würden.

2.3 Anbieter von BIPV-Modulen

Derzeit sind verschiedene Hersteller im BIPV-Markt aktiv. Eine Liste von über vierzig Herstellern von Modulen für die unterschiedliche Integrationen in der Gebäudehülle wurde von der BIPV-Initiative Baden-Württemberg zusammengestellt.¹

Daneben wurde durch das Fraunhofer ISE ein Wettbewerbsvergleich der MorphoColor®-Technologie bzw. zur automatisierten »BIPV-Fab4.0« durchgeführt. Die Übersicht ist im Anhang angefügt. Folgenden Kriterien wurden in Bezug auf die MorphoColor®-Technologie verglichen bzw. bewertet: Leistung/Ertrag, Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit, Optik/visuelle Erscheinung und Preis der Farbtechnologie. Wenn der Wettbewerb besser eingeschätzt wurde, ist das mit »+« gekennzeichnet. Bei der Kennzeichnung mit »X« lagen keine Daten bzw. Erfahrungen für einen Vergleich vor.

Grundsätzlich werden verschiedene Geschäftsmodelle verfolgt. Es gibt Anbieter mit reiner Fertigung von BIPV-Produkten, als auch Gesamtsysteme. Alternativ können auch geeignete Unterkonstruktionen zusammen mit einem Fassadenbauer entwickelt und gefertigt werden und mit den Modulen als Gesamtsystem angeboten werden, wie z.B. BIPV mit Schüco-Profilsystemen.

Es zeigt sich, dass bereits jetzt ein signifikanter BIPV-Markt besteht, der in Zukunft weiter anwachsen muss, wenn die Klimaziele erreicht werden sollen. Die im Projekt adressierten Produktmerkmale versprechen einen Vorteil gegenüber dem Markt realisieren zu können.

¹ https://bipv-bw.de/wp-content/uploads/2022/10/20221020_D2_Herstellertabelle.pdf

3 Geschäftsmodell

3.1 Vollintegrierte BIPV-Fab4.0

Im Rahmen des vorgestellten Forschungsvorhabens, wurde eine industrielle Fertigung von kundenspezifischen BIPV-Modulen durch eine vollintegrierte, hochautomatisierte Fabrik inkl. vorgeschalteter Glasveredlung adressiert. Die dort gefertigten Module können direkt am Fassadenmarkt oder über Partner vertrieben werden. Hierfür müssen neben der möglichst kostengünstigen Fertigung, ein effizientes Vertriebssystem und eine attraktive Produktpalette zur Verfügung stehen. Gestützt werden sollte das Geschäftsmodell durch den zielgerichteten Einsatz von digitaler Infrastruktur, insbesondere durch die Etablierung eines Konfigurationstools, dass den BIPV-Planungsprozess von der ersten Anfrage bis zur Übergabe der finalen Pläne an die Fertigung begleiten kann.

3.2 Kostengünstige Fertigung

Die mögliche automatisierte Fertigungsumgebung wurde in einem Modell der Vollkostenrechnung abgebildet. Die Eingabeparameter der Kostenrechnung ergaben sich aus den experimentell bestimmten Prozessentwicklungen der zugehörigen Arbeitspakete. Anschließend wurden die Vollkosten in einer Rechnung zu einem Geschäftsplan verwendet: Es wurden Produktkosten ermittelt und diesen Verkaufserlöse basierend auf Preis- und Mengenabschätzungen, sowie einer zeitlich steigenden Auslastung der Fabrik (Ramp-Up) gegenübergestellt. Szenarien zu Kosten und Preisen wurden bewertet und geeignete Anpassungen an die Aufstellung der Fertigung abgeleitet. Die abschließenden Ergebnisse werden weiter unten in Abschnitt 6 genauer vorgestellt.

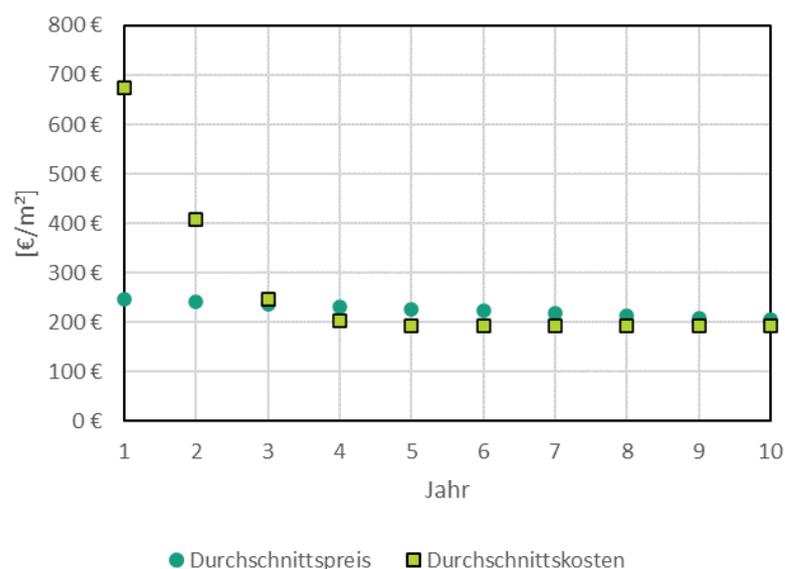


Abb. 2: Zeitlicher Verlauf von Produktionskosten und Verkaufspreisen in einem der analysierten Szenarien

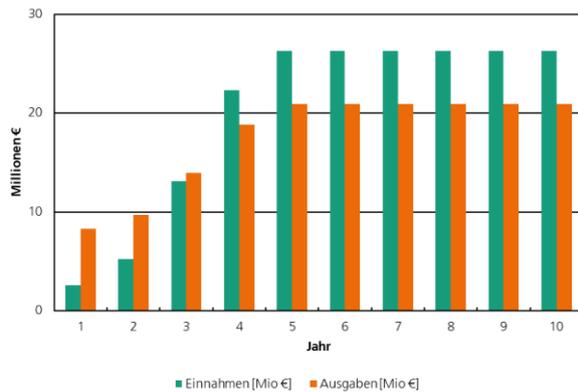


Abb. 3: Beispielhafter zeitlicher Verlauf von Einnahmen (grün) und Ausgaben (orange) einer BIPV-Fab4.0 über zehn Jahre, inkl. eines Hochlaufens (»Ramp-Up«) von fünf Jahren. Im Rahmen des Projekts wurden verschiedene Szenarien analysiert, um Kosten und Wirtschaftlichkeit einer Fabrik zu betrachten.

3.3 Vertriebsmodell

Für das Vertriebsmodell wurden zentral zwei verschiedene Optionen betrachtet, die unterschiedliche mögliche Positionierungen zum Markt gegenüberstellen. Als Grundbaustein ist die automatisierte Fertigung von BIPV-Produkten aus einer »BIPV-Fab4.0« als gegeben anzunehmen.

Die dort gefertigten kundenspezifischen Module könnten z.B. firmenintern an einen eigenen Solarteur weitergegeben werden (»Solarteur+«). Daneben ist der Weiterverkauf auch an Fassadenbauer möglich. Das ermöglicht zum einen zusätzliche Sichtbarkeit, zum anderen entlastet es den Vertrieb des Solarteurs+, gerade wenn der zunächst noch aufgebaut werden muss. Außerdem können Komplettsystemanbieter beliefert werden, was ebenfalls den Vorteil eines bestehenden Vertriebssystems verspricht.

Neben dem Solarteur ist ein weiteres wichtiges Geschäftsfeld der Metallbau. Daher kann es sinnvoll sein, diesen dritten Akteur ebenfalls ins Vertriebssystem bzw. die Firma aufzunehmen.

In diesem ersten Modell wird ein kooperativer Austausch mit anderen Marktbeteiligten angestrebt, so dass am Ende z.B. 50 % der BIPV-Module über den Solarteur+, 25 % über externe Fassadenbauer und 25 % über Komplettsystemanbieter vertrieben werden, wobei die Zielgrößen zu Beginn noch angepasst werden können (z.B. nur 10 % zum Start über den eigenen Solarteur).

Als großer Vorteil ist es hierbei möglich, dass der Solarteur+ als »One-Stop-Shop« zum Endkunden fungiert, so dass nur ein Ansprechpartner notwendig ist. Dabei kann er Kunde der Komplettsystemanbieter sein. Gleichzeitig kann der Preisdruck auf einzelne Komponenten abgefangen werden, was im Markt der Glasveredlung häufig Spielräume nimmt. Darüber hinaus können der Solarteur+ und der Metallbauer auch Erlöse aus dem üblichen Geschäftsbereich erzielen.

Als Alternative kann sich der Inhaber einer BIPV-Fab4.0 auch selbst als Komplettsystemanbieter am Markt platzieren. In diesem Fall müssten deutlich größere Mengen über den eigenen Vertrieb abgebildet werden (z.B. 75 %) und nur ein kleiner Teil kann noch über Fassadenbauer vertrieben werden (z.B. 25 %). Statt in die direkte Konkurrenz zu gehen, ist aber auch eine Beteiligung an einem existierenden Komplettsystemanbieter möglich. Ein ähnliches Geschäftsmodell verfolgt z.B. die Grenzebach-Gruppe mit der Firma Envelon.

In jedem Fall ist der Erfolg der gewählten Vertriebsstrategie ein wichtiger Faktor bei der Kostensenkung für BIPV-Produkte, da eine kostengünstige Fertigung bei hoher Auslastung der Fabrik möglich ist. Mit einer Produktionsmenge von bis zu 48 MW bzw. 240.300 m² wird zunächst lediglich ein einstelliger Teil (3,48 %) des potenziellen BIPV-Markts adressiert. Daher wird davon ausgegangen, dass ein erfolgreicher Vertrieb der geplanten Absatzmenge gut möglich sein wird.

3.4 Produktmix

Die Kernkomponente der anzubietenden Produkte werden sogenannte Glas-Glas PV-Module, wie in Abb. 4 schematisch dargestellt. Hierbei werden die photoaktiven Solarzellen symmetrisch durch ein Vorderseiten- und ein Rückseitenglas geschützt, die über eine Polymerfolie im Laminationsprozess fest verbunden werden.

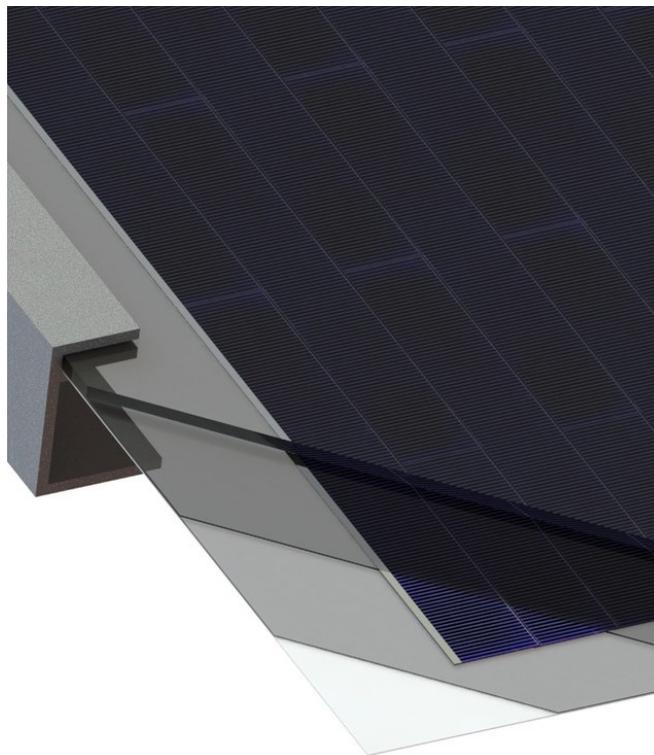


Abb. 4 Schematische Darstellung eines Glas-Glas PV-Modul mit homogener Erscheinungsbild, durch geschindelte Solarzellen in Mauerwerkanordnung (Matrix-Schindeln). Der Modulbau besteht aus einem Vorderseitenglas, einer Polymerfolie vor und hinter den Solarzellen und einem Rückseitenglas. Die Polymerfolien werden im Laminationsprozess aufgeschmolzen und bilden einen festen Verbund zwischen den Gläsern und den Solarzellen. Zusätzlich kann das Glaslaminat in einen Rahmen eingefasst werden, wie links am Rand angedeutet.

Die Produkte der BIPV-Fab4.0 sollten alle Glasformate zwischen 1,0 m × 1,0 m und 2,0 m × 3,5 m abbilden, da dies der relevanteste Bereich für opake Fassadenelemente, wie BIPV-Module, ist. In den unter Abschnitt 2.2 angegebenen Marktsegmenten soll damit eine funktional vollwertige Alternative angeboten werden, die zusätzlich elektrische Energieerzeugung ermöglicht.

Insgesamt ist davon auszugehen, dass für einzelne Aufträge regelmäßig Produkte mit der »Losgröße 1« gefertigt werden müssen. Die gesamte Stückliste eines Auftrags ergibt sich erst im Planungsprozess. Um die weitere Betrachtung und Kostenrechnung handhabbarer zu machen, wurde von einem vereinfachten Produktmix ausgegangen, wie in Tab. 2 angegeben. Dieser wurde aus den Erfahrungen der Projektpartner für die adressierten Marktsegmente abgeschätzt.

Glasstärken der Produkte

Glasformate	2x 4 mm	2x 5 mm	2x 6 mm	2x 8 mm	2x 10 mm
1,0 m × 1,0 m	23%	8%	3%		
1,0 m × 2,0 m	11%	24%	7%	1%	
2,0 m × 2,0 m		7%	10%	3%	2%
3,5 m × 2,0 m					2%

Tab. 2 Vereinfachter Produktmix einer BIPV-Fab4.0.

Die für die Mischproduktion angenommenen Modulklassen entsprechen typischen Anwendungen. Die Klassenbildung wurde für die weiteren Betrachtungen durchgeführt, da die adressierte »Einzelstück-in-Serie-Fertigung« rechentechnisch in den Kostenmodellen nicht abbildbar wäre und die Verständlichkeit und Aussagekraft der Ergebnisse durch höhere Granularität nicht steigen würde.

3.5 Konfigurationstool

Zum effektiven Betrieb einer BIPV-Fab4.0 und deren Vertrieb, sollte eine geeignete Software-Unterstützung gegeben sein. Ein solches Konfigurationstool sollte an der Schnittstelle zwischen Vertrieb und Produktion implementiert werden, um die üblichen hohen Kosten, die im Zusammenhang mit den sehr individuellen Kundenwünschen im Gebäudesektor entstehen können, effektiv abzufedern. Im Rahmen des Projekts wurden die grundlegenden Eigenschaften eines geeigneten Tools identifiziert und zusammengestellt.

3.5.1 Einbindung eines Konfigurationstools

Aus der Erfahrung der Projektbeteiligten wurde von allen gesehen, dass eine solche Unterstützung sehr bedeutsam ist. Abb. 5 zeigt schematisch das Schnittstellen-Konzept solch eines Tools in der Firmeninfrastruktur zwischen Vertrieb und Produktion.

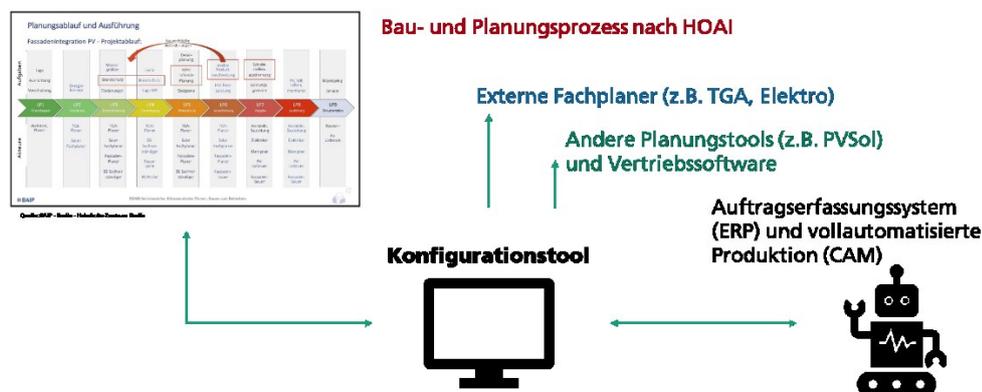


Abb. 5: Schnittstellen-Konzept für das Konfigurationstool

Das Konzept sieht vor, auf der einen Seite den Bau- und Planungsprozess einer BIPV-Anlage in den verschiedenen Leistungsphasen 1 bis 9 nach HOAI¹ anzubinden. Auf Grundlage der digitalen Erfassung und Detailplanung des Auftrags mittels BIM²-Werkzeuge und in Abhängigkeit von der geplanten Konstruktion (Module und Befestigung) inkl. Blenden und Montageelementen sowie des daraus resultierenden elektrischen Systems bzw. der benötigten elektrischen Komponenten mit Verschaltungsplan, Wechselrichterkonzept, etc., welches über die verschiedenen Leistungsphasen hinweg entwickelt wird, wird am Ende eine vollständige Stückliste zum Auftrag generiert.

Auf der anderen Seite erfolgt für die unmittelbare Produktion die direkte Bereitstellung der im Tool generierten Daten für die Materialanforderung bzw. die fertige Stückliste über das Auftrags erfassungs- und Produktionssystem (ERP³) und dem Produktionssystem (MES⁴, vgl. Abschnitt 5.4) der voll automatisierten Produktionsanlagen der BIPV-Fab4.0.

Zur Ausgestaltung dieses Tools sollen so weit wie möglich bereits am Markt verfügbare (validierte) Programme zur Informationsweitergabe für Dritte in das Tool eingebunden werden. Dazu gehören außerdem Solarertragsprognosen für die Kunden, beispielsweise mittels »PVSol«, einem dynamisches Simulationsprogramm mit 3D-Visualisierung und Verschattungsanalyse zur Berechnung von Photovoltaik-Systemen.

Gegebenenfalls sind daneben externe Fachplaner an das Konfigurationstool angeschlossen, um beispielsweise den elektrischen Verschaltungsplan für die TGA⁵ oder den Elektroinstallateur weiterzuleiten. Denkbar sind auch die Integration bewährter Planungstools für Glasfassaden und dementsprechenden Vertriebssoftware. Dies kann insbesondere vorteilhaft sein, um eine schnelle Bearbeitung trotz komplexer Anforderungen gewährleisten zu können.

3.5.2 Ausgestaltung eines Konfigurationstools

Im Gesamttool sollen beispielsweise zwei Detaillierungsgrade enthalten sein. Ein Detaillierungsgrad für die »schnelle« Abgabe eines Richtpreises für die Entscheidung »Auftrag - ja oder nein?« Hierbei soll schon in einer frühen Phase seitens der BIPV-Fab4.0 entschieden werden können, ob sich der Aufwand bei der Projektbearbeitung je nach Erfolgsaussicht für die Umsetzung des angefragten BIPV-Projekts lohnen könnte. Eine weitere Stufe des Tools mit höherem Detaillierungsgrad könnte dann die weiteren Planungsphasen abdecken.

Die Verwendung des Tools würde dabei primär durch das Vertriebsteam für die BIPV-Fab4.0 bzw. entsprechende Einheiten gemäß der gewählten Vertriebsstrategie erfolgen. Darüber hinaus ist denkbar, einen Teil der Funktionalität z.B. über eine Webseite für Kunden zugänglich zu machen, um zeitintensive erste Anfragen abdecken zu können. In der Glasveredlung ist es üblich, dass solche Anfragen dem Kunden nicht in Rechnung gestellt werden, was insgesamt zu höheren Gesamtkosten der Produkte führt und durch das Konfigurationstool reduziert werden soll.

¹ Honorarordnung für Architekten und Ingenieure

² Building Information Modeling

³ Enterprise Resource Planning

⁴ Machine Execution System

⁵ Technische Gebäudeausrüstung

3.5.3 Analyse des BIPV-Planungsprozesses – Rollen und Akteure

In der Analyse des Bau- und Planungsprozess für BIPV nach den Leistungsphasen 1 bis 9 der HOAI wurde das im Folgenden beschriebene sog. Rollenmodell BIPV nach Vorbild der Bauwerksdokumentation im Hochbau, Dokumentationsmodell BDM13¹, entwickelt.

Hierbei wird der gesamte Planungsprozess zunächst in sinnvolle elementare Teilprozesse zerlegt. Die Aufgabe des Rollenmodells ist dann die Festlegung der verantwortlichen Rollen für die verschiedenen Teilprozesse.

Die Rolle bzw. die Person hinter der Rolle ist grundsätzlich verantwortlich für die Umsetzung des Teilprozesses. Im Rahmen seiner Aufgabe ist er auch verantwortlich für die Existenz der aus seinen Prozessen entstehenden Dokumentation.

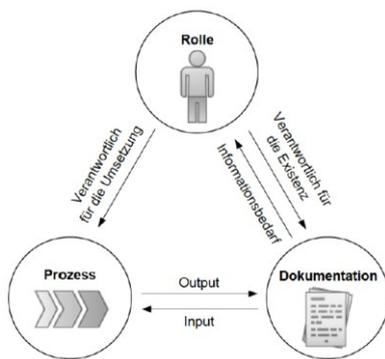


Abb. 6: Abhängigkeit zwischen Rolle, Prozess und Dokumentation¹

Tab. 3 gibt einen Überblick für die wesentlichen BIPV-Rollen im Planungsprozess einer bauwerkintegrierten PV-Anlage und allgemeine bzw. sonstigen Rollen am Bau, die herausgearbeitet wurden. Die einzelnen Rollen können in den verschiedenen Leistungsphasen jeweils anderen Akteuren zugewiesen werden.

¹ Interessengemeinschaft privater professioneller Bauherren IPB/Koordinationskonferenz der Bau- und Liegenschaftsorgane der öffentlichen Bauherren, Bauwerksdokumentation im Hochbau, Dokumentationsmodell BDM13, Schweiz 2013

Allgemeine Rollen	BIPV-Rollen	Sonstige Rollen am Bau
Bauherr	BIPV Ertragsermittlung	Energiekonzept Gebäude
Baukommission	BIPV-Elektronplanung	Architektonisches Design des Gebäudes
Gesamtprojektleitung	BIPV-Integration Energiekonzept	Statik und Konstruktion des Gebäudes
Facility Manager	BIPV Rechtliche Gestaltungsvorgaben	Elektroinstallation Gebäude
Datenmanagement	BIPV-Brandschutzplanung	HLK und Sanitär
	BIPV Kostenermittlung und Fördermittel	Gebäudeautomation/MSR
	BIPV-Baukonstruktion	Brandschutz des Gebäudes
	BIPV-Moduldesign und Modulkostenabschätzung	Tiefbau
	BIPV-Ausführung Elektro	Hochbau, evtl. Fassadenbau getrennt
	BIPV-Ausführung Metall-/Holzbau	Fassadenbau
	BIPV-Anmeldung	Tageslichtplanung

Tab. 3 Übersicht für wesentliche Rollen im BIPV-Planungsprozess

Tab. 4 zeigt die wesentlichen Akteure im BIPV-Planungsprozess und anderen am Bau beteiligten Akteuren.

Allgemeine Akteure	BIPV-Akteure	Sonstige Akteure am Bau
Architekt	Ingenieurbüro PV-Fachplanung	Energieplanungsbüro
Bauherr/Investor	Solarteuer	Statiker
GU	PV-Modulhersteller	Elektroplaner Gebäude
Nutzer		Fachplaner Brandschutz
		Fachplaner TGA
Betreiber		Fachplaner Fassade
		Metall-/Fassadenbauer
		Dachdecker
		Glasveredler
		Ausführende Elektrofirma
Architekt	Ingenieurbüro PV-Fachplanung	Energieplanungsbüro

Tab. 4 Übersicht für wesentliche Akteure im BIPV-Planungsprozess

3.5.4

Allgemeines Konzept für ein geeignetes Konfigurationstool

Für die BIPV-Fab4.0 wurden für die mögliche Definition von möglichen Anforderungen und der Anbindung an ein mögliches Vertriebs- und Planungstool in den entsprechenden Leistungsphasen 1 bis 9 Rollen, Akteure und Aufgaben identifiziert. Des Weiteren sind entsprechende Schnittstellen z.B. zu externen Fachplanern und anderweitigen Vertriebstool aufgezeigt worden. Die detaillierte Aufstellung ist im Anhang zu finden. Die spezifische Ausgestaltung ist inhaltlich und programmiertechnisch individuell für die Umsetzung einer BIPV-Fab4.0 durchzuführen.

Damit ist es möglich alle Leistungsphasen nach HOAI durch ein Konfigurationstool bzw. die entsprechenden Schnittstellen abzubilden bzw. zu begleiten. Darüber hinaus bietet ein Konfigurationstool auch die Möglichkeit wesentliche Daten direkt an die Fertigung weiterzureichen bzw. in der Planung zu berücksichtigen, wie im nächsten Abschnitt beschrieben.

3.5.5

Schnittstelle zur Produktion und Auslegung der BIPV-Produkte

Für die Ausgestaltung der benötigten BIPV-Produkte kann das Konfigurationstool bereits algorithmische Vorgaben zur Belegung mit Solarzellen, Anzahl und Positionierung von Dioden oder Planung der mechanischen und elektrischen Installation machen.

Ein Beispiel ist die Festlegung der Dimensionen und der Platzierung von Dioden: Um eine Beschädigung der Solarzellen im Falle von Rückwärtsbelastung (z.B. durch zeitweise Verschattung) zu verhindern, sollen zusätzliche Bypassdioden parallel zum Matrixfeld eingesetzt werden.

Maximal 24 Reihen von Solarzellen mit einer Spannung von ca. 16,3 V sollen an einer Diode abgesichert werden. Dies entspricht einer maximalen Länge von ca. 700 mm (bei Schindeln aus dem M10 Waferformat, s. unten). Für die Platzierung der Ausfalldioden kann ein einfacher Optimierungsalgorithmus etabliert werden, der die Kosten einer zusätzlichen Diode gegen die Minderleistung vergleicht, wenn stattdessen Zellreihen weggelassen werden.

In vergleichbarer Art und Weise lassen sich Richtlinien für die Anzahl parallel und seriell verschalteter Solarzellen ableiten, wenn die Eingangsströme von üblichen Wechselrichtern zugrunde gelegt werden, wie weiter unten beschrieben.

Darüber hinaus ist es kostengünstig, wenn die elektrischen Ausgangsparameter der verschiedenen BIPV-Elemente angeglichen werden können, da diese dann elektrisch zusammengefasst werden können. Das lässt sich durch Anpassen der Solar-Matrixgrößen umsetzen und kann ebenfalls algorithmisch schon in der Planungsphase erfasst werden.

Da also viele verschiedene Aspekte bei der Ausgestaltung der BIPV-Produkte berücksichtigt werden müssen, ist der Einsatz eines gesamtheitlichen Konfigurationstools von großem Vorteil, um die Kosten in Vertrieb und Produktion effektiv zu senken.

4 Produktentwicklung

4.1 Fokus des Produktportfolios

Das im Folgenden diskutierte Produktportfolio fokussiert sich zunächst auf BIPV-Module als Kernelement einer BIPV-Fassade. Zusätzlich ist es sinnvoll geeignete Systemtechnik für den elektrischen Betrieb der Fassade und integrierte Fassadenelemente als Komplettlösung anzubieten oder vorzugeben, da der notwendige Planungsprozess diese Anforderungen an diese Komponenten bereits definiert. Für die Umsetzung einer BIPV-Fab4.0 sind die Überlegungen aus Abschnitt 3 nachzuvollziehen und das Produktportfolio dementsprechend individuell auszugestalten.

4.2 Aspekte der PV-Komponenten

Für die anzubietenden BIPV Module werden hochindividuelle PV-Komponenten vorgesehen, um allen Anforderungen im Fassadenbau gerecht werden zu können und kompetitive Angebote stellen zu können.

Als technologisch favorisierte Lösung wurde die Matrix-Schindelverschaltung von Siliciumsolarzellen identifiziert, die in Glas-Glas Module integriert werden kann. Dies kombiniert die günstige Silicium PV-Technologie, mit einem innovativen und flexiblen Verschaltungskonzept und einem sehr robusten Modulaufbau.



Abb. 7 Im Rahmen des Projekts hergestellter Prototyp eines Glas-Glas PV-Modul mit homogenem Erscheinungsbild, durch geschindelte Solarzellen. Die Solarzellen sind hier noch in vertikalen Strings angeordnet. Für die Matrixverschaltung werden die Solarzellen zusätzlich in jeder zweiten Reihe um die halbe Breite versetzt, so dass sich die Mauerwerkoptik und elektrische Parallelschaltung ergibt.

4.2.1

Solarzellen aus kristallinem Silicium für Schindelverschaltung

Für die Herstellung der photoaktiven Flächen wird auf kristalline Siliciumsolarzellen aus der industriellen Massenfertigung zurückgegriffen. Diese kommen aktuell zum Großteil aus Asien. Sobald Produkte aus Fertigung in Europa verfügbar sind, kann dies problemlos umgestellt werden.

Es wird davon ausgegangen, dass zum Start der Fabrik, vor allem Siliciumsolarzellen im sogenannten »M10« Waferformat angeboten werden. Dies sind fast quadratische Siliciumscheiben mit einer Kantenlänge von ca. 182 mm, wobei die Ecken prozessbedingt leicht abgerundet sind.

Um eine möglichst hohe Flächenbelegung zu erreichen, sollen die Solarzellen in Schindelbauweise verschaltet werden. Hierfür ist ein spezielles Layout der Elektroden notwendig, so dass die Solarzellen zwischen den Stromsammelnden Kontakten (Busbars) in schmale Schindeln geteilt werden können.



Mono-crystalline Silicon 6" PERC Solar Cell

P6F5B

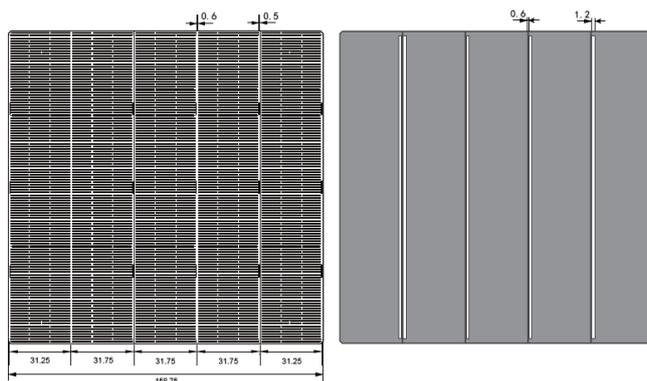


Abb. 8 Auszug aus Datenblatt einer Siliciumsolarzelle mit Elektrodenlayout für Schindelverschaltung der Firma eepv. Die Teilung erfolgt von oben nach unten an den markierten Linien.

Der hier gezeigte Wafer hat noch eine Kantenlänge von 158,75 mm. Für die BIPV-Fab4.0 wird von Wafern mit einer Kantenlänge von 182 mm und dementsprechend sechs Schindeln je eingekauftem Wafer ausgegangen.

Für M10 Solarzellen wird eine Teilung in sechs Schindeln vorgesehen, sodass jede Schindel Abmessungen von 182 mm × 30,33 mm aufweist (Fläche von ca. 55 cm²). Die Teilung wird vor Ort in der BIPV-Fab4.0 vorgenommen.

4.2.2

Matrixschindelverschaltung für variable Flächenbedeckung

Nach dem Teilen werden die Schindeln zu einer zusammenhängenden Fläche ausgelegt, wobei die Busbars jeweils von den benachbarten Zellen verdeckt werden. Dabei wird auf eine Seite der Busbars ein leitfähiger Kleber (engl. »electrically conductive adhesive«, ECA) aufgebracht.

Die Schindeln werden untereinander in Reihen und nebeneinander in Spalten ausgelegt. Durch einen Spaltenversatz zwischen den Reihen entsteht die Matrixverschaltung in »Mauerwerkoptik«.

Elektrisch entspricht die Matrixverschaltung einer Parallelschaltung aller Spalten und einer Serienschaltung aller Reihen. Für 1/6-Schindeln aus M10 Solarzellen wird ein Kurzschlussstrom von ca. 2,2 A und eine Offene-Klemmen Spannung von ca. 0,68 V erwartet, solange Zellen mit »PERC« Technologie eingekauft werden. Bei »Heterojunction« oder »TOPCon« Solarzellen können diese Werte leicht abweichen. Der Ausgangsstrom einer Matrix ergibt sich durch die Anzahl paralleler Spalten multipliziert mit dem Strom einer Schindel und die Ausgangsspannung durch die Anzahl aller serieller Reihen multipliziert mit der Spannung einer Schindel.

Um möglichst viele Produktgrößen optimal auszulegen, sollen die Matrizengröße individuell für jeden Auftrag angepasst werden. Daher können sich für jede Fertigungsserie und innerhalb einer Serie verschiedene Matrizengrößen und damit Ströme und Spannungen der Module ergeben.

4.2.3 Einkapselung von Solarzellen in Glas-Glas Module mit verschiedenen Glasstärken

Die Solarzellenmatrizen werden in der BIPV-Fab4.0 in Glas-Glas PV-Module verarbeitet. Die Solarzellen und je eine Front- und Rückscheibe werden dabei mittels Polymerfolien zu Verbundgläsern verklebt.

Im Rahmen des Projektes wurden zwei grundsätzliche Verfahren zur Herstellung von Verbundgläsern betrachtet. Das sind zum einen der Einsatz eines Autoklavs, wobei die Gläser zunächst im Vorverbund vorbereitet werden. Zum anderen der Prozess der inline Vakuumlamination.

Der Autoklavprozess gilt aufgrund des enormen Energieverbrauchs als eines der teuersten und aufwendigsten Verarbeitungsverfahren, ist aber Stand der Technik in der Herstellung von Verbundsicherheitsglas (VSG).

Im Vorverbundprozess wird der Glas-Folie Aufbau entlüftet, um Lufteinschlüsse im Laminat zu verhindern. Die Ausführung des Vorverbundes kann z.B. durch einen Walzen- bzw. Rollenvorverbund (s. Abb. 9) oder das Vakuumsackverfahren erfolgen. Dabei wird der Stapel zunächst auf ca. 35 °C erhitzt. Anschließend wird die eingeschlossene Luft ausgewalzt bzw. durch den Außendruck im Vakuumsack ausgepresst. Anschließend wird weiter aufgeheizt (60-105 °C, je nach Prozess) wodurch der Vorverbund entsteht.

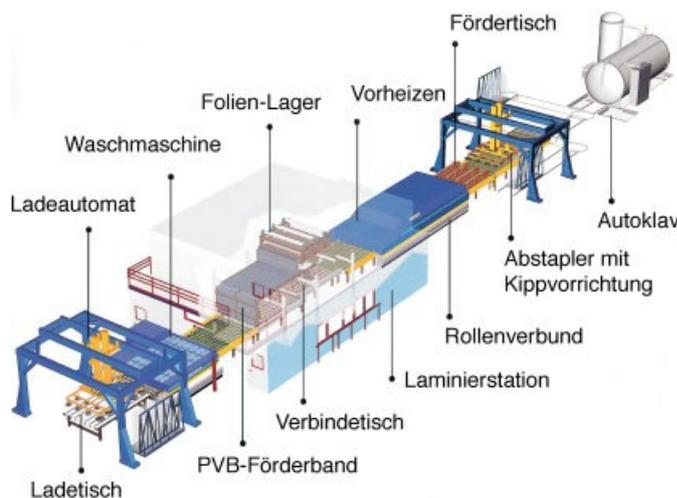


Abb. 9 Prozessschritte zur Herstellung von VSG mit einem Autoklav (Quelle: Bucak, Ö., Schuler, C. and Meißner, M. (2006), Verbund im Glasbau – Neues und Bewährtes. Stahlbau, 75: 529-543. <https://doi.org/10.1002/stab.200610056>)

Anschließend werden die verbundenen Stapel in den gasdicht verschlossenen Druckbehälter, den Autoklav, eingebracht. Dort wird eine Temperatur von 135 °C – 145 °C eingestellt und ein Haltedruck von 12 bar – 14 bar erzeugt. Das Aufheizen dauert dabei ca. 30 min, während die Haltezeit typischerweise nochmals 60 min beträgt, wobei nach 30 min – 35 min abgekühlt wird. In Summe benötigt der Prozess ca. zwei Stunden, kann dafür aber eine große Menge an Gläsern aufnehmen.

Die dritte Möglichkeit zur Erzeugung eines Vorverbunds ist die Vakuumlamination, bei welcher der Stapel von einer Membran umschlossen wird und ähnlich dem Vakuumsackverfahren durch Entlüften und Druck verbunden wird.

In der PV-Fertigung herkömmlicher Module kommt regelmäßig das Vakuumlaminationsverfahren zum Einsatz. Nach dem Entlüften und Herstellen des Vorverbunds erfolgt der Pressschritt gefolgt von einem optionalen Kühschritt. Diese Prozessschritte werden inline vorgenommen, indem die Module auf einem Förderband hintereinander in einer Anlage unter verschiedene Pressen geschoben werden. Dadurch können Taktzeiten von ca. 10 min erreicht werden.

Durch den vollflächigen Druck im Vakuumlaminator können lokale Schädigungen der Solarzellen vermieden werden, was beim Rollenvorverbund eine Herausforderung darstellt. Zudem erzeugen die verschleißenden Vakuumsäcke mehr Abfall als der Vakuumlaminator. Es gibt außerdem Abschätzungen, die einen Energievorteil für den Vakuumlaminationsprozess im Vergleich zum Autoklaven ableiten.

Der inline Vakuumlaminationsprozess eignet sich daher besser für die angestrebte hochautomatisierte Fertigung einer BIPV-Fab4.0 und wird empfohlen. Im Rahmen des Projekts durchgeführte Experimente haben zudem gezeigt, dass voraussichtlich gleiche Glasqualitäten erzeugt werden können. Es gibt bereits Hersteller, die entsprechende Anlagen auch für die Fertigung von VSG anbieten.

Für die Herstellung von Glas-Glas Modulen wurde zudem im Rahmen des Projekts die Flachpresse («Platte-Platte Lamination») gegenüber der herkömmlichen Membran-Presse («Platte-Membran Lamination») verglichen (s. Abb. 9). Hierbei zeigte sich, dass die zusätzliche Heizplatte ein schnelleres Aufheizen und damit kürzere Prozesszeiten ermöglicht. Zudem kann durch die flache Presse der Effekt des »Edge Pinching« reduziert werden. Dieser Effekt tritt auf, da die Membran an den Kanten des Laminats stärker als in der Mitte heruntergedrückt wird, was zu einem übermäßigen Austreten der geschmolzenen Folie führen kann.

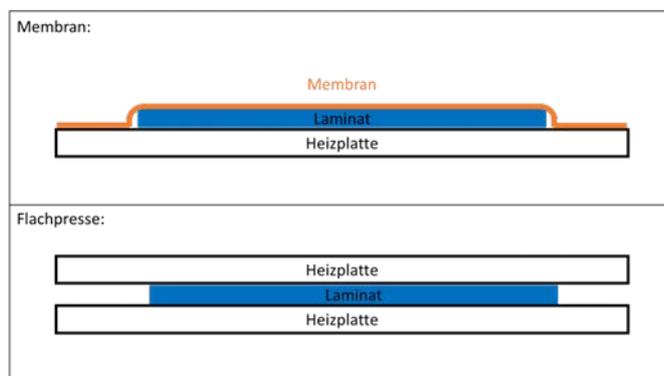


Abb. 10 Schematischer Vergleich Membran-Presse gegen Flachpresse.

Als Polymerfolie können zunächst PVB¹-Folien eingesetzt werden. Die rückseitige PVB-Folie kann dabei aus geschwärtztem PVB sein, um ein homogeneres Erscheinungsbild zu erzeugen. Die Stärke aller PVB-Folien sollte 0,76 mm betragen, um baulichen Anforderungen gerecht zu werden.

Zu späteren Zeitpunkten könnten die PVB-Folien durch POE²-Folien ersetzt werden, wenn hier im Rahmen der bauproduktsspezifischen Prüfungen gleiche Verbundglasqualitäten erreicht werden können (s. Abschnitt 4.4). Für die POE-Folien wird erwartet, dass sie etwas günstiger sind und sich schneller verarbeiten lassen, wodurch sich der Fabrikdurchsatz bei gleichen Anlagen steigern lässt. Dies konnte im Projekt in ersten Untersuchungen bereits gezeigt werden.

Es wurden Glasstärken zwischen 4 mm bis 10 mm eingeplant. Die Auswahl der Glasstärke orientiert sich an den statischen Anforderungen des größten Elements in einer Fassade. Die Auswahl an Glasstärken für die verschiedenen Glasformate ist im Produktmix in Tab. 2 abgebildet. In der Vakuumlamination benötigen die verschiedenen Glasstärken unterschiedliche Aufheizzeiten, damit die innenliegende Folie vollständig aufschmilzt. Das ist in der Produktionssteuerung und den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zu berücksichtigen.

4.2.4 Anzubietende Produktgrößen für BIPV-Fassaden

Um mit klassischen Fassaden konkurrieren zu können und den Anforderungen von Architekten und Statik gerecht zu werden, müssen individuelle Elemente bis zu einer Losgröße von eins in der Fabrik gefertigt werden können.

Hierfür werden die eingesetzten Glasscheiben in der angeschlossenen Glasveredlung individuell zugeschnitten und vorbereitet. Die Größen der Glaselemente sind als quasi stufenlos zu sehen.

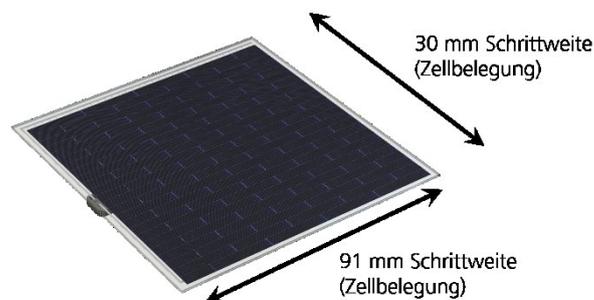


Abb. 11 Schematische Darstellung eines Matrixschindelmoduls mit Mauerwerkoptik.

Die Schrittweite der Solarzellenmatrix ergibt sich durch die Höhen und Längen der verwendeten Schindelsolarzellen. Grundsätzlich kann die Belegung mit Solarzellen auch um 90° gedreht erfolgen, so dass die kleinere Schrittweite flexibel in die Fassade integriert werden kann.

Die eingesetzten Solarzellenmatrizen sind nur in definierten Abstufungen variierbar. Hierbei ist in einer Richtung die Stufe durch die Höhe der geschnittenen Schindeln ge-

¹ Polyvinylbutyral

² Polyolefin Elastomer

geben, abzüglich des Überlapp zwischen den benachbarten Zellen. Bei M10 Solarzellen ergibt dies eine Schrittweite von ca. 29,3 mm.

In der anderen Richtung ergibt sich die Schrittweite durch die halbe Breite der Ausgangszelle zuzüglich Ablagetoleranzen in der Verschaltungsanlage. Für M10 Solarzellen sind dies ca. 91,3 mm.

Die Ausrichtung der langen und kurzen Kante kann dabei zwischen verschiedenen Fassaden oder innerhalb einer Fassade variiert werden, je nachdem in welcher Richtung eine kleinere Schrittweite vorteilhaft ist.

Um wirtschaftliche BIPV-Komponenten anzubieten, wird von einer Mindestglaslänge von ca. 400 mm ausgegangen. Außerdem sollten die Elemente bevorzugt eine Fläche von mind. 1 m² aufweisen. Für die vereinfachte Betrachtung wurde daher zunächst das Element von 1,0 m x 1,0 m als kleinstes Format ausgewählt.

4.2.5

Implementierung von Bypass-Dioden

Um verschattete Bereiche abzusichern, sollen Bypass-Dioden parallel zu den Solarzellen eingesetzt werden. Diese können durch eine Unterbrechung der Matrizen und Abführen eines Leiters zur Glaskante implementiert werden. Hierfür wird voraussichtlich ein Abstand von ca. 27 mm zwischen zwei Matrizenfeldern benötigt.

Gegebenenfalls kann der Leiter auch unterbrechungsfrei in das Matrixfeld integriert werden, wenn ein entsprechender Fertigungsschritt in Zukunft ausgereift und automatisierbar ist. Maximal 24 Reihen mit einer Spannung von ca. 16,3 V sollen an einer Diode abgesichert werden. Dies entspricht bei M10 Schindeln einer maximalen Länge von ca. 700 mm.

Diese Konstruktionsrichtlinie berücksichtigt die elektrische Sicherheit und die Hot-Spot-Belastbarkeit einer Reihe von Zellen unter kritischen Verschattungsbedingungen. Darüber hinaus verringert eine höhere Anzahl von Bypass-Dioden pro Modul die potenziellen Leistungsverluste durch Teilabschattung und führt somit zu einem besseren PV-Ertrag. Andererseits muss die Hinzufügung von Bypass-Dioden sowohl aus Kosten- als auch aus Designsicht abgewogen werden.

Das Einlaminieren von dünnen Dioden oder aktiven Bypass-Vorrichtungen in das Verkapselungsmaterial ist ein neues Konzept, das noch näher untersucht werden muss, und es macht externe Verbindungsleitungen nicht überflüssig. Aus diesen Gründen wurde das Hauptaugenmerk auf Bypass-Dioden gelegt, die in einer externen Anschlussdose untergebracht sind.

Bei BIPV-Fassadenmodulen, die wie hier häufig eine Glas-Glas-Konstruktion und kundenspezifische Größen aufweisen, kann das Anbringen von rückseitigen Anschlussdosen mit Dioden kostenintensiv werden, da diese Art von Verbindungen ein perforiertes Rückglas erfordern. Aus diesen Gründen wurde abgeleitet, dass speziell für BIPV konzipierte Randanschlussdosen eine bessere Option darstellen sollten.

4.3 Geeignete Gläser für BIPV-Anwendungen

4.3.1 Glasveredlung für BIPV-Module

Als Glasdeckschichten wird thermisch vorgespanntes Glas – ESG oder TVG - nach europäischer Produktnorm eingesetzt. Dadurch wird ein hohes Sicherheitsniveau, in Form von thermischer und mechanischer Robustheit sowie einem sicheren (z.B. feinkrümmeligen) Bruchbild, für das fertige PV-Modul gewährleistet. Zusätzlich werden ESG-Scheiben nach dem Vorspannen einem Heißlagerung-Verfahren (sog. Heat-Soak-Test), ebenfalls nach Produktnorm unterzogen. Damit wird gewährleistet, dass insbesondere thermisch aufgeheizte Scheiben, wie es bei PV-Modulen der Fall ist, im Praxiseinsatz nicht spontan infolge Nickel-Sulfid-Einschlusses bersten. In Deutschland dürfen solche Scheiben für bestimmte Anwendungen nur mit einer bestimmten Gütesicherung, wie z.B. RAL-GZ-520, verwendet werden.

Neben dem Vorspannen sind die Gläser mit mind. gesäumten Kanten oder im Fall von Sichtkanten mit geschliffenen bzw. polierten Kanten und ggf. Bohrungen für die elektrischen Kontakte zu bearbeiten. Diese Prozesse entsprechen der üblichen Glasveredlung für Sicherheitsglas, wie sie bereits heute in der Arnold Glas Gruppe tagtäglich umgesetzt wird (vgl. Abschnitt 5.2). Daher ergibt sich im Rahmen einer BIPV-Fertigung hier kein Anpassungsbedarf.

Die Gläser werden zu Beginn der Glasfertigung aus Bandmaßen, sog. Jumbomaßen mit den Abmessungen 6,0 x 3,21 m, individuell zu Festmaßen zugeschnitten, kantenbearbeitet, ggf. mit Bohrungen versehen, anschließend thermisch vorgespannt und heißgelagert bevor sie in die PV-Fertigung eingeschleust werden.

4.3.2 Heat-Soak-Test für vorgespannte Gläser

In bestimmten Einbausituationen von vorgespannten Gläsern (ESG) in Gebäuden gibt es seit Jahrzehnten die Vorgabe, ESG Gläser einem sogenannten Heat Soak Test (HST) zu unterziehen, damit diese während der Nutzung nicht wegen eines Nickelsulfideinschlusses (NIS) versagen. Wird ein HST an einer ESG Scheibe nach den gültigen Regelungen und Normen durchgeführt, so wird das Versagensrisiko drastisch reduziert.¹

Die derzeit in Europa gängige Praxis ist, alle zu verwendenden Gläser in einem sogenannten »Heat-soak-test-ofen« einer Zerstörungsprüfung zu unterziehen. Diese Prüfung scheidet ESG Gläser welche einen NIS in kritischer Größe, an kritischer Stelle bzw. (durch neueste Erkenntnis belegt) durch kritische Zusammensetzung nahezu vollständig aus (ein verbleibendes Restbruchrisiko ist beinahe unbedeutend).²

¹ ESG: DIN EN 12150-1, ESG-H: DIN EN 14179-1

² An dieser Stelle soll nicht näher auf die Thematik ESG / HST bzw. NIS eingegangen werden, da dies Stand der Technik ist und bei Bedarf in entsprechender Literatur tiefergehend recherchiert werden kann.

Der HST ist jedoch sehr kostenintensiv. Zum einen benötigt er ca. einen Tag, da die Aufheizzeit, Haltezeit, Abkühlzeit und Manipulationen jeweils mehrere Stunden benötigen. Außerdem zerkratzt eine zerstörte Scheibe, welche im Ofen zerbricht, fast immer weitere Gläser, sodass der gesamte Verlust bei diesem Test bis zu 2% betragen kann.

Der Ausgangspunkt für die BIPV Produktion in Fassaden (und Dächer) wird aus Erfahrung zumeist ESG mit HST sein (ESG-H). Bedenkt man diesen Umstand, so führt eine »Fehlscheibe« welche beim HST ausgeschieden wurde, zwangsläufig bei einer Inline Fertigung zu massiven Verzögerungen, weil die Nachproduktion dieser Fehlscheibe mind. mehrere Stunden für Zuschnitt, Bearbeitung und ESG benötigen wird bzw. eben zusätzlich 24 Stunden für einen HST nach derzeitigem Stand der Technik in Europa.

Die Fertigung der BIPV Module beim Arbeitsschritt Zellbelegung sollte jedoch so wenig wie möglich im Ablauf gestört werden bzw. so kontinuierlich wie möglich ablaufen. Aus diesem Grunde ist es notwendig den bestehenden HST langfristig durch eine »inline« ESG + HST Fertigung zu ersetzen, um eine konsequent automatisierte BIPV-Fab4.0 zu ermöglichen.

Diese Idee wurde im Rahmen dieses Projektes in einem ersten theoretischen Ansatz mit verschiedenen Fachleuten aus der Glasbranche erörtert und in der Arbeitsgruppe intensiv diskutiert. Das Ergebnis dieser Besprechungen zeigt, dass es theoretisch möglich sein sollte einen neuartigen »HST« zu entwickeln, welcher in wenigen Minuten von statten gehen könnte. Derzeit sind die Glaswerke Arnold bemüht, eine eigene Arbeitsgruppe zu gründen bzw. verschiedene Partner zu gewinnen welche diesen Ansatz weiterentwickeln sollen bzw. eine erste Testanlage zu bauen.

Allerdings ist auch absehbar, dass bis zu einer vollständigen Zulassung einer neuen Methode noch mehrere Jahre vergehen können. Daher sollte in einer kurz- bis mittelfristigen Umsetzung einer BIPV-Fab4.0 auf den bisher bestehenden Stand der Technik zurückgegriffen werden.

4.3.3 Farboptionen für BIPV-Module

Die BIPV-Elemente sollen mindestens optional mit beschichteten Gläsern ausgeführt werden können, um architektonische Variabilität zu ermöglichen. Hier wird vor allem die MorphoColor® Beschichtung¹ als vielversprechend gesehen.

Es gibt weitere Anbieter für beschichtete Gläser am Markt, wie z.B. Kromatix² oder keramische Druckverfahren von verschiedenen Herstellern. Allerdings erlauben diese Beschichtungen in der Regel eine niedrigere Lichttransmission, wodurch die Leistung der BIPV-Elemente gemindert wird oder bieten nur ein begrenztes Farbspektrum an, was die Flexibilität der Anwendung reduziert.

¹ B. Bläsi, T. Kroyer, T. E. Kuhn and O. Höhn, "The MorphoColor Concept for Colored Photovoltaic Modules," in IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 11, no. 5, pp. 1305-1311, Sept. 2021, doi: 10.1109/JPHOTOV.2021.3090158.

² <https://kromatix.com/technology>



Abb. 12 Verschiedene MorphoColor® Beschichtungen auf Kleinstproben.

Durch Anpassung der Beschichtungsprozesse lassen sich brillante Farben in einem breiten Spektrum erzeugen. Die Transmission zu den darunterliegenden Solarzellen ist im Vergleich zu alternativen Beschichtungen sehr hoch.

Es wird davon ausgegangen, dass z.B. mit MorphoColor® Beschichtung veredelte Gläser zum Fabrikstart von Dritten eingekauft werden können und in der Glasveredlung bzw. Modulfertigung ohne Umrüstung weiterverarbeitet werden können.

4.4 Zertifizierbarkeit von BIPV-Produkten

Grundsätzlich sind bezüglich der Zertifizierbarkeit die Prüfung der elektrotechnischen Komponenten und der bauordnungsrechtlichen Vorgaben zu unterscheiden.

4.4.1 Zertifizierungsmöglichkeiten für BIPV-Module (elektrotechnisch)

Viele europäische Richtlinien schreiben vor, dass Produkte mit der CE-Kennzeichnung versehen werden müssen. Wer eine CE-Kennzeichnung an einem Produkt anbringt, erklärt gegenüber den Behörden, dass das Produkt

- allen geltenden europäischen Vorschriften entspricht und
- den vorgeschriebenen Konformitätsbewertungsverfahren unterzogen wurde.

Für PV Module gilt diesbezüglich die Niederspannungsrichtlinie (Low Voltage Directive 2014/95/EU). Gemäß dieser Richtlinie kann die Konformität eines Produkts angenommen werden, wenn dieses entsprechend einem mandatierten, harmonisierten Produktsicherheitsstandard geprüft wurde. Für PV Module sind aktuell die EN IEC 61730-1 und -2 (PV-Module – Sicherheitsqualifikation) im Ausgabestand 2018 als harmonisierte Norm gelistet. Teil 1 regelt die Sicherheitsanforderungen an den Aufbau, Teil 2 Anforderungen an Prüfungen zur elektrischen Sicherheit.

Darüber hinaus ist für PV Module die Konformität mit der IEC 61215 -1 und -2 ein üblicher Marktstandard, der jedoch nicht für die CE Kennzeichnung erforderlich ist. Diese Norm beschreibt Anforderungen an die Leistungs- und Zuverlässigkeitseigenschaften eines PV Modules.

Da beide Standards einen hohen Grad an inhaltlicher Übereinstimmung aufweisen, werden in der Praxis i.d.R. PV Module nach beiden Standards einem kombinierten Prozess geprüft.

Folgende Abbildung zeigt ein vereinfachtes Prüfschema für eine kombinierte Produktprüfung nach EN IEC 61730-2:2018 und IEC 61215-2:2021:

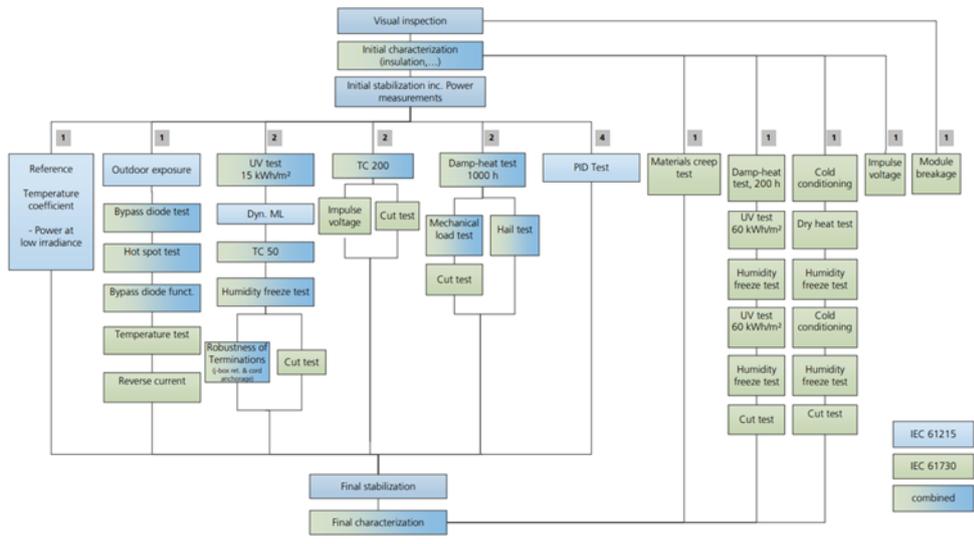


Abb. 13 : Modultests nach IEC 61730 und IEC61215. Auf eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Tests wird für diesen Bericht verzichtet – Die Grafik dient zur grundsätzlichen Veranschaulichung des Prüfverfahrens und zur Darstellung der inhaltlichen Überschneidungen beider Standards.

Da die Konformität eines PV-Moduls stets nur für ein konkretes Moduldesign bzw. eine Materialkombination (Bill-of-Material BOM) gilt, wurde im Rahmen des Projektes bewertet, wie ein Zertifizierungskonzept für ein PV Produkt, welches einen hohen Grad an Variabilität hinsichtlich Größe und anderer Eigenschaften aufweisen soll, gestaltet werden könnte.

Grundlage für die Bewertung waren hierbei die o.g. Normen in ihren genannten Ausgabeständen, sowie die Richtlinien zum Umgang mit Desdingänderungen (Retest guidelines) entsprechend der IEC TS 62915:2018. Um bei bestimmten Änderungen am Moduldesign nicht stets den in Abb. 13 dargestellten Prüfraum komplett wiederholen zu müssen, gibt diese technische Spezifikation (TS) Richtlinien dafür vor, welche Tests in Abhängigkeit einer Änderung am zertifizierten Grunddesign notwendig sind. Dabei ist den Autoren der TS bewusst, dass nicht alle praktisch möglichen Variationsfälle abgebildet werden können, weshalb Zertifizierern ein gewisser Raum zu unabhängigen technischen Bewertung gegeben wird.

Die Bewertung der grundsätzlichen Zertifizierbarkeit bzw. die Ableitung eines Zertifizierungskonzepts im Kontext des geplanten Produktlayout erfolgte zunächst auf einer allgemeinen Ebene um im zweiten Schritt (beispielhaft) eine detailliertere Abschätzung des Zertifizierungsaufwandes unter bestimmten Annahmen zu prognostizieren.

Allgemeine Betrachtung:

Wie oben dargestellt, muss der Inverkehrbringer CE Konformität erklären. Um einer Konformitätsbewertung standzuhalten, ist hierfür der Nachweis der Konformität mit der EN IEC 61730 der sicherste Weg, da diese für PV-Module als harmonisierte und mandatierte Norm gelistet ist. D.h. im Umkehrschluss, die IEC 61215 muss nicht zwingend erfüllt werden. Alternativ zur Erfüllung der IEC 61730 kann der Hersteller eine eigene Risikobewertung durchführen.

Die geplante, sehr hohe Designflexibilität im Endprodukt erfordert, dass ein Prüfzertifikat möglichst viele Produktvariationen umfasst. Grundsätzlich ist dabei von großer Wichtigkeit, dass

- a) dem Lizenzinhaber (z.B. Glas Arnold) der Gültigkeitsbereich in Bezug auf Designvariationen bewusst ist, er also über die Kompetenz verfügt, einzuschätzen, ob das individuelle PV-Modul, welches an einem Gebäude auf gewisse Art und Weise angebracht / befestigt wird, noch innerhalb- oder außerhalb des Gültigkeitsbereiches liegt. Im Zweifel ist Rücksprache mit dem Lizenzgeber (z.B. VDE) zu halten.
- b) Auch wenn ein gewisses Modul- oder Befestigungsdesign außerhalb des Gültigkeitsbereiches liegt, kann der Lizenzinhaber die CE Konformität erklären, wenn eine Risikoabschätzung bzgl. der technischen Abweichungen zum zertifizierten Modultyp durchgeführt wird. Bei Designvariationen die sich im Wesentlichen auf Änderungen in der mechanischen Stabilität beziehen, könnte dies z.B. auch auf Basis von rechnerischen Nachweisen und/oder auf Basis der Konformität mit anderen Anforderungen aus der baurechtlichen Zulassung erfolgen. (Das Prüfzeichen (z.B. des VDE) dürfte ggf. jedoch nicht genutzt werden). Zusätzlich besteht die Möglichkeit den Gültigkeitsbereich in Abstimmung mit dem Lizenzgeber zu erweitern. Ob dafür Tests notwendig sind, wird dann individuell vom Lizenzgeber geprüft.

Prüfkonzept für eine Basiszertifizierung mit Designflexibilität

Um eine hohe Designflexibilität innerhalb des Gültigkeitsbereiches des Zertifikats zu erreichen und dabei den Prüfaufwand in einem sinnvollen und sowohl technisch als auch ökonomisch handhabbaren Rahmen zu halten, muss ein Prüfkonzept erarbeitet werden, welches im Rahmen der Anforderungen aus den retest guidelines vertretbar ist und letztlich vom Lizenzgeber akzeptiert wird. Allgemein kann dabei wie folgt vorgegangen werden:

1. Bestimmung eines Basis-Aufbaus, dieser sollte in vielen Aspekten ein »worst-case« Design darstellen. Das heißt ein Design, welches gerade mit Blick auf die sicherheitsrelevanten Aspekte aus der IEC 61730 am kritischsten eingeschätzt wird.
2. Auflistung der geplanten Abweichungen von diesem Basisdesign z.B. Größenvariationen, Variationen der Glasstärken, Variationen der Befestigungsmethoden usw.
3. Bewertung dieser Abweichungen im Kontext der Prüfanforderungen und Extraktion Bestimmung weiterer, potenziell kritischer Extremfälle welche durch einzelnen Retests abgedeckt werden müssen.

Auf diese Weise konnte im Rahmen des Projektes beispielhaft für eine im Projekt erarbeitete Liste an Designvarianten der Prüfaufwand für die Produktzertifizierung, die

zumindest Hinsichtlich der IEC 61730 einen sehr weiteren Geltungsbereich umspannt abgeschätzt werden.

Wichtigste Befunde und Empfehlungen:

Eine Prüfkonzept welches eine hohe Designvariabilität in den Gültigkeitsbereich der Zertifizierung umfasst ist möglich. Basierend auf einer Basiszertifizierung an einem möglichst großen Modul mit dünnen Gläsern werden zusätzliche Tests an Abwandlungen davon erfordert. Z.B. Prüfung der Prozessstabilität und Alterung bei 10 mm dickeren Gläsern erfordert einige Prüfungen, wobei jedoch aus Gründen der technischen Handhabbarkeit kleine Sonderproben angefordert werden können.¹

Bei sehr großen Modulen (ab ca. 4 m²), die praktisch nicht mehr getestet werden können, muss geprüft werden, ob dann vorliegende Berechnungen zur Stabilität etc. ausreichen, um diese in den Gültigkeitsbereich aufzunehmen. Sollte dies nicht möglich oder nicht gewünscht sein, können diese anhand einer eigenen CE- Risikobewertung trotzdem eingesetzt werden.

Die Basiszertifizierung einschl. der wichtigsten zusätzlichen Tests zur Erlangung einer möglichst großen Designflexibilität sowie zur Berücksichtigung von zwei unterschiedlichen Montagearten, zwei Anschlussdosen Varianten muss mit einem Prüfaufwand von aktuell ca. 130 - 160 k€ sowie einer reinen Prüfdauer von ca. 5-7 Monaten gerechnet werden.

Nicht berücksichtigt sind dabei:

- Verschiedene Farben (kann voraussichtlich durch relativ wenige Retests abgefangen werden, kann aber erst im Kontext der technischen Bewertung der Farbgebungstechnologie bewertet werden)
- Verschiedene Verkapselungsmaterialien: Erfordern ggf. umfangreiche Retests (nach Kenntnis der Materialien zu Prüfen)
- Alle denkbaren Befestigungs- und Einsatzoptionen (Hier sind, wie dargestellt, ggf. im Einzelfall zu prüfen, ob eine Befestigungsart in den Geltungsbereich aufgenommen werden soll- / kann oder ob darauf verzichtet werden kann.

Praktisch wird der Gültigkeitsbereich der Zertifizierung ein Gegenstand kontinuierlicher Anpassung bzw. Erweiterung sein, wobei einige Anpassungen basierend auf Dokumenten oder Berechnungen durchgeführt werden können, andere Anpassungen zusätzliche Tests erfordern werden.

Erfahrungsgemäß ist es eminent wichtig, dass ein Hersteller über angemessene Kompetenzen und Ressourcen zur Sicherstellung und Überwachung der Produktkonformität verfügt.

¹ Die Prüfmuster müssen auch in weiteren Eigenschaften spez. Anforderungen erfüllen, die hier nicht genannten sind (Randabstände, Anschlussdose, Strom-Spannung usw.).

4.4.2

Untersuchung der Zertifizierbarkeit der BIPV-Module (bauprodukt-spezifisch)

Neben den o.g. Prüfungen für die elektrotechnische Sicherheitsqualifikation der Module nach LVD 2014/35/EU und der Modulzuverlässigkeit nach IEC 61730 / IEC 61215 sowie der Zertifizierung der Module nach VDE-Richtlinien sind für die PV-Module, die in Gebäuden und Bauwerken als Bauprodukte verwendet werden, zusätzlich Prüfungen nach EU-Bauproduktenverordnung 305/2013 gemäß den europäischen Produktnormen für Verbund-/Verbund-Sicherheitsglas nach EN 14449 (EN ISO 12543) durchzuführen. Für die Qualifizierung von Verbund-Sicherheitsglas erfolgt auf europäischer Ebene die Durchführung eines Pendelschlagtests nach EN 12600.

Für die Planung, Bemessung und Ausführung sind in Deutschland die Muster-Verwaltungsvorschrift der Technischen Baubestimmungen und deren jeweiligen Umsetzung in den Bundesländern im Zusammenhang von DIN 18008 zu beachten. Dieses beinhaltet für bestimmte Anwendungen (z.B. im Überkopfbereich) weitergehende Anforderungen an die Resttragfähigkeit der Konstruktion (Bauart). Diese können entweder durch den Einsatz bestimmter Glasarten - gepaart mit der Erfüllung von Rahmenbedingungen bei der Lagerung solcher Gläser - erfüllt werden oder alternativ durch experimentelle Nachweise.

Bei Anwendungen bzw. Einbausituationen, die den Regelungsbereich von DIN 18008 verlassen, können ein allgemeiner Verwendbarkeitsnachweis im Rahmen eines »Kombi«-Bescheids AbZ/aBG beim Deutschen Institut für Bautechnik (DIBt) beantragt werden. Alternativ zu einer AbZ/aBG kann stets auch bauvorhabenbezogen die Verwendbarkeit der Bauart – also PV-Modul und Befestigung - mit der jeweils obersten Bauaufsichtsbehörde des Bundeslandes am besten mit Unterstützung eines Sachverständigen Ingenieurbüros abgestimmt und in Form einer ZIE/VBG genehmigt werden.

Im Rahmen des Projekts wurden an Modulaufbauten mit PVB- und POE-Zwischenfolie verschiedene Vorversuche nach den o.g. einschlägigen Produktnormen, die z.T. Inhalt eines Prüfkonzepts für eine AbZ/aBG darstellen, bei Glaswerke Arnold zur Eignung bzw. Zertifizierbarkeit mit positivem Ergebnis für die gesamte Produktpalette durchgeführt.

4.5

Aspekte der Elektrotechnik

Herkömmliche Wechselrichter können Eingangsströme von üblicherweise ca. 12 A und in Teilen bis zu 20 A umsetzen. Daher ist es zu empfehlen, die Anzahl paralleler Spalten an diese Vorgaben anzupassen.

Für 12 A entspricht dies bei M10 Solarzellen ca. 6 parallelen Spalten (ca. 1095,6 mm) bzw. für 20 A ca. 10 parallelen Spalten (ca. 1826 mm). Durch Legen von zwei Matrizen nebeneinander und serieller Verschaltung, lässt sich die belegbare Breite nochmals auf max. ca. 2190 mm bzw. ca. 3650 mm erweitern. Hierbei lassen sich Bypass-Dioden weiterhin über Ableitung zu den Kanten anschließen. Alternativ lässt sich auf diese Weise der Strom einer Konfiguration halbieren oder zu anderen Elementen anpassen.

Um eine möglichst kostengünstige Verschaltung der einzelnen BIPV-Fassadenelemente zu erreichen, ist es zu bevorzugen die elektrischen Ausgangsparameter der verschiedenen Elemente anzugleichen. Das lässt sich durch Anpassen der Matrixgrößen umsetzen. Alternativ kann Leistungselektronik bereits in die Module eingebaut werden. Dies stellt aber beim Einsatz in der Fassade größere Herausforderungen z.B. was die Wartung

angeht. Daher erscheint es aktuell günstiger, diese Option nur bei explizitem Wunsch des Kunden, aber nicht als Standard vorzusehen.

In der Praxis am häufigsten ist die Serienschaltung aller PV-Module zu einem Strang gleichen Stroms, bei dem sich die Spannung aller PV-Module addiert. Um bei Matrixmodulen einen gleichen Strom zu erzielen, muss die Anzahl paralleler Spalten über alle Elemente fixiert sein. Dies ist einfach umzusetzen, wenn sich eine Richtung in der zu belegenden Fassade einheitlich rastern lässt.

Da die meisten Wechselrichter über mehrere Strangeingänge verfügen, können auch mehrere Spaltenanzahlen über die Elemente gewählt werden. Hierbei sollten über alle Elemente Leistungswerte von mind. 1,2 kW, besser 3 kW – 5 kW erreicht werden, um übliche Wechselrichter einsetzen zu können. Durch das ganzzahlige Aufteilen bzw. Multiplizieren von »Einheitsmatrizen« (s.o.) ergibt sich eine zusätzliche Freiheit. Die Anzahl seriell verschalteter Reihen ist erst sekundär zu betrachten. Auch hier sind die Eingangsspannungen der Wechselrichter zu beachten, die in der Regel aber nicht limitierend sein sollten.

Bei diesen notwendigen Anpassungen kann es potenziell zu einer Reduzierung der photoaktiven Fläche kommen, im Vergleich zur individuellen Ausgestaltung aller Elementflächen, die allerdings mit zusätzlicher Leistungselektronik versehen sein müssen. Im Vergleich zur Belegung mit Vollzellen ergibt sich in fast allen Anwendungen eine höhere photoaktive Fläche durch die Matrixschindelverschaltung.

4.6

System-Komponenten

Für den Betrieb einer BIPV-Fassade werden neben den BIPV-Modulen und den Montageelementen mindestens Wechselrichter für die DC/AC-Wandlung sowie die Verkabelung zwischen den Elementen benötigt. Es erscheint am attraktivsten hier auf am Markt verfügbare Komponenten zurückzugreifen. Durch die große Variabilität von PV-Systemen in der Praxis gibt es eine große Anzahl potenziell geeigneter Komponenten auch von europäischen Herstellern.

Je nach festzulegender Marktpositionierung kann der Betreiber der BIPV-Fab4.0 die BIPV-Elemente inkl. der zusätzlichen Systemkomponenten anbieten oder lediglich einen Anforderungskatalog mitliefern. Alternativ kann hier auch über feste Vertriebspartner agiert werden (vgl. Abschnitt 3.3).

Neben den elektrischen Komponenten ist davon auszugehen, dass die Glas-Glas BIPV-Module für den Fassadeneinsatz weiter eingefasst werden müssen, z.B. durch Rahmen oder Backrails. Hier besteht die Option diese weitere Integration innerhalb einer BIPV-Fab4.0 auszuführen oder dies über eine weitere interne oder externe Fertigung je nach Objekt laufen zu lassen. Da der Aufwand sehr analog zum etablierten Geschäft der Glasveredlung ist, wurde dies im Projektkontext nicht weiter betrachtet und bleibt der Implementierung einer BIPV-Fab4.0 vorbehalten. In den anzunehmenden Kosten für Amortisationsrechnungen wurden Erfahrungswerte für die Zusatzkosten eingesetzt.

5 Fabrikkonzept

5.1 Entwicklung und Bewertung eines Fabrikkonzepts

Für die BIPV-Fab4.0 und die in Abschnitt 4 vorgestellten Produkte wurden geeignete Fertigungsanlagen identifiziert und ein Fertigungsfluss festgelegt. Es wird eine verkettete Glasveredlung und BIPV-Produktion angenommen. Dadurch wird sichergestellt, dass die benötigten Komponenten der individuellen Elemente direkt vor Ort hergestellt und im Fall von Fehlproduktionen unmittelbar neu gefertigt werden können.

Diese Fertigung wurde anschließend mit den am Fraunhofer ISE verfügbaren Kostenrechnungstools betrachtet, um die Fertigungskosten der einzelnen Produkte abzuschätzen. Dies wird im nächsten Abschnitt vorgestellt.

5.2 Fertigungsablauf

Der Fertigungsablauf ist schematisch in Abb. 14 dargestellt und im Folgenden beschrieben.

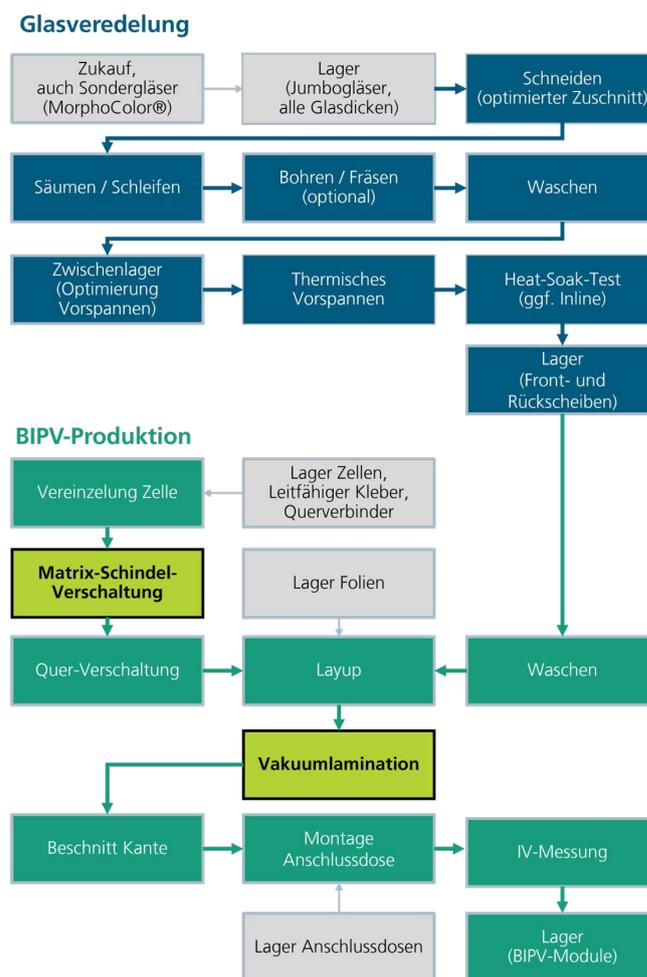


Abb. 14 Schematischer Fertigungsablauf in der BIPV-Fab4.0. Die herkömmliche Glasveredlung (blau) wird mit der für den BIPV Bereich angepassten PV-Produktion (grün) verknüpft.

Graue Felder entsprechen Zufluss aus Lagern für Verbrauchsmaterial. Die hellgrün hervorgehobenen Prozesse sind besonders kritisch für die flexible Fertigung der Glas-Glas Module.

5.2.1 Glasveredlung

Die benötigten Gläser werden in den verschiedenen Glasstärken und optional mit Beschichtung im Eingangslager der Glasveredlung vorgehalten. Nach Erstellen einer Stückliste aus dem Auftragseingang wird mit dem Zuschnitt der benötigten Scheiben begonnen.

Die Glasscheiben werden anschließend an den Kanten gesäumt bzw. zugeschliffen. Anschließend können optional Bohrungen vorgenommen werden, bevor die Scheiben gewaschen werden. Danach werden die Scheiben in einem Zwischenlager gesammelt, um eine möglichst hohe Auslastung des anschließenden Vorspannofens zu gewährleisten.

Hier werden die Scheiben thermisch vorgespannt, bevor sie den Heat-Soak-Test durchlaufen. Der Heat-Soak-Test ist ein zerstörendes Verfahren, bei dem Scheiben mit kritischen Einschlüssen so belastet werden, dass sie zerspringen. Dadurch kann verhindert werden, dass diese Defekte in der Fassade auftreten. Entsprechende Ausfälle müssen nachproduziert werden. Die fertigen Scheiben laufen in das nächste Zwischenlager.

Für ein BIPV-Modul werden immer Vorder- und Rückseitenscheibe benötigt. Im Falle von z.B. beschichteten Vorderseitengläsern (und unbeschichteten Rückseitengläsern) werden diese Scheiben zu unterschiedlichen Zeitpunkten aus unterschiedlichem Ausgangsmaterial zugeschnitten. Die nachfolgenden Prozessschritte der BIPV-Fertigung werden erst gestartet, wenn beide Scheiben im Zwischenlager vorliegen.

5.2.2 BIPV-Produktion

In der BIPV-Produktion werden die Glasscheiben zunächst auf einer Transportanlage abgelegt. Parallel dazu, wird die auf die Gläser passende Solarzellenmatrix im Matrix-Stringer gelegt. Die Produktionsanlage für die Matrix-Schindelschaltung wird kontinuierlich mit zugeschnittenen Solarzellen, leitfähigem Kleber und Querverbindern versorgt. Die Solarzellen erhalten den Zuschnitt vor Ort in der Fabrik an einer entsprechenden Vereinzelungsanlage.

Nach dem Legen und Verkleben (inkl. Aushärten) der Solarzellen-Matrix werden die elektrischen Verbinder für Bypass-Dioden und Anschlussdosen in der Querverschaltung eingefügt.

Anschließend findet (von unten nach oben) das Layup von Vorderseitenglas, Einkapselungsfolie und Solarzellenmatrix statt. Auf der Solarzellenmatrix wird eine weitere Einkapselungsfolie und anschließend das Rückseitenglas abgelegt. Dieser Stapel wird anschließend über ein inline Vakuumlaminationsverfahren verbunden. Dabei wird zunächst evakuiert und aufgeheizt, so dass die Einkapselungsfolie aufschmilzt und einen Verbund der Komponenten herstellt. Dieser wird durch eine Presse verstärkt und anschließend abgekühlt.

Das an der Kante ausgetretene Einkapselungsmaterial wird nach dem Prozess entfernt und die Anschlussdosen werden an die elektrischen Verbinder montiert. Abschließend wird das Modul geprüft, bevor es eingelagert wird.

Sobald eine Stückliste vollständig abgearbeitet wurde, kann der Auftrag ausgeliefert werden. Verschiedene Aufträge können parallel durch die Fabrik laufen, um die Geräteauslastung zu erhöhen, da z.B. der Vakuumlaminationsprozess immer mit Gläsern derselben Stärke durchgeführt werden muss.

Zur Unterstützung der Fertigung soll eine Produktionssteuerungssoftware (engl. »Machine Execution System«, MES) eingesetzt werden, deren Anforderungen im Unterauftrag durch die Firma Kontron AIS spezifiziert wurden.

5.3 Anlagenpark

Es wird davon ausgegangen, dass die herkömmliche Glasveredlung grundsätzlich einen höheren Durchsatz (m^2 / Stunde) produzieren kann, als in der BIPV-Produktion weiterverarbeitet werden können. Durch die eingeplanten Zwischenlager wird dies aufgefangen.

Für die eingeplante Glasveredlung ist der herkömmliche Umfang etablierter Fabrikkonzepte ausreichend. Daher sind hier mehrere Anbieter als geeignet zu betrachten und es muss keine Einschränkung an die einzusetzende Technologie vorgenommen werden.

Für die Fertigungsanlagen in der BIPV-Produktion sind eine deutlich höhere Flexibilität der zu fertigenden Größen zu berücksichtigen. Für die Vereinzelnung der Zellen spielt dies noch keine Rolle, so dass verschiedene Hersteller in Frage kommen. Ein etablierter Anbieter ist dabei z.B. die Firma 3D-Micromac AG¹ mit dem für Siliciumsolarzellen besonders schonenden »Thermal Laser Separation« (TLS) Verfahren. Alternativen bietet zum Beispiel die Firma Innolas².

Das Know-How zur am Fraunhofer ISE entwickelte Matrix-Schindelverschaltung wurde erst kürzlich im Rahmen eines Verbundförderprojekts an die Firma M10 Solar Equipment GmbH weitergegeben. Diese hat nun eine ausgereifte Produktionsanlage für die flexible Fertigung verschiedener Matrizengrößen im Angebot, auf welche für die angedachten Produkte zurückgegriffen werden sollte. Darüber hinaus liefert M10 geeignete Anlagen für das Layup der Komponenten und die elektrische Querverschaltung, die hier angeschlossen werden können.



Abb. 15 Rendering der M10 Anlage für die Matrixschindelverschaltung (Quelle: M10).

Die Anlage kann bis zu 12.000 Schindeln pro Stunde verarbeiten und flexible Formate legen.

Für die Vakuumlamination stehen grundsätzlich verschiedene Anbieter aus der herkömmlichen PV-Fertigung zur Auswahl. Für die Verarbeitung von Glas-Glas Modulen hat aber die Firma Robert Bürkle GmbH eine optimierte Lösung erarbeitet. Die »easy-LAM IFL« Anlage vermeidet nicht nur das häufige Problem des »Edge Pinching«, sondern ist bereits für die Herstellung von Verbundgläsern und der dort üblichen größeren Flexibilität der Produktgrößen ausgelegt. Es empfiehlt sich daher, diese Anlage für die Produktion vorzusehen.

¹ <https://3d-micromac.de/laser-mikrobearbeitung/produkte/microdice/>

² <https://www.innolas-solutions.de/photovoltaik/>



Abb. 16 Rendering der Bürkle Anlage für die Vakuumlamination von Glas-Glas Verbänden (Quelle: Bürkle).

Die Anlage hat eine Pressfläche von 13 m² und verarbeitet die Glaslamine in drei hintereinandergeschalteten Stufen.

Für die weiteren Bearbeitungs- und Prüfschritte lassen sich herkömmliche Anbieter aus der PV-Fertigung finden, wobei die Mindest- und Maximalabmessungen der angedachten Produktion berücksichtigt werden müssen. Alternativ kann ein Generalauftrag für diese Schritte und die Automatisierung zwischen den Stationen z.B. an M10 vergeben werden.

Für typische Anlagen der Solarmodulherstellung wurden Annahmen zu Anlagenparametern (Stromverbrauch, Platzbedarf, Durchsatz, notwendige Bediener etc.) in der Kostenrechnung und der Fabrikgrößenplanung berücksichtigt.

Anlagen	Platzbedarf (m ²)		
	Gesamt (m ²)	Nur Wegstrecke (m ²)	Nur Lager (m ²)
GlassLoader1	71.5	52.0	6.5
LayUpFoil1	71.5	52.0	6.5
Splitting	49.5	36.0	4.5
CTS	82.5	60.0	7.5
LayUpStringMatrix	77.0	56.0	7.0
StringConnector	93.5	68.0	8.5
LayUpFoil2	71.5	52.0	6.5
GlassLoader2	71.5	52.0	6.5
Laminator	387.6	281.9	35.2
EdgeTrimming	77.0	56.0	7.0
JunctionBox	49.5	36.0	4.5
Flasher	49.5	36.0	4.5
ModuleSorter	82.5	60.0	7.5
Summe	1235	898	112

Tab. 5 Platzbedarf einzelner Anlagen in der BIPV-Fab4.0

5.4 Produktionsleitsystem (MES)

Um einen möglichst hohen Grad der Automatisierung zu erreichen, sollen die in der BIPV-Fab4.0 eingesetzten Produktionsanlagen an ein Produktionsleitsystem (MES¹) angeschlossen sein. Dieses übernimmt die Ausführung der Fertigung jener Produkte die im Planungsprozess mit Unterstützung durch das Konfigurationstool (s. Abschnitt 3.5) für die anstehenden Aufträge festgelegt wurden.

Im MES sind zu den verschiedenen Produktklassen relevante Informationen hinterlegt, so dass die Prozessparameter der Anlagen automatisch passend zu den zur Bearbeitung anstehenden Produkten eingestellt werden können. Ein Beispiel ist der Vakuumlaminationsprozess, dessen Prozessdauer an die Glasstärke angepasst werden muss, um ein vollständiges Aufheizen der Werkstücke zu garantieren. Ein weiteres Beispiel ist das Legen der Solarzellenmatrix, die jeweils passend in Höhe und Breite für das nächste Produkt vorbereitet werden muss.

Begleitet wird dies von einer digitalen Erfassung aller Werkstücke und Verbrauchsmaterialien innerhalb der Fabrik, so dass jederzeit zu jedem Produkt der Standort, Verarbeitungsstand und eingesetzte Chargen der Materialien abrufbar sind.

Zum Teil werden Funktionalitäten, wie Materialerfassung oder Zuschnittsplanung, bereits von Anlagenherstellern mit angeboten. Für einen möglichst flexiblen Aufbau einer Fabrik sollte ein geeignetes MES daher verschiedene Module optional bereitstellen und über eine gemeinsame Datenbank mit verschiedenen Anlagen interagieren können.

An verschiedenen Stellen, wie optischer Ausgangsprüfung, ist weiterhin die Güteprüfung durch einen Mitarbeiter vorgesehen. Viele Defekte lassen sich allerdings auch über entsprechende Qualitätskontrollen und Algorithmen bereits automatisiert aufdecken.

Zudem muss ein geeignetes MES die Möglichkeit vorsehen, dass Fehlprozessierungen und Nachprozessierungen korrekt erfasst werden können. Da wie oben beschrieben z.B. Gläser einer Stärke zu verschiedenen Aufträgen prozessiert und dann zwischengelagert werden, sind entsprechende Eingangs- und Ausgangskontrollen wichtig. Dies ist abweichend von der herkömmlichen PV-Fertigung, bei der durch die Ein-Produkt-Fertigung, Fehlproduktionen verworfen werden und keine strenge Nachverfolgung z.B. der einzelnen Scheiben erforderlich ist.

Die umfangreichen Details eines geeigneten Systems sind im Lastenheft durch die Firma Kontron-AIS ausgearbeitet worden und im Anhang an diesen Bericht angeführt. Wie sich bei der Ausarbeitung zeigte, kann es sinnvoll sein, bei der Implementierung eines solchen Systems in Teilen auf bestehende Software-Lösungen, z.B. der Anlagenhersteller, zurückzugreifen. Da diese Entscheidungen nicht verallgemeinert werden sollten, sind entsprechende Wahlmöglichkeiten im Lastenheft markiert und an eine gegebene Implementierung anzupassen.

¹ Machine Execution System

6 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

6.1 Vorgehen für die Betrachtung der BIPV-Fab4.0

Für die Ermittlung der Produktionskosten wurde der Fertigungsablauf aus Abschnitt 5 in das Fraunhofer ISE Kostenrechnungstool »SCost.module« eingepflegt. SCost.module berechnet die Stückkosten eines hergestellten Produkts über eine »Bottom-up« Rechnung anhand der Investitions- und Betriebskosten der verschiedenen geplanten Anlagen. Es wird eine Vollkostenrechnung durchgeführt. Produktkosten werden als Kostenstellen- (bspw. Prozessschritte) und Kostenträgerrechnung (das gefertigte Solarmodul) ermittelt. Gemeinkosten werden über Zuschlagsverfahren umgelegt.

Es werden bspw. Materialkosten, Gebäude- und Grundstückskosten sowie Kapitalkosten und Steuern berücksichtigt. Über die Angaben der Hersteller kann außerdem die Bruch- oder Ausschussrate der Produktion, Energieverbrauch, Investkosten, Personalbedarf etc. berücksichtigt werden. Außerdem können Faktoren für Umrüstzeiten oder Minderauslastungen implementiert werden.

SCost.module rechnet grundsätzlich mit einer Ein-Produkt-Herstellung, wie in der herkömmlichen PV-Fertigung üblich. Daher wurden für die Betrachtung im Projekt verschiedene Produkte entsprechend Tab. 2 einzeln berechnet und mit den im Produktmix festgelegten Anteilen gewichtet für eine Viel-Produkt-Herstellung verknüpft.

Die Kosten für Verbrauchsmaterialien und Anlagen wurden über Hersteller abgefragt und mit den Erfahrungswerten aus der Glas- und PV-Produktion abgeglichen. Die weiteren variablen Annahmen wurden für die üblichen Konditionen bei Arnold Glas eingesetzt. Zusätzlich wurden Overhead-Kosten und pauschale Kosten für den Vertrieb angenommen, sowie Kosten für eine Lagerung der Produktion für bis zu vier Monate, was üblichen Randbedingungen im Fassadenbau entspricht.

Die Kostenrechnungen für die beiden Fabrikteile wurden separat durchgeführt. Die Kosten für die Gläser gehen als Kosten für Verbrauchsmaterial in die Rechnung für die BIPV-Produktion ein.

6.2 Jährliche Kosten für Investition und Personal

Für die Glasveredlung ergibt sich ein Investitionsbedarf von in Summe 11,4 Millionen Euro. Davon entfallen ca. 5,3 Millionen Euro auf die benötigten Gebäude und Grundstücke und ca. 6,1 Millionen Euro auf die verschiedenen Produktionsanlagen. Für den Betrieb mit zwanzig Angestellten werden Personalkosten von ca. 2,6 Millionen Euro pro Jahr abgeschätzt. Für die Herstellung einer 2 m × 1 m Glasscheibe mit 4 mm Stärke ergeben sich dadurch Kosten von ca. 16 €/m², was gut mit üblichen Preisen übereinstimmt.

Für die BIPV-Produktion ergibt sich ein Investitionsbedarf von in Summe 27,3 Millionen Euro. Davon entfallen ca. 14 Millionen Euro auf die benötigten Gebäude (inkl. Lager) und ca. 8 Millionen Euro auf die verschiedenen Produktionsanlagen. Für den Betrieb mit 37 Angestellten werden Personalkosten von ca. 3 Millionen Euro pro Jahr abgeschätzt (zzgl. Verwaltung, Vertrieb etc.).

6.3 Herstellungskosten für BIPV-Produkte

Für die BIPV-Produkte ergeben sich unterschiedliche Kosten je nach Glasstärke. Diese sind in Tab. 6 aufgeführt.

Glasformate	Glasstärken der Produkte				
	2x 4 mm	2x 5 mm	2x 6 mm	2x 8 mm	2x 10 mm
1,0 m × 1,0 m	174 €/m ²	188 €/m ²	202 €/m ²		
1,0 m × 2,0 m	177 €/m ²	191 €/m ²	206 €/m ²	244 €/m ²	
2,0 m × 2,0 m		190 €/m ²	205 €/m ²	243 €/m ²	294 €/m ²
3,5 m × 2,0 m					386 €/m ²

Tab. 6 Produktionskosten für BIPV-Produkte inkl. Overhead.

Wie sich in den experimentellen Untersuchungen gezeigt hat, benötigen Produkte mit dickeren Gläsern mehr Zeit in der Lamination. Außerdem werden dickere Gläser eher bei größeren Produkten benötigt. Für diese wird aus der Erfahrung der Glasveredlung davon ausgegangen, dass sie eine geringe Flächenauslastung des Laminators ermöglichen. Dadurch lassen sich in derselben Zeit weniger solcher Produkte fertigen, was bei Umlegen aller laufenden Kosten zu höheren Herstellungskosten führt.

Für die anteilige Herstellung anhand des angenommenen Produktmix, ergeben sich mittlere Kosten von ca. 196 €/m², bei einer Ausbringungsmenge von ca. 19,5 MW pro Jahr.

6.4 Vergleich mit Herstellungskosten herkömmlicher Produktion

Durch die verschiedenen Fertigungszeiten der verschiedenen Produkte, ergeben sich auch unterschiedliche Ausbringungsmengen. Für ein Dauerproduktion eines 2 m × 1 m PV-Moduls mit 2 × 4 mm Gläsern, ergibt sich eine Produktionsmenge von 0,13 km², was einer produzierten Nennleistung von ca. 23,7 MW pro Jahr entspricht. Es ergeben sich Herstellungskosten (ohne Overhead) von ca. 162 €/m², wobei 66% davon auf Materialkosten entfallen.

Herkömmliche PV-Produkte haben üblicherweise eine einzelne Glasscheibe mit 3,2 mm Stärke und eine Rückseitenfolie. Das Format beträgt oft 1,7 m × 1 m. Für die Produktion solcher Module am Standort Deutschland können bei einer produzierten Menge von 800 MW (3,93 km²) Herstellungskosten von ca. 52 €/m² abgeschätzt werden. Hierbei entfallen ca. 94% davon auf Materialkosten.

Durch die höhere Flexibilität der Fertigungsanlagen und den höheren Flächenbedarf ist eine BIPV-Fab4.0 nach aktueller Schätzung also auch in der Ein-Produkt-Herstellung deutlich teurer. Allerdings sind die hergestellten Produkte auch hochwertiger und für den Fassadeneinsatz geeignet. Vergleichbare Produkte aus einer Manufaktur werden aktuell z.B. zu Einkaufspreisen von ca. 300 €/m² angeboten.

6.5 Möglichkeiten zur Kostenreduzierung

Wie sich aus der SCost Berechnung nachvollziehen lässt, ist die Produktion in der BIPV-Fab4.0 durch den Laminationsvorgang limitiert. Mit einem zweiten Laminator lassen sich die mittleren Kosten der Produkte um 28 €/m² reduzieren, wobei gleichzeitig die Ausbringungsmenge verdoppelt wird.

Mit einem weiteren Laminator oder einer Erhöhung der Flächenauslastung durch bessere Planbarkeit lässt sich dies voraussichtlich auf bis zu 51 MW steigern, wobei die Kosten um weitere 17 €/m² fallen könnten. Dies entspricht eher dem unter Abschnitt 2 vorgeschlagenem Marktsegment, birgt aber auch ein höheres Risiko, da eine größere Ausbringungsmenge vertrieben werden muss.

6.6 Kosten für Kapitalbindung und Ramp-Up

Ausgehend von den Produktionskosten, Herstellungs- und Vertriebsmengen sowie der Preisabschätzung wurde eine Einzahlungsüberschussrechnung (Cashflow) durchgeführt (siehe auch Abb. 2 und Abb. 3). Hierbei wurde eine steigende Auslastung der Fabrik (unter Berücksichtigung von Kosten der Minderauslastung), eine zeitlich variable Höhe des Vertriebsaufwands, Zinsen und weiteren Kosten berücksichtigt und diese den Vertriebslösen gegenübergestellt. In verschiedenen Szenarien wurde ebenfalls die Preisentwicklung im Markt abgebildet.

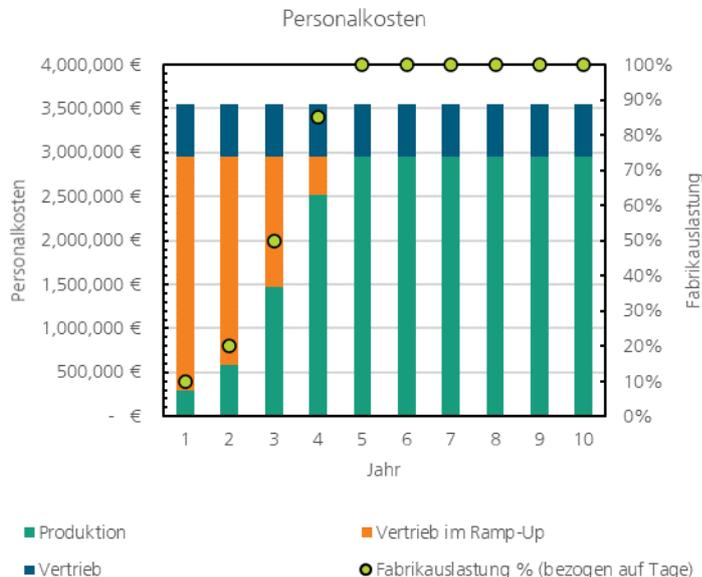


Abb. 17: Beispielhafte Personalkostenstruktur im Zeitverlauf.

Im Detail sind diese Betrachtungen an den Inhaber einer BIPV-Fab4.0 anzupassen, da z.B. Kosten für Zinsen oder Vertriebspersonal variieren können.

Auch die Kapitalbindung der im Lager vorbereiteten Module ist stark vom umgesetzten Vertriebs- und Geschäftsmodell abhängig. Die hier präsentierten Zahlen sind daher vor allem als Indikation der zu berücksichtigenden Größenordnung zu verstehen

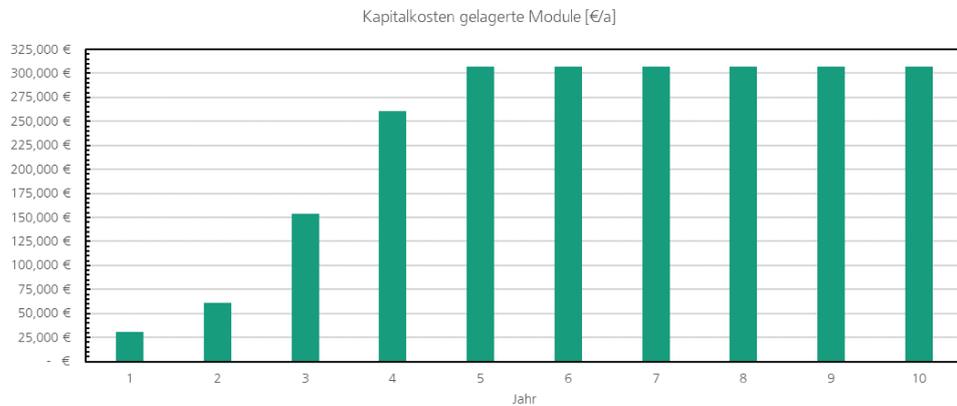


Abb. 18: Beispielhafte Kosten der Kapitalbindung für gefertigte, aber noch nicht ausgelieferte Module (Bei konstanter Lagerung der gesamten Kapazität über einen Zeitraum von vier Monaten).

6.7 Preisgestaltung und Nutzen für den Endanwender

Zur abschließenden Betrachtung der Wirtschaftlichkeit müssen Umsätze entsprechend den erzielbaren Verkaufspreisen abgeschätzt werden. Auch hier sind zahlreiche individuelle Annahmen zu implementieren. Diesbezüglich soll an dieser Stelle noch der Nutzen für den Endanwender thematisiert werden.

Aufbauend auf den in Tab. 6 aufgeführten Herstellungskosten können für die einzelnen Produktklassen Verkaufspreise festgesetzt werden. Beispielhafte Verkaufspreise sind in Tab. 7 eingetragen.

Glasstärken der Produkte					
Glasformate	2x 4 mm	2x 5 mm	2x 6 mm	2x 8 mm	2x 10 mm
1,0 m × 1,0 m	225 €/m ²	235 €/m ²	250 €/m ²		
1,0 m × 2,0 m	225 €/m ²	235 €/m ²	250 €/m ²	300 €/m ²	
2,0 m × 2,0 m		235 €/m ²	250 €/m ²	300 €/m ²	450 €/m ²
3,5 m × 2,0 m					450 €/m ²

Tab. 7 Beispielhafte Verkaufspreise für BIPV-Produkte.

Hierbei sind, wie auch bei Glasprodukten üblich, unterschiedliche Preise entsprechend den eingesetzten Glasstärken vorgesehen. Es ist zu bedenken, dass sich der Gesamtumsatz der Fabrik aus den stark unterschiedlichen Anteilen der Produkte am Produktmix ergibt. Ein erwarteter Produktmix ist weiter oben in Tab. 2 aufgeführt, orientiert an den adressierten Marktsegmenten in Tab. 1.

Für den Endanwender, der die BIPV-Produkte in seiner Fassade integrieren möchte, lässt sich der Nutzen über die erzeugte Energiemenge beziffern. Bei den im Rahmen des Projekts betrachteten Produkten, lässt sich eine mittlere Leistungsdichte von 185 W/m² und ein Jahresertrag von 120 kWh/m², wie in Abschnitt 2 eingeführt, annehmen.

Natürlich ist für die Wirtschaftlichkeit entscheidend, welchen Gegenwert die erzeugte Energiemenge hat. Dies ist insbesondere bei Eigenverbrauch schwierig allgemein zu beziffern, da die individuellen Strombezugskosten sehr stark unterschiedlich sein können. Als konservative untere Grenze lässt sich die Bepreisung nach der EEG-Einspeisevergütung zurate ziehen. Diese wurde nach Ankündigung des BMWK angepasst und beträgt nun für Volleinspeisung 0,138 €/kWh.

Für den Endanwender sollte also entscheidend sein, welche Mehrkosten eine BIPV-Fassade gegenüber einer »Nicht-PV« Fassade hat und in welchem Zeitraum er über die erzielte Strommenge eine Amortisation der Kosten erreichen kann. Eine beispielhafte Rechnung ist in Tab. 8 skizziert.

Hier wird zwischen den eingangs vorgeschlagenen vier Segmenten unterschieden. Die Kosten für »Nicht-PV« Elemente entsprechen Erfahrungswerten und Angaben aus Studien, können aber je nach Materialauswahl und Gestaltung der Fassade stark schwanken. Beispielsweise sind hier opake Rainscreen-Fassaden angenommen, die in der Herstellung sehr günstig mit Metall gefertigt werden können. Eine Ausgestaltung mit Glaselementen wäre hingegen sehr viel teurer, bietet in der Regel aber eine gewünschte Transparenz, die mit BIPV nicht, bzw. nur zu Lasten der Leistung, erzielt werden kann.

	Double Skin		Curtain Wall			Rainscreen		
	Std.	BIPV	Mullion-Transom		Element	Std.	BIPV	
	Std.	BIPV	Std.	BIPV	Std.	BIPV	Std.	BIPV
Nicht-PV (€/m ²)	250		150		150		95	
BIPV (€/m ²)		401		408		340		236
UK + Inst. (€/m ²)	900	900	550	550	800	800	285	285
Elektr. + Inst. (€/m ²)		145		145		145		145
Gesamt (€/m ²)	1.150	1.446	700	1.103	950	1.285	380	666
Amortisation (Jahre)		18,4		25,1		20,8		17,8

Tab. 8 Vereinfachte Amortisationsrechnung für BIPV-Fassaden im Vergleich zu herkömmlichen Fassaden.

Wie in Abschnitt 4.6 angedeutet, sind für unterschiedliche Integrationen in Fassadenanwendungen, neben den Kosten für die BIPV-Produkte weitere Kosten zu veranschlagen (z.B. für Rahmen, Back-Rails etc.). Diese sind in den in Tab. 8 gelisteten Kosten bereits enthalten.

Unterschiede zwischen den BIPV-Produkten über die vier Segmente beruhen auf den typischen Größen der Produkte je nach Fassadenart und damit verbunden den benötigten Glasstärken und Herstellungskosten bzw. Preisen.

Die Kosten für die mechanische Unterkonstruktion (»UK«) und Installation sind für alle BIPV- und Nicht-PV-Produkte gleich angenommen. Hinzu kommen bei BIPV-Fassaden die Kosten für Elektrotechnik (z.B. Wechselrichter und Kabel) sowie die Elektroinstallation. Die angenommenen Preise orientieren sich an durchschnittlichen Marktpreisen.

Die Differenz zwischen den Kosten einer Nicht-PV-Fassade und einer BIPV-Fassade kann vereinfacht über eine lineare Amortisationsrechnung ausgeglichen werden.¹ Daraus ergeben sich Amortisationszeiten von 17,8 – 25,1 Jahren für die BIPV-Fassade. Für herkömmliche BIPV-Fassaden werden in der Literatur vergleichbare Amortisationszeiten von 18 - 22 Jahren berichtet. Aktuelle Kleinanlagen hatten demgegenüber 2021 Amortisationszeiten von 17,1 Jahren (bis 40 kW) und größere Anlagen (bis 250 kW) 13,1 Jahren.²

Da sich gezeigt hat, dass trotz der preislich starken Konkurrenz im Rainscreen Segment die besten Amortisationszeiten zu erwarten sind, liegt der Fokus im vorgeschlagenen Produktmix bei den hierfür vor allem benötigten Glasstärken von 2x 4 mm und 2x 5 mm.

Wie skizziert, ist das Ergebnis stark von den jeweiligen Annahmen und damit vom Einzelfall abhängig. Relevant ist noch anzumerken, dass die unter Abschnitt 6.5 skizzierten Möglichkeiten zur Reduzierung der Herstellungskosten bei Weitergabe im Verkaufspreis an den Endanwender auch die Amortisation und damit Attraktivität der Produkte beeinflussen. So könnten die Kosten für Rainscreen Anwendungen sogar noch in den Bereich von 15 Jahren fallen, wenn die niedrigsten Herstellungskosten und vergleichbare Margen bei den Verkaufspreisen angenommen werden.

Während herkömmliche BIPV-Fassaden basierend auf den aktuell verfügbaren Produkten am Markt also rein wirtschaftlich weniger attraktiv sind als Aufdachanlagen, ermöglicht die optimierte Fertigung in der BIPV-Fab4.0 konkurrenzfähige Produktkosten und -preise, um den BIPV-Markt weiter zu stärken.

¹ Auf eine detailliertere Rechnung wird wegen der zahlreichen variablen Annahmen verzichtet. Die Rechnung soll vor allem die Größenordnung der resultierenden Zeiträume veranschaulichen.

² EUPD Research Sustainable Management GmbH, STRATEGIEPAPIER - Paragraph 49 EEG als Barriere der dezentralen Energiewende.

7 Lieferketten

Als Ergänzung zu voranstehenden Untersuchungen, sind im Folgenden kurz die Verfügbarkeiten benötigter Materialien für den Betrieb einer BIPV-Fab4.0 aufgeführt.

7.1 Gläser

Geeignete Gläser für PV-Module sind prinzipiell global verfügbar, jedoch als Produkt mit geringen Kosten und hohem Gewicht wenig prädestiniert für lange Transportketten. In Deutschland sind mehrere Glashersteller aktiv, Glas für die Photovoltaik wird jedoch überwiegend von einem Hersteller geliefert.

Da eine hohe Lichttransmission vorteilhaft für die Energieausbeute ist, wird häufig auf eisenarmes Weißglas (»Solarglas«) gesetzt. Allerdings steigen die Transmissionsverluste bei höheren Glasstärken auch hier an, so dass aus Kostengründen für Module mit großer Glasstärke auch einfacheres Glas verwendet werden kann.

7.2 Solarzellen

Solarzellen sind nach aktuellem Stand beinahe ausschließlich aus Asien – und hier in sehr hohem Anteil aus China erhältlich. Es gibt viele Hersteller und die lokale Konzentration der Zellzulieferung aus China ist für die fast gesamte deutsche Modulproduktion gültig.

Der überwiegende Teil der Hersteller von geeigneten Solarzellen ist in China ansässig. Mögliche Lieferanten sind Tongwei Solar (TW Solar)¹, Aiko Solar² oder DMEGC³. Die Beschaffung von Solarzellen ist aufgrund der globalen Schwierigkeiten mit Lieferketten aktuell langwierig. Darüber hinaus benötigen Schindelsolarzellen ein angepasstes Metallisierungsdesign, das mit den jeweiligen Lieferanten verhandelt werden muss. Ein Hersteller aus Taiwan, mit dem gute Erfahrungen gemacht werden konnten, ist EEPV⁴.

In Deutschland ist seit kurzem Meyer Burger wieder in einer Zellproduktion aktiv, allerdings werden aktuell keine Zellen verkauft und auch keine Schindellayouts gefertigt.

7.3 Leitfähige Kleber

Es gibt mehrere Hersteller leitfähiger Klebstoffe mit Sitz in Deutschland, den USA und anderen Regionen.

¹ <http://www.tw-solar.com/en/>

² <http://en.aikosolar.com/>

³ <http://www.dmegc.com.cn/en/>

⁴ <http://www.eepv.com.tw/default.aspx>

Hersteller für leitfähige Klebstoffe mit Erfahrung in der Photovoltaik sind Henkel¹, Nagase/EMS² sowie Heraeus³. Aber auch von anderen Herstellern wie Panacol, Protavic und Delo können geeignete, dispensierfähige Produkte erworben werden.

7.4 Verbinder

Metallische Leiter zum Verbinden der Solarzellen an Anschlussdosen sind von verschiedenen Herstellern auch in Europa verfügbar. Zum Beispiel bei Schlenk⁴, Adolf Edelhoff⁵, Ulbrich⁶ oder Luvata⁷.

7.5 Polymerfolien

Polymerfolien zum Herstellen von Verbundglas werden auch aktuell in Europa vertrieben. Lieferanten für PVB-Folien, wie im Projekt zunächst adressiert, sind z.B. Kuraray/Trosifol⁸ oder Eastman/Saflex⁹.

7.6 Anschlussdosen und Dioden

Bei BIPV-Fassadenmodulen, die häufig eine Glas-Glas-Konstruktion und kundenspezifische Größen aufweisen, kann das Anbringen von rückseitigen Anschlussdosen mit Dioden kostenintensiv werden, da diese Art von Verbindungen ein perforiertes Rückglas erfordern. Aus diesem Grund wurde in Erwägung gezogen, dass speziell für BIPV konzipierte Randanschlussdosen eine bessere Option darstellen könnten.

Randanschlussdosen, wie in diesem Projekt als geeignet festgestellt, sind vor allem auf dem asiatischen Markt zu finden, mit taiwanesischen Herstellern wie KST¹⁰ und Leatec¹¹ und chinesischen Herstellern wie Jinghua¹², NSPV¹³ und Sunyo PV¹⁴. Sie alle bieten verschiedene Varianten von Anschlussdosen mit einer Breite zwischen 10 und 14 mm an, die in der Regel nach der Laminierung des PV-Moduls durch Kleben, Verbinden (durch Löten oder Klemmen), Vergießen und Verschließen installiert werden.

¹ <https://www.henkel-adhesives.com/de/de/industries/electronics/industrial-and-infrastructure/solar-energy.html>

² <https://emsadhesives.com/products/solar/solar-stringing-shingling/>

³ https://www.heraeus.com/en/hpt/products_solutions_pv/beyond_pastes_solutions/hecaro/hecaro_eca.html

⁴ <https://de.schlenk.com/maerkte-produkte/solarindustrie/verbindervarianten/>

⁵ https://www.edelhoff-wire.de/ae_smart/#branchen

⁶ <https://www.pvribbon.com/>

⁷ <https://www.luvata.com/products/sunwire>

⁸ <https://www.kuraray.eu/de/produkte-und-loesungen/produkte/trosifol>

⁹ <https://www.saflex.com/products/saflex-crystal-clear>

¹⁰ https://edm.ksterminals.com/uploadfiles/131/edm/Green_Energy_Connectors/2/

¹¹ <https://www.leatec.com.tw/index.php?do=prod02-detail&tpid=8&id=1>

¹² <http://www.jhbox.com/en/pd.jsp?id=18>

¹³ <http://www.newsunpv.com/solar-junction-box/solar-1000vdc-junction-box/solar-1000vdc-bipv-junction-box.html>

¹⁴ <http://www.sunyopv.com/Product-15.html>

Das europäische Angebot an speziellen Anschlussdosen ist begrenzt, insbesondere seit dem Ausstieg des amerikanisch-schweizerischen Unternehmens TE Connectivity aus dem JB-Markt, das zwei inzwischen eingestellte Konzepte anbot, die als BIPV-Anschlussdosen beworben wurden: Eine Edge Junction Box mit einer Klappe, die den Rand des Moduls abdeckt, und eine Bar-Type mit integrierten Flachbandsteckern, die beim Layup vorinstalliert und beim Laminieren fixiert werden.

Mit einem ähnlichen Konzept wirbt die Habemax GmbH¹, ein kürzlich gegründetes Unternehmen mit Sitz in Österreich, für eine kompakte Edge-Bar-Anschlussdose, die vor der Laminierung installiert wird.

¹ https://www.habemax.com/images/downloads/ProductFlyer_10_2022.pdf

Zusammenfassung und Ausblick

Anhand einer gesamtheitlichen Betrachtung des BIPV-Marktes, der vorhandenen Produkte, geeigneter Segmente im Fassadenmarkt, relevanter Zertifizierungs- und Fertigungsfragen und Betrachtung der vorhandenen Kostenstrukturen wurde ein Konzept für eine BIPV-Fab4.0 erarbeitet.

Diese Fabrik ist darauf ausgelegt, hochflexibel individuelle Glas-Glas BIPV-Module zu fertigen. Es wurden insbesondere deutsche Anlagenhersteller für kritische Prozessschritte identifiziert und die zugehörigen Prozesse geprüft. Die Fabrik beinhaltet die notwendigen PV-Produktionsschritte und die zugehörige Glasveredlung.

Der gesamte BIPV-Planungsprozess wurde betrachtet und kritische Aspekte, insbesondere Kostentreiber, im aktuellen Prozess identifiziert. Es wurde ein umfassendes digitales Konfigurationstool vorgeschlagen, das den gesamten Prozess von Vertrieb bis Fertigung unterstützt und somit relevante Kostenvorteile realisieren kann.

Für die entwickelten Produkte wurden geeignete Anwendungen im BIPV-Bereich identifiziert und ein Marktsegment von ca. 48 MW als Zielgröße einer ersten BIPV.Fab4.0 abgeschätzt. Die für dieses Segment benötigte Fabrik und der Produktmix wurden skizziert. Für den Betrieb der Fabrik wurden alle Kosten anhand einer Bottom-up Kalkulation abgeschätzt. Es ergeben sich Herstellungskosten, die bereits deutlich unter den bisher im BIPV Bereich üblichen Preisen liegen. Weitere Optimierungsmöglichkeiten wurden aufgezeigt.

Obwohl viele zusätzliche Kostenaspekte wie Vertrieb und weitere Komponenten nicht eindeutig zu benennen sind, wurde anhand einer konservativen Abschätzung aufgezeigt, dass BIPV-Fassaden bei den genannten Herstellungskosten signifikant attraktiver werden.

Da zunächst ein überschaubares Marktsegment adressiert wurde, wird davon ausgegangen, dass die produzierte Menge gut vertrieben werden kann und sich damit ein wirtschaftlicher Betrieb nach wenigen Jahren einstellt.

Die zuletzt von der Bundesregierung auf den Weg gebrachten Änderungen am EEG und GEG sollten die Attraktivität von BIPV-Fassaden weiter erhöhen. Darüber hinaus können Zusagen aus der Politik und weitere Förderprogramme Sicherheit für die Etablierung einer BIPV-Fab4.0 bringen.

- [1] Das Gebäudeenergiegesetz, 2022. https://www.bmwsb.bund.de/Webs/BMWSB/DE/themen/bauen/energieeffizientes-bauen-sanieren/gebaeudeenergiegesetz/gebaeudeenergiegesetz-node.html;jsessionid=BC303A40BDE7F765E6A654E5396F0381.2_cid295, abgerufen am: 08.08.2022
- [2] Webseite der Bundesregierung | Startseite: Ausbau erneuerbarer Energien | Bundesregierung, 2022. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/novellierung-des-eeg-gesetzes-2023972>, abgerufen am: 08.08.2022
- [3] Osterpaket: Vergütung rauf, Bürokratie runter, Netzanschluss digital, Ausschreibungsvolumen dynamisch, 2022. <https://www.pv-magazine.de/2022/07/06/osterpaket-verguetung-rauf-buerokratie-runter-netzanschluss-digital-ausschreibungsvolumen-dynamisch/>, abgerufen am: 08.08.2022

1 0

Anhang

Weitere Detailinformationen:

- Rollenübersicht im BIPV Planungsprozess, angelehnt an HOAI
- Wettbewerber im BIPV-Markt
- Lastenheft zum Produktionsleitsystem