



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Cleantech

Schlussbericht vom 2. Februar 2018

PV-Gebäudehülle mit warmem Erscheinungsbild im Wohnquartier



© Rene Schmid 2016



Basler & Hofmann

Datum: 2. Februar 2018

Ort: Zürich

Subventionsgeberin:

Schweizerische Eidgenossenschaft, handelnd durch das
Bundesamt für Energie BFE
Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprogramm
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Subventionsempfänger:

Umweltarena AG
Türliackerstrasse 4, 8957 Spreitenbach
www.umweltarena.ch

vertreten durch

Basler & Hofmann AG
Forchstrasse 395, 8032 Zürich
www.baslerhofmann.ch

Autoren:

Eric Langenskiöld, Basler & Hofmann AG, Eric.Langenskiold@baslerhofmann.ch

BFE-Programmleitung:	Men Wirz, Men.Wirz@bfe.admin.ch
BFE-Projektbegleitung:	Stefan Nowak, Stefan.nowak@netenergy.ch
BFE-Vertragsnummer:	SI/501252-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch



Inhaltsverzeichnis

ABSTRACT	4
1. Ausgangslage und Projektziele	5
2. Bauprojekt und Anlagenbeschrieb	7
3. Evaluation Oberflächenbehandlung	11
4. Messungen Outdoor-Test.....	13
4.1. STC direkt vor und nach der Oberflächenbehandlung	14
4.2. Temperatur	14
4.3. Moduloberfläche	15
4.4. Modulleistung	16
4.5. Einfluss Verschmutzung	18
5. Messungen am Objekt	18
5.1. Messungen und Auswertung über EGON Portal	18
5.2. Stringmessung	20
5.3. Messeinrichtung	20
5.4. Auswertung Messung mittels Einstrahlungssensoren	22
6. Befestigung und Statik	24
6.1. Einfluss Sandstrahlen auf die Statik der Gläser	24
6.2. Unterkonstruktion	25
7. IEC 61646/61730-2 Test.....	26
8. Schlagschatten.....	27
9. Bau.....	29
10. Kosten	30
11. Publikationen.....	32
12. Beurteilung der Architektur und der visuellen Wahrnehmung	33
13. Weitere Erkenntnisse.....	36
13.1. Risse im Frontglas	36
13.2. Modulgarantie	37
13.3. Seitliches Wandern der Module	37
13.4. Energieautarkie	38
14. Empfehlungen	38
15. Schlussfolgerung und Ausblick	39



ABSTRACT

This project demonstrates a way of treatment of low cost PV modules by sandblasting and coating. The treatment converts the shiny black PV-modules into anthracite and mat elements with a soft appearance. The modules are installed on the facade of a 100% energy autarkical multi-family house. The house has neither an electricity grid nor a gas connection. The energy supply of the house¹ comes only from its PV facade and its PV roof and provides normal comfort for the habitants. For the PV facade more than half of the amorphous silicon modules are cut to size at the manufacturer. The special size modules appear without any optical differences compared to normal size modules. The modules were delivered to a Swiss company for sandblasting and coating. For the mounting, the installer glued rails onto the modules backside.

The findings in the project can be summarized as following:

- Outdoor tests show, that the influence of the surface treatment to the modules energy yield has a reduction of about 4% compared with untreated modules.
- A low cost mounting structure without visible support hooks were developed and applied.
- As a result of a risk analysis, the resistance of the sandblasted modules against cast shadow effects has been examined in detail.
- 15 of the 500 modules did break on side due to the weakening of the front glass caused by the sandblasting.
- The irregular release of the applied hydrophobic coating caused some changes of colours depending on the viewer's angle. The effect gives the facade an active and vintage kind of appearance.
- The tailor made special size modules are at low cost. But their long delivery time leads to costs for planning and measuring. The order of spare part modules is cumbersome.
- The PV facade and roof was able to supply the entire energy demand of the house and its inhabitants. This in spite of a cold winter and a late start of energy harvest in summer 2016 due to construction work.

¹ The house is a project of Umwelt Arena Spreitenbach, where also all the applied energy concepts are explained in a exposition

1. Ausgangslage und Projektziele

An eine PV-Fassade an einem Wohnhaus in einem Wohnquartier werden bezüglich Architektur und Materialien andere Anforderungen gestellt als an typische PV-Fassaden. Oberflächen und Farben sind für die Architektur sehr wichtig. PV-Fassaden weisen glänzende Glasoberflächen auf und wirken unpersönlich. Die Farben Blau oder schwarze Farben wirken kalt.

Herkömmliche PV-Fassaden wirken unruhig, da die einzelnen Zellen der Module sich immer leicht von der Farbe des dahinterliegenden Backsheets abheben. Sichtbare Silberdrähte der Zellverdrahtung verstärken den Effekt weiter. In den Randzonen oder bei Fenstern müssen spezielle Modulgrößen angefertigt werden. Diese können auch dreieckige Formen haben. Bei diesen Sondergrößen treten die oben genannten Effekte der Unruhe besonders stark auf, da die Zellen der Module nicht mit den Massen der Sondergrößen harmonisieren. Oft werden für Sondergrößen auch farblich ähnliche Modulattrappen eingesetzt. Diese sind jedoch immer als solche erkennbar. Die Attrappen werden besonders bei Dünnschichtlösungen eingesetzt. Bisher konnte nur mit sehr hohen Kosten eine homogene Fläche mit massgefertigten Dünnschichtmodulen realisiert werden.

Das Projektteam suchte lange nach einem PV-Modul, welches ein absolut homogenes Erscheinungsbild hat und auch zu tiefen Kosten in Sondergrößen gefertigt werden kann. Die Oberfläche durfte nicht glänzen und der Architekt forderte weiter eine anthrazit-gräuliche Farbe. Laut Architekt vermittelt eine derartige Oberfläche das Gefühl von "edel" und "warm", und sie passt zu den in Holz eingefassten Fenstern.

Die PV-Fassade soll für den Bauherrn auch als Investition betrachtet sinnvoll sein.

Marktangebot unbefriedigend

Es wurde eine intensive Recherche im PV-Fassadenmarkt durchgeführt. Gläser, welche aus Effizienzgründen mit prismatischen Oberflächengläsern versehen sind, konnten bezüglich Mattheit nicht überzeugen. Farbe und Textur der kristallinen Module entsprachen nicht den Anforderungen, da sie zu unruhig waren. Auch wurden die Kosten von bekannten PV-Fassadenanlagen als zu teuer eingestuft.

Innovativer Ansatz

Bei der Suche nach Lösungen kam das Projektteam mit CSEM² und Dr. Laure-Emmanuelle Perret-Aebi in Kontakt. Das CSEM hat folgenden Ansatz für die Erfüllung der Anforderungen eingebracht: Die Firma Next Power aus Taiwan fertigt micro-amorphe, auf Silizium basierende, rahmenlose Glas- Glasmodule an. Next Power ist in der Lage, Sondergrößen herzustellen, welche sich bezüglich Farben in keiner Weise von den Standardgrößen unterscheiden. Die Sondergrößen sind auch aktive PV-Elemente. Die Kosten der Module mit 10% Wirkungsgrad sind tief.

Durch sandstrahlen werden die schwarzen Module anthrazitfarben und matt. Es sind keine Reflexionen im Glas mehr sichtbar. Das Sandstrahlen eines vom Fliessband kommenden Tiefpreismoduls ist nur möglich, weil die Module von Next Power aus Floatglas bestehen und nicht wie üblich aus gehärtetem Glas. Das Sandstrahlen wird von der Schweizer Firma Micro-Finish SA in Villeneuve ausgeführt.

² (Centre Suisse d'Electronique et de Microtechnique SA)

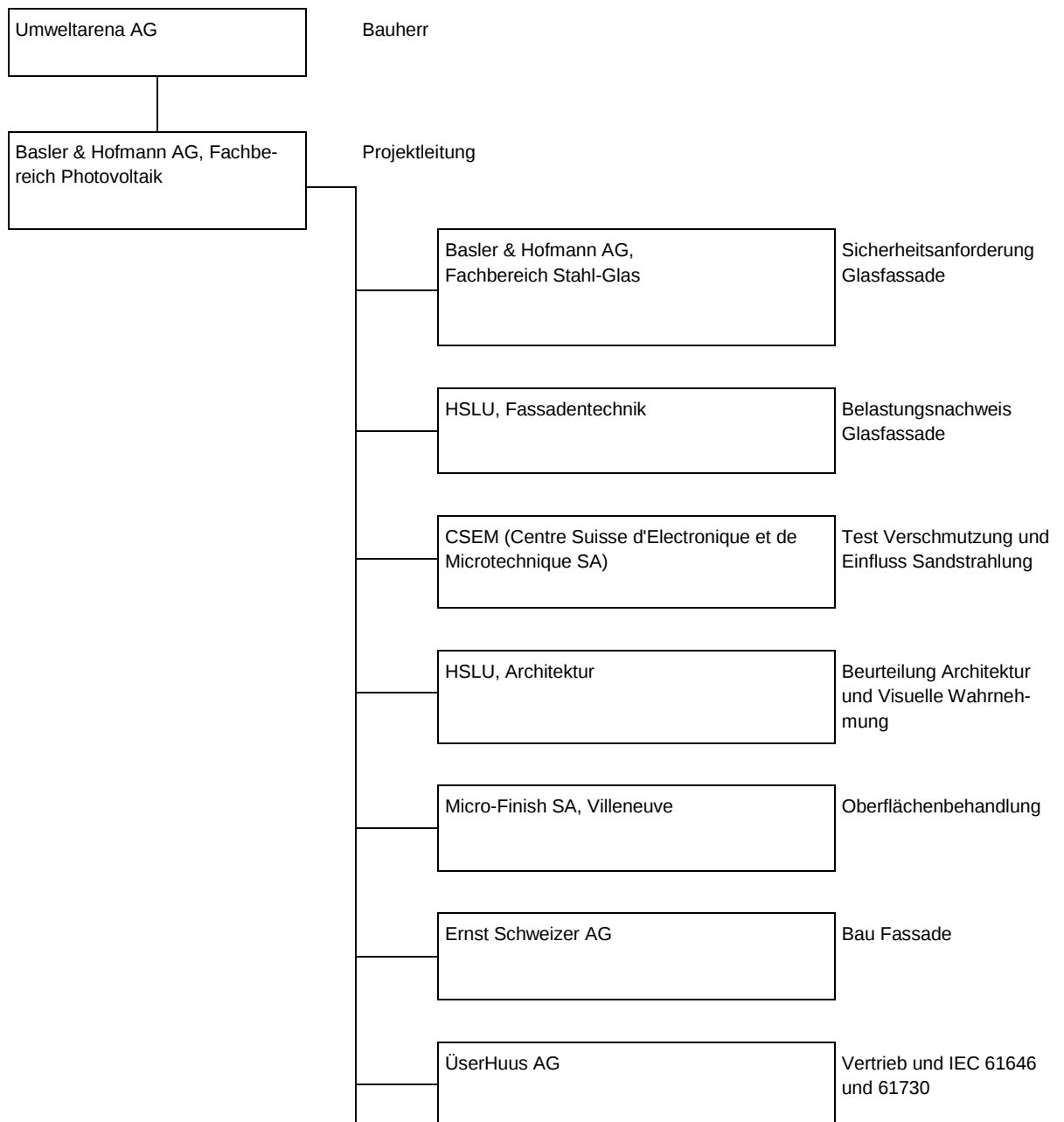


Folgende Ziele wurden definiert:

- PV-Fassaden sind heute Nischenanwendungen. In diesem Projekt wird die Überwindung von zwei Haupthürden für die Breitenanwendung von PV-Fassaden demonstriert. Dies sind a) Wirtschaftlichkeit und b) architektonische Akzeptanz von Glasfassaden in Wohnsiedlungen.
- Pilotierung eines neuen Verfahrens zur optischen Aufwertung durch Sandstrahlen und Beschichten von kostengünstigen Standard-Dachmodulen. Dadurch werden die Module anthrazit und matt.
- Lösen des Reflexionsproblems mit der einhergehenden Blendwirkung bei PV-Fassaden, welche während Bewilligungsverfahren zu Unsicherheiten führen und das Risiko von nachbarschaftlichen Einsprachen bergen. Weiter wird dem Vogelschutz Rechnung getragen.
- Kostengünstige Ertüchtigung von Dachmodulen für Fassadenanwendungen und effiziente Planungs- und Montageprozesse.
- Aufzeigen, dass die Kosten von PV-Strom aus der Fassade auf dem Niveau von PV-Strom vom Dach liegen können. Dabei können die Kosten einer normalen Fassade in Abzug gebracht werden.
- Das Projekt der Umwelt Arena Spreitenbach zeigt, dass die Umsetzung der Energiestrategie 2050 bereits heute möglich ist, wenn die vorhandenen Technologien und das Knowhow konsequent genutzt und intelligent kombiniert werden. Dazu gehört, dass sich alle Komponenten wie Gebäudehülle, Gebäudetechnik und Energiekonzept technisch auf dem höchsten Niveau bewegen und die energieeffizientesten Küchen- und Haushaltsgeräte (A+++) eingesetzt werden. So wird der heutige durchschnittliche Verbrauch von 4400 kWh pro Wohnung und Jahr auf 2200 kWh pro Wohnung und Jahr halbiert, ohne dass die Bewohner Komforteinbussen in Kauf nehmen müssen.



Für das P&D-Projekt wurde das Team folgendermassen gebildet



2. Bauprojekt und Anlagenbeschreibung

Das Projekt wurde planmässig umgesetzt. Im Mai 2016 fanden die Abnahmen statt und die offizielle Eröffnungsfeier war im Juni 2016.



Abb. 1 Visualisierung Projektierung (Quelle: Rene Schmid Architekten)



Abb. 2 Bild der Baustelle August 2017 (Quelle: Basler & Hofmann AG)

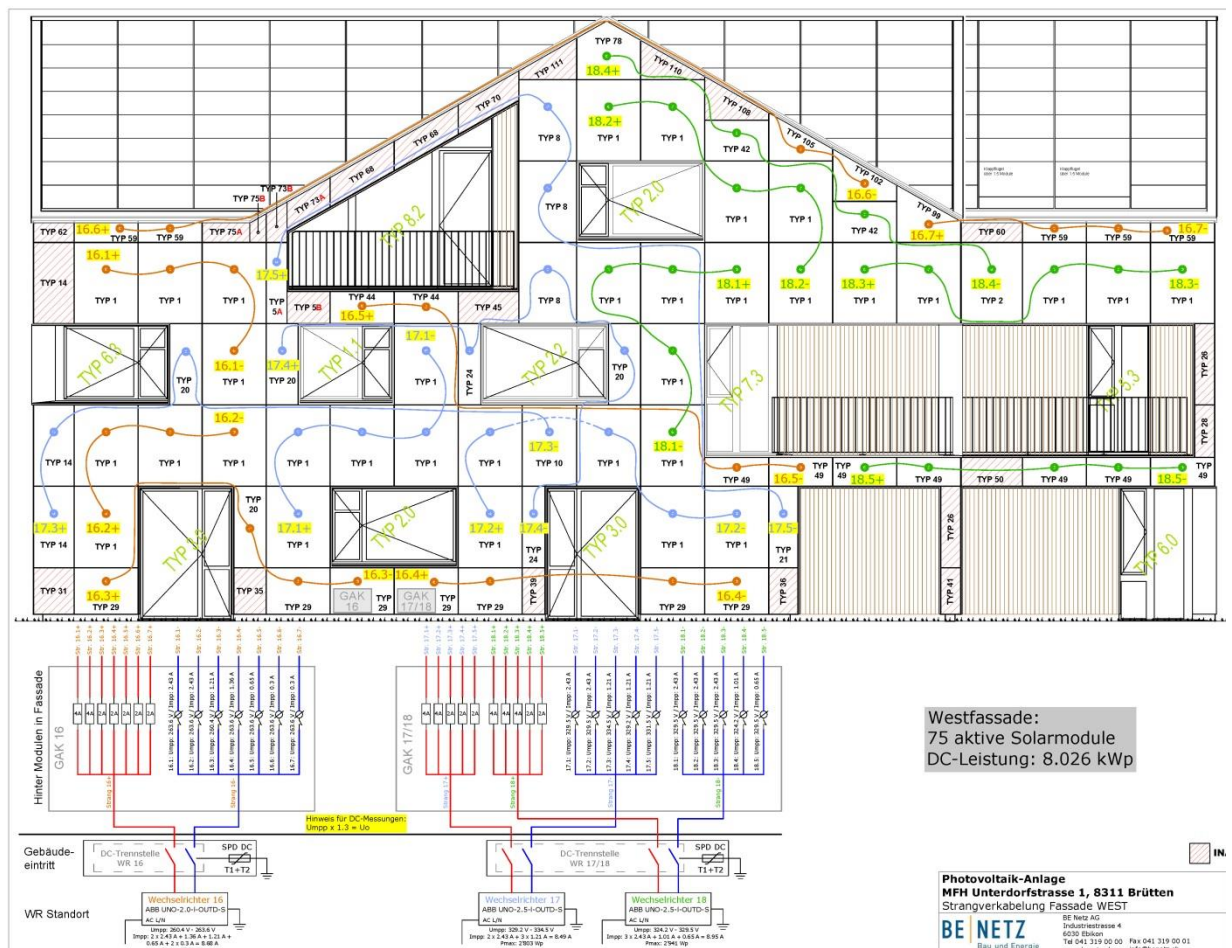
Bauherr	Umweltarena AG, W. Schmid & Co.
Architekt	René Schmid Architekten AG
Standort	Unterdorfstr. 1, 8311 Brütten
Nutzung	9 Mietwohnungen
Dachfläche	513 m ²
Fassadenflächen	536 m ² davon 484.5 m ² für PV nutzbar
PV Anlagenleistung	Fassade 47.0 kWp, Dach 79.5 kWp
Energieeffizienz	100% energieautarkes Haus (ohne Netz- oder Gasanschluss, ohne Öl- oder Pelletheizung und ohne Erdwärme und dergleichen)

8 von 9 Wohnungen wurden im Sommer 2016 von Mietern bezogen. Eine Wohnung dient als Ausstellungswohnung.



Module Dach	Megaslate von Meyer Burger
Wechselrichter Dach	ABB 2 Stk. PVI-12.5, 2 Stk. TRIO-7,5
Module Fassade	NexPower NT-160AG
Wechselrichter Fassaden	ABB 18 Stk. UNO-2,5

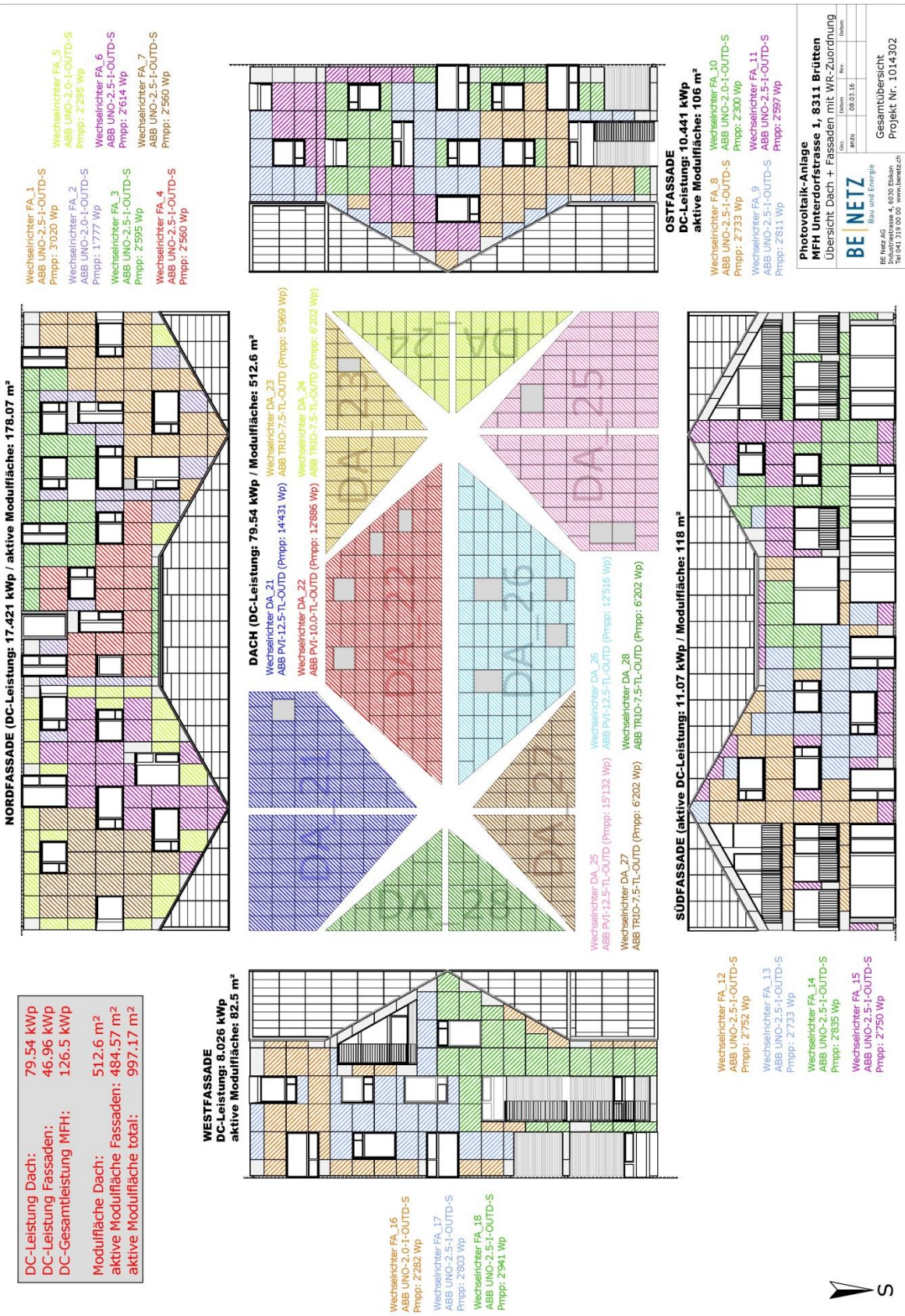
In der Fassade wurden mehrere Strings parallel an einen Wechselrichter geschaltet. Aufgrund der Rückstromfestigkeit der Module waren Strangsicherungen erforderlich.



Stringplan Westfassade (Quelle: BE-Netz AG)

Folgende Seite:

Abb. 3 Gesamtübersicht Module und Wechselrichter (Quelle: BE-Netz AG)



3. Evaluation Oberflächenbehandlung

Die Evaluation der Module für das Objekt war ein langwieriger Prozess. Die wenigsten Modulhersteller sind auf einen effizienten Bemusterungsprozess eingestellt. Der Bemusterungsprozess ist in der Architektur für Fassaden absolut essentiell. Diese Rückmeldung wurde den Modulherstellern gegeben. Folgende Methoden wurden angeschaut und verglichen:

Modultyp	Fazit der Beurteilung
Kristalline PV-Module mit Kromatix ³ Frontglas	wirken zu metallisch und kalt
Dünnschichtmodule mit Kromatix Frontglas	wirken zu metallisch und kalt
Kristalline Module mit strukturiertem (prismatischem) Frontglas	Zellen sichtbar, Reflexionen zu hoch
Kristalline PV-Module mit bedrucktem und geätzten ⁴ Frontglas	wirken aufgrund der noch sichtbaren Zellen inhomogen, der Preis ist zu hoch
CIGS-Solarmodule mit strukturiertem Glas	Reflexionen werden als zu stark wahrgenommen und Preis ist zu hoch
Micro-amorphe Dünnschichtmodule mit geätztem Frontglas	Das Ätzen kann nicht an fertigen Modulen erfolgen. Es muss ein geätztes drittes Glas auf das bestehende Frontglas laminiert werden. Der Preis ist zu hoch.
Micro-amorphe Dünnschichtmodule mit strukturiertem Frontglas	Reflexionen zu hoch, Preis zu hoch, da ein strukturiertes drittes Glas auf das bestehende Frontglas laminiert werden muss.
Micro-amorphe Dünnschichtmodule mit 2 bar sandgestrahlt ⁵ und mit Clearshiled ⁶ beschichtet	Reflexionen noch gut erkennbar
Micro-amorphe Dünnschichtmodule mit 3.5 bar sandgestrahlt und mit ClearShiled beschichtet	Reflexionen noch erkennbar
Micro-amorphe Dünnschichtmodule mit 5 bar sandgestrahlt und mit Clearshiled beschichtet	keine Reflexionen erkennbar, matte Oberflächenerscheinung
Micro-amorphe Dünnschichtmodule mit 7.5 bar sandgestrahlt und mit Clearshiled beschichtet	bestes Resultat, keine Reflexionen erkennbar, matte und weichere Oberflächenerscheinung. MicroFinish ratet aufgrund von negativen Erfah-

³ Swissinso liefert die Kromatix Farbgelber an Modulhersteller. Das Verfahren wurde an der EFPL entwickelt. Die Gläser filtern durch Interferenzen auf Nanoebene die Farbspektren und weisen eine hohe Energietransmission auf. Die Herstellung der Gläser erfolgt in Dubai.

⁴ Die Oberfläche des Glases wird mit Ätzung mit Flusssäure HF und H₂SO₄ aufgeraut

⁵ Das Sandstrahlen wurde von der Schweizer Firma Micro-Finish SA in Villeneuve durchgeführt.

⁶ ® hydrophobe, anhaftende Polymerbeschichtung mit 15 Jahren Lebensdauer gemäss Hersteller ClearShield Technologies LLC, einer Tochtergesellschaft von Ritec International Ltd. mit Hauptsitz in UK.



	rungen (Glasbrüchigkeit) von diesem Verfahren ab.
Micro-amorphe Dünnschichtmodule sandgestrahlt ohne Beschichtung	Wurde vom MikroFinish und vom Fassadenbauer aufgrund der Verarbeitungsempfindlichkeit abgelehnt.

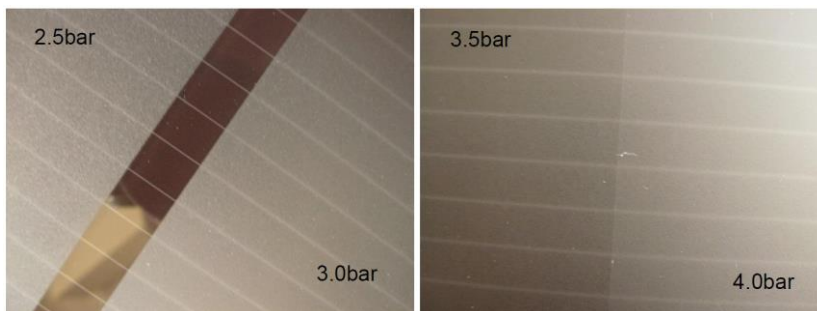


Abb. 4 Evaluation der Intensität des Sandstrahlens (Quelle: CSEM)



Abb. 5 Bemusterung bei der Evaluation der Oberflächenbehandlung (Quelle: Basler & Hofmann AG)
von links nach rechts: NexPower 3,5 bar, NexPower 5 bar, Manz CIGS strukturiertes Gals, NexPower 2 bar

Durch Sandstrahlen werden die schwarzen Module anthrazitfarben und matt. Es sind keine Reflexionen im Glas mehr sichtbar. Erkennbar ist, dass die weisse Folie am Boden (siehe Bild oben) sich im rechten Modul spiegelt, jedoch nicht im linken. Das Sandstrahlen eines vom Fließband kommenden Tiefpreismoduls ist nur möglich, weil die Frontgläser von amorphen Silizium-Dünnschichtmodulen produktionsbedingt aus Floatglas bestehen und nicht wie üblich aus gehärtetem Glas.

Weiter wurde das optische Verhalten bei Nässe überprüft.



Abb. 6 Benetzung eines Micro-amorphen sandgestrahlten und mit ClearShield beschichteten Moduls (Quelle: Basler & Hofmann)

Durch die hydrophobe Beschichtung ClearShield perlt das Wasser ab.

4. Messungen Outdoor-Test

CSEM hat vergleichbare micro-amorphe PV Module⁷ vor und nach der Behandlung a) durch Sandstrahlen und b) durch Sandstrahlen und mit der Beschichtung ClearShield vermessen und mit unbehandelten Modulen verglichen. Die Versuchsmodule wurden in einem Winkel von 15° und nach Süden aufgeständert.

Über eine Zeitperiode von drei Jahren wurde im Drei-Minutenintervall die elektrische AC-Leistung P_{mpp} , die Leerlaufspannung U_{oc} und der Kurzschlussstrom I_{sc} sowie die Temperatur an der Modulrückseite gemessen und aufgezeichnet

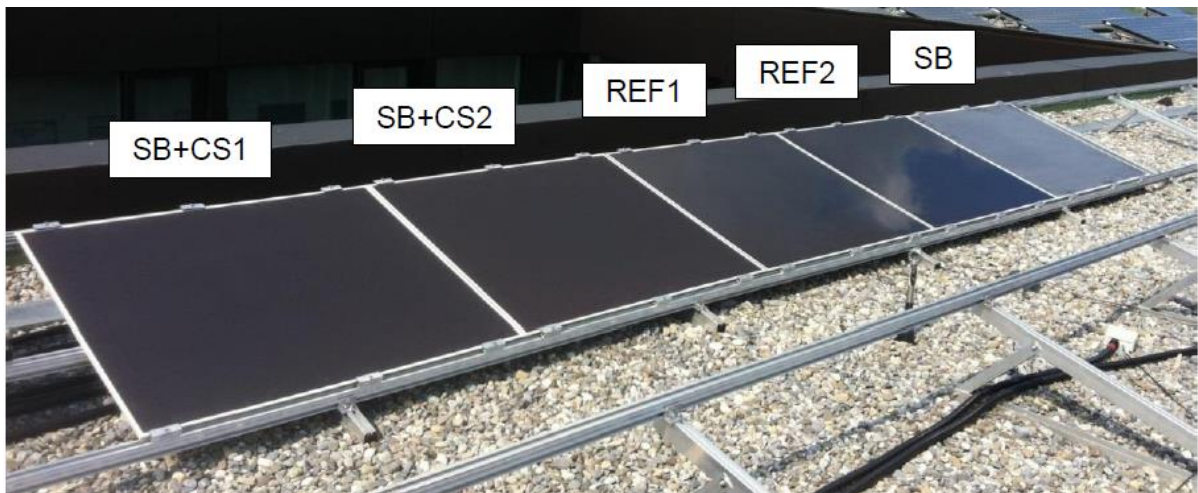


Abb. 7 Messaufbau bei CSTB SB: Sandgestrahlt; CS: ClearShield-Beschichtung; REF: unbehandeltes Referenzmodul; (Quelle CSTB)

⁷ Module TW-TF 120W 1100mm x 1300mm, 3.2mm Floatglas sandgestrahlt 4.5 bar von der Firma Microfinish SA

Deutlich erkennbar ist, dass die mit ClearShield behandelten sandgestrahlten Module (SB+CS1 und SB + CS2) dunkler sind als das sandgestrahlte Modul ohne Beschichtung (SB).

4.1. STC direkt vor und nach der Oberflächenbehandlung

Die Kennlinienaufnahmen nach STC (Standard Test Condition) der 5 Versuchsmodule zeigen, dass durch das Sandstrahlen die Leistung etwas reduziert wurde (2,7% resp. 2,3%). Nach Behandlung des sandgestrahlten Moduls mit der Beschichtung ClearShield erhöhte sich die Leistung sogar leicht über den Wert des ursprünglichen Zustands vor dem Sandstrahlen (1,9% resp. 2,1%).

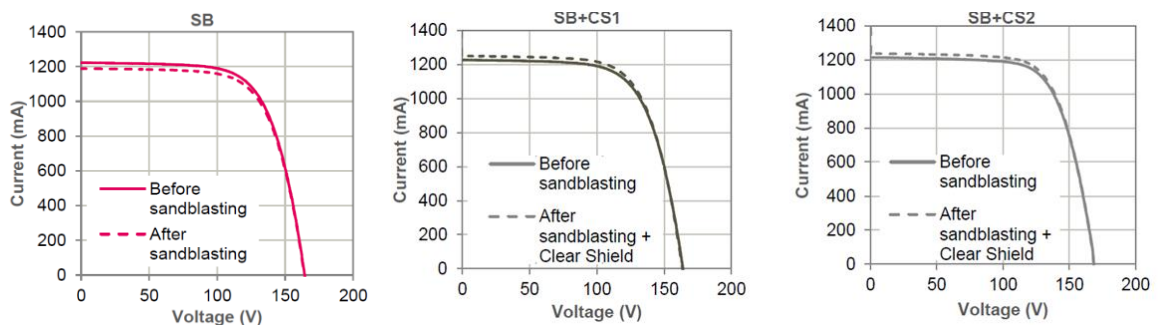


Abb. 8 Strom-Spannungsdiagramm unter STC Bedingungen vor und nach dem Sandstrahlen und Beschichten (Quelle: CSEM)

4.2. Temperatur

Die Messungen der Tageshöchsttemperaturen auf der Modulrückseite zeigen die erwarteten saisonalen Schwankungen mit Spitzen im Sommer bis leicht über 70°C.

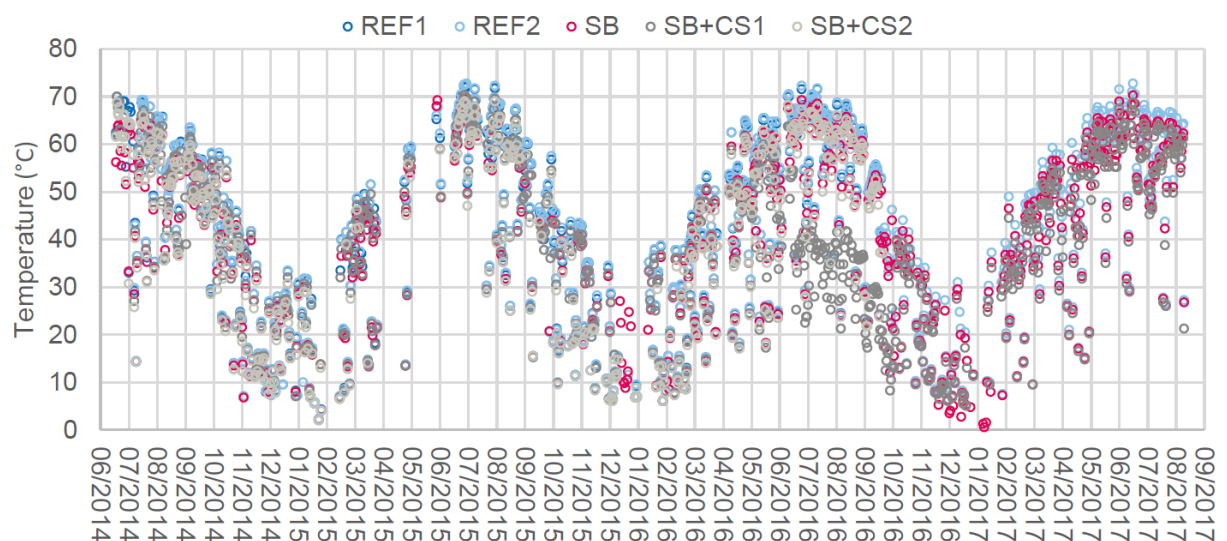


Abb. 9 Tagesmaximalwert Temperatur Modulrückseite in der Periode Juni 2014 - Sept. 2017 (Quelle: CSEM)

Bemerkenswert ist, dass die sandgestrahlten Module im Sommer durchschnittlich eine zwischen 2 und 4 Grad tiefere Temperatur aufweisen. Die Beschichtung ClearShield hat dabei keinen Einfluss.

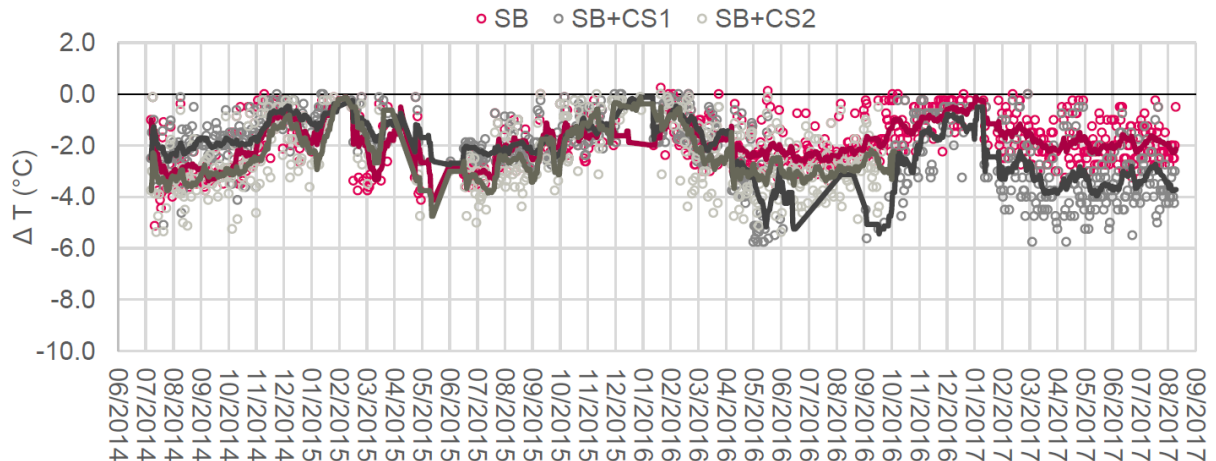
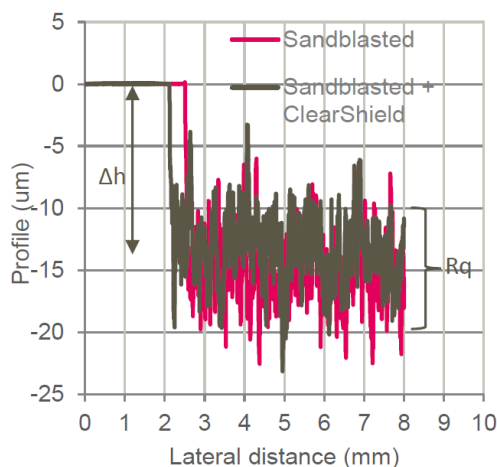


Abb. 10 Vergleich der Tagesmaximalwerte der Temperatur Modulrückseite mit dem Durchschnitt der Referenzmodule in der Periode Juni 2014 - Sept. 2017 (Quelle: CSEM)

Dieser Effekt wird mit der durch das Sandstrahlen verursachten Oberflächenvergrößerung und dem dadurch verbesserten Wärmeabfluss durch Konvektion erklärt.

4.3. Moduloberfläche

Durch das Sandstrahlen werden im Schnitt 15,4 Mikrometer der Glasoberfläche abgetragen (Δh). Die Furchentiefe (R_q : Rauheit oder Berg-Thal-Differenz) beträgt 2,5 Mikrometer. Diese beiden Werte werden durch die Beschichtung von ClearShield nur leicht beeinflusst. Jedoch glättet die Beschichtung die Furchenprofile bezüglich deren Häufigkeit. Die Beschichtung füllt die kleineren Furchen aus, so dass die durchschnittliche Furchenbreite (l_c) von 28 Mikrometer ohne Beschichtung auf fast 42 Mikrometer mit Beschichtung ansteigt.



	Sandblasted	Sandblasted + Clearshield
$\Delta h(\mu m)$	13.8	14.5
$R_q(\mu m)$	2.6	2.5
$l_c(\mu m)$	28.1	41.7

Abb. 11 Veränderung der Oberfläche durch Sandstrahlen und durch ClearShield (Quelle: CSEM)

4.4. Modulleistung

Die Leistungseinbusse der Module im Betrieb gegenüber der Modulleistung bei Standardtestbedingungen STC (auch Performance Ratio (PR) genannt) wurde ausgewertet.

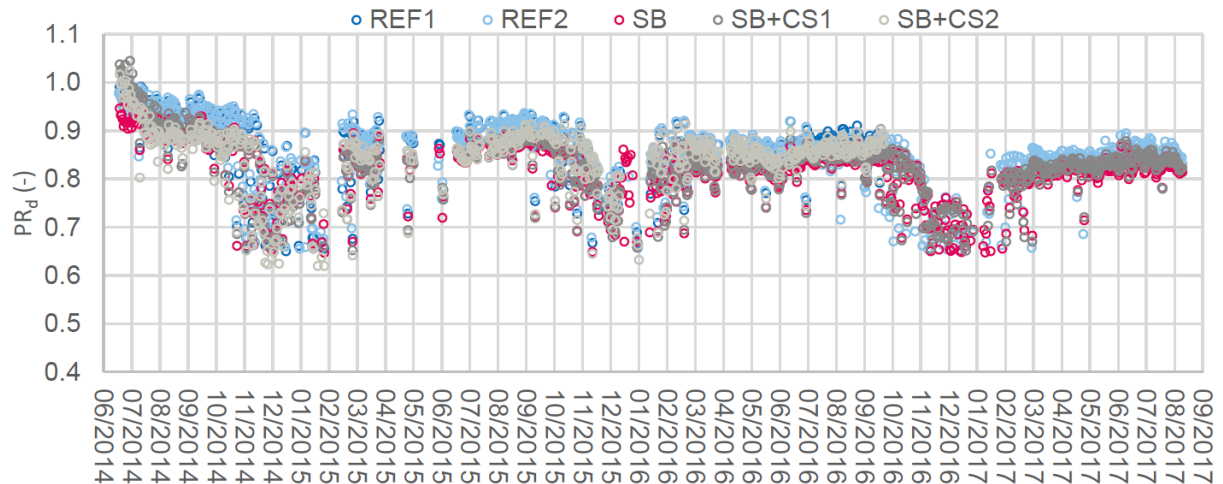


Abb. 12 Performance Ratio (PR) der Messmodule auf Tagesbasis in der Periode Juni 2014 - Sept. 2017 (Quelle: CSEM)

Zu Beginn der Messperiode ist gut erkennbar, dass die neuen amorphen Silizium-Dünnschichtmodule die erwartete Stabilisationsphase noch nicht durchlaufen hatten und der PR bei über 100% lag. Nach den ersten Betriebsmonaten hat sich die Leistung auf das vom Hersteller angegeben Niveau gesenkt und stabilisiert.

Weiter ist ein höherer PR in den Monaten Februar bis Oktober (80-90%) gegenüber den Wintermonaten (ca. 70%) erkennbar. Dieser wird von CESM auf den temperaturbedingten "Annealing-Effect" zurückgeführt. Dabei werden die für amorphes Silizium typischen Einbussen durch den Stäber-Wronski Effekt (SWE)⁸ aufgrund der hohen Zelltemperaturen wieder rückgängig gemacht.

Vergleicht man den PR der behandelten Module mit dem der unbehandelten Referenzmodule über die Zeit, so resultiert durch die Behandlung eine Ertragseinbusse von ca. -4%.

⁸ auch als lichtinduzierte Degradation bezeichnet. SWE wird dadurch erklärt, dass unter Lichteinfall Wasserstoffatome teilweise vom Silizium gelöst werden. Dadurch entstehen weitere Lücken (ungesättigte Bindungen) im amorphen Material, was zu einer Reduktion der elektrischen Eigenschaften führt. 1977 David L. Staebler, Christopher R. Wronski

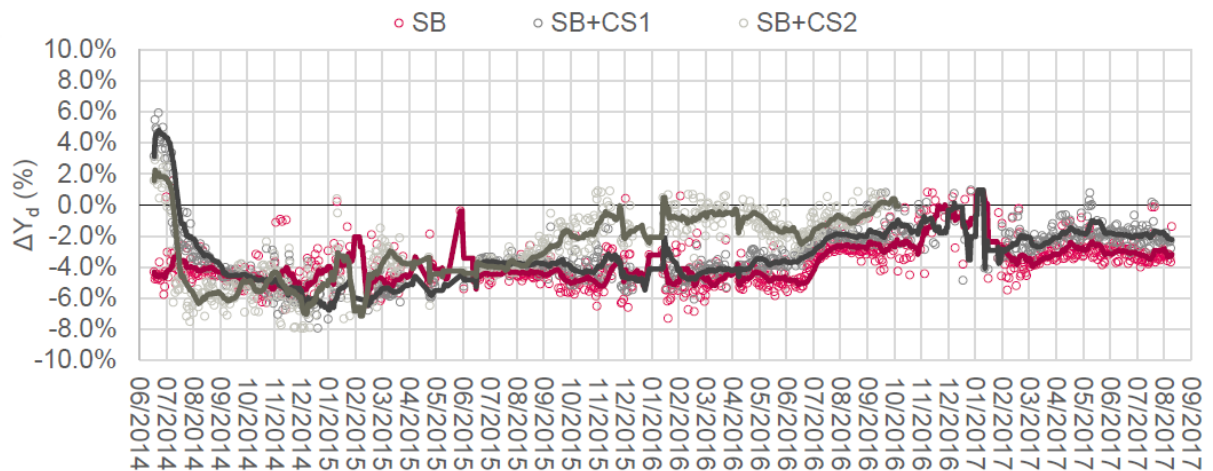


Abb. 13 Performance Ratio (PR) der behandelten Module im Vergleich zu den unbehandelten Modulen in der Periode Juni 2014 - Sept. 2017 (Quelle: CSEM)

Der Einfluss der Modulleistung auf den Tagesverlauf und auf den Sonneneinstrahlungswinkel wurde gemessen und in Relation zu den unbehandelten Modulen gesetzt.

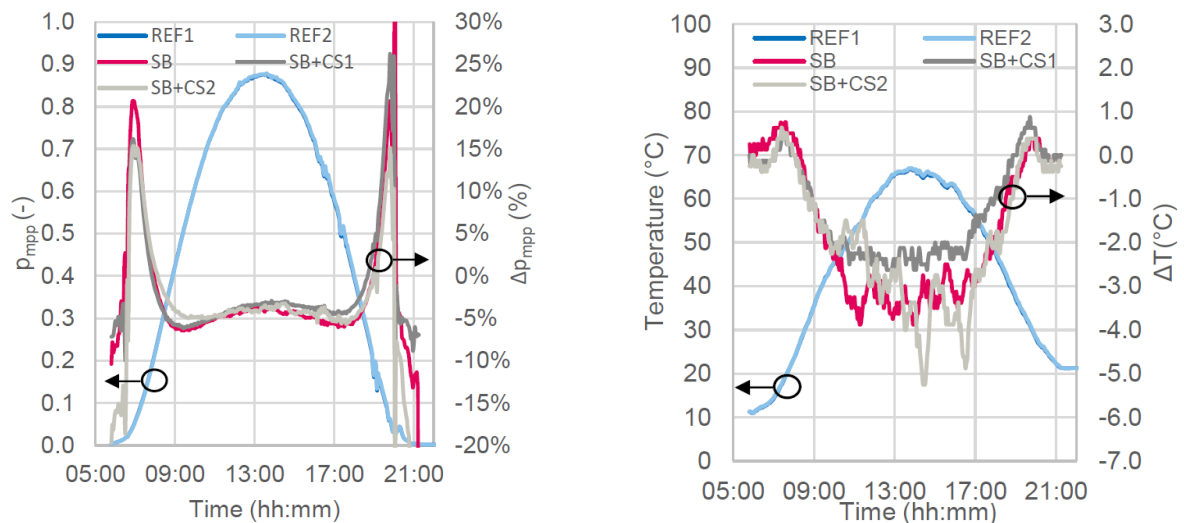


Abb. 14 Diagramm links (rechte Skala) Leistungsabweichung gegenüber Referenzmodul, Diagramm rechts (rechte Skala) Zell-Temperaturabweichung gegenüber Referenzmodul

Die Leistungen der sandgestrahlten Module (mit oder ohne ClearShield-Beschichtung) waren am Morgen und am Abend eines wolkenfreien Tages deutlich höher (20-30%) als bei den unbehandelten Modulen. Über den Tag lag die Leistung der sandgestrahlten Module bei 5% unter den Leistungen der unbehandelten Module. Dies wird darauf zurückgeführt, dass die raue Oberfläche der sandgestrahlten Module mehr schräg einfallendes Licht zur Zelle leiten als die Module mit der glatten Oberfläche. Kommt das Licht jedoch eher senkrecht, so vermindert die raue Oberfläche das Eintreffen der Lichtenergie auf die Zelle.



4.5. Einfluss Verschmutzung

Über die gesamte Beobachtungsperiode vom Juni 2014 bis September 2017 lässt sich keine Vergrößerung des Unterschiedes zwischen den behandelten Modulen und den unbehandelten Modulen feststellen (siehe auch Abbildung 13 im vorausgehenden Kapitel "Modulleistung")

Die längste regenfreie Periode betrug 44 Tage und fand im November 2016 bis Januar 2017 statt. In dieser Periode wurden die Leistungen ausgewertet und miteinander verglichen.

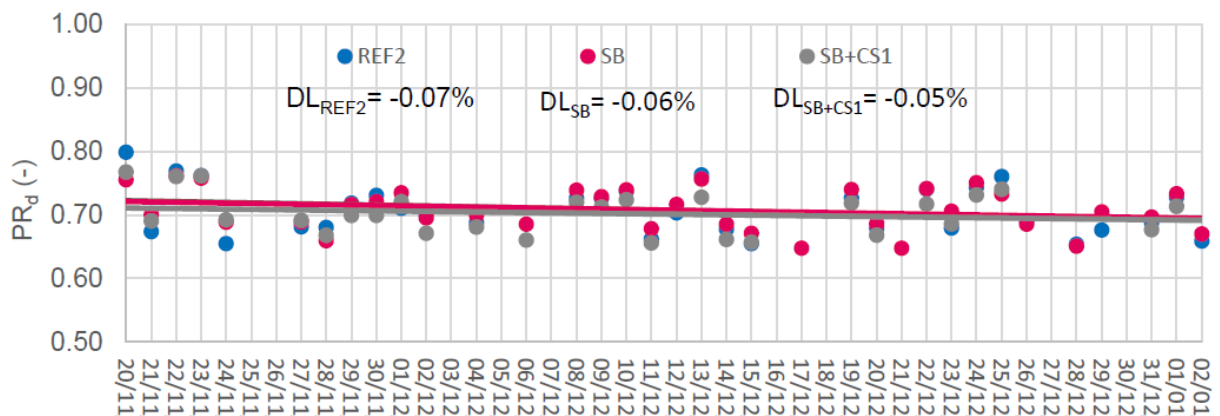


Abb. 15 Performance Ratio (PR) der Messmodule in der 44 tägigen Periode ohne Niederschläge 20. Nov. 2016 - 2. Jan. 2017
(Quelle: CSEM)

Auch bei Trockenperioden lässt sich keine Leistungseinbusse aufgrund der Behandlung feststellen.

5. Messungen am Objekt

5.1. Messungen und Auswertung über EGON Portal

Der installierte Datenlogger Solarlog hat unter anderem die von den Wechselrichtern am Ausgang gemessenen Ertragswerte P_{ac} an das Portal Egon übermittelt. Dort wurden die Daten automatisch ausgewertet. Um die Messwerte der Wechselrichter zu beurteilen, wurde ein Sollwert vom EGON Portal berechnet (siehe Grafik unten PV Soll-Ertrag). Die Berechnung des Sollwerts erfolgt mit folgenden angenommenen Parametern



Parameter	Von EGON verwendeter für die Berechnung des Sollwertes	Bemerkung und Erläuterung
Anlagenwirkungsgrad (PR)	75%	wurde bei allen Modulen Dach und Fassade gleich angenommen
Temperaturkoeffizient des Moduls (alpha)	-0.0045 /°C	wurde bei allen Modulen Dach und Fassade gleich angenommen.
Hinterlüftungskoeffizient (k)	20 W/m2 K	wurde bei allen Modulen Dach und Fassade gleich angenommen
Zelltemperatur (T_mod)	Umgebungstemperatur + k x Solarstrahlung / 1000)	Berechnung durch EGON
Wechselstromleistung (P_ac)	Solarstrahlung x installierte DC-Leistung x PR x (1 + alpha x (Zelltemperatur - 25))	Berechnung durch EGON
Meteodaten (G_h)	von nächstgelegener Wetterstationen	Abweichungen möglich
Solarstrahlung in die Modulebene (G_k)	Berechnung gemäss Software Meteoronorm	Horizont nicht berücksichtigt
Beschattungen	werden nicht berücksichtigt	Je nach Fassade führt dies zu relevanten Abweichungen der Prognosen

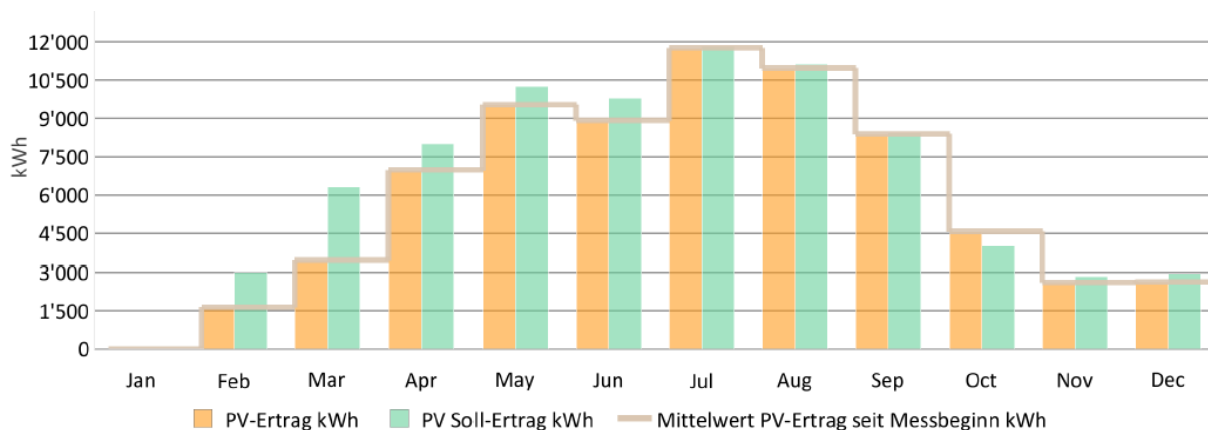


Abb. 16 Monatserträge 2016 aus Egon Portal



Die effektive Inbetriebnahme der gesamten Anlage fand im Juni 2016 statt. Bis dahin waren nicht immer alle Anlagenteile aktiv.

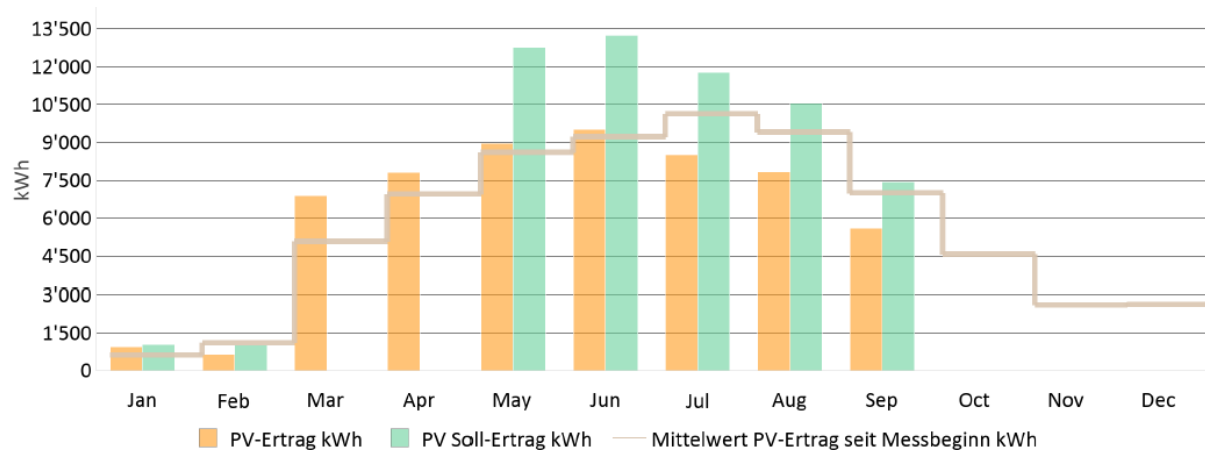


Abb. 17 Monatserträge 2017 aus Egon Portal

Die ausgewerteten der Erträge im 2017 sind zu tief. Die Ursache liess sich auf Fehlverhalten bei einigen ABB-Wechselrichtern zurückführen. Diese Wechselrichter hatten fälschlicherweise ihre Einstellungen zurückgesetzt. Dadurch wurden die Tageserträge von vier Wechselrichtern nicht ans Monitoringsystem weitergeleitet.

5.2. Stringmessung

Am 20.09.2017 wurden Stringmessung von allen Fassadenmodulen durchgeführt. Alle Stränge waren in Betrieb und die Messwerte wurden mit den Inbetriebnahme-Messungen verglichen. Es wurden bei der Kontrolle folgende Mängel festgestellt:

- Eine Trennstelle bei einem Überspannungsableiter wurde wahrscheinlich infolge eines mangelhaften Kontakts durch Überhitzen zerstört. Dies hat den Energieertrag beeinflusst.

5.3. Messeinrichtung

In jeder Fassade (Nord, Süd, Ost und West) wurden je ein Einstrahlungssensor und ein Temperatursensor installiert. Die Werte werden vom Solarlog aufgezeichnet. Weiter zeichnet der Solarlog die Produktionsdaten der Wechselrichter auf. Die Einstrahlungs-, Temperatur- und Wechselrichter-Daten werden vom Solarlog zum Egon-Portal übermittelt und dort abgespeichert.



Abb. 18 Grundriss mit der Platzierung der Sensoren (Quelle Basler & Hofmann)



Abb. 19 Ansicht Südfassade, Platzierung des Sensors (Quelle Basler & Hofmann)



- _ Solar-Log Einstrahlungsmesser +/- 5%, 145 x 85 x 40 mm
- _ Anschlussdatenkabel, 4-polig, 3 m, witterungs- und uv-beständig (LiYC11Y(4 x 0,14), Verlängerbar bis max. 50 m (0,14 mm²))
- _ Temperatur Fühler PT 100

(Beim Gebäudeeintritt der Messkabel: Blitzductor DEHN mit Ba-sisteil 920 300 und Steckmodul wie 920 370 entsprechend Be-triebsspannung)

Abb. 20 Solar-Log Einstrahlungsmesser und Zubehör, Quelle: SolarLog

Der Installateur und Betreiber der Messeinrichtung, BE | Netz AG, hat folgenden Erfahrung gemacht:

Die Fernüberwachung der 26 ABB Wechselrichter mit dem SolarLog Datenlogger funktionierte zu Beginn bei Inbetriebnahme im Januar 2016 störungsfrei. Nach einiger Zeit wurden die bei-

den Wechselrichter 2 und 12 in der Fernüberwachung nicht mehr erkannt, produzierten aber weiterhin korrekt. Eine Analyse ergab, dass der WR 12 selbstständig und später wiederholt von der Busadresse 12 auf Adresse 2 wechselte. Da keine softwaretechnische Lösung das Problem lösen konnte, entschieden Techniker der Firma ABB, das Gerät zu ersetzen. Im Sommer kam ein weiteres bei ABB Wechselrichtern bekanntes Problem hinzu. Durch Verlust der Datums- und Uhrzeiteinstellung in der Kommunikationseinheit einzelner ABB Trio-Geräte wurden nur noch Minutenwerte (= DC-Leistung) und keine Energiedaten (= AC-Werte) mehr geloggt. Da vordergründig im Display die Einstellungen korrekt waren, wurden auch für dieses Problem ABB-Techniker hinzugezogen, welche mit einer neuen Firmware im September 2017 das Problem lösen konnten. Für eine störungsfreie Wiederaufnahme der Fernüberwachung war in dieser Situation eine Neukonfiguration des SolarLog Datenloggers unumgänglich, was trotz unveränderter Bus-Adressierung der WR auf dem SolarLog Portal zu einer Verschiebung der historischen WR-Daten führte. Alle Ertragsdaten sind nach wie vor vorhanden, allerdings mit fehlerhafter WR-Zuordnung.

5.4. Auswertung Messung mittels Einstrahlungssensoren

Seit Ende September 2017 funktioniert die Messeinrichtung wieder. Die Leistungen und Sensorwerte wurden an einem unbewölkten Tag und an einem bewölkten Tag ausgewertet und verglichen.

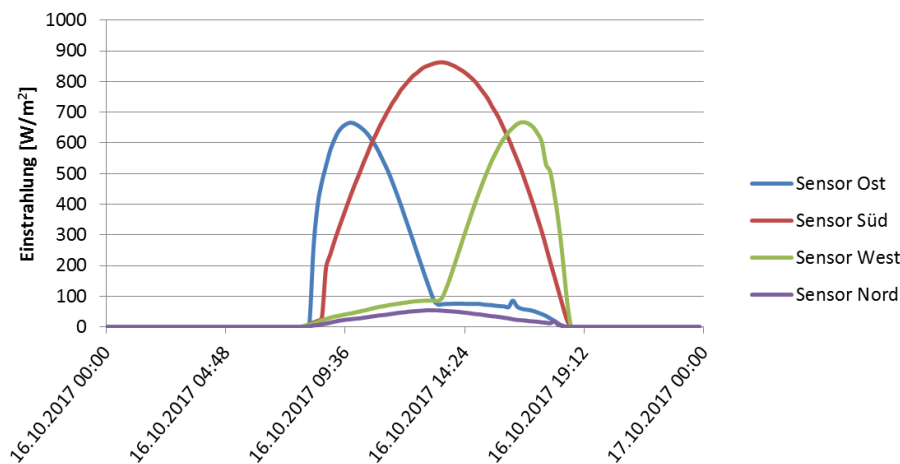


Abb. 21 Sensorwerte an einem wolkenfreien Tag (16.10.2017):

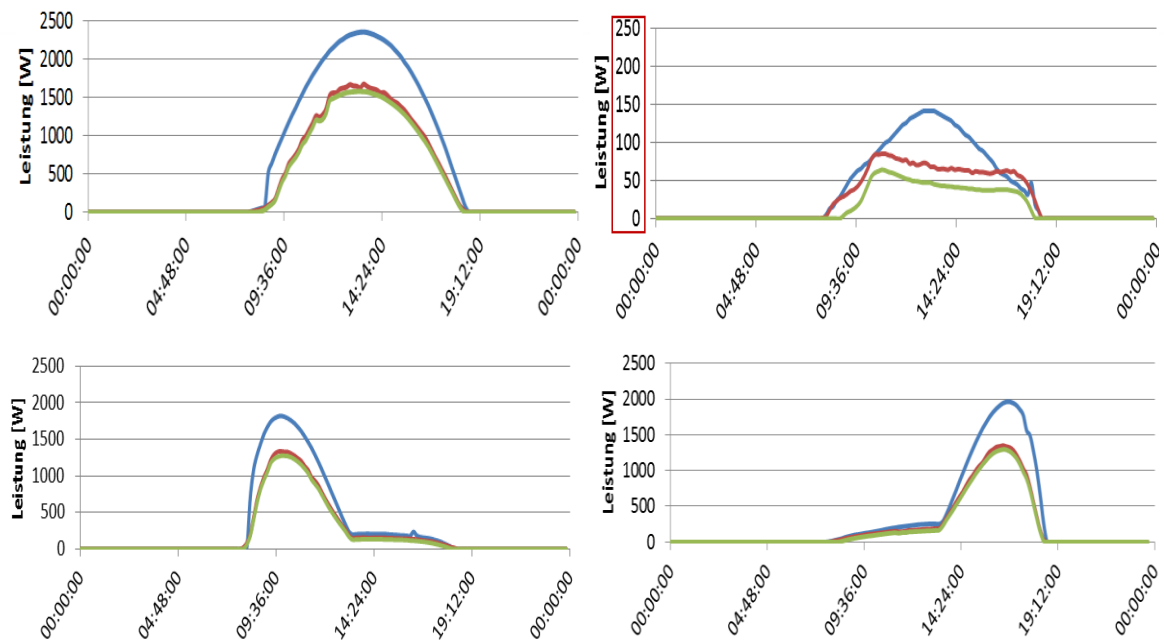


Abb. 22 Messungen am Objekt an einem wolkenfreien Tag (16.10.2017): Sensoreinstrahlung x Modulleistung STC (blau), Leistung DC (rot), Leistung AC (grün)
 links oben: Südfassade WR 13, rechts oben: Nordfassade WR 6 (Skala 10 x kleiner),
 links unten: Ostfassade WR 8, rechts unten: Westfassade WR 18

Es wurde jeweils pro Fassade ein Wechselrichter (MPP) ausgewählt, bei dem alle angeschlossenen Strings die gleiche Verschattungssituation wie der Sensor aufweisen.

Der PR der Module lag an diesem Tag auf allen Fassaden mit Ausnahme der Nordfassade zwischen 70 und 75%. Dies bestätigt die Messung von CSTB beim Outdoor-Test. Dort sank der PR in den Wintermonaten auf ca. 70%. Der Schwellwert der Einspeiseleistung der Wechselrichter liegt bei 24 W. Bei 100 W Einspeiseleistung, das sind 5% der Maximalleistung, wird vom Hersteller der Wechselrichter der Wirkungsgrad mit unter 80% angegeben.

Die Sensorgenauigkeit wird mit +/- 5% angegeben. Vergleiche mit der Performance der kristallinen Dachmodule bestätigen jedoch die Sensorwerte.

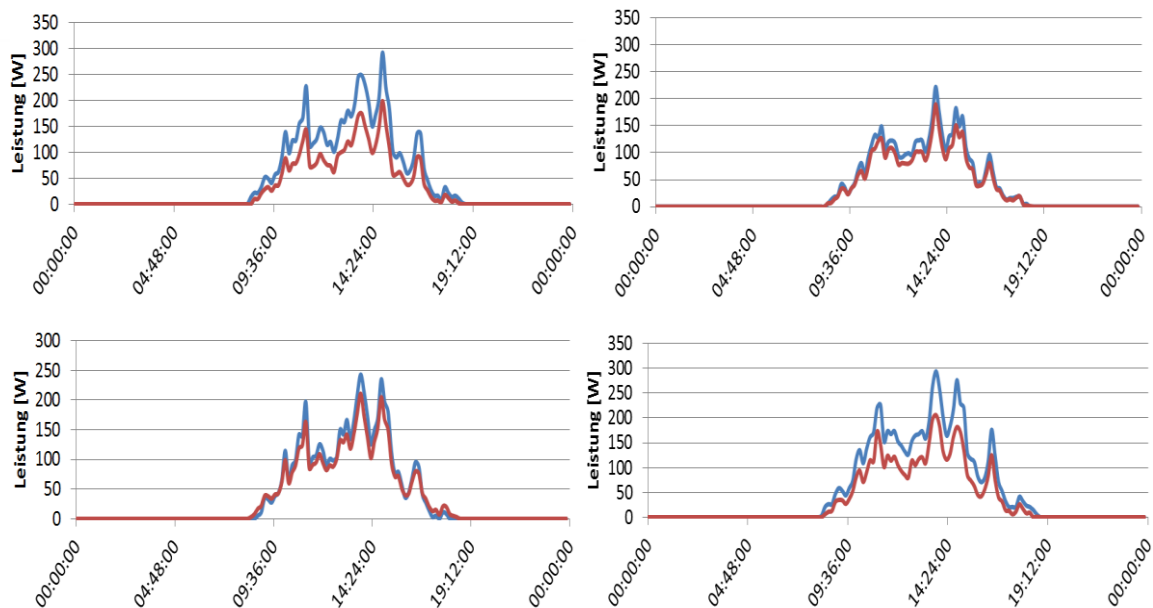


Abb. 23 Messungen am Objekt an einem bewölkten Tag (8.10.2017), Sensoreinstrahlung x Moduleleistung STC (blau), Leistung DC (rot),

links oben: Südfassade WR 13, rechts oben: Nordfassade WR 6:
links unten: Ostfassade WR 8, rechts unten: Westfassade WR 18

Die Leistungen der 4 Fassaden sind sehr ähnlich (Spitzenwert bei 200 W), da die Einstrahlung praktisch nur aus Diffuslicht der Wolkenschicht bestand. Der PR in der Süd- und Westfassade liegt etwas unter 70%, in der Nord- und Ostfassade jedoch auf über 85%.

6. Befestigung und Statik

Die eingesetzten Module wurden für Dach- und Freiflächen entwickelt. In der Fassade ist der erforderliche Sicherheitsfaktor aufgrund der Personengefährdung durch Überkopfverglasung wesentlich höher als für Freiflächen- und Dachanlagen. Zudem wurden in diesem Projekt die Belastbarkeit der Module durch das Sandstrahlen geschwächt.

6.1. Einfluss Sandstrahlen auf die Statik der Gläser

Es wurde vermutet, dass durch das Sandstrahlen die mechanische Belastbarkeit der Module abnimmt. Eine erste rudimentäre Einzelstichprobe an einem einfachen Glas hat eine Einbusse von ca. 20 % der Belastbarkeit aufgezeigt.

Der Test wurde mittels eines Doppelringtestverfahrens und einer erhöhten Anzahl Stichproben ausgeweitet. Der Testaufbau ist in der folgenden Abbildung im Schnitt dargestellt.

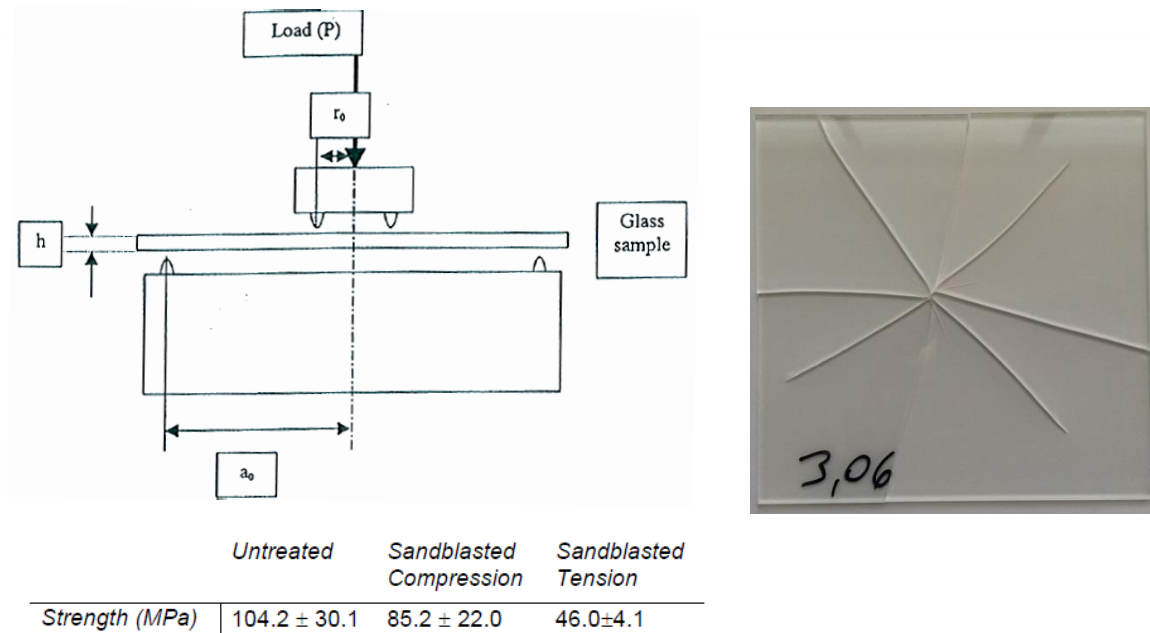


Abb. 24 Doppelringtest: links Aufbau, rechts gebrochenes Glas (Quelle CSEM)

Das zu testende Glas liegt auf einem grösseren Ring. Auf der Oberseite des Glases wird nun eine Last über einen kleineren Ring auf die Glasfläche übertragen. Die beiden Ringe haben den gleichen Mittelpunkt. Das Glas wird somit ohne Punkteinwirkung wie eine Membrane bis zum Bruch gedehnt.

Die Auswertungen des Tests ergaben, dass die mit 5 bar sandgestrahlten 3,2 mm Gläser unter Druck (d.h. sandgestrahlte Fläche nach oben in Abbildung) um 20% schwächer waren (15 Proben).

Neu war die Erkenntnis, dass unter mechanischer Spannung (d.h. sandgestrahlte Fläche nach unten) die Gläser um 60 % geschwächt wurden (10 Proben). Diese Art von Spannung trifft beim Windsog ein.

6.2. Unterkonstruktion

Als Resultat der Doppelringtests wurden die geklebten Befestigungsprofile so dimensioniert, dass alleine das Rückglas die gesamte Windlast tragen kann. Es wurden mehrere Befestigungsvarianten evaluiert, welche über eine positive rechnerische Beurteilung der Statik erreichen. Eine Simulation mit FEM (Finite-Elemente-Methode) wurde durchgeführt.

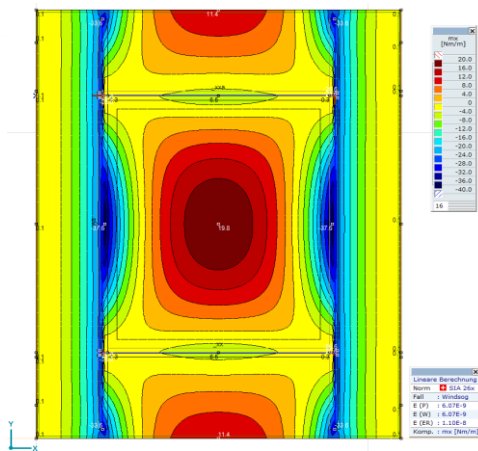


Abb. 25 Biegetragwirkung des Modul-Rückglases mit aufgeklebten Trageprofilen

Als Resultat der grossflächigen Verklebung konnte gemäss der EU Norm auf Rückhalte- und Ab-rutschhacken verzichtet werden (siehe Abbildung 26 Type IV). Dies war nur durch die grossflächige Klebefläche und dem zertifizierten Klebeverfahren der Firma E. Schweizer AG und SIKA Schweiz AG möglich.

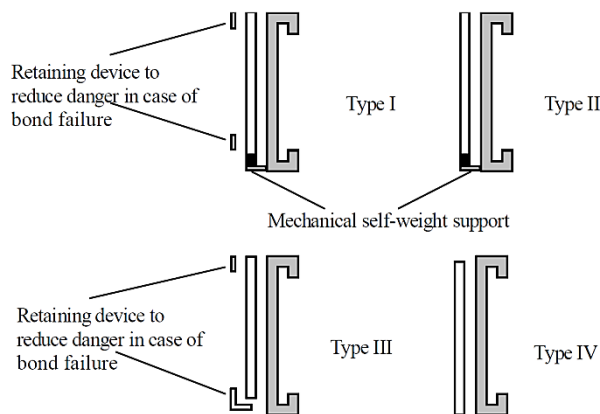


Abb. 26 Konzepte der Glashalterungen (Quelle: Norm Structural Sealant, Glazing Kits (SSGK), EOTA - ETAG 002, May 2012)

7. IEC 61646/61730-2 Test

Ein Test nach IEC 61646/61730-2 wurde von SUPSI durchgeführt. Der Test beinhaltet Prüfungen zu folgenden Aspekten:

- _ Elektrolumineszenz
- _ Isolation
- _ Performance bei STC
- _ Resistenz gegen Klima/Feuchte-Zyklen



- _ Mechanische Belastung
- _ Hagelwiderstand
- _ Resistenz gegen Spannungsimpulse

Der Test ist Standard in der PV-Branche. Praktisch alle Modulhersteller lassen ihre Module von unabhängigen Testinstitutionen nach den IEC-Spezifikationen prüfen. Zweck des Tests ist es, dem Käufer eine gewisse Qualität und Sicherheit des Produktes nachzuweisen.

Interessant für die sandgestrahlten Module waren die Resultate zum Hagelwiderstand, zur mechanischen Belastung sowie die Klima/Feuchte-Zyklen. Weiter wurden die Performance-Messungen von CSEM bestätigt. Auch Verletzungen der Isolation durch das Sandstrahlen sind grundsätzlich nicht auszuschliessen. Elektrolumineszenzmessungen lassen Rückschlüssen auf unsorgfältige Behandlung während der Verarbeitung (Sandstrahlen) und des Transportes zu.

Resultat:

Alle Tests bis auf den Test der mechanischen Belastung wurden erfüllt. Beim Test der mechanischen Belastung wurde das Modul gemäss Herstellerempfehlung mit Glasklemmen am Rande befestigt. Dieses Testresultat ist somit nicht relevant für das vorliegende Projekt, da in Brütten eine für die Belastbarkeit deutlich bessere Befestigungsmethode gewählt wurde.

8. Schlagschatten

Gemäss Auftrag sollten 10 Module bezüglich der erforderlichen Windlasten, 5 Module mit Belastung bis zum Bruch und 5 Module bezüglich Resttragfähigkeit gemessen werden.

Eine Risikobeurteilung mit Einbezug von Dr. Luible (HSLU) und A. Fauchère (B&H, Statik Stahl Gals) ergab eine Neueinschätzung der Risiken. Das Risiko der Überkopfverglasung sank stark, da die gesamte Statik der Module und deren Befestigung so ausgelegt wurden, dass das Rückseitenglas mit genügend Sicherheit die gesamte mechanische Belastung durch Windsog nach SIA aufnehmen kann.

Jedoch wurde ein neues Risiko identifiziert: Schlagschatten, welcher einen Teil des Modules mit einer scharfen Grenze beschattet, während der andere Teil des Modules der Sonneneinstrahlung ausgesetzt ist. Temperaturunterschiede zwischen der beschatteten und der unbeschatteten Modulfläche führen aufgrund der unterschiedlichen Temperatúrausdehnung des Glases zu starken inneren Spannungen, welche Glasrisse und einen Glasbruch verursachen können. Durch das Sandstrahlen wurden "Furchen" in die Glasoberfläche "geschliffen". Diese könnten besonders an den Modulrändern zu einer massgebenden Schwächung bezüglich Schlagschatten führen.



Abb. 27 Mit Scheinwerfern erzeugten Schlagschatten verursachte Glasrisse auf einem Testmodul (Quelle E. Schweizer AG)

Aus diesem Grund wurde empfohlen, die statische Belastbarkeit der Module auf rechnerischem Weg zu erbringen und anstelle der geplanten Belastungstests. Dafür wurde die HSLU mit der Messung der Schlagschattenbelastung beauftragt.

Mit Hilfe eines Versuchsaufbaus wurden die auftretenden Temperaturen der Gläser gemessen.



Abb. 28 Ansicht Versuchsaufbauten mit Messpunkten und Abschattungen (Quelle HSLU)

In einem weiteren Schritt wurde die Belastbarkeit der Modulkante gemessen (Kantenfestigkeit). Aus den fertig bearbeiteten PV-Modulen wurden Probestreifen des Randes herausgeschnitten. Um die effektive Kantenfestigkeit zu ermitteln, wurden an den Probestücken 4-Punkt-Biegeversuche durchgeführt. Der 4-Punkt-Biegeversuch eignet sich besonders, da sich dabei das maximale Biegemoment zwischen den Lasteinleitungen konstant verhält und somit eine breite Kante geprüft wird.

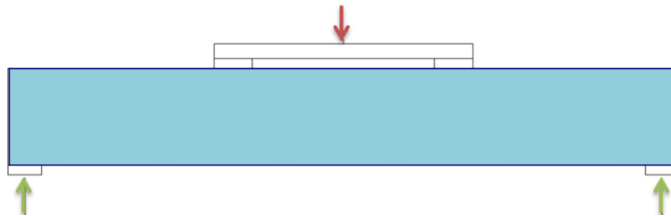


Abb. 29 Versuchsaufbau 4-Punkt Biegeversuch Glaskante. Links schematisch, rechts real (Quelle HSLU)

Weiter wurde die ganzheitliche Modellierung des Fassadenaufbaus mit Hinterlüftung durchgeführt. Dazu bedurfte es eines speziellen Berechnungsmodells, welches auf das iterative Berechnungsmodell für Isolierglas-Temperaturen in ein- oder mehrschichtigen Fassadenaufbauten⁹ aufbaut. Dies erlaubte es, den Temperaturverlauf über den Fassadenaufbau unter den solaren, thermischen und optischen Randbedingungen im mittleren Bereich zu berechnen. Dabei wurde auch die Hinterlüftung nach SN EN 13363 berücksichtigt.

Das HSLU kam zum Schluss, dass das thermische Bruchrisiko infolge Schlagschatten gering ist und in Übereinstimmung mit der aktuellen Normung ausreichende Sicherheit vorhanden ist.

9. Bau

Der Einbau der Module erfolgte wie geplant. Eine spezielle Schulung der Monteure bezüglich PV war nicht erforderlich. Es war jedoch klar, dass nur geübte Fassadenbauer die Unterkonstruktion auf den Millimeter durch die 30 cm dicke Dämmung verankern können. Saubere Pläne und ein Vermesser waren erforderlich. Weiter war der Solarinstallateur immer vor Ort, um die vorbereiteten Stringkabel anzuschliessen, bevor die Fassade "geschlossen" wurde.



Abb. 30 Montage (Quelle Basler & Hofmann)

⁹ T. Wüest, Klimalasten an Mehrscheiben-Isolierglas, Horw: HSLU T&A, 2015.



Wie bei jeder Fassade mit unterschiedlichen auf Mass vorgefertigten Elemente sind kostenintensive Messprozeduren erforderlich um den Rohbau, die Zargen der Fenster und Türen und die PV Module exakt einzumessen. Mit entsprechender Aufmerksamkeit für das Thema während der Planung und Ausführung ist dies gut umsetzbar, jedoch mit zum Teil schwer ausweisbaren Zusatzkosten verbunden. Die ursprünglich geplante Fugenbreite von 6 mm wurde im Verlauf der Planung auf 10 mm erhöht. Diese Toleranz führte zu einem akzeptablen Fugenbild. Die Fugenkreuze entlarven schonungslos kleinste Ungenauigkeiten in den Fugenbreiten.

Die Beschaffung von Ersatzmodulen ist, falls nicht auf 3-monatiger Lieferzeiten gewartet werden kann, mit nicht vernachlässigbaren Transportkosten (Flug) verbunden.

10. Kosten

Die Kostenstruktur der PV-Fassade wurde in der Nachkalkulation erfasst.

Fassade MFH Brütten 536 m2	CHF/m2 inkl. MWST
Totalpreis aller Module NexPower inkl. Transport von Taiwan 210.00 USD Stückpreis PV-Modul Standardgrösse (1.4 x 1.1 m) 280.00 USD Stückpreis PV-Modul zugeschnitten (kleiner als 1.4 x 1.1 m) 190.00 USD Stückpreis Blindmodul zugeschnitten (kleiner als 1.4 x 1.1 m)	235.80
Sandstrahlen und Clear-Shield	68.60
Im Werk: Kleben von Rückprofilen + Material Unterkonstruktion	206.30
Montage auf Baustelle	83.90
DC Verkabelung Material	5.90
Wechselrichter	38.10
Erdung, Kommunikationsanschluss und Sammelkasten	9.00
Elektro-Installationsarbeit	9.50
Total	656.10

Nicht eingerechnet:

- _ Bemusterungen
- _ Allfällige behördliche Genehmigungen
- _ Ausführungspläne mit Massangabe der Elemente
- _ Baugerüst inkl. Witterungsschutz
- _ Einmessarbeiten durch Geometer
- _ Dämmung
- _ Nachlieferung bei Glasbruch



Bemerkungen

- _ Die Fassade hat 123 unterschiedliche Modulgrößen. Viele Module sind relativ klein
- _ Die Position "Kleben von Rückprofilen + Material Unterkonstruktion " ist mit 206 CHF/m² unerwartet hoch ausgefallen. Die Kosten für die Langschrauben (Hersteller Rogger Fasteners) zur Verankerung der Aluminium-Kreuzprofile betragen 30 CHF/m². Das heisst, dass 176 CHF für ca. 2-3 kg Aluprofile und ankleben von 2 Profilen auf die Modulhinterseite benötigt wurden.
- _ Weiter hätte auf die Position ClearShield verzichtet und so 40 CHF/m² eingespart werden können.

Fazit: Bei einer typischen Fassade könnten die Kosten auf etwas über 500 CHF/m² optimiert werden

In der unteren Tabelle sind die Marktpreise von verschiedenen Typen von vorgehängten Nicht-PV-Fassaden ohne Dämmung zum Vergleich aufgelistet.

Typ Vorhängefassade ohne PV	Beispiele	Kosten pro m ² schlüsselfertig
Holz	Sägerohe offene Holzriemen 21mm, Breite 5-8cm, horizontal verlegt, Roggenmehl-Holzlasert, schwarzes Winddichtpapier	CHF 150.00
Verputzte Trägerplatten	System H6 Sarna-Granol, fugenlos verputzt	CHF 150.00 bis 175.00
Blech	2mm abgekantete Blechkassetten, pulverbeschichtet, verdeckt montiert	CHF 150.00 bis 200.00
Faserzement	Eternit 6mm, mit Stulpdeckung, Holz-Unterkonstruktion Mehrpreis für Metall-UK (Stulp-Profil) ca.	CHF 200.00 bis 250.00 CHF 50.00
Keramik	Feinsteinzeugplatten, Format ca. 60x60cm, verdeckt montiert	CHF 250.00 bis 275.00
Metallverbund	Aluverbundplatten 4mm sichtbar befestigt Mehrpreis für verdeckte Montage (eingehängt)	CHF 300.00 bis 320.00 CHF 65.00
Schiefer	keine eigene Zahlen; wohl so im Bereich Metallverbund	(CHF 300.00 bis 400.00)
Feinbetonplatten	auch hochwertige Faserzementplatten	CHF 600 - 800
Glas	Pfosten-Riegelsystem (Glas-Metallfassade) reine Glasfassade (Structural Glazing):	CHF 600.00 bis 700.00 CHF 700.00 bis 1'000.00
Naturstein	Dicke 30-40mm	CHF 650.00 bis 800.00
Marmor	Dicke 30-40mm	CHF 1'000

Quelle Basler & Hofmann AG



11. Publikationen

Die Fassade wurde in folgenden Fachzeitschriften publiziert:

2015/2016	Fachartikel über das energieautarke Mehrfamilienhaus Brütten: "Eigenständig und sicher versorgt"	Schweizer Ingenieurbaukunst
Dezember 2016	Fachartikel über das energieautarke Mehrfamilienhaus Brütten: "Photovoltaik erobert Fassade"	tab - Das Fachmedium der TGA-Branche
Dezember 2016	Fachartikel über das energieautarke Mehrfamilienhaus Brütten: "Die "Speicherwende" kommt nur langsam voran"	baublatt
Februar 2017	Fachartikel über das energieautarke Mehrfamilienhaus Brütten: "Egoist"	Schweizerische Bauzeitung TEC21
März 2017	Artikel über das energieautarke Mehrfamilienhaus Brütten: "Das schwarzgraue Wunder"	Der Schweizerische Hauseigentümer HEV
März 2017	Fachartikel über das energieautarke Mehrfamilienhaus Brütten: "Photovoltaik erobert Fassade"	Deutsche BauZeitschrift
April 2017	Artikel über das energieautarke Mehrfamilienhaus Brütten: "Power aus der Wand"	Wohnen
weitere	Das Gebäude wurde weiteren diversen Zeitungsartikeln erwähnt und gezeigt. Auch wurde für das Gebäude in der Vorphase der Abstimmung zur Energiestrategie 2050 in der Argumentation der Befürworter beigezogen.	Diverse Zeitungen

Vorträge über die Fassade:

Januar 2015	Vortrag Swissbau 2016	Messe Basel
November 2016	Vortrag Verband Wärmepumpen	Spreitenbach
September 2017	Vortrag Internationale Seminar HakaGerdur	Benken

Es wurden folgende Preise und Auszeichnungen verliehen

- _ Norman Foster Solar Award 2016
- _ Nominierung Building Award 2017

In einer Dauerausstellung der Umweltarena befindet sich ein 3 m grosses 3D Modell des Gebäudes. Dort wird die eingesetzte Technologie auf verständliche Weise dem interessierten Laien erklärt. Die Ausstellung wird von über 100'000 Besuchern pro Jahr besucht.

12. Beurteilung der Architektur und der visuellen Wahrnehmung

Reflexion und Spiegelung

Die Module entsprechen den Vorstellungen, welche bei der Bemusterung gewonnen wurden. Aufgrund der starken Sandstrahlung finden praktisch keine Reflexionen statt. Dadurch wirkt die Fassade bedeutend "weicher" als andere Solar- Glas- oder Steinfassaden.

Farbton

Der Farbton variiert je nach Wetter und Betrachtungswinkel zwischen bräunlich- und anthrazit zu schwarz. Die dunkle und warme Farbe der Fassade und fügt sich gut in die Wohnzone ein. Der Baukörper wirkt in der Materialisierung eigenständig. Die Materialkombination mit den warmfarbigen, schwarzen Photovoltaikplatten zusammen mit Holzzargen und Holzlattungen ergeben ein ansprechendes Ganzes. Das Gebäude integriert sich mit der klassischen Giebelformen gut ins gewachsene Wohnquartier.

Farbunterschiede

Die hydrophobische Oberflächenbeschichtung hat zu Farbunterschieden geführt. Je nach Betrachtungswinkel und Lichteinfall verleiht dies der Fassade eine lebendige Erscheinung. Die Beschichtung wurde vom Unternehmen, welches das Sandstrahlen durchführt und von der Installationsfirma mit Nachdruck empfohlen. Die Beschichtung vermeidet Glaskorrosion z.B. durch Handschweiss während der Bearbeitung und Montage.

Gemäss dem Unternehmer, welcher die Beschichtung aufgetragen hat, ist der Farbunterschied darauf zurückzuführen, dass bei einigen Modulen eine etwas dickere Schicht aufgetragen wurde. Die Beschichtung wurde manuell aufgetragen. Die Unternehmung nimmt an, dass sich die Farben mit der Zeit angleichen. Es ist jedoch das erste Mal, dass die Unternehmung dunkle Gläser oder Photovoltaikmodule beschichtet hat.



2016-05-28



2017-08-08



2016-05-28



2017-08-08

Abb. 31 Farbunterschiede kurz nach Fertigstellung (links) und über ein Jahr später (rechts)

Die Farbunterschiede haben sich im Verlauf der 14 Monaten nicht wesentlich verändert.

Hingegen wurde eine Farbänderung bei einem ersetzten Modul festgestellt. Bei diesem konnte die Angleichung der Helligkeit innerhalb eines Jahres mitverfolgt werden.



Neubau 2016-05-28

Das rhombusförmige Modul (roter Pfeil) hatte einen Riss. Es hatte die gleiche Farbe wie die benachbarten Module. Ein neues wurde bestellt.



P&D Review 2016-06-28

Das neue Modul wurde eingebaut. Es ist deutlich dunkler als die benachbarten Module.



Begehung 2017-08-08

Nach 14 Monaten hat sich die Farbe des ersetzten Modules wieder angeglichen und es ist kein Unterschied mehr sichtbar.

Abb. 32 Farbunterschiede beim Ersatzmodul (Mitte) und über ein Jahr später (rechts)

Einige Module haben innerhalb der eignen Fläche Farbunterschiede (Flecken)



2017-08-08



2017-08-08

Abb. 33 Unregelmässigkeiten innerhalb der Module und Fingerabdrücke (links) 1,5 Jahre nach der Installation

Fazit

Die dunkle Oberfläche, das Fehlen von Fensterläden, Fenstersimsen und eines Ziegeldachs verleiht dem Baukörper einen klaren und fast monolithischen Ausdruck. Dadurch wirkt der Baukörper ruhig. Mit den klassischen Giebelformen integriert sich das energieautarke Mehrfamilienhaus gut ins bestehende Quartiers.

Die unregelmässigen Farbunterschiede der Fassadenmodule, die mit hellem Holz verkleideten Fensterzargen und mit unregelmässigen Holzlattungen versehenen Loggias bilden einen interessanten Kontrast und geben dem Objekt eine Lebendigkeit. Eine hochwertige Umgebungsgestaltung unterstützt die ansprechende Materialisierung und Setzung des neuen Gebäudekörpers.

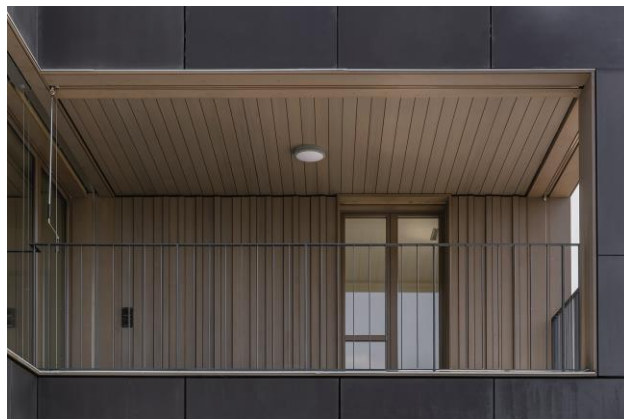


Abb. 34, Verkleidung Fensterzargen und Loggias (Quelle: Renen Schmid Architekten)



Die unterschiedlichen Farbtöne könnten als architektonischer Ausdruck interpretiert werden, analog der PV-Fassade eines grossen Gebäudes am Kopenhagener Hafen.



Abb. 35, PV-Fassade der Internationalen Schule von Kopenhagen (Quelle: C.F. Moeller Architects)

13. Weitere Erkenntnisse

13.1. Risse im Frontglas

15 von 500 Modulen wiesen horizontale Risse auf, welche parallel zur Oberfläche verliefen. Das atypische Bruchbild wurde von der HSLU untersucht. Dabei wurde festgestellt, dass die Bruchlinie immer genau über einer Leiterbahn im Modulinnern entstanden ist. Die Untersuchung führte zu folgendem Schluss: Das Frontglas wird über den überhöhten Leiterbahnen während des Laminierprozesses vorgespannt (siehe unten Abbildung 36 rechts). Die Schwächung der Oberflächenspannungsfestigkeit des Frontglases durch das Sandstrahlen muss zum Bruch geführt haben (siehe unten Abbildung 36 links).

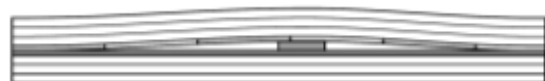


Abb. 36 links: Bruchbild; rechts: schematische Dargestellt Glas-Glas-Modul mit Leiterbahn

Es sind nach über eineinhalb Jahre nach der Installation keine neuen Brüche festgestellt worden.

13.2. Modulgarantie

Durch das Sandstrahlen kann der Modulhersteller von der Garantieverpflichtung zurücktreten.

13.3. Seitliches Wandern der Module



Abb. 37 Seitliches Wandern von Modulen

Die seitliche Fixierung der Module wurde durch den Fassadenbauer mit einer einfachen aufgesteckten Blech-Klemme durchgeführt. Eine formschlüssige Fixierung gegen seitliches "Wandern" der Module wäre vermutlich zielführender gewesen. Das Wandern entsteht durch die unterschiedliche thermische Ausdehnung der Trägerprofile und der Modulgläser. Stärker tritt die seitliche Verschiebung bei Modulen auf, welche an zusammengesetzten Trägerprofilen eingehängt sind. Das Verbinden der Trägerprofile wurde bewusst als Dehnfuge ausgebildet.



Abb. 38 Die eingesetzten Fixierklammern, welche das seitliche Wandern verhindern sollten

Die Module wurden durch den Fassadenbauer im Herbst 2107 wieder zurechtgeschoben. Das Installationsunternehmen vermutet, dass bei der Montage gewisse Klammern nicht sauber gesetzt wurden. Das weitere Verhalten der Module muss beobachtet werden.



13.4. Energieautarkie

Das Ziel war, dass das Haus seine gesamte Energie nur über die Solaranlage bezieht. Die Simulationen und Berechnungen ergaben, dass dies möglich wäre. Von neun Wohnungen sind acht vermietet, die neunte dient als Ausstellungswohnung. Das Haus konnte ohne fremde Energiezufuhr seit dem Einzug der Mieter im Frühjahr / Sommer 2016 trotz des eher kalten Winters betrieben werden.

Gespräche mit Mietern bestätigen ihre Zufriedenheit und dass auf nichts verzichten mussten.

14. Empfehlungen

1. Sandstrahlen als Methode für PV-Module

Um die Moduloberfläche zu mattieren gibt es 4 Methoden

- _ Satinieren des gehärteten Glases mittels Säure
- _ Einbrennen von Keramikpigmenten beim härten (z. B. Dip-Tech)
- _ Strukturierte, gehärtete Gläser (Guss)
- _ Sandstrahlen

Bei der Bemusterung erzielten die sandgestrahlten Muster die besten Resultate. Sandstrahlen lässt sich im Gegensatz zu den anderen Methoden auch auf fertigen Modulen anwenden, ist relativ kostengünstig und mit nur 4% Ertragsverlust auch effizient.

Schlagschatteneinwirkungen scheinen beherrschbar. 3% Ausschuss durch die horizontalen Glasrisse musste hingenommen werden. Den beiden Aspekten ist bei weiteren Projekten Aufmerksamkeit zu schenken.

Das Montagekonzept muss die Schwächung durch Sandstrahlen kompensieren.

Falls die Hersteller die Garantie der sandgestrahlten Module ablehnen, stellt dies ein Hindernis für den breiten Einsatz dar.

2. Kosten Unterkonstruktion

Kosten für das Ankleben von Profilen an der Modulrückseite lassen sich in einem nächsten Projekt senken.

Der Einsatz der Langschrauben (Rogger - Fasteners) zur Verankerung der Kreuzschienen der vorgehängten Fassade ist eine effiziente Methode im Vergleich zu den klassischen Konsolen bezüglich Kosten, Montagezeiten und Kältebrücken.

3. ClearShiled-Beschichtung

Allfällige Nachbesserung der Beschichtung der Farbunebenheiten sollten mit dem Lieferanten verhandelt werden.

Gemäss dem Outdoor-Test bei CSEM und den gemischten Erfahrungen mit den Farbunterschieden könnte in Zukunft auf die Beschichtung verzichtet werden.

4. Seitliches Wandern der Module

Weitere seitliche Wanderungen sind im Auge zu behalten. Bei erneuten seitlichen Wanderungen ist eine dauerhafte Lösung vom Fassadenbauer einzufordern.

Bezüglich der aufgesteckten Blechklemmen sollte in Zukunft eine andere Methode mit in Betracht gezogen werden.



5. Messungen mit Sensorreferenz

Die Auswertung der Modulperformance in einem Jahr ist durch den Lieferant der Messeinrichtung nachzuholen. Eine monatliche Kontrolle, ob die Wechselrichter die Daten korrekt senden, muss erfolgen.

6. Kontrolle Glasrisse in einem Jahr

Es sind keine neuen Glasrisse seit der Montage vor eineinhalb Jahren entstanden. Trotzdem soll eine Sichtkontrolle im Winter 2018 durchgeführt werden.

7. Simulationen und Berechnungen

Die Simulationen der PV-Erträge des Daches und der Fassade sowie die Berechnungen der Speichergrößen für die Energieautarkie haben sich bewährt und können weiter eingesetzt werden.

8. Lastgänge der Bewohner

Die bei der Simulation angenommenen Lastgänge der Verbraucher haben sich bestätigt und können als Basis für weitere energieoptimierte Gebäuden verwendet werden.

15. Schlussfolgerung und Ausblick

Mit dem Projekt konnten wertvolle Erkenntnisse bezüglich sandgestrahlten PV-Fassadenoberflächen gewonnen werden.

Durch das Sandstrahlen kann eine im Vergleich zu anderen Methoden stärkere Entspiegelung und Mattierung erreicht werden. Die Kosten für das Verfahren sind tief.

Die 3% Ausschuss durch Glasrisse sowie die Farbunterschiede durch die Beschichtung lassen sich vermutlich in den Griff kriegen, erfordern aber noch ein bewusstes Augenmerk in einem nächsten Schritt. Gegebenenfalls kann ein sandgestrahltes Glas als dritte Glasschicht zum Einsatz kommen.

Grundsätzlich stellen die Planung und Realisation von PV-Fassaden ein für die Branche ungewohnt komplexer Vorgang dar. Einfachere Bemusterungen und einfachere Zuschnitte auf das Gebäude sowie flexible Verkabelungsmöglichkeiten sind naheliegende Verbesserungspotentiale.

Der Einsatz von sandgestrahlten Oberflächen kann als weitere und andersartige Option neben geätzten und strukturierten Gläsern empfohlen werden.

Zürich den 2. Februar 2018

Eric Langenskiöld, Basler & Hofmann AG