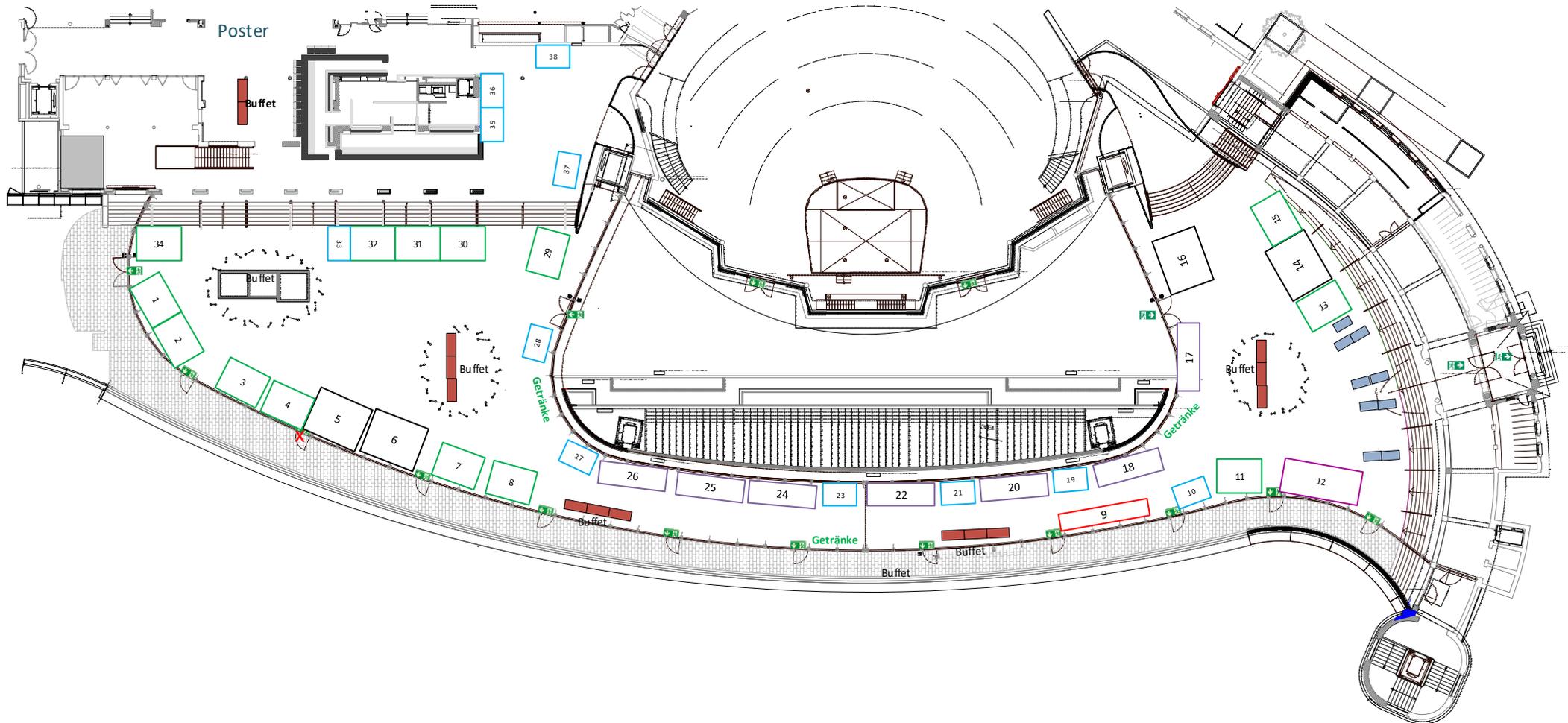


21. Nationale Photovoltaik-Tagung 2023, Bern
21e Congrès photovoltaïque suisse 2023

Aussteller / Expositant	Nummer
3E	23
3S Swiss Solar Solutions AG	16
Alternative Bank Schweiz	18
Axpo	4
Captiva Digital Services	36
CKW	5
Contec AG	21
Egon AG	28
Energie Wasser Bern	1
Ernst Schweizer AG	3
Eternit Schweiz AG	34
Fankhauser Solar AG	11
Fronius Schweiz AG	9
FSP Power Solution GmbH	17
Glaromat AG	25
Hager AG	26
Huawei Technologies	13
Krannich Solar AG	30
Kromatix SA	24
Meyer Burger	31
NeoVac ATA AG	12
Novagrid AG	7
Paul Bauder AG	22
Romande Energie	27
Schletter Solar GmbH	10
SMA	29
smartsuna SA	37
Solar Manager AG	20
SolarEdge Technologies GmbH	8
Solarmarkt	14
Solaxess SA	19
Soleco AG	38
Solexis SA	32
Sputnik Engineering International AG	2
sun2wheel AG	33
TRITEC	6
Vögelin GmbH	35
Weidmüller Schweiz AG	15

Liste der Aussteller / Liste d'exposant

Aussteller / Expositant	Nummer
Energie Wasser Bern	1
Sputnik Engineering International AG	2
Ernst Schweizer AG	3
Axpo	4
CKW	5
TRITEC	6
Novagrid AG	7
SolarEdge Technologies GmbH	8
Fronius Schweiz AG	9
Schletter Solar GmbH	10
Fankhauser Solar AG	11
NeoVac ATA AG	12
Huawei Technologies	13
Solarmarkt	14
Weidmüller Schweiz AG	15
3S Swiss Solar Solutions AG	16
FSP Power Solution GmbH	17
Alternative Bank Schweiz	18
Solaxess SA	19
Solar Manager AG	20
Contec AG	21
Paul Bauder AG	22
3E	23
Kromatix SA	24
Glaromat AG	25
Hager AG	26
Romande Energie	27
Egon AG	28
SMA	29
Krannich Solar AG	30
Meyer Burger	31
Solexis SA	32
sun2wheel AG	33
Eternit Schweiz AG	34
Vögelin GmbH	35
Captiva Digital Services	36
smartsuna SA	37
Soleco AG	38



Posterbeiträge Photovoltaik-Tagung 2023, Bern
Poster contribution congrès photovoltaïque 2023

No.	Cat.	Titel	Institution	Contact	E-Mail	Authors
1	A	Fully textured perovskite/silicon tandem solar cell architecture for the PV industry	CSEM SA Rue Jaquet-Droz 1 CH - 2002 Neuchâtel	Quentin Jeangros	quentin.jeangros@csem.ch	X. Yu Chin, D. Türkay, C. M. Wolff, A. Paracchino, K. Artuk, D. Jacobs, Q. Guesnay, F. Sahlí, Q. Jeangros, C. Ballif
2	A	Flexible, bifacial and all-thin-film-tandem solar cell research at Empa	EMPA, Laboratory for Thin Films and Photovoltaics Überlandstrasse 129 CH - 8600 Dübendorf	Simon Moser	simon.moser@empa.ch	M. Krause, S. Moser, S.-C. Yang, H. Lai, R. Kothandaraman, S. Nishiwaki, F. Fu, R. Carron, A. N. Tiwari
3	A	High Efficiency 3-Terminal Perovskite/Silicon Tandems Based on Tunnel Junction IBC	CSEM SA Rue Jaquet-Droz 1 CH - 2002 Neuchâtel	Laurie-Lou Senaud	lls@csem.ch	L.-L. Senaud, M. Kikelj, J. Geissbühler, D. Baetzner, B. Lipovšek, M. Topic, D. Lachenal, C. Ballif, Q. Jeangros, and B. Paviet-Salomon
4	A	Development of passivating contacts using cost-competitive deposition method for next generations of high-efficiency crystalline silicon solar cells	Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL) IMT PV-Lab Rue de la Maladière 71b CH 2002 Neuchâtel	Audrey Morisset	audrey.morisset@epfl.ch	A. Morisset, C. Allebé, A. Descoedres, J. Hurni, S. Libraro, E. Genc, F.-J. Haug, B. Paviet-Salomon, C. Ballif
5	A	Perovskite-based Thin-Film Tandem Solar Cells and Modules	EMPA, Laboratory for Thin Films and Photovoltaics Überlandstrasse 129 CH - 8600 Dübendorf	Fan Fu	fan.fu@empa.ch	F. Fu, R. Kothandaraman, H. Lai, S. Siegrist, M. Krause, S. Nishiwaki, J. Kurisinkal, F. De Giorgi, V. Marrugat, C. Romain, A. N. Tiwari
6	B	The SIRIUS Project: Swiss Pilot Line for Aesthetic and Ultimate Power PV Modules	CSEM SA Rue Jaquet-Droz 1 CH - 2002 Neuchâtel	Jonathan Champliand	jcd@csem.ch	J. Champliand, J. Zhao, N. Badel, L. Baume, L. Perla, A. Barrou, L. Barraud, B. Legradic, [...] D. Baetzner, B. Paviet-Salomon, A. Faes, M. Despeisse, C. Ballif, D. Lachenal
7	B	Thermomechanical simulation analysis on solar cell interconnection and experimental validation.	CSEM SA Rue Jaquet-Droz 1 CH - 2002 Neuchâtel	Louis Jaques	louis.jaques@csem.ch	L. Jaques, A. Faes, F. Mujovi, S. Prabhudesai, G. Cattaneo
8	C	Overview of the project "DELIGHT"—DESIGN and Evaluation of LIGHTweight Composite PV Modules for Integration in Buildings and Infrastructure	Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL) IMT PV-Lab Rue de la Maladière 71b CH 2002 Neuchâtel	Antonin Faes	antonin.faes@csem.ch	U. Desai, F. Lisco, A. Faes, C. Ballif
9	C	Leitfaden Brandprävention "Hohe PV Fassaden >30 m"	Dr. Schüpbach & Muntwyler GmbH Hopfenrain 7 CH - 3007 Bern	Urs Muntwyler	urs_muntwyler@gmx.ch	U. Muntwyler, U. Käser (Hautle - Anderegg AG)
10	D	Life Expectancy of PV Inverters and Optimizers in Residential PV Systems	Berner Fachhochschule (BFH) Technik und Informatik, Photovoltaiklabor Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf	Christof Bucher	christof.bucher@bfh.ch	C. Bucher, J. Wandel, D. Joss
11	D	Performance comparison of Power Optimizer versus String Inverter Systems	ZHAW School of Engineering, IEFE Technikumstrasse 9 CH - 8401 Winterthur	Cyrril Allenspach	alls@zhaw.ch	C. Allenspach, A. F. Baumgartner

No.	Cat.	Titel	Institution	Contact	E-Mail	Authors
12	E	Project SophiA - Sustainable off-grid solutions for pharmacies and hospitals in Africa	SPF Institut für Solartechnik, OST Ostschweizer - Fachhochschule Oberseestrasse 20 CH - 8640 Rapperswil	Christof Biba	christof.biba@ost.ch	C. Biba
13	E	Plateforme Energétique Rurale au Cameroun	Haute Ecole d'Ingénierie et de Gestion du Canton de Vaud (HEIG-VD) Route de Cheseaux 1 case postale CH - 1401 Yverdon-les-Bains	Jean Francois Affolter	jean-francois.affolter@heig-vd.ch	J.-F. Affolter, D. Tsuanyo (CNDT, Cameroun)
14	E	PV-Potenzial auf Infrastrukturen und für weitere, sehr grosse Anlagen im Kanton Zürich	ZHAW Wädenswil Campus Grüntal CH-8840 Wädenswil	Jürg Rohrer	rohu@zhaw.ch	D. Anderegg, S. Strebel, M. Hunziker, J. Rohrer
15	E	Agri-Photovoltaik in der Schweizer Landwirtschaft	ZHAW Wädenswil Campus Grüntal CH-8840 Wädenswil	Jürg Rohrer	rohu@zhaw.ch	S. Strebel, D. Anderegg, M. Jäger, J. Junghardt, J. Rohrer
16	E	Alpine Modell PV-Anlage	ZHAW Wädenswil Campus Grüntal CH-8840 Wädenswil	Jürg Rohrer	rohu@zhaw.ch	S. Strebel, L. Bernhard, M. Wild, J. Rohrer
17	E	Installation of a photovoltaic system on a standard aircraft	Capgemini Engineering 147 Quai du Président Roosevelt FR - 92130 Issy-les-Moulineaux, France	Fatima Zahra Elfatnani Omar Mekouar	fatimazahra.elfatnani@capgemini.com	F. Z. Elfatnani, A. JEAN-MARIE
18	E	Vertikale bifaziale PV Module in der Anwendung von Agri Photovoltaik und Solarzäunen	ZHAW School of Engineering, IEFE Technikumstrasse 9 CH - 8401 Winterthur	Hartmut Nussbaumer	hartmut.nussbaumer@zhaw.ch	H. Nussbaumer, P. Schwer, M. Klenk, G. Tallarico
19	F	Spannungsabhängige Wirkleistungsregelung - Wie PV-Wechselrichter sinnvoll das Netz stützen	Berner Fachhochschule (BFH) Technik und Informatik, Photovoltaiklabor Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf	David Joss	david.joss@bfh.ch	D. Joss (1), C. Bucher (1), M. Zaugg (1), P. Cuony (2), P. Joye (2), C. Käser (2) (1) Berner Fachhochschule (2) Groupe E
20	F	Firm Power Generation	Meteotest AG Fabrikstrasse 14 CH - 3012 Bern	Jan Remund	jan.remund@meteotest.ch	J. Remund, R. Perez
21	G	Zustand alter PV-Steckverbinder	Berner Fachhochschule (BFH) Technik und Informatik, Photovoltaiklabor Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf	Christof Bucher	christof.bucher@bfh.ch	M. Burri, M. Müller, S. Spring, C. Bucher
22	G	Einfluss zukünftiger Wetterdaten auf den Heiz- und Kühlbedarf eines Mehrfamilienhauses mit Photovoltaik und Wärmepumpe	SPF Institut für Solartechnik, OST Ostschweizer - Fachhochschule Oberseestrasse 10 CH - 8640 Rapperswil	Jeremias Schmidli	jeremias.schmidli@ost.ch	J. Schmidli, D. Carbonell, C. Biba
23	G	Hail impact testing: quantitative determination of differences between IEC and VKF procedures through impulse recording	SUPSI-DACD-ISAAC Via Francesco Catenazzi 23 CH-6850 Mendrisio	Mauro Caccivio	mauro.caccivio@supsi.ch	M. Caccivio(1), G. Bellenda(1), D. Forni(2), F. Valoti(1), M. Ceretti(1), M. Ronchi(1), M. Dotta(2), N. Tesio(2), E. Cadoni(2) (1): SUPSI PVLab (2): SUPSI Dynamat lab

No.	Cat.	Titel	Institution	Contact	E-Mail	Authors
24	G	Hagelschäden bei PV-Modulen	SPF Institut für Solartechnik, OST Ostschweizer - Fachhochschule Oberseestrasse 10 CH - 8640 Rapperswil	Evelyn Bamberger	evelyn.bamberger@ost.ch	E. Bamberger
25	G	Intrinsic performance loss rate: decoupling shading losses from photovoltaic system data for reliable degradation estimations	Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL) IMT PV-Lab Rue de la Maladière 71b CH - 2002 Neuchâtel	Hugo Quest	hugo.quest@epfl.ch	H. Quest, A. Virtuani, P. Müller, A. Pena Bello, N. Wyrsch, C. Ballif
26	H	Effect of satellite-derived insolation data on the accuracy of Performance Ratio Estimate's	SUPSI-DACD-ISAAC Via Francesco Catenazzi 23 CH - 6850 Mendrisio	Mauro Caccivio	mauro.caccivio@supsi.ch	E. Özkalay, A. Virtuani, A. Fairbrother, A. Skoczek, G. Friesen, C. Ballif
27	H	DIGERATI: a dynamic graph machine learning solution for short-term PV forecasting	CSEM SA Rue Jaquet-Droz 1 CH - 2002 Neuchâtel	Rafael Carrillo	rafael.carrillo@csem.ch	R. Carrillo, B. Schubnel, R. Langou, P.-J. Alet
28	H	Das Potenzial der alpinen PV-Anlagen in der Schweiz	Meteotest AG Fabrikstrasse 14 CH - 3012 Bern	Lukas Meyer	lukas.meyer@meteotest.ch	J. Remund, L. Meyer, A.-K. Weber
29	H	Sizing tool for small PV installation	HES-SO Valais-Wallis Rue de l'Industrie 23 CH 1950 - Sion	Pierre-Vincent Broccard	pierre-vincent.broccard@hevs.ch	P.A. Broccard, C. Ellert
30	H	I-V Curve Simulation of Curved PV Modules for Vehicle Integration under various irradiation conditions	CSEM SA Rue Jaquet-Droz 1 CH - 2002 Neuchâtel	Antonin Faes	antonin.faes@csem.ch	F. Mujovi, J. Levrat, A. Faes, et al.
31	K	Micro Stockage Intelligent Distributed(SFOE MSID)	HES-SO Valais-Wallis Route de Rawil 47 CH - 1950 Sion	David Wannier	david.wannier@hevs.ch	D. Wannier, J. Vianin, H. Pereira, J.-M. Alder, J. Ferreira da Silva
32	K	Plattform zur Etablierung zirkulärer Geschäftsmodelle (z.B. Reuse) in CH-Solarindustrie	Berner Fachhochschule (BFH) Technik und Informatik Quellgasse 21, CH - 2501 Biel	Roger Nyffenegger	roger.nyffenegger@bluewin.ch	R. Nyffenegger, Ä. Boukhatmi, F. Giddey (Swissolar), P. Zopp (SENS eRecycling)
33	L	Businessplan für Vehicle Integrated PV (VIPV - Solarmobile) IEA TC PVPS Task 17	Dr. Schüpbach & Muntwyler GmbH Hopfenrain 7 CH 3007 - Bern	Urs Muntwyler	urs_muntwyler@gmx.ch	U. Muntwyler, E. Schüpbach

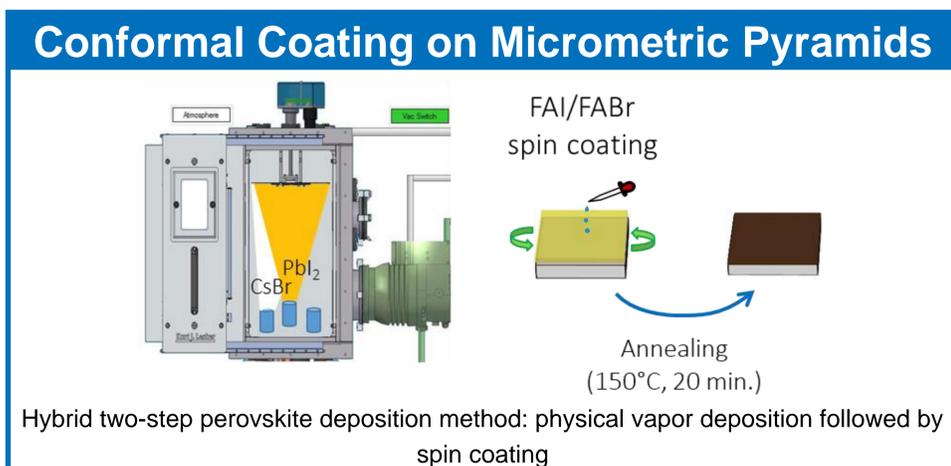
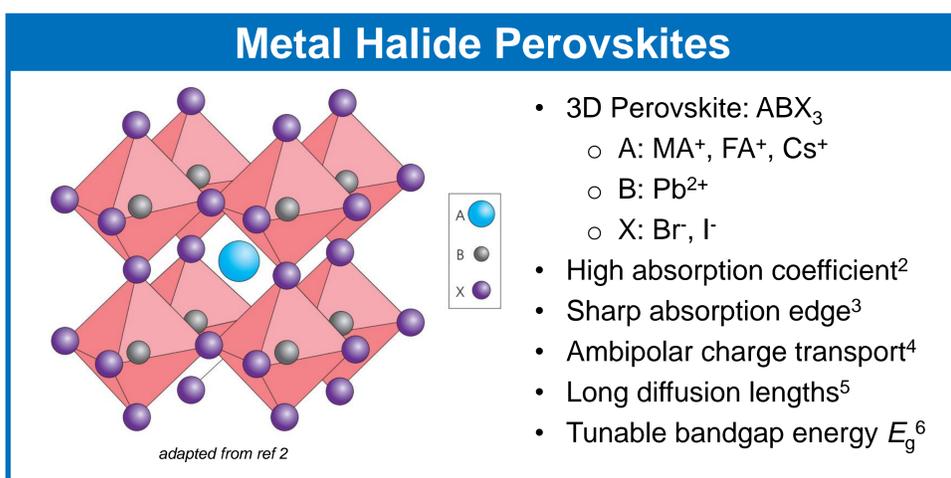
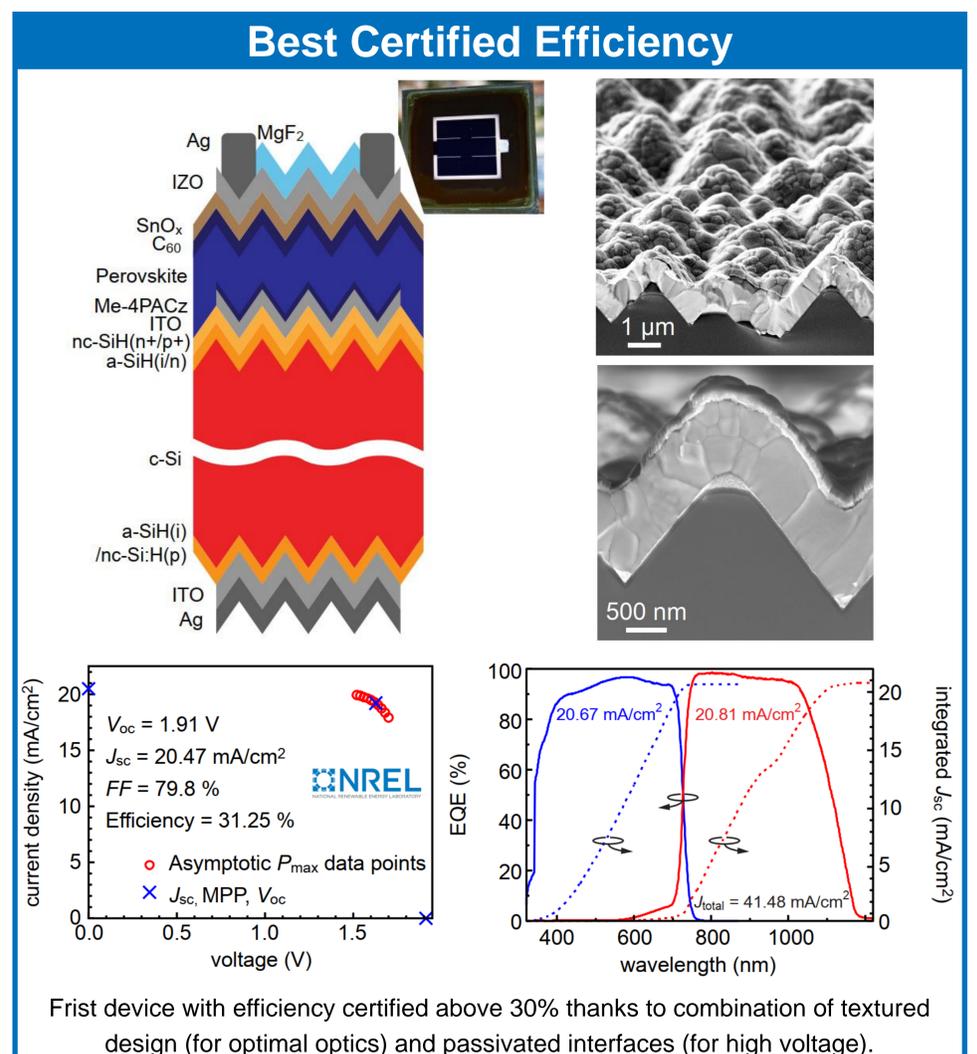
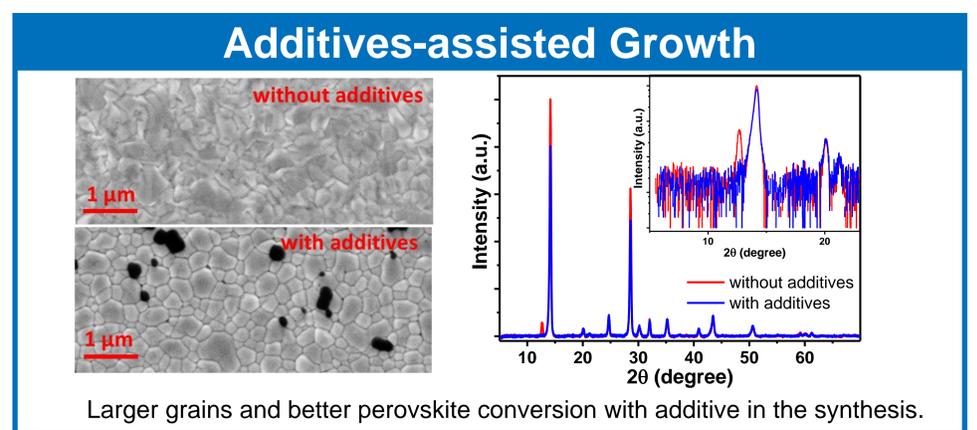
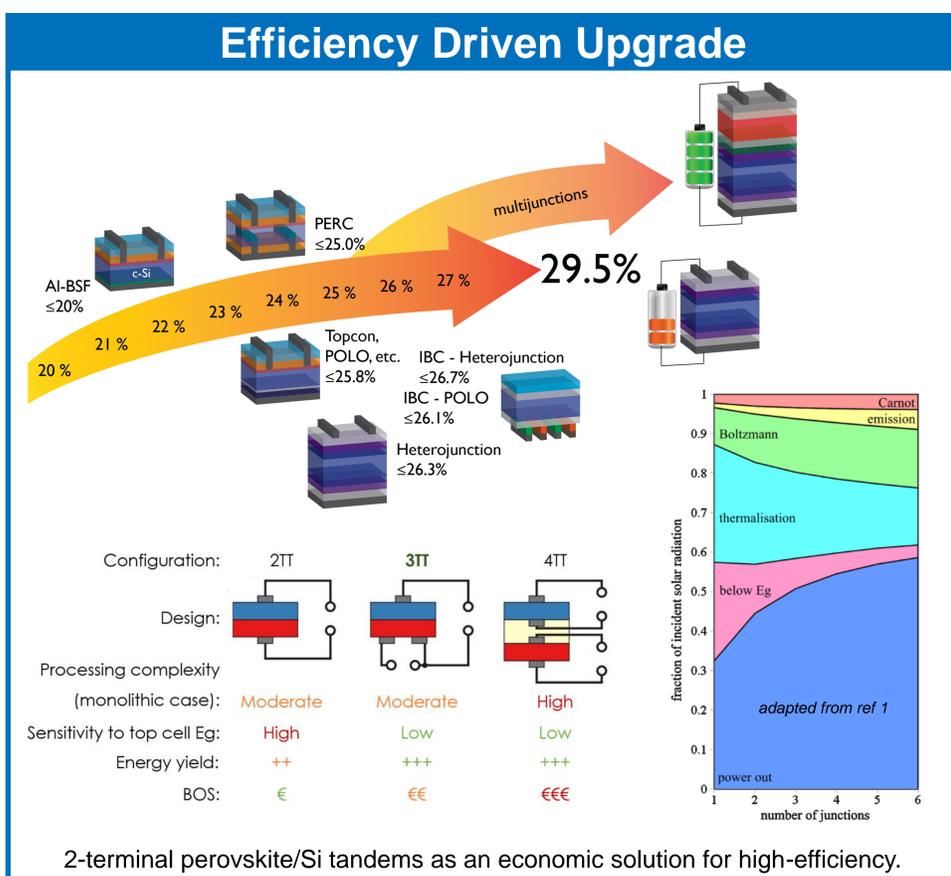
Fully Textured Perovskite/Silicon Tandem Solar Cell Architecture for the PV Industry

Xin-Yu Chin^{1,2}, Deniz Türkay¹, Adriana Paracchino², Kerem Artuk¹, Daniel Jacobs¹, Christian M. Wolff¹, Quentin Guesnay¹, Florent Sahli², Quentin Jeangros², and Christophe Ballif^{1,2}

¹ Photovoltaics and Thin-Film Electronics Laboratory (PV-Lab), Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL), Neuchâtel, Switzerland.

² Centre Suisse d'Électronique et de Microtechnique (CSEM), Neuchâtel, Switzerland.

Abstract. Silicon solar cells are approaching their maximum power conversion efficiency limit of about 29%, which will eventually slow down the progress of photovoltaics. However, this limitation can be overcome by using advanced device designs that stack multiple solar cells into a single device to maximize the use of solar energy. In this study, we propose an improved tandem device that combines a perovskite layer with a silicon bottom cell that features micrometric pyramids for optimal optics, as commonly used in the silicon PV industry. By using a specific additive during the manufacturing process, we are able to tune the perovskite crystallization process and reduce losses that occur at the interface between the perovskite layer and the electron-selective contact. Our device, with a total active area of 1.17 cm², achieve a **certified power conversion efficiency of 31.25%**. These results show a path on how to upgrade industrial silicon solar cells with a perovskite to boost performance.



References

- Hirst et al., Prog. Photovolt: Res. Appl., 19, 286–293 (2011)
- Green et al., Nature Photonics, 8, 506–514 (2014)
- S. De Wolf et al, J Phys Chem Lett. 5, 1035–1039 (2014)
- Chin et al, Nat Commun. 6, 7383 (2015).
- Stranks et al, Science, 342, 341–344 (2013).
- Jacobsson et al, Energy Environ. Sci. 9, 1706–1724 (2016).

AdAstra: different approach for silicon-based tandem solar cells using perovskite on back-contacted devices with three-terminal wiring to go beyond 30 % power conversion efficiency.

L.-L. Senaud¹, Jonas Geissbühler¹, Miha Kikelj², Florent Sahli¹, Christmann¹, Nicolas Badel¹, Patrick Wyss¹, Antoine Descoedres¹, Xin Yu Chin¹, Soo-Jin Moon¹, Quentin Jeangros¹, Bertrand Paviet-Salomon¹, Christophe Ballif¹, Derk Bätzner³, Damien Lachenal³

¹Centre Suisse d'Électronique et de Microtechnique (CSEM), Rue Jaquet-Droz 1, 2002 Neuchâtel, Switzerland

²University of Ljubljana, Faculty of Electrical Engineering, Tržaška cesta 25, SI-1000 Ljubljana, Slovenia

³Meyer Burger Research AG, Rouges-Terres 61, CH 2068 Hauterive

AdAstra aims to outperform the current mainstream PV technologies by demonstrating three-terminal tandem photovoltaic devices based on interdigitated back-contacted crystalline silicon bottom cells and perovskite top cells with > 30 % stable conversion efficiency at a cost of ownership < 20 c€/Wp.

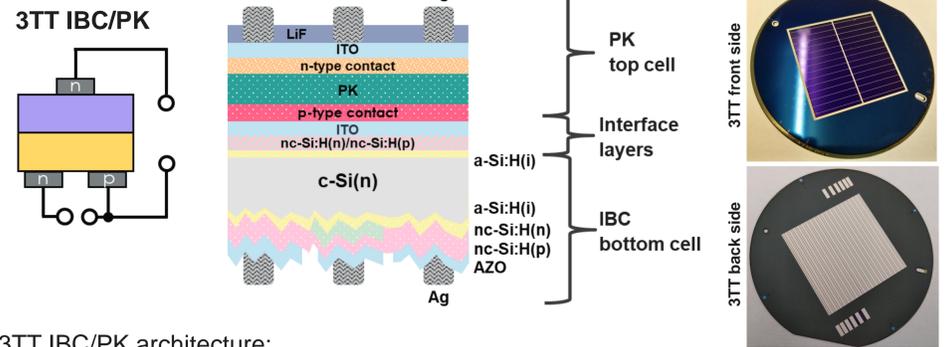
Three-terminal tandem (3TT) solar cells

Tandem solar cells – various configurations

Configuration:	2TT	3TT	4TT
Design:			
Sensitivity to top cell Eg:	High	Low	Low
Energy yield:	++	+++	+++
BOS:	€	€ €	€ € €
Process complexity:	Moderate	Moderate	High

- No constraint of current matching between subcells
- Subcells operated independently at their MPP
- Back contact shared by both subcells → minimization of parasitic absorption

3TT IBC/PK solar cells



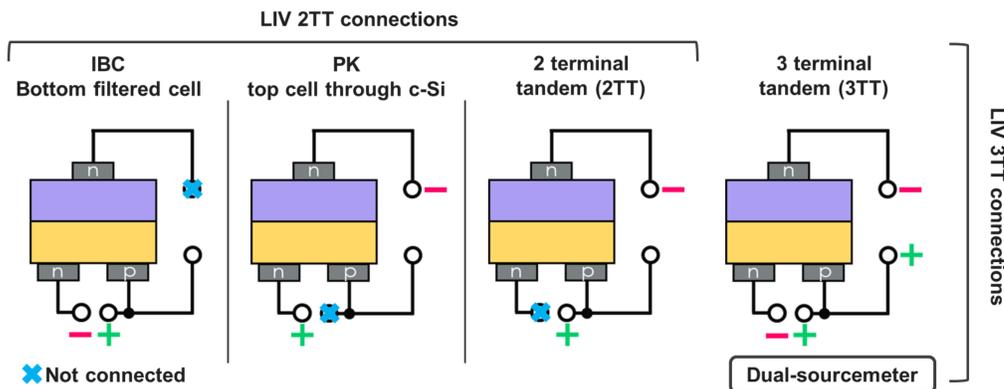
3TT IBC/PK architecture:

- Size 24.5 cm²
- Single side textured c-Si(n) wafer
- SHJ IBC with tunnel junction technology^[1]
- Full area interface layers
- PK deposition with spin coating (p-i-n)
- Front ITO with shadow mask to define the cell area
- Front grid metallization with one middle busbar

[1] Tomasi et al, Nat Energy 2, 17062 (2017)

3TT investigation – interconnection and characterizations

Four different connection schemes:

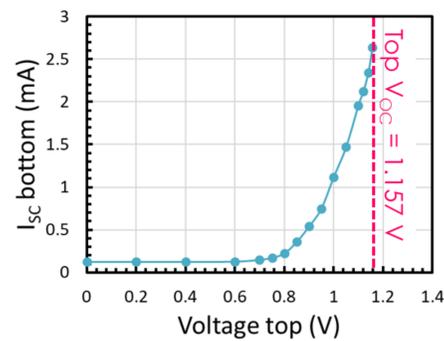


Full LIV curves and parameters of the bottom, top and 2TT cells measured independently

→ opens the way for deeper investigation and understanding of tandem devices

Cell	eff (%)	FF (%)	J _{SC} (mA/cm ²)	V _{OC} (mV)	J _{MPP} (mA/cm ²)	V _{MPP} (mV)
2TT	24.6	72.9	18.5	1828	16.3	1477
bottom	10.2	78.8	18.4	700	17.2	591
top	14.4	69.6	18.4	1127	16.4	881

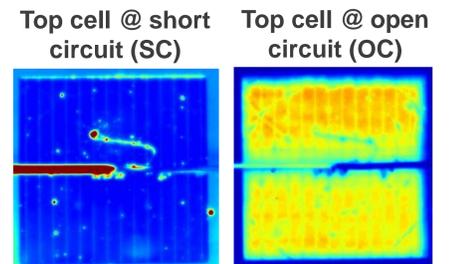
Luminescent coupling



Maximal short circuit current (I_{SC}) for the top @OC = 2.64 mA

→ Direct measurement of the luminescent coupling between the top and the bottom cell

PL images of the top cell



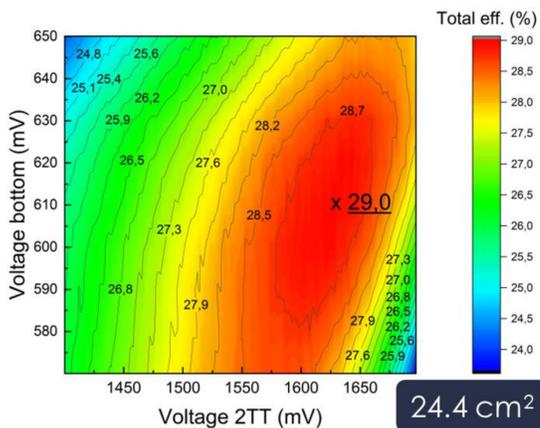
- Too high current to be explained by the V_{OC} of the PK → Investigation of the model given in literature on-going^[1,2]
- Topic of upcoming publication

[1] Jäger et al., Solar RRL, vol. 5, 3 (2021)

[2] Caprioglio et al., Adv. Energy Material, vol. 9, 33 (2019)

3TT devices – world record efficiencies for single cell and string interconnection

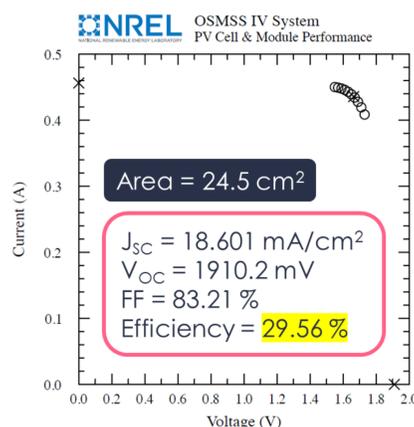
3TT efficiency mapping



- Voltage of the bottom fix and voltage of the 2TT swept
- Sum of the two powers to get the total efficiency

Efficiency up to 29.0 % on 24.4 cm² measured in 3TT configuration (in-house)

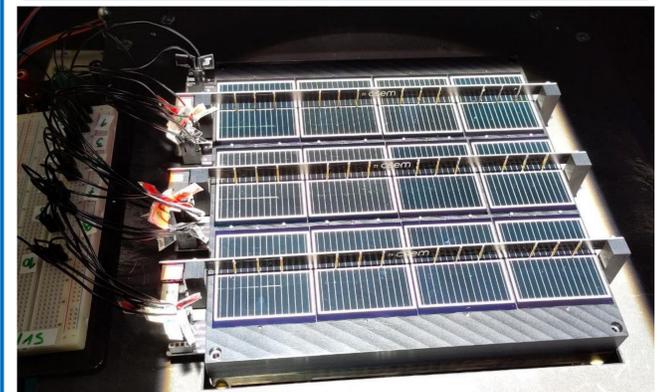
2TT certification



- Certification not yet possible in 3TT configuration
- Higher efficiency expected when measured in 3TT conf.

World record efficiency for such Si/PK tandem size of 24.5 cm² → promising for upscaling

3TT string interconnection



Config	Isc (mA)	Voc (mV)	FF (%)	eff
2TT	469.4	22969.1	67.3	24.2
3TT - 2/1s	1399.6	6462.2	66.7	20.1
3TT - 3/2s	2342.1	3270.2	64.1	16.4

First experimental proof of concept of 3TT solar cells interconnection in module string configuration

Development of passivating contacts using cost-competitive deposition method for high-efficiency silicon solar cells

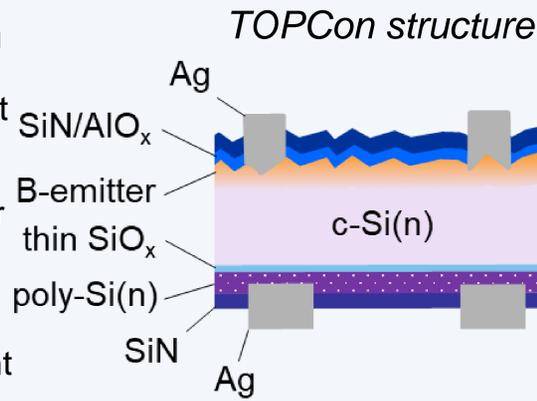
Audrey Morisset¹, Christophe Allebé², Antoine Descocedres², Julien Hurni¹, Sofia Libraro¹, Ezgi Genc¹, Franz-Josef Haug¹, Bertrand Paviet-Salomon² and Christophe Ballif^{1,2}

¹EPFL, Institute of Electrical and Microengineering (IEM), Photovoltaics and Thin Film Electronics Laboratory (PV-Lab), Maladière 71b, 2002, Neuchâtel, Switzerland

²CSEM, Sustainable Energy Center, Rue Jaquet-Droz 1, 2000 Neuchâtel, Switzerland

Context

- TOPCon* is the new mainstream silicon solar cell with conversion efficiencies > 25% in the industry¹
- LPCVD** is broadly used in the industry to deposit the poly-Si layer that passivates the rear side
- PVD*** is a promising alternative with potential for high throughput and simpler processing
- Within iPrecise and DELAPS projects we aim at integrating PVD poly-Si layers at the rear and front side of high-efficiency silicon solar cells



	LPCVD	PVD
Industrial	Yes	Yes
Asymmetric doping	No	Yes
Layer tunability	Low	High
Single side deposition	No	Yes
Production throughput	High	High
Hazardous gases	Yes	Optional
Vacuum	Low	High
Equipment cost	Medium	Medium

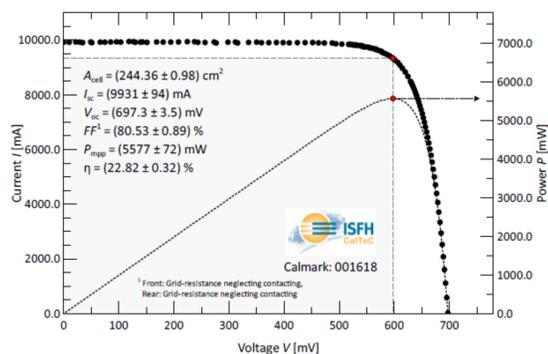
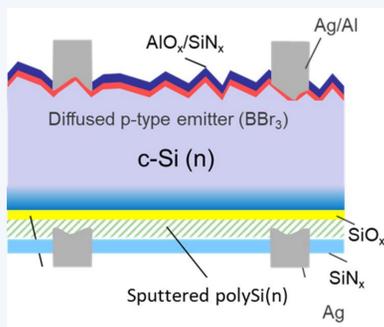
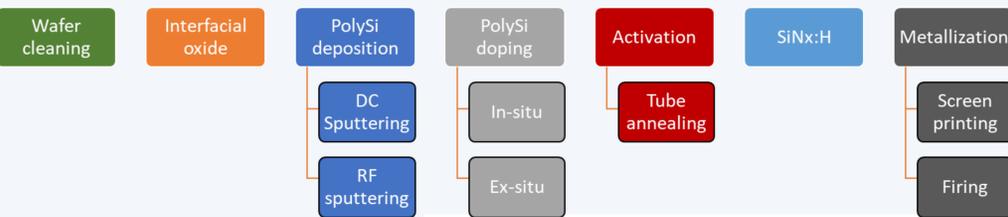
**LPCVD: Low Pressure Chemical Vapour Deposition
***PVD: Physical Vapour Deposition

*TOPCon: Tunnel Oxide Passivated Contact

1 – Integration of PVD poly-Si at the rear

- PVD poly-Si layers were optimized to find best compromise between passivation of the silicon substrate and charge carrier collection at the metal electrode
- The optimized layers were integrated at the rear side of TOPCon solar cells featuring a surface area of 244 cm². Efficiencies up to 22.8% could be obtained²
- Process is currently upscaled to an in-line PVD reactor to demonstrate its potential for industrial manufacturing

Process flow for solar cell fabrication:

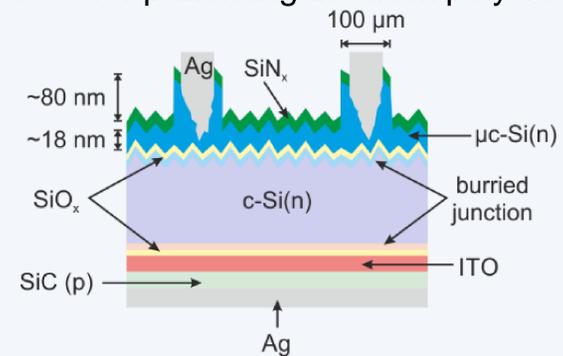


In-line PVD reactor:



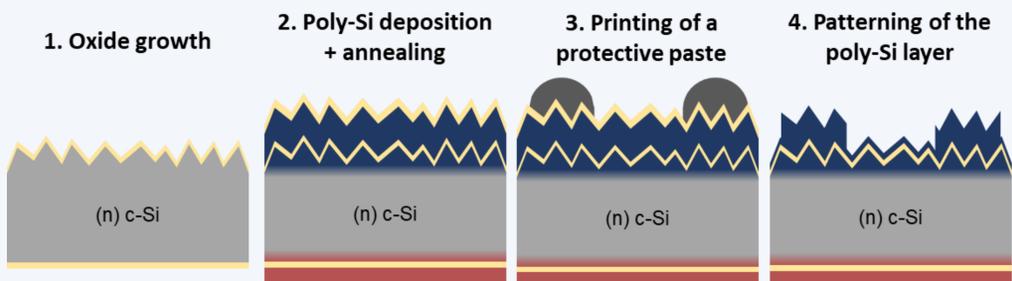
2 – Integration of poly-Si at the front

- To further improve the V_{oc} , a poly-Si passivating layer should also be integrated at the front
- To obtain a high V_{oc} without hindering the photo-generation of charge carriers, the front poly-Si must be patterned so that it remains thick only below the metal contacts
- Proof-of-concept solar cells were fabricated using a mask during deposition of the front poly-Si layer → efficiencies up to 21.7% could be obtained for 2x2 cm² devices³
- Current work is focused on development of a more industrial-friendly process for patterning the front poly-Si layer



Eff. (%)	FF (%)	V _{oc} (mV)	J _{sc} (mA/cm ²)
21.72	79.7	711.2	38.32

Process considered for industrial patterning of front poly-Si:



Conclusion & Perspectives

- PVD is a promising deposition method to fabricate poly-Si passivating layers with high throughput and simple processing
- The integration of PVD poly-Si layers at the rear side of large area TOPCon devices enabled conversion efficiencies up to 22.8%
- Our current work is focused on upscaling the PVD process and integrating poly-Si layers at the front side of silicon solar cells

References

Y. Chen, et al., Prog Photovolt Res Appl. (2022) 1-11.
A. Ingenito et al., Solar Energy Materials and Solar Cells, 249 (2023) 112043.
F. Meyer et al., Solar Energy Materials and Solar Cells, 235 (2022) 111455.

Acknowledgements

The authors gratefully acknowledge funding within the OFEN projects "iPrecise" (Grant No. SI/502115-01) and "DELAPS" (Grant No. SI/502207-01).

Overview of the project “DELIGHT” — Design and Evaluation of LIGHTweight Composite PV Modules for Integration in Buildings and Infrastructure

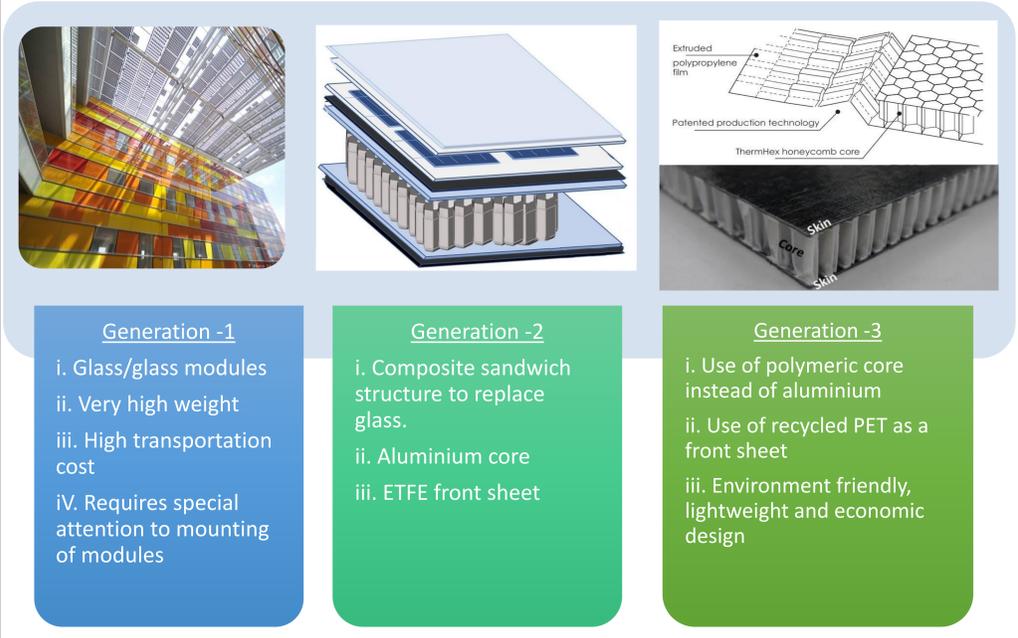
U. Desai^{1,*}, F. Lisco^{1,2}, A. Faes^{1,3}, N. Pervan⁴, S. Feldbacher⁴, G. Oreski⁴, Y.Voronko⁵, G.C. Eder⁵, M. Caliskan Arslan⁶, C. Ballif^{1,3}

¹ PV-lab, Institute of Electrical and Microengineering (IEM), Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL), Neuchâtel, 2000 Switzerland, ² 3S Swiss Solar Solutions AG, Schorenstrasse 39, 3645 Thun, Switzerland, ³ CSEM, PV-Center, Rue Jaquet-Droz 1, CH-2002 Neuchâtel, Switzerland, ⁴ Polymer Competence Center Leoben, Roseggerstrasse 12, 8700 Leoben, Austria, ⁵ OFI, Austrian Research Institute for Chemistry and Technology, Vienna, Austria, ⁶ KalyonPV Research and Development Center, Kalyon Günes Teknolojileri Üretim A.Ş., 06909 Ankara, Turkey.

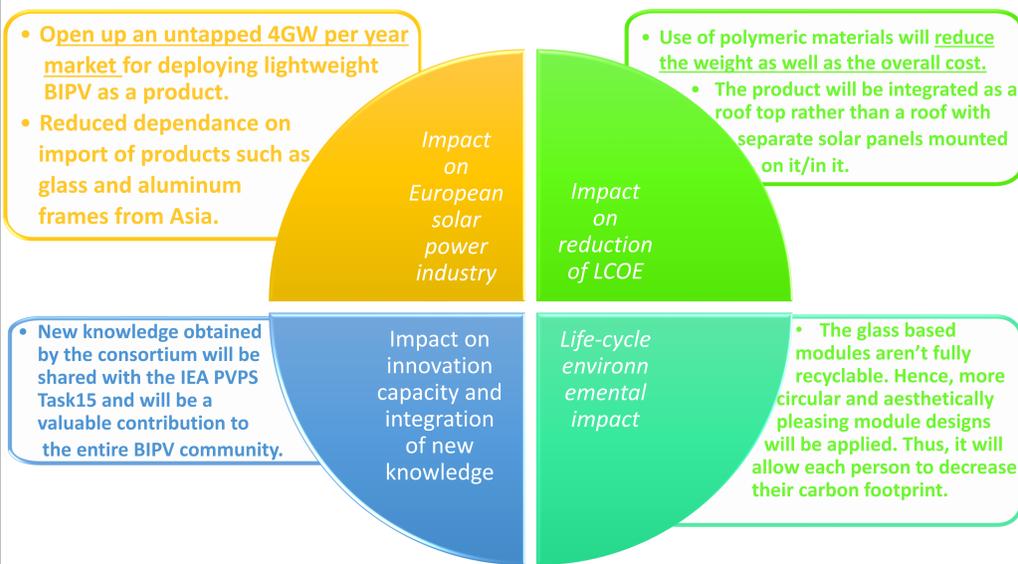
*: Corresponding author: umang.desai@epfl.ch, Tel: +41 21 69 54 478

1. Introduction and motivation:

- Project ‘DELIGHT’ addresses the quest of resolving the challenges associated with fabrication & commercialization of the lightweight building integrated photovoltaic (BIPV) modules using the materials sourced from Europe.
- This 3-years project brings together the leading experts of their respective domains, with a common goal to rapidly develop a commercial lightweight PV product using environment-friendly materials (e.g., recycled PET).
- Distinct features of the project include realizing a BIPV product that is:
 - ✓ Aesthetically pleasing,
 - ✓ Weighing less than 6 kg/m²,
 - ✓ Reliable against mechanical and environmental stressors,
 - ✓ Electrically safe and tolerant to partial shading.



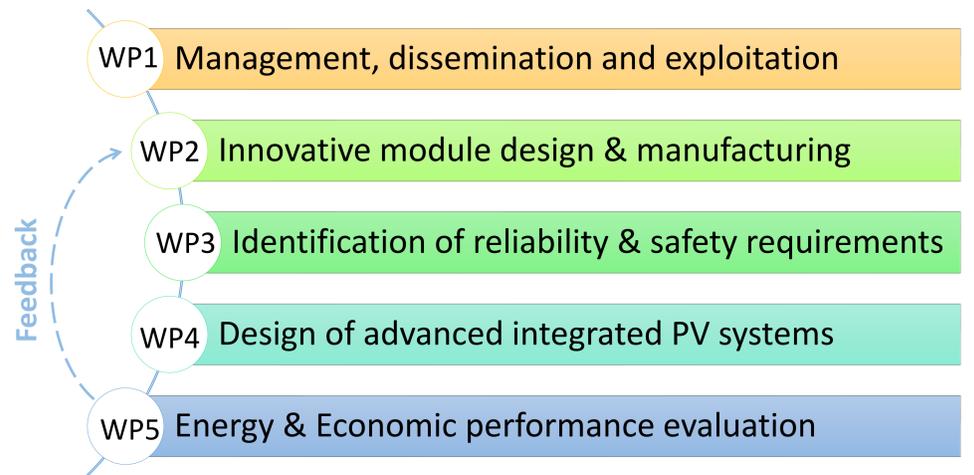
2. Impact of the project



3. The consortium and the deliverables of EPFL in it:

- The DELIGHT project brings together leading experts in the field of photovoltaics to carry on a research line in the field of lightweight PV modules.
- EPFL and IMEC** have demonstrated the capacity to manufacture reliable glass-free PV structures using composite materials.
- IMEC and Kalyon** will work towards improving module designs and efficiency.
- Rembrandtin, PCCL and OFI** will work on the integration of novel and more sustainable materials, like non-fluorinated polymer front sheets, composite backsheet made of recycled polymers (**Econcore**), or colored encapsulants (**Solaxess, EPFL**) and to scale up lightweight PV modules.

Work-flow:



Deliverables of EPFL:

- The objectives defined under WP3 (Identification of reliability & safety requirements) will be the responsibility of EPFL. The present day challenge is to widely demonstrate BIPV in real buildings to be able to ensure performance, reliability, durability, and replicability in a cost competitive way.
- EPFL will primarily work towards designing the tests and performing the reliability tests with the following specific goals:
 - ✓ Increase the understanding of potential failure mechanisms,
 - ✓ Implement mitigation strategies to prevent degradation,
 - ✓ Align and extend lifetime of BIPV solutions to service lifetime of other building products (35+ years).

4. Initial Exhibits:

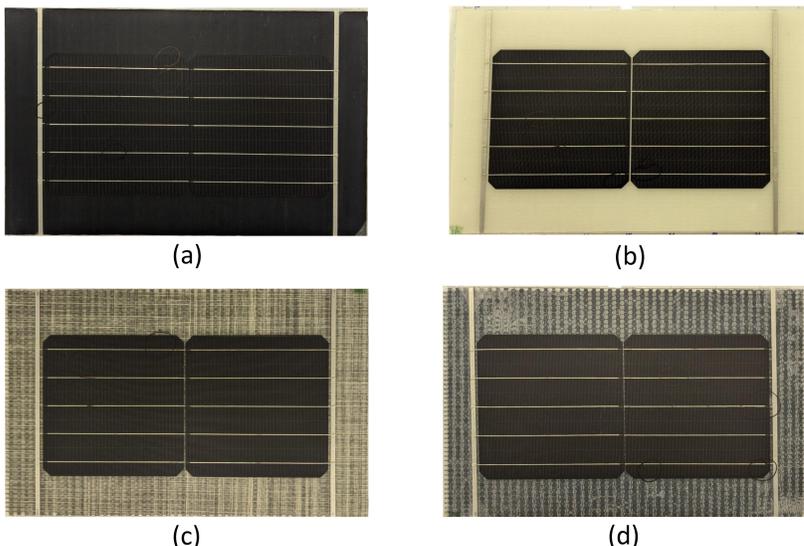


Table 1: Details for each type of lightweight architectures shown in figure 1. Note that, all the lightweight modules have architecture of PET front-sheet/encapsulant/solar-cells/encapsulant/skin/core/skin.

Exhibit #	Colour	Thickness	Composition		Weight (g)
			Core	Skin	
(a) PPGF6	Black	12 mm	White PP core	Black PP/GF	451
(b) PPGF8	White	12 mm	White PP core	White PP/GF	483
(c) PETGF	black core + greyish skins	11 mm	Black PET core	Greyish PET/GF	421
(d) BOPET	black core + transparent skins	10 mm	Black PET core	Transparent BOPET	334

Figure 1: Representative images of lightweight modules having polymeric cores: (a) PPGF6, (b) PPGF8, (c) PETGF, (d) BOPET. The details of the architecture has been presented in table 1.

Planungsleitfaden für hohe PV Fassaden (> 30 Meter)

Urs Muntwyler, Dr. Eva Schüpbach (Dr. Schüpbach & Muntwyler GmbH, 3007 Bern), urs_muntwyler@gmx.ch

Urs Käser (Hautle-Anderegg AG), Christian Renken (CRenergie GmbH), Jörg Rothenbühler (Emch+Berger Revelio AG)

Einleitung

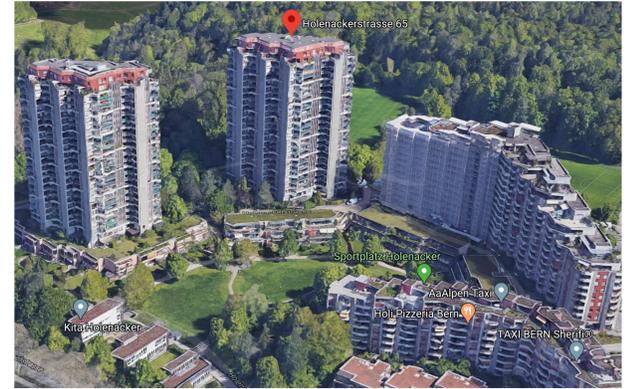
PV Module als Fassadenelemente erreichen heute die Anforderung an den Brandbeitrag der Kategorie RF 1 (resistance du feu RF) nicht. Dies aufgrund des Aufbaus der PV Module mit mehreren Schichten, darunter Kunststofffolien. Dazu kommen Verkabelungen, eventuell Optimierungs-Elektronik, die eine Brand- bzw. Zündquelle sein könnten oder zur Brandlast beitragen. Um diese Probleme zu untersuchen, und um PV Fassaden über 30 Meter nicht einfach zu verbieten, hat die Gebäudeversicherung Bern (GVB) die Erarbeitung eines Leitfadens «Photovoltaik Brandprävention bei hohen PV - Fassaden» initiiert. Der Leitfaden wird von einem interdisziplinären Team - bestehend aus Brandschutzexperten, PV Fassaden-, PV-Systemexperten sowie Elektrofachleuten - erstellt.

Gebäudeversicherung Bern (GVB) legt vor: Ziele des Leitfadens

Im Leitfaden werden Schutzziele für verschiedene Gebäudekategorien formuliert. Erreicht werden sollen diese Schutzziele mittels baulichen und konstruktiven Massnahmen.

Zusammenarbeit und Unterstützung

Die Erarbeitung des Leitfadens wird nicht nur von der GVB unterstützt, sondern darüber hinaus von der zweitgrössten Wohnbaugenossenschaft (Fambau) in der Schweiz. Von der Fambau stammen auch die zwei Praxisbeispiele im Holenacker in Bern West. Das Bundesamt für Energie BFE finanziert das Vorhaben als P- und D-Projekt.



Die beiden Hochhäuser im Holenacker 65 und 85 in Bern West
Foto: Urs Muntwyler

Workshop «Entwurf Leitfaden hohe PV Fassaden» Montag 24. April 2023, GIBB-Aula, Lorraine, Bern

Programm Vormittag 09.30-12.00

Projekt «Entwurf Leitfaden hohe PV Fassaden»
Urs Muntwyler

Holenacker PV Fassaden Alexander Schaller, Fambau

Input, Sichtweise+Motivation der GVB David Sauser

Vorstellung Schutzziele und Massnahmen, Urs Käser

Umsetzung in PV Fassaden-Technik, Christian Renken

Umsetzung PV System-/Elektrotechnik, Jörg Rothenbühler

Fragen/ Input zum Entwurf des Leitfadens, Alle

Nachmittag (Teil 1: 13.15-15.00)

Abfahrt ab GIBB -> Baustelle Holenacker 65+85

Baustellenbesichtigung in 3 Gruppen je 20 Minuten

Technik Gesamtprojekt Holenacker 65+85 Fambau

PV Fassaden-Systemtechnik Jörg Rothenbühler

Brandschutzmassnahmen am Bau Urs Käser

Avancis PV Modul und weitere Module

Urs Muntwyler, Christian Renken

Fragen auf der Baustelle / 14.30 Rückfahrt zu GIBB

Nachmittag (Teil 2: 15.00-16.30)

15.00 Kosten hohe PV Fassaden Christian Renken

15.30 Beispiele von Hochhäusern/mögliche Lösungen

Urs Muntwyler, Urs Käser

16.30 Ende der Veranstaltung

Anmeldung E-Mail an: urs_muntwyler@gmx.ch (begrenzte Teilnehmerzahl) **Kosten: CHF 480**

Vorankündigung «Definitiver Leitfaden PV Fassaden an Hochhäusern» / 23. November 2023

Veranstaltungsort Bernische Gebäudeversicherung (GVB) in Ittigen

Zielpublikum Ingenieurbüros / Architekten / Fassaden- und PV Planer / Brandschutzexperten / Baubehörden / PV Firmen / Architekten und Bauherren grösserer Objekte

Programm

Es werden der **definitive Leitfaden** abgegeben und im Detail vorgestellt (siehe auch Tagung vom 24. April), sowie auf dem Leitfaden basierende bauliche Lösungen plus Brandtests von PV Fassaden präsentiert

Kosten CHF 490 (inkl. Verpflegung und Leitfaden) – begrenzte Teilnehmerzahl

Anmeldung E-Mail an: urs_muntwyler@gmx.ch (Dr. Schüpbach & Muntwyler GmbH, 3007 Bern)

Verdankungen

Wir sind dankbar für die Finanzierung durch das Bundesamt für Energie (BFE) und schätzen die Zusammenarbeit mit der Gebäudeversicherung Bern (GVB) sowie der Fambau Wohnbaugenossenschaft. Wertvollen fachlichen Input haben wir auch erhalten vom kantonalen Feuerwehrverband VKF, anderen Akteuren im Fassadenbau sowie verschiedenen Gebäudeversicherungen.

Kontakt

Urs Muntwyler, c/o Dr. Schüpbach & Muntwyler GmbH, Hopfenrain 7, 3007 Bern, E-Mail: urs_muntwyler@gmx.ch

Life Expectancy of PV Inverters and Optimizers in Residential PV Systems

Dr. Christof Bucher, Dr. Jasmin Wandel, David Joss, 21. Schweizer Photovoltaik-Tagung 2023, Bern
This poster was presented in similar form at the WCPEC in Milano, September 2022

The average Time To Failure (TTF) of PV inverters and PV optimizers is investigated in this paper. The focus is on residential and small commercial systems. The data used in this paper includes 1195 PV systems consisting of 2121 inverters and 8542 optimizers. After 15 years, 34.3 percent of systems show a first failure. The most important factors influencing the TTF are the installation location of the inverter, the manufacturer and the inverter topology.

Introduction

PV inverters are typically said to have a life expectancy of 15 years and must therefore be replaced once in the service time of a typical PV system. In a study by the Bern University of Applied Sciences (BFH), the life expectancy of PV inverters is investigated. The study uses the mean time to energy-related failures (TTF) as the relevant parameter.

Available Data

Data is gathered from three sources between March and May 2022:

1. By means of an online survey, mainly filled in by private owners / operators of PV systems (343 systems).
2. Data of the PV system portfolio of a professional PV system operator (83 systems).
3. Data of the PV system portfolio from professional PV system installers and operators (769 systems).

Data Correction

Due to inhomogeneous data sources, several error detection measures are undertaken:

- Deletion of incomplete or unrealistic data sets
- Creation of a consistent nomenclature
- Correction of obvious errors

source of Data	no of sys.	total power (kVA)	no of inv.	no of inv. per sys	power per sys (kVA)	power per inv. (kVA)
priv. owner	343	6172	546	1.6	18	11.3
prof. owner	83	7050	314	3.8	84.9	22.5
prof. installer	769	13443	1261	1.6	17.5	10.7

Table 1: Data sources

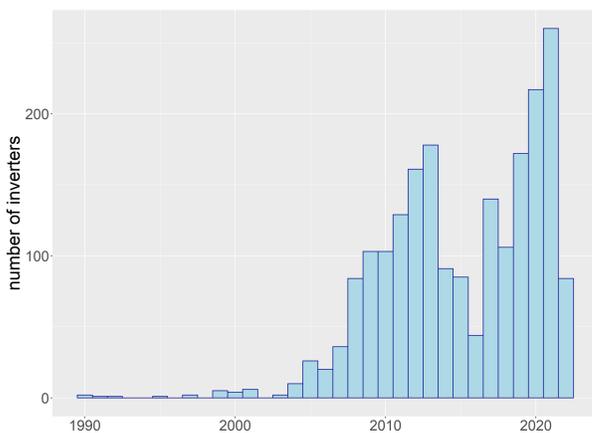


Figure 1: Number of inverters by commissioning year.

Survival Curves

In order to assess the reliability of the inverters, the duration until the first energy-relevant fault occurs is considered. This duration is defined as Time to Failure (TTF).

The TTF is calculated and plotted using the concept of the Kaplan-Meier estimator (Kaplan-Meier survival curve). The survival curve shows what percentage of the population is still alive after how many years.

In order to eliminate the influence of dependent variables, data is filtered for several properties before survival curves are computed. Homogeneous distributions of variables are assumed. This means that all variables are weighted equally when considering the differences between the survival curves of different variables.

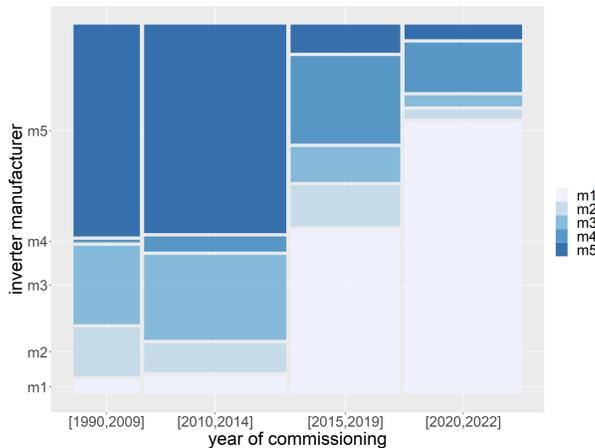


Figure 2: Mosaic showing inverter manufacturer, place of installation and inverter power.

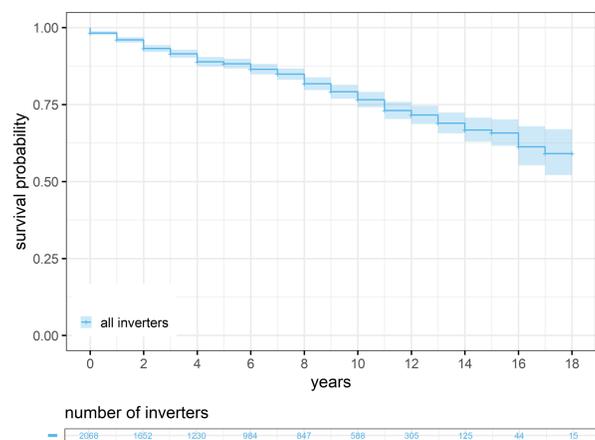


Figure 3: Survival curve of all inverters including inverters with optimizers

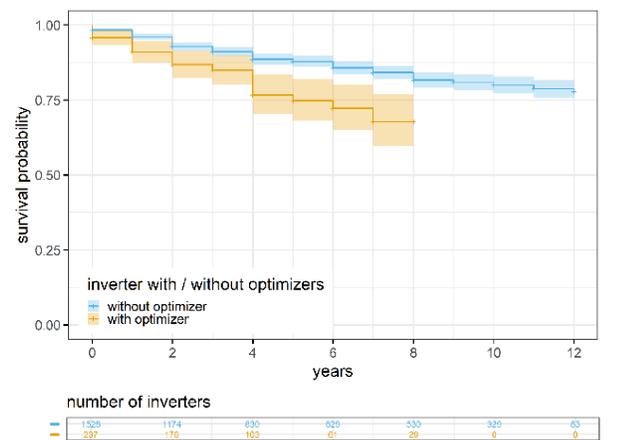


Figure 4: Survival curve for inverters with and without optimizers

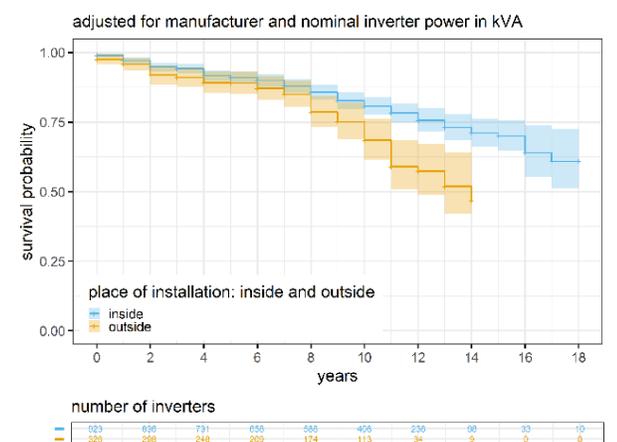


Figure 5: Survival curve for inverters installed inside and outside, adjusted for manufacturer and nominal inverter power.

Results and Conclusion

The results across all inverters and power optimizers examined show that over 65 percent of inverters do not have a yield-relevant fault by their 15th year of operation.

Furthermore, the investigation shows that the TTF is dependent on various factors, in particular:

- **Manufacturer:** Different manufacturers have different TTF.
- **Power:** More powerful inverters have shorter TTFs; individually considered power optimizers have the largest TTFs. However, the overall reliability of a PV system increases significantly with the reduction in the number of power electronic components.
- **Installation location:** Outdoor power electronics have a shorter TTF than indoor power electronics.
- **Topology:** In PV systems with inverters with power optimizers, the first fault occurs earlier than in PV systems that do not have power optimizers.

Performance of Power Optimizer versus String Inverter Systems

C. Allenspach and F. Baumgartner

Zurich University of Applied Sciences (ZHAW)
Institute of Energy Systems and Fluid-Engineering (IEFE)
Technikumstrasse 9, CH-8401 Winterthur, Switzerland

E-Mail: bauf@zhaw.ch; Web: www.zhaw.ch/~bauf

Research

[QR-Code]
[to]
[Paper]

Indoor laboratory measurements

- DC/DC-efficiency indoor measurements [$\pm 0.2\%$ to $\pm 0.8\%$ ($k=1$)] of various power optimizers by different manufacturers.

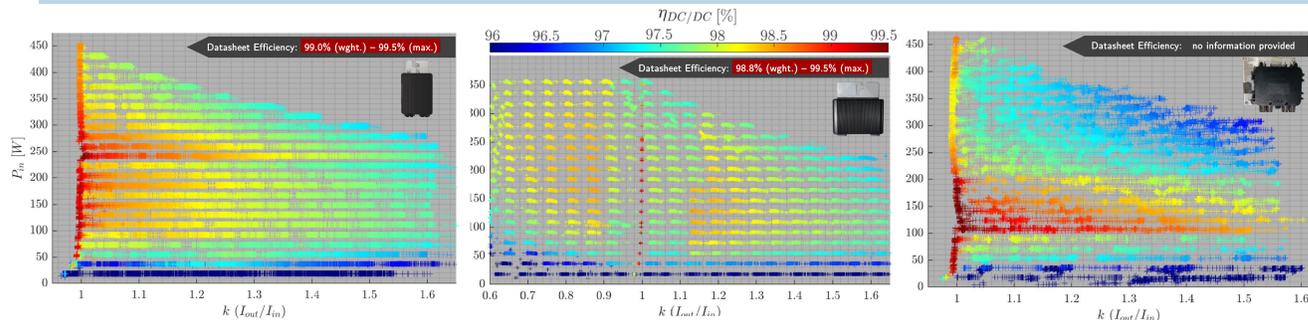


Figure 1 – DC/DC-efficiency measurement of the Huawei SUN2000-450W-P at input voltage of $U_{IN} = 35V$ as a function of the current ratio, $k_1 = [0.6 : 1.65]$ and input power, $P_{IN} = [0.05 : 1] \cdot P_{Rated}$
Figure 2 – DC/DC-efficiency measurement of the SolarEdge P370 at input voltage of $U_{IN} = 35V$ as a function of the current ratio, $k_1 = [0.6 : 1.65]$ and input power, $P_{IN} = [0.05 : 1] \cdot P_{Rated}$
Figure 3 – DC/DC-efficiency measurement of the Tigo TS4-R-O at input voltage of $U_{IN} = 35V$ as a function of the current ratio, $k_1 = [0.95 : 1.65]$ and input power, $P_{IN} = [0.05 : 1] \cdot P_{Rated}$

Abstract

The ZHAW IEFE is involved in the performance research of power optimizer systems, which is funded by the Swiss Federal Office of Energy.^[1, 2] The ZHAW PV shading simulation tool was compared to commercial tools, which show forecasts of additional yield by power optimizer systems with percentages in the double digits (PVSyst: 7.2% | PVSol: 14.6%) relative to the conventional string inverter PV system for the heavy shading case. The reason for this is the use of the manufacturers' datasheet values, whereas the effectively indoor measured power optimizer efficiency is generally 1.0 to 2.5% lower in points relevant for real-life operation. Finally, according to the results a list of performance-based recommendations for the application of the different PV systems was formulated.

Evaluation of commercial tools

- Accuracy of ZHAW simulation to PVSyst without shading or MLPE:
PVSyst: $PR_{DC} = 89.2\%$ (semi-integrated)
ZHAW: $PR_{DC} = 85.2\%$ (close roof mount) | 91.1% (open-rack)
- PVSol is not capable of calculating shading on cell-substrings.

Table 1 – Simulation results of the ZHAW PV shading tool and two commercial tools for two cases and three PV system types.

Case	Shading index $S_{DC,Max}$	SINV		allMLPE			indMLPE			
		SAE [%]	SAE [%]	MLPE yield gain [%]	MLPE yield gain [%]	SAE [%]	MLPE yield gain [%]	MLPE yield gain [%]		
		«ZHAW»	PVSyst	PVSol	«ZHAW»	PVSyst	PVSol			
Weak shading	2.8%	96.0	96.6	+0.6	+3.3	+4.3	96.9	+1.0	(+1.6)*	+2.1
Heavy shading	9.0%	94.4	96.5	+2.2	+7.2	+14.6	96.1	+1.8	(+4.1)*	+12.1

Buck-boost-type power optimizer DC/DC-efficiency during a day

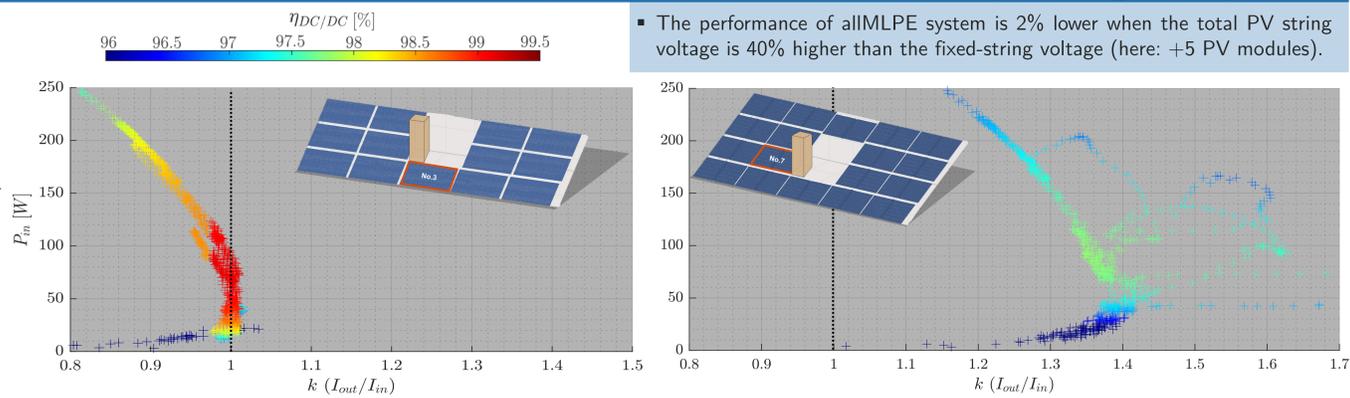


Figure 4 – Simulated DC/DC power optimizer efficiency during a day for the 13-Module PV System (1-Phase) with chimney.
Figure 5 – Simulated DC/DC power optimizer efficiency during a day for the 18-Module PV System (1-Phase) with chimney.

Performance-based recommendations for the usage of PV systems with power optimizers

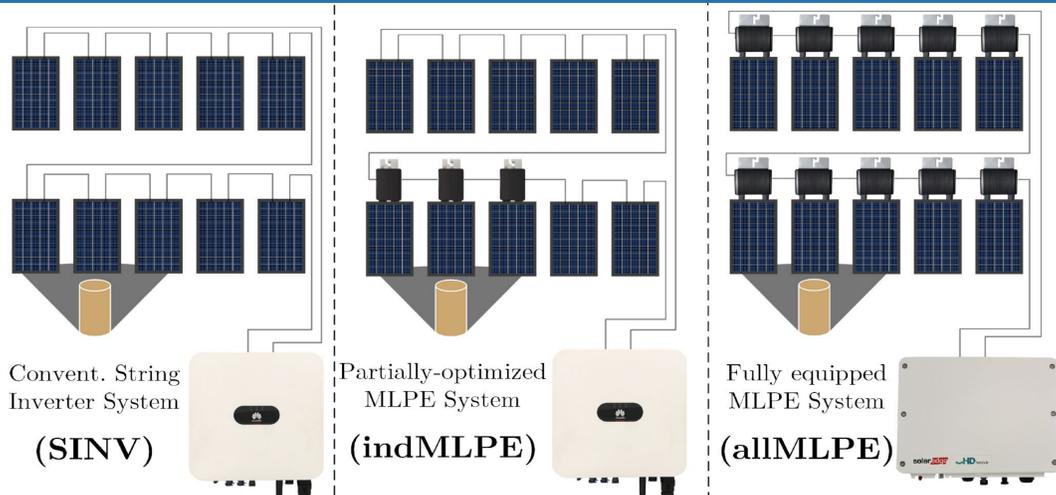


Figure 6 – PV System configurations: conventional String inverter system (SINV) | partially-optimized MLPE System (indMLPE) | fully equipped MLPE System (allMLPE)

Table 2 – ZHAW MLPE system recommendations

Cases	SINV	indMLPE	allMLPE
No shading	Recommended	•	••
Weak shading	Recommended	✓	•
Medium shading	•	Recommended	✓
Heavy shading	•	✓	Recommended
Long strings + few orientations	✓✓ (multi MPPT)	•	✓
Short strings + multiple orientations	•• (may change in future)	✓	✓✓

- Recommended -> Performance-wise the best solution
 ✓✓ -> Highest yield based on estimations
 ✓ -> Valid alternative
 • -> Low performance
 •• -> Significant loss of performance
 -> Based on estimations

- Annual energy yield change with MLPE systems in comparison to SINV systems:
 - No or weak shading: -1.0 to +1.0%
 - Medium shading: +1.0 to +2.0%
 - Heavy shading: +2.0 to +4.2%
- In scenarios with shading, adjust to shorter MPPT multi-peak scanning intervals.
- Time-to-failure is expected to be shorter for PV systems with power optimizer.^[3]
- Highest annual yield estimations for PV plants with several orientations:
 - Less than 3 orientations: -> SINV Systems
 - Three or more orientations: -> allMLPE systems (may change in future – Multi MPPT in SINV)^[4]

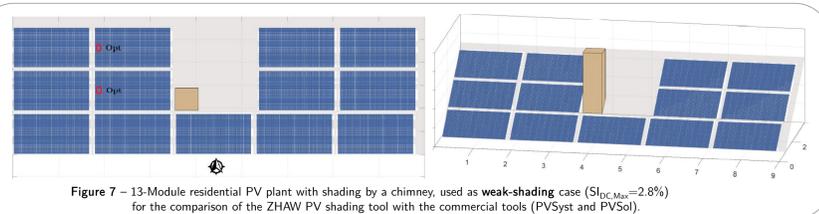


Figure 7 – 13-Module residential PV plant with shading by a chimney, used as weak-shading case ($S_{DC,Max}=2.8\%$) for the comparison of the ZHAW PV shading tool with the commercial tools (PVSyst and PVSol).

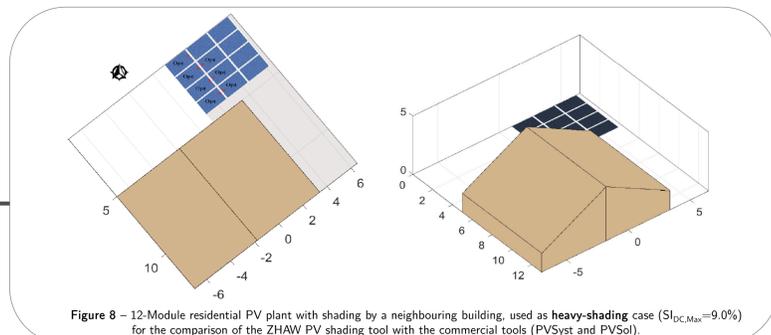


Figure 8 – 12-Module residential PV plant with shading by a neighbouring building, used as heavy-shading case ($S_{DC,Max}=9.0\%$) for the comparison of the ZHAW PV shading tool with the commercial tools (PVSyst and PVSol).

References

- C. Allenspach, «Module Level Power Electronics Dynamic and Static Performance in Partial Shaded Photovoltaic Systems» (Master Thesis), ZHAW School of Engineering, Winterthur, Jan. 2023.
- C. Allenspach, F. Carigiet, A. Bänziger, A. Schneider and F. Baumgartner, «Power Conditioner Efficiencies and Annual Performance Analyses with Partially Shaded Photovoltaic Generators Using Indoor Measurements and Shading Simulations», Wiley Solar RRL 2200596, [Online] DOI: doi.org/10.1002/solr.202200596 (2022).
- C. Bucher et al., «Life Expectancy of PV Inverters and Optimizers in Residential PV Systems», In Proceedings of the 8th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC), pages 865 – 873, Milan, Italy, 2022.
- Tesla Inc., «Tesla Solar Inverter Architecture White Paper», tesla-cdn.thron.com, [Online: accessed 22.02.2023].
- International Electrotechnical Commission (IEC), «Technical Committee 82: Solar Photovoltaic Energy Systems - Working Group 6: Balance-of-System Components».
- International Energy Agency, «PVPS Task 13 Subtask 2: Performance of Photovoltaic Systems», 2022 - 2025.
- Swiss Federal Office of Energy (BFE), «Project EFPVShade - Project Number: SI/502247-01», 2021 - 2023.

International collaboration

To support the development of a technical specification within the IEC TC 82/WG 6,^[5] benchmark cases for the shading adaption efficiency (SAE) calculation need to be defined. As a part of the IEA PVPS Task 13 ST.2.5, the ZHAW is involved in the identification of characteristic, benchmark shading situations.^[6] The MLPE research of the ZHAW is funded by the Swiss Federal Office of Energy, with Project Number: SI/502247-01.^[7]

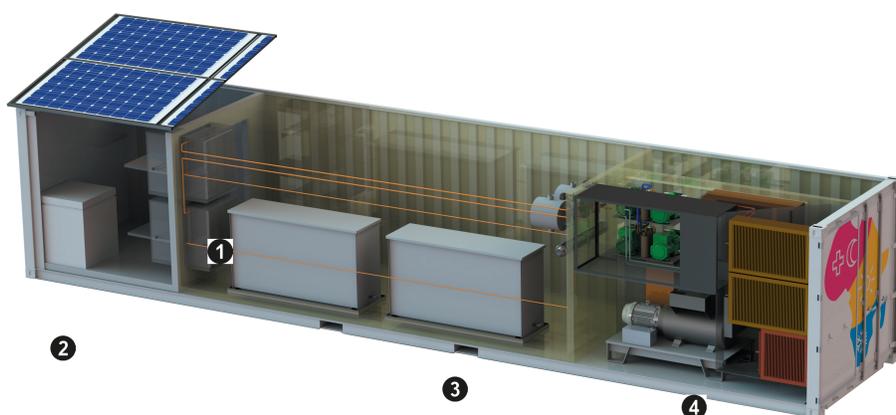


Autarke Energieversorgung für Hospitäler Green Deal Africa

Im Rahmen eines EU Green Deal Projektes mit einer Laufzeit bis 2025 arbeitet ein Konsortium aus 13 Partnern aus Europa und Afrika an der Entwicklung von Infrastruktur für Hospitäler in Afrika. Themenschwerpunkte sind eine nachhaltige Energie-, Wasser- und Kühlversorgung im Umfeld der Gesundheitsversorgung im ländlichen Raum.

Einsatz von Container-Lösungen in 4 Ländern

Die Entwicklungs- und Testphase ist abgeschlossen, im 1.HJ 2023 erfolgt die Vorinstallation aller Komponenten in Kapstadt. Je ein Kühl- und Wasser-Container werden von dort zum ersten Installationsort nach Burkina Faso transportiert und im Alltagsbetrieb eines Krankenhauses geprüft.



Das „All-in-one“ Containerkonzept vereint 1) PV System, 2) Kühlspeichereinheiten +5° bis -70°C, 3) thermische Speicher, 4) Backup Batterien und Hilfsaggregat (hier: Kühlcontainer)



SOPHIA
Sustainable Off-grid solutions for
Pharmacies and Hospitals In Africa

www.sophia4africa.eu



Autoren

Prof. Christof Biba, christof.biba@ost.ch

Dr. Mihaela Dudita-Kauffeld

Dr. Daniel Zenhäusern

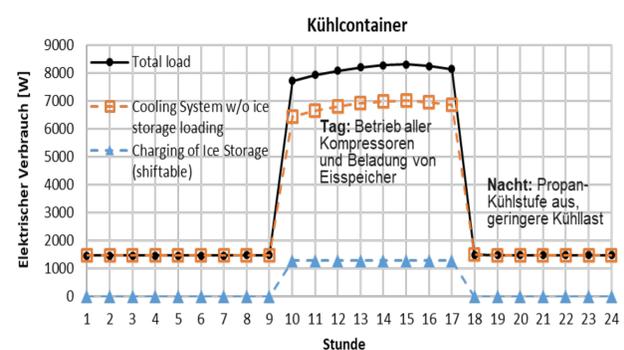
SPF Institut für Solartechnik, www.spf.ch

OST Ostschweizer Fachhochschule www.ost.ch

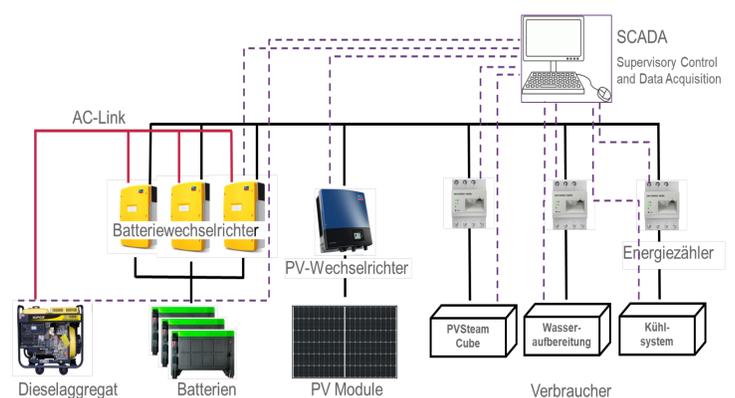
This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant, agreement No 101036836

Beispiel: Auslegung Kühlcontainer

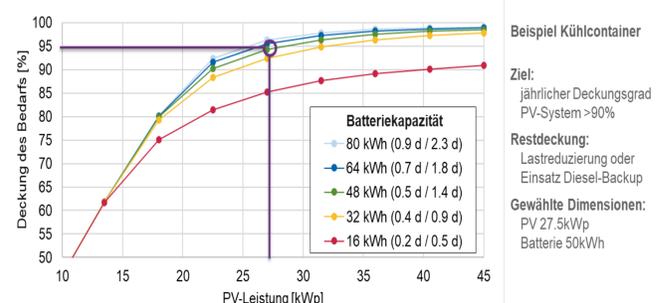
Im Zusammenspiel mit den örtlichen Klimadaten und den zu erwartenden Verbrauchswerten ist das Anlagenkonzept und die Grösenauslegung erstellt worden. Die Kopplung von Kühl- und Wasser- Container ist möglich.



Simulation Verbrauchsprofil Kühlcontainer. Systemdesign ist auf Basis der zu erwartenden Einstrahlungsdaten optimiert.



Das Anlagenkonzept sieht vor, die Erzeuger, Speicher und Verbraucher über einen AC Link zu verbinden.



Die Auslegung erfolgt unter Kostenoptimierung mit einem solaren Deckungsbeitrag von über 90% bei möglichst geringer Batteriekapazität.

**Concept of « RURAL ENERGY PLATFORM » (REP)
to boost socio-economic activities in a non-electrified rural locality
(Village of Mvan Mvong Nyengue, in the Akonolinga district)**

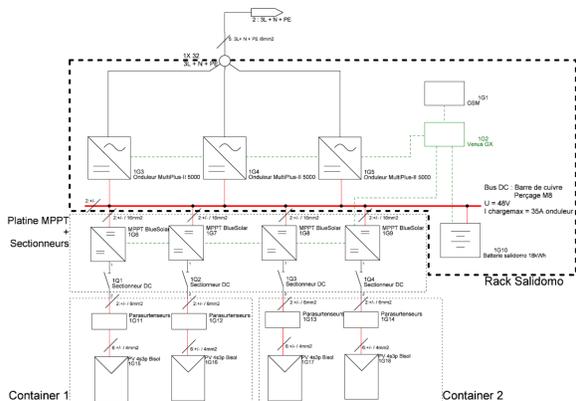
Abstract

In Cameroon, the average rate of access to electricity is estimated at 23% in rural areas [1]. This is mainly due to their isolation and dispersion. This leads to high costs of production and transport of electricity. However, considering the important solar potential of the country (estimated at 4.8 kWh/m²/day), it is opportune to promote the production of decentralized electrical energy with solar systems. It is in this context that the project of realization of a "Rural Energy Platform (PER)" was born. The goal of this innovative concept is to boost socio-economic activities in rural areas without electricity by facilitating access to electricity and the popularization of manufacturing techniques of solar energy systems. The locality of Mvan Mvong Nyengue has received this project as a pilot site.

Overall goal

Facilitate access to energy services in an isolated rural locality in order to boost socio-economic activities, by providing a sustainable power supply that can support local activities such as the processing of agricultural products, small handicrafts (hairdressing, sewing, manufacture/distribution of solar kits etc.). Fresh water is also supplied for the population and agro-pastoral zones. Social and economic life is promoted with an emergency dispensary, a training room (education, training etc.), various other activities.

Operating principle and design



The solar system that was installed is composed of four main elements:

- 18.5 kWp PV array
- DC/DC charge controllers
- Two sodium-nickel batteries
- A three phase inverter system.

Implementation of the project



Results



Uses of the REP



Partners



PV-Potenzial auf Infrastrukturen und für weitere grosse Anlagen im Kanton Zürich

Dionis Anderegg, Sven Strebel, Manuel Hunziker, Jürg Rohrer
ZHAW IUNR, Forschungsgruppe Erneuerbare Energien

Zürcher Hochschule
für Angewandte Wissenschaften

zhaw
Life Sciences und
Facility Management
IUNR Institut für Umwelt und
Natürliche Ressourcen

Einleitung

Im Auftrag der Baudirektion des Kantons Zürich wird das Potenzial für Photovoltaik (PV) auf Infrastrukturen und für weitere sehr grosse Anlagen untersucht.

Der Fokus liegt auf sehr grossen Anlagen, um finanzielle und personelle Ressourcen bei einem raschen Zubau möglichst effizient einzusetzen. Im Rahmen der noch laufenden Studie wurden bereits die Potenziale für die folgenden Teilbereiche ermittelt:

- Dachflächen
- Fassadenflächen
- Parkplatzareale
- Abwasserreinigungsanlagen (ARA)

Derzeit in Bearbeitung ist die Ermittlung der Potenziale für Agri-Photovoltaik sowie auf Strasseninfrastrukturen.

Potenziale

Für den Kanton Zürich ermittelte Potenziale (alle für PV geeigneten Flächen ohne Selektion der grössten Flächen) sind auf Abb. 1 gezeigt. Das Potenzial wird von Dach- und Fassadenflächen dominiert. Dies ist auf die grössere Anzahl an Flächen und damit einer höheren Gesamtfläche zurückzuführen. Für PV geeignete Dachflächen umfassen 55km², Fassadenflächen 37km². Dagegen liegt die Gesamtfläche von Parkplatzarealen bei 1.7km² und jene von ARA bei rund 0.2km².

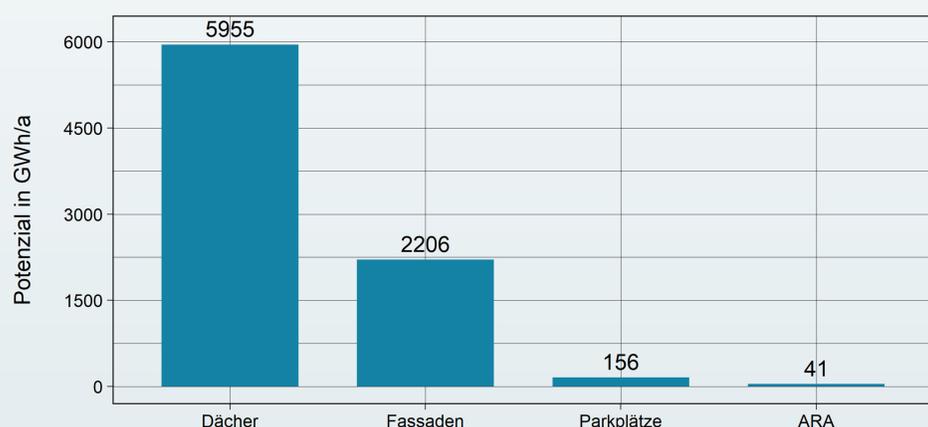


Abbildung 1: Untersuchte PV-Potenziale im Kanton Zürich. Potenziale für Agri-PV und Strasseninfrastruktur sind noch ausstehend.

Werden primär die grössten Flächen für PV-Anlagen genutzt, kann mit einer geringen Anzahl an Anlagen ein überproportionaler Anteil am Potenzial ausgeschöpft werden (Abb. 2). Die grösste ARA (Zürich Werdhölzli) trägt zum Beispiel alleine 25% zum ARA-Potenzial bei.

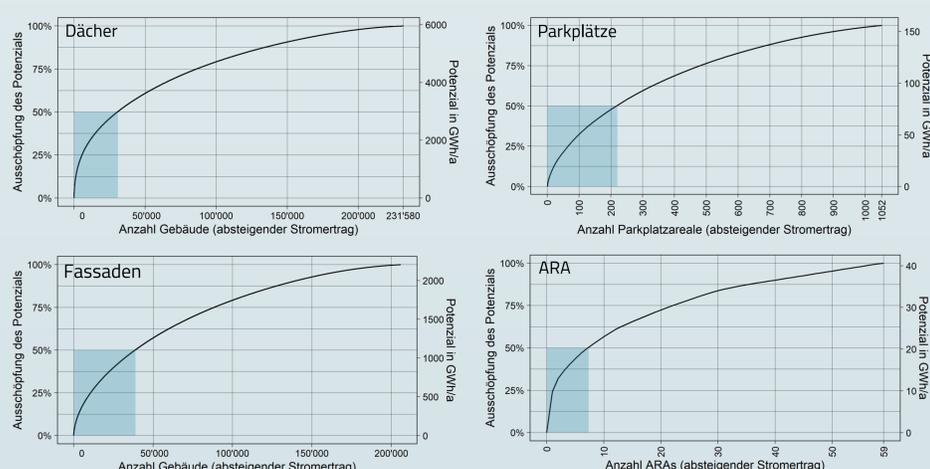


Abbildung 2: Ausschöpfung des Potenzials in Prozent abhängig von der Anzahl realisierter Anlagen (absteigend nach Stromertrag sortiert). Durch die Realisierung der grössten Anlagen lässt sich ein überproportionaler Anteil am Gesamtpotenzial ausschöpfen. Die blauen Boxen markieren die Anzahl Anlagen zur Ausschöpfung von 50% des Potenzials.

Dank

Wir danken der Baudirektion des Kantons Zürich für den Auftrag und das Vertrauen. Weiter verdanken wir die gute Zusammenarbeit mit der Forschungsgruppe Geoinformatik (ZHAW), INFRAconcept ag sowie dem Tiefbauamt und der Sektion Abwasserreinigungsanlagen des Kantons Zürich.

Methode

Das Vorgehen umfasst das Erheben von potenziellen PV-Flächen, das Ermitteln von für PV nutzbaren Flächenanteilen sowie die Berechnung des Ertrags unter Berücksichtigung der lokalen Einstrahlungssituation.

Die Flächen wurden für die verschiedenen Teilbereiche wie folgt ermittelt:

- Dachflächen: Sonnendach.ch [1], Einstrahlung $\geq 1000\text{kWh/m}^2/\text{a}$.
- Fassadenflächen: Sonnenfassade.ch [2], Einstrahlung $\geq 600\text{kWh/m}^2/\text{a}$.
- Parkplatzflächen: Parkplatzareale aus swissTLM3D [3], Berücksichtigung von baurechtlichen Abstandsvorschriften (Parzellengrenze, Wald etc.).
- ARA: Manuelle Vermessung der Flächen (Klärbecken & befestigte Flächen).

Der nutzbare Flächenanteil für PV auf Dachflächen wurde von der ZHAW bereits ermittelt [4] und liegt für Dächer des Kantons bei durchschnittlich 60%. Für Carports auf Parkplatzarealen wurde anhand einer Stichprobe ein nutzbarer Flächenanteil von 47% ermittelt (Beispiel Abb.3). Bei ARA liegt der nutzbare Flächenanteil bei 100% (nur nutzbare Flächen erfasst).

Stromerträge werden mit Berücksichtigung der Neigung und Ausrichtung sowie der lokalen Einstrahlungssituation (typisches Jahr) gemäss Meteonorm [5] berechnet. Es wird eine Moduleffizienz von 20% und eine Performance Ratio von 0.8 angenommen.



Abbildung 3: Beispiel der Ermittlung von PV-Flächen auf Parkplatzarealen unter Berücksichtigung von baurechtlichen Abständen zur Grundstücksgrenze und 30m zum Wald (blaue Linie) und einer Modulbelegung für PV Carports (rote Flächen).

Visualisierungen

Zur Lokalisierung der Potenziale wurden interaktive Karten erstellt, welche die Potenziale und bereits bestehende PV-Anlagen im Kanton Zürich verorten. Ein Ausschnitt aus dieser Karte ist der Abb. 4 zu entnehmen. Durch Klicken auf eine Fläche können zusätzliche Informationen wie die Adresse, das berechnete PV-Potenzial oder der Winterstromanteil abgelesen werden.



Abbildung 4: Ausschnitt der interaktiven Karten zur Visualisierung und Verortung der Potenziale und bereits bestehender Anlagen (blaue Marker). Die Potenziale sind für Dachflächen (dunkelgelb), Fassaden (hellgelb) und Parkplätze (rot) gezeigt.

Schlussfolgerung / Ausblick

Das Potenzial auf Parkplatzflächen und ARA ist im Vergleich zum Potenzial auf Dach- und Fassadenflächen klein. Infrastrukturen bieten jedoch die Möglichkeit rasch grosse Anlagen zu erstellen und den Zubau zu beschleunigen.

ARA bieten zwar ein kleines Gesamtpotenzial, können aber wegen der bereits vorhandenen Netzanschlüsse und des hohen Strombedarfs vor Ort lohnenswert sein.

Im weiteren Verlauf der Studie werden zusätzlich die Potenziale für Agri-Photovoltaik und auf Strasseninfrastrukturen (z.B. Brücken, Böschungen und Lärmschutzwänden) ermittelt. Des Weiteren werden die Stromgestehungskosten für die verschiedenen Anlagentypen geschätzt. Mit dem gewonnenen Wissen kann die Baudirektion die Potenziale bewerten und verfügt über eine Entscheidungsgrundlage für das weitere Vorgehen.

Literatur:

- [1] BFE, «Sonnendach.ch», <https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/sonnendach/>
- [2] Bundesamt für Energie, «Wie viel Strom und Wärme kann meine Fassade produzieren?», Sonnen-fassade.ch. <https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/sonnenfassade/?lang=de>
- [3] swisstopo, «swissTLM3D», 1. Dezember 2022. Verfügbar unter: <https://www.swisstopo.admin.ch/de/geodata/landscape/tlm3d.html>
- [4] D. Anderegg, S. Strebel, und J. Rohrer, «Photovoltaik Potenzial auf Dachflächen in der Schweiz Synthese aus Sonnendach.ch und einer repräsentativen Stichprobe an Dachbelegungen», Juni 2022, doi: <https://doi.org/10.21256/zhaw-2425>.
- [5] Meteotest, «GHI (TMY) Rasterdatensatz, 100m Auflösung, Jahres- und Monatssumme», 18. Oktober 2022.



Kanton Zürich
Baudirektion

Machbarkeitsstudie Agri-Photovoltaik in der Schweizer Landwirtschaft

Sven Strebel, Dionis Anderegg, Mareike Jäger, Jürg Rohrer
ZHAW IUNR, Forschungsgruppe Erneuerbare Energien

Zürcher Hochschule
für Angewandte Wissenschaften

zhaw
Life Sciences und
Facility Management
IUNR Institut für Umwelt und
Natürliche Ressourcen

Einleitung

Mit finanzieller Unterstützung des Bundesamtes für Landwirtschaft wurde das Potenzial der Agri-Photovoltaik im Rahmen einer Machbarkeitsstudie untersucht. Dazu wurden unter anderem für drei unterschiedliche Flächennutzungstypen (Ackerland, Dauergrünland und Dauerkulturen) Referenzanlagen erstellt. Diese Referenzanlagen bilden die Basis für Wirtschaftlichkeits- und Potenzialberechnungen der Agri-Photovoltaik in der Schweiz.

Gemäss Art. 32c Abs. 1 Bst. c RPV sind Agri-PV Anlagen bewilligungsfähig, wenn sie in wenig empfindlichen Gebieten Vorteile für die landwirtschaftliche Produktion (höheren Naturalertrag) bewirken.

Referenzanlagen

Durch die unterschiedliche Bewirtschaftung der landwirtschaftlichen Nutzflächen eignen sich grundsätzlich drei Anlagentypen. Hoch aufgeständerte PV-Module über Ackerkulturen ermöglichen die maschinelle Bewirtschaftung unter den Modulen. Die ausreichende und möglichst homogene Lichtversorgung der Kultur wird durch einen relativ grossen Reihenabstand und einer mit mindestens 30° von Süden abweichenden Modulausrichtung gewährleistet (Abb. 1). Bei Dauergrünland kann auf die hohe Aufständigung der Module verzichtet werden. Damit werden die Investitionskosten reduziert. Die Module sind bodennah und vertikal in Reihen installiert (Abb. 2). Für Dauerkulturen wie bspw. Apfelbaum- oder Beerenplantagen bieten sich möglichst geschlossene PV-Anlagen an, die neben der Stromproduktion den Wetterschutz gewährleisten (Abb. 3). Die ausreichende Lichtverfügbarkeit wird bei diesem Anlagentyp durch semitransparente PV-Module sichergestellt. Mit den drei vorgestellten Referenzanlagentypen resultiert eine installierbare Leistung von 293 kWp/ha bis 737 kWp/ha.



Flächenleistung:
612 kWp/ha
Spezifischer Ertrag:
1'200 kWh/kWp
Flächenertrag:
735 MWh/ha/a
Winterstromertrag:
217 MWh/ha/a

Abbildung 1: Beispiel einer Agri-PV-Anlage mit einer Anlagenleistung von 194 kWp über einer Ackerkultur mit fest installierten Modulen. Die Anlage steht in Heggelbach (Deutschland). Die bifazialen Module sind auf 5,5 Meter Höhe installiert und der Stützenabstand in Längsrichtung beträgt 19 Meter. Die aufgeführten Kennwerte resultieren aus der Simulation mit PVSyst für den Referenzstandort Zürich-Kloten mit einer jährlichen Einstrahlung von 1'163 kWh/m².



Flächenleistung:
293 kWp/ha
Spezifischer Ertrag:
1'000 kWh/kWp
Flächenertrag:
293 MWh/ha/a
Winterstromertrag:
80 MWh/ha/a

Abbildung 2: Beispiel einer vertikalen Agri-PV-Anlage mit bifazialen Modulen und einer Anlagenleistung von 4.1 MWp in Donaueschingen (Deutschland). Dieser Anlagentyp eignet sich insbesondere für Dauergrünland. Der Modulreihenabstand beträgt hier 10 Meter, der Abstand der Modulunterkante zum Boden 0,8 Meter. Es sind zwei querliegende Modulreihen übereinander installiert. Die aufgeführten Kennwerte resultieren aus der Simulation mit PVSyst für den Referenzstandort Zürich-Kloten mit einer jährlichen Einstrahlung von 1'163 kWh/m².



Flächenleistung:
737 kWp/ha
Spezifischer Ertrag:
1'170 kWh/kWp
Flächenertrag:
862 MWh/ha/a

Abbildung 3: Beispiel einer Agri-PV-Anlage über einer Dauerkultur mit fest installierten Modulen und einer Anlagenleistung von 2.6 MWp. Die Anlage befindet sich über einer Himbeeren-Plantage in Zevenaar (Niederlande). Mit der Anlage könnten Folientunnel ersetzt werden. Es kommen semitransparente Module mit einer erhöhten Lichtdurchlässigkeit zum Einsatz. Die aufgeführten Kennwerte resultieren aus der Simulation mit PVSyst für den Referenzstandort Zürich-Kloten mit einer jährlichen Einstrahlung von 1'163 kWh/m². Für die Referenzanlage wurden PV-Module mit einer Lichtdurchlässigkeit von 54 % berücksichtigt.

Stromgestehungskosten

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit der drei Referenzanlagen mit einer Anlagenleistung von 1 MWp wurden die erhobenen Kosten für Agri-PV-Anlagen aus Deutschland zugrunde gelegt und wo nötig modifiziert [1][2]. Die Netzanschlusskosten wurden mit Fr. 272'500 berücksichtigt. Als Fördermassnahme wurde sowohl mit der Einmalvergütungen für grosse Photovoltaikanlagen (GREIV) wie auch mit der maximalen hohen Einmalvergütung (HEIV) gerechnet, die per Auktion vergeben wird. Dazu wurde die doppelte GREIV eingesetzt. Die Kosten für die Dachanlagen basieren auf der Preisbeobachtungsstudie von 2020 [3]. Die Stromgestehungskosten von Agri-PV-Anlagen liegen je nach Anlagentyp und Fördermassnahme zwischen 4.6 und 8.4 Rp./kWh (Abb. 4). Finanziell am attraktivsten ist die vertikale APV-Anlage gefolgt von der überdachten APV-Anlage über der Ackerkultur. Letztere hat den Vorteil, dass gegenüber der vertikalen Anlage auf der gleichen Fläche etwa der 2.5-fache elektrische Ertrag erreicht werden kann. Die APV-Anlage über der Dauerkultur weist gegenüber der vertikalen APV-Anlage sogar den 3-fachen Stromertrag auf gleicher Fläche auf. Die Stromgestehungskosten für eine PV-Anlage auf einer grossen Dachfläche ist zwar geringfügig tiefer als bei der kostengünstigsten Agri-PV Anlage, jedoch ist das Potenzial von sehr grossen Dachflächen stark begrenzt.

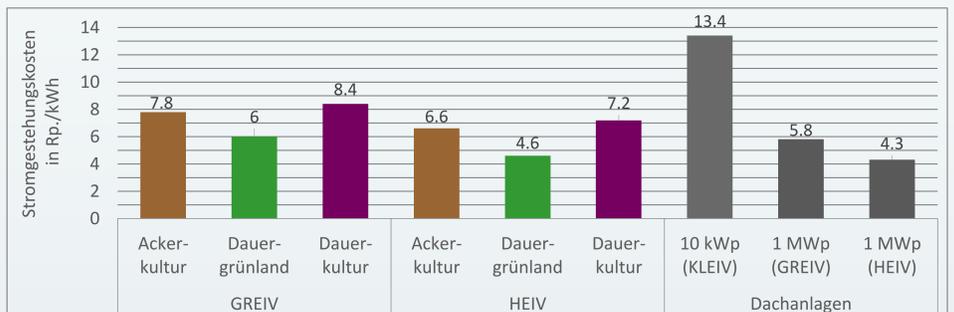


Abbildung 4: Vergleich von Stromgestehungskosten der Agri-PV-Anlagentypen mit einer Anlagenleistung von 1 MWp am Standort Zürich-Kloten. Die Berechnung wurde mit der Einmalvergütung für grosse PV-Anlagen (GREIV) sowie auch mit der maximalen hohen Einmalvergütung (HEIV), die im Auktionsverfahren vergeben wird, durchgeführt. Zudem sind die Gestehungskosten für eine Dachanlage mit 10 kWp und 1 MWp aufgeführt. Berücksichtigt wurde eine Laufzeit von 30 Jahren mit einem Kalkulationszinssatz von 2 %. Die Moduldegradation ist mit 85 % der Ausgangsleistung nach 25 Jahren berücksichtigt. Als Unterhaltskosten sind je nach Anlagentyp zwischen 1.36 – 1.73 Fr./kWh bei den Agri-PV-Anlagen und 2.2 Rp./kWh bei den Dachanlagen berücksichtigt.

Potenzial der Agri-Photovoltaik in der Schweiz

Auf Basis der Flächenleistung der Referenzanlagentypen und der lokalen Einstrahlung wurde für die drei Flächennutzungstypen das theoretische PV-Potenzial berechnet. Es sind nur Flächen berücksichtigt, die eine jährliche Einstrahlung von mindestens 1000 kWh/m² aufweisen, in einem Abstand von maximal einem Kilometer zur Bauzone liegen und nicht in einem der Ausschlussgebiete (BLN-Landschaften, Biosphärenreservate, Nationalpark, etc.) liegen. Das Gesamtpotenzial dieser Flächen (257'000 ha) liegt bei 131.9 TWh pro Jahr. Das grösste Potenzial liegt mit rund 70 % bei den Ackerflächen. Der kleinste Beitrag stammt mit 5.1 TWh/a von den Dauerkulturen (Abb. 5 & Abb. 6). Davon können 2.5 TWh/a den Reben und 1.3 TWh/a den Obstanlagen zugeordnet werden. Das Gesamtpotenzial übertrifft damit den Strombedarf der Schweiz (60 TWh/a) um den Faktor zwei. Das Potenzial bei den Dauerkulturen übertrifft beispielsweise den gesamten Stromertrag aller bis Ende 2022 in der Schweiz installierten PV Anlagen.

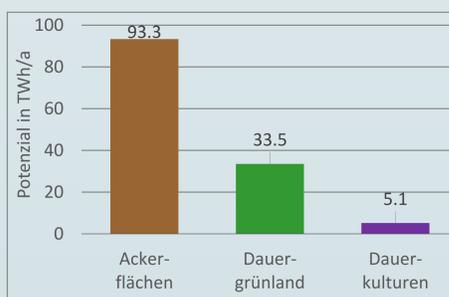


Abbildung 5: Potenzial der Agri-Photovoltaik nach Flächennutzung als elektrischer Ertrag in TWh/a. Es sind nur Flächen ausserhalb der Ausschlussgebiete berücksichtigt, die in einem Abstand von bis zu 1 km zur Bauzone liegen und eine Einstrahlung von mindestens 1000 kWh/a aufweisen.

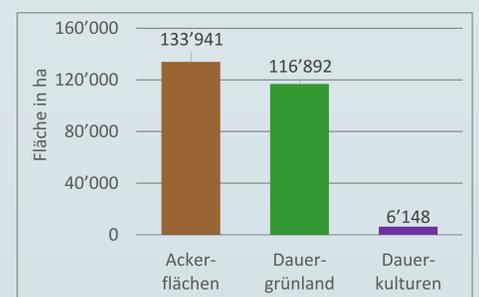


Abbildung 6: Der Potenzialberechnung zugrunde liegende Landwirtschaftsfläche nach Flächennutzung. Es sind nur Flächen ausserhalb der Ausschlussgebiete berücksichtigt, die in einem Abstand von bis zu 1 km zur Bauzone liegen und eine Einstrahlung von mindestens 1000 kWh/a aufweisen.

Dank

Wir danken dem Bundesamt für Landwirtschaft für die finanzielle Unterstützung. Weiter verdanken wir die gute Zusammenarbeit mit der Forschungsgruppen Geoinformatik, Hortikultur und dem Zentrum für öffentliches Wirtschaftsrecht der ZHAW.

Literatur:

[1] Trommsdorff, M., Gruber, S., Keinath, T., Hopf, M., Hermann, C., Schönberger, F., Högy, P., Zikeli, S., Ehmann, A., Weselek, A., Bodmer, U., Rösch, C., Ketzler, D., Weinberger, N., Schindele, S., Vollprecht, J., & Büttner Held Rechtsanwälte. (2020). Agri-Photovoltaik: Chance für Landwirtschaft und Energiewende. Ein Leitfaden für Deutschland
[2] Scharf, J., Grieb, M., & Fritz, M. (2021). Agri-Photovoltaik Stand und offene Fragen. https://startup-energy.org/wp-content/uploads/tfz_bericht_73_agri-pv.pdf
[3] Leguay, G., Sauter, Y., & Jacqmin, F. (2021). Photovoltaikmarkt: Preisbeobachtungsstudie 2020.

Lukas Bernhard, Sven Strebel, Michael Wild, Jürg Rohrer
ZHAW IUNR, Forschungsgruppe Erneuerbare Energien

Ausgangslage/Ziel

Mit heutiger Simulationssoftware lassen sich Frei- und Dachflächen PV-Anlagen problemlos planen. Ertragsabschätzungen und Optimierungen für alpine Solarinstallationen sind durch Schneereflektionen, den Einsatz bifazialer Module, sowie die Aufständigung an Hängen mit grösseren Unsicherheiten behaftet. Um entsprechende Software zu validieren, sind Daten aus realen Installationen in genügender Qualität und Parametervielfalt notwendig. Da solche nicht oder nur in sehr geringem Umfang existieren, ist der Bau von alpinen Versuchsanlagen notwendig. Die hier vorgestellte Miniatur-Versuchsplattform ist hoch flexibel einsetzbar: Sie kann sowohl den Reihenabstand, die Modulneigungen, als auch die Hangneigung dynamisch in einem grossen Spektrum verändern. Gleichzeitig werden diverse äussere Einflüsse wie beispielsweise die Boden-Albedo bestmöglich kontrolliert, und alle relevanten meteorologischen Daten aufgezeichnet. Durch die rasche Veränderung der Anlagenkonfiguration können unterschiedliche Parametervariationen bei virtuell gleichbleibenden Bedingungen gegenübergestellt werden. Parallel dazu können für ein breites Spektrum an Konfigurationen Ertragsmessungen über einen längeren Zeitraum erhoben werden. Die entsprechenden Daten werden in der Folge frei verfügbar einsehbar sein.

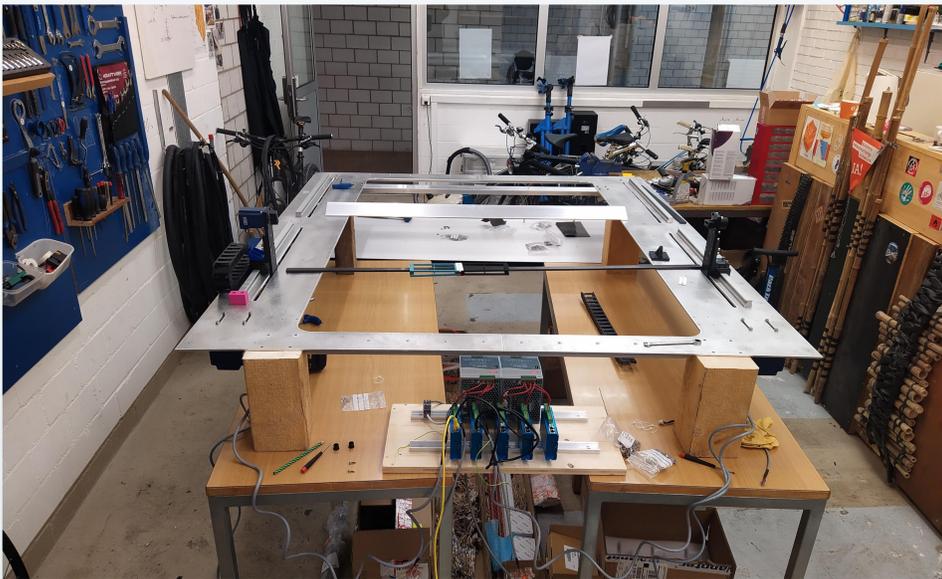
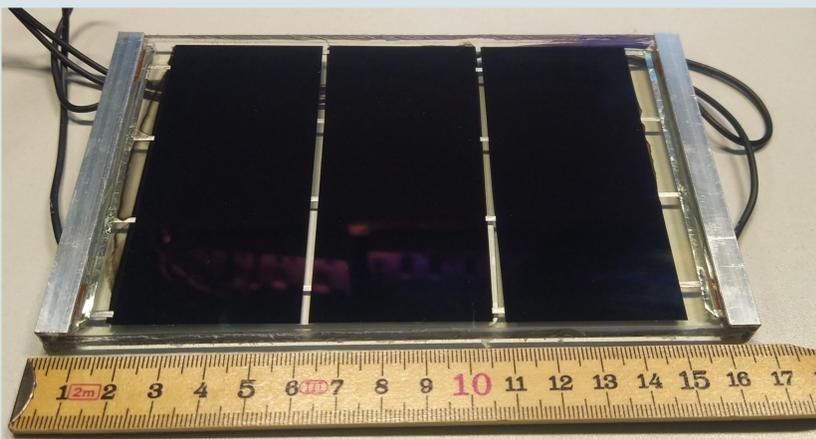


Abbildung 1: Die Anlage im Aufbau in den Werkstätten der ZHAW Wädenswil. Der mittlere Ausschnitt dient der Gewichtsreduktion und wird später mit einer weiss beschichteten Grundplatte bedeckt. Auf der Anlage liegt einer der Karbonträger, der später die Module trägt. Im Vordergrund die Controller für die Schrittmotoren.

Konzept

Die Anlage wird im Massstab 1:12 gebaut. Sie verfügt über drei Reihen mit jeweils sieben bifazialen Modulen. Um für Vorder- und Rückseite separate Messwerte zu erhalten, sind diese als je zwei monofaziale Module ausgeführt (Abbildung 2). Von den 42 verbauten Modulen sind 24 aktiv und können über eine präzise Messelektronik ausgemessen werden. Die restlichen Module sind baugleiche Dummies. Über eine Konfigurationsdatei werden die anzufahrenden Positionen (Reihenabstand, Modulneigung und Hangneigung) definiert. Sobald die Positionen erreicht sind, wird die Messung zur gewünschten Zeit ausgelöst, wobei jedes spezifizierete Modul nacheinander ausgemessen (U_{oc} , I_{sc} und P_{mpp}) wird. Sämtliche Wetterdaten sowie auch Diffus- und Direktstrahlung, Albedo des Schnees und Ertragsdaten eines normalgrossen Vergleichsmoduls werden den Messdaten angehängt. So können später die diversen Einflussfaktoren aufgeschlüsselt und allgemeingültigere Resultate erreicht werden.

Abbildung 2:
Mini PV Modul



Umsetzung

Der Reihenabstand kann über zwei Trapezspindeln unter der Konstruktion bestimmt werden (Abbildung 1). Während die mittlere Reihe fest installiert ist, werden die nördliche und südliche Reihe mittels Schrittmotoren verschoben, mit einem Verfahrweg von ca. 600mm (entsprechend ca. 7.2m in Normalskala). Das Verhältnis Reihenabstand/Modulhöhe kann bei 0° Hangneigung von 1.2 - 7.5-fach eingestellt werden. Die Modulneigung wird direkt über Schrittmotoren am jeweiligen Reihenende eingestellt, mit einem relativen (zur Horizontalen) Winkelbereich von -25° bis 90°. Die Hangneigung (Anstellwinkel der gesamten Konstruktion) ist über zwei Linearaktuatoren in einem Winkelbereich von 0° - 45° einstellbar. Um den Aufbau von Schnee auf der Versuchsanlage zu verhindern, werden Heizmatten angebracht, welche bei Niederschlag aktiviert werden. Um die genaue Positionierung sicherzustellen, sind alle Schrittmotoren mit einem Encoder versehen und werden periodisch referenziert. Alle Aktuatoren werden über eine Zentralsteuerung via Modbus RTU angesteuert.



Abbildung 3: Aufbau in Wädenswil im Freien. Zu diesem Zeitpunkt noch ohne Hangneigungsaktuatoren und Reflektionsplatte, und nur einer installierten Modulreihe.

Visualisierung

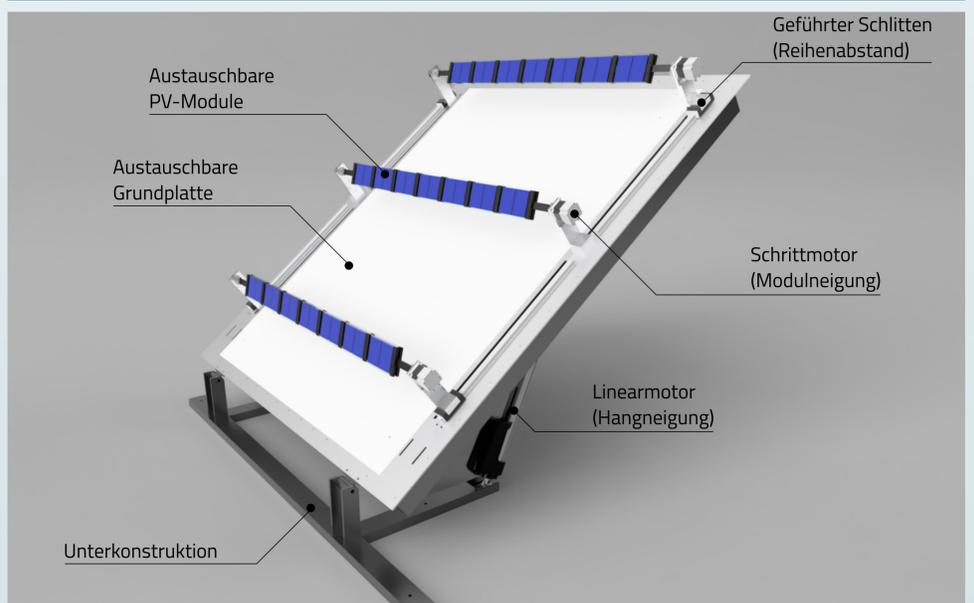


Abbildung 4: 3D-Rendering der Anlage (ohne Verkabelung).

Weitere Schritte

Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Posters (März 2023) ist die Anlage in Wädenswil im Freien aufgebaut (Abbildung 3) und wird getestet. Sobald die Testphase erfolgreich abgeschlossen ist, wird die Anlage in Davos auf der Totalp installiert. Dort betreibt die ZHAW in Zusammenarbeit mit EKZ und SLF seit mehreren Jahren eine Testanlage, welche bereits viele Daten produziert hat. Das aktuelle Ziel ist, die Modellanlage noch im März 2023 zu installieren. Die Anlage wurde so konzipiert, dass sie mit geringem Aufwand auch an anderen Standorten aufgebaut werden kann.

Dank

Wir danken der Hauser-Stiftung für die Finanzierung des Projektes.

Vertikale bifaziale PV Module in der Anwendung von Agri-Photovoltaik und Solarzäunen

Abstract

Das PV System der Solarzaun GmbH nutzt vertikal montierte bifaziale PV Module, die auf der Vorder- und Rückseite Strom produzieren können. Die Kombination aus Rahmen mit Pfosten und Querriegeln bilden ein System das als Agri-PV Freilandanlage oder Zaun, Sichtschutz, Gestaltungs- oder Trennelement eingesetzt werden kann. Damit kann Photovoltaikstrom ohne zusätzlichen Flächenbedarf produziert werden.

Im Winter können durch diese Systeme im Vergleich zu PV Systemen mit flach aufgeständerten Modulen höhere spezifische Erträge erzielt werden, was zur Versorgungssicherheit im Winter beiträgt.

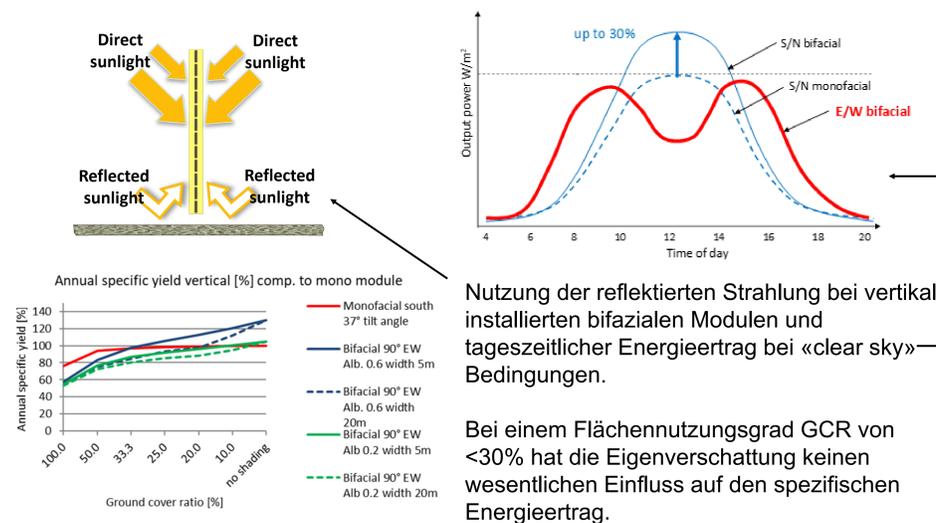


Vertikal aufgeständerte bifaziale Module in Kombination mit landwirtschaftlicher Nutzung.



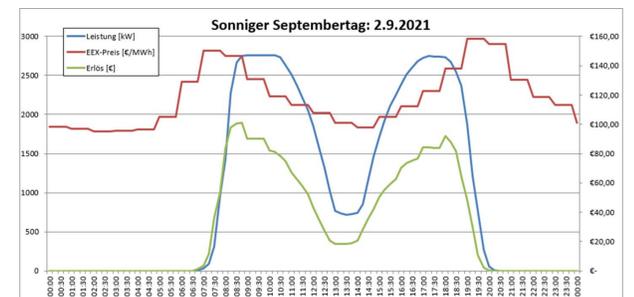
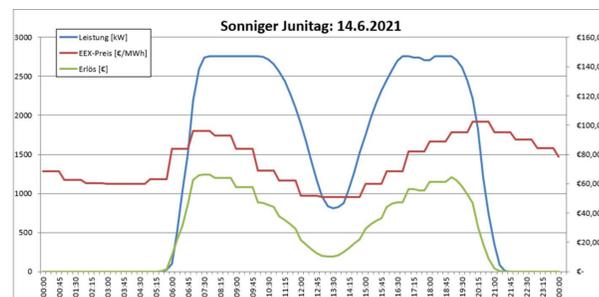
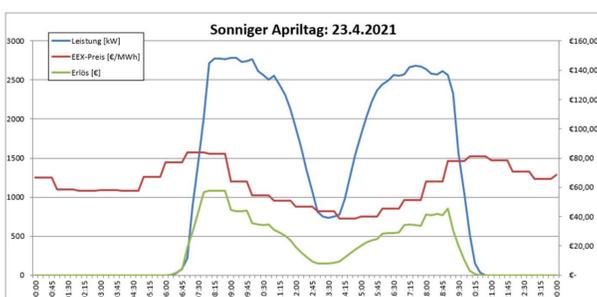
Vertikal aufgeständerte bifaziale Module in Kombination mit landwirtschaftlicher Nutzung.

Ein weiterer Vorteil ist, dass durch die vertikale Aufstellung der PV Module der Stromertrag um die Mittagszeit niedrig im Vergleich zum Vor- und Nachmittag ist, was insgesamt zu einer Glättung des Generationsprofils der PV Stromanteils der Solaranlagen im Netz beiträgt. Durch die Zeitabhängigkeit der Strompreise lässt sich mit solchen Anlagen ein höherer Stromerlös im Vergleich zu Standard Anlagen ableiten.



Solarzaun

Ergebnisse



Tagezeitabhängige Leistung eines Ost/West- orientierten Agri PV System mit bifazialen PV Modulen am Standort Donaueschingen (GER) zu verschiedenen Jahreszeiten. Der zeitabhängige Strompreis EEX und der entsprechende theoretische Stromerlös ist ebenfalls angegeben. =>Vertikal aufgeständerte bifaziale Module liefern dann elektrische Energie, wenn Sie am wertvollsten ist. Dieser Effekt wird sich mit Zunahme des PV Stromanteils im Netz weiter verstärken.

PV Systeme mit vertikal installierten bifazialen Modulen stellen eine wirtschaftlich aussichtsreiche Systemvariante für Agri-PV Anlagen und Solarzäunen dar.

Spannungsabhängige Wirkleistungsregelung

Wie PV-Wechselrichter sinnvoll das Netz stützen

David Joss ⁽¹⁾, Prof. Dr. Christof Bucher ⁽¹⁾, Marco Zaugg ⁽¹⁾, Dr. Peter Cuony ⁽²⁾, Patrick Joye ⁽²⁾, Cyril Käser ⁽²⁾
 21. Schweizer Photovoltaik-Tagung 2023, Bern | ⁽¹⁾ Berner Fachhochschule, Labor für Photovoltaiksysteme ⁽²⁾ Groupe E

Im gemeinsamen Projekt können die Groupe E und die BFH zeigen, dass die spannungsabhängige Wirkleistungsregelung P(U) zur Spannungshaltung im Feld effektiv funktioniert. Die PV-Anlagen reduzieren die rückgespeiste Wirkleistung, wenn die Spannung den Schwellwert übersteigt. Die P(U)-Regelung ist stabil, wie Analysen im Labor für Photovoltaiksysteme verdeutlichen.

Einführung

Viele moderne Wechselrichter haben die spannungsabhängige Wirkleistungsregelung standardmässig als aktivierbare Funktion integriert. Doch P(U) wird noch kaum eingesetzt, obwohl sie gegenüber der Netzverstärkung oder der statischen Wirkleistungsbegrenzung erhebliche Vorteile bietet:

- Die PV-Anlage wird nur abgeregelt, wenn die Spannung am Verknüpfungspunkt überhöht ist.
- In Starklastzeiten speisen alle PV-Anlagen mit der maximal verfügbaren Leistung ein.
- Durch P(U)-Nutzung kann ohne Netzverstärkung sofort viel mehr PV zugebaut werden
- P(U) lässt sich mit weiteren netzstützenden Funktionen kombinieren (z.B. mit Q(U))

Methodik

Im Projekt GODA wird durch Groupe E in einem Feldversuch die Nutzung von P(U) im Verteilnetz erforscht, während die BFH Messungen im Labor durchgeführt. Beim Feldversuch werden 5 PV-Anlagen mit P(U) parametrisiert und zwischen März und September 2022 mit zwei unterschiedlichen Schwellen betrieben (103.5-105.5 % / 105-107 %). Die Produktionsdaten der PV-Anlagen und die Netzspannung werden über Smart Meter erfasst. Ein selbstlernender Algorithmus berechnet die Produktionsverluste der betroffenen Anlagen auf Basis von umliegenden, nicht abgeregelten PV-Anlagen. Den Produzenten wird die berechnete, vermiedene Einspeisung zum Einspeisetarif vergütet.



Abb. 1: Untersuchte Wechselrichter (vorne) mit den variablen DC- und AC-Simulatoren (hinten) im Labor der BFH

3 Wechselrichter werden im Labor (Abb. 1) mit verschiedenen Regelparametern und unter Variation der PV-Leistung und Netzspannung ausgemessen. Fokus der Laboranalysen sind das Systemverhalten und die Stabilität der Wechselrichter. Für die Labor-Messungen werden PV- und Netzsimulatoren eingesetzt.

Resultate

Im Feldtest zeigt sich, dass die Wirkleistungsreduktion im Alltag effektiv funktioniert. Die Netzspannung kann erfolgreich im Erwartungsfenster stabilisiert werden (Abb. 2). Aus den Analysen im Labor geht hervor, dass die untersuchten Wechselrichter mit vernünftiger P(U)-Parametrierung im Allgemeinen zuverlässig regeln.

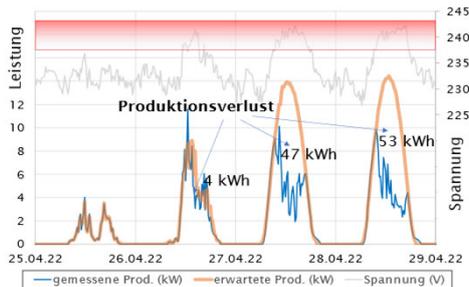


Abb. 2: Zeitverlaufsdiagramm mit der Spannung (grau), der realen Wirkleistungseinspeisung (blau) und der geschätzten potenziellen Wirkleistung (orange) im Feldversuch. Deutlich sichtbar ist die Wirkleistungsabregelung P(U) am 27. und 28. April 2022.

Im Detail zeigen sich dennoch merkliche Unterschiede:

- Einige Wechselrichter regeln sehr rasch, während andere viel später ihre Leistung drosseln (Einfluss Reglerdesign und Messtoleranzen).
- Einige PV-Anlagen übernehmen einen höheren Anteil an der P(U)-Regelung im Netz als andere.
- Selten zeigt sich eine gegenseitige Beeinflussung.
- "Voll abgeregelt" ist noch eine minimale Rückspeisung messbar ($P_{PV(U)} < 1\% P_N$).
- An den getesteten Geräten wird die NA-Schutzfunktion (10min Spannungsmittelwert) durch eine aktive P(U)-Regelung nicht beeinträchtigt.

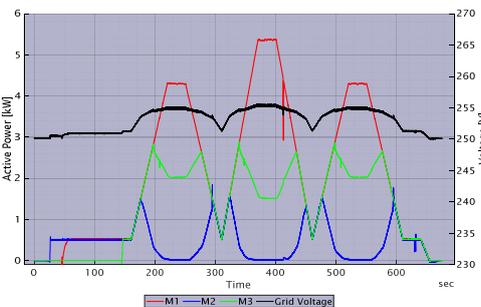


Abb. 3: P(U)-Regelverhalten von 3 Wechselrichtern (M1, M2, M3) am selben Verknüpfungspunkt bei variierender Einstrahlung. Aufgrund der Einstellungen und der Genauigkeit der internen Spannungsmessung reagieren sie unterschiedlich früh und intensiv auf die Netzspannung (schwarz), welche sie auch selbst beeinflussen. (P_{DC} var., U_{AC} konst., hohe Netzimpedanz)

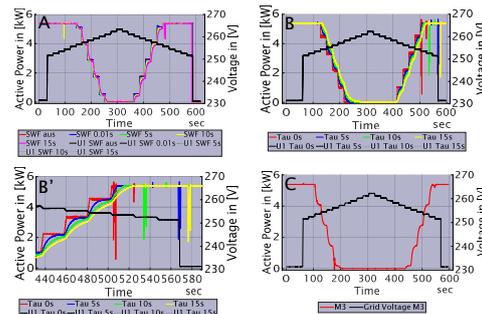


Abb. 4: P(U)-Verhalten der Wechselrichter einzeln mit Parametervariation für den Sollwertfilter SWF (A: M1) und die Zeitkonstante Tau (B/B': M2). Keine Variation bei (C: M3) möglich. (P_{DC} konst., U_{AC} var., kleine Netzimpedanz)

Bei Messungen mit realistischen Einstellungen an den Wechselrichtern kann keine Situation beobachtet werden, in welcher sich ein dauerhaft instabiler Zustand einstellt. Vereinzelt sind leichte (4A, 4B) bis erhebliche (4B/B') Kurzzeitschwankungen zu sehen. Mit unrealistischen Werten für den Sollwertfilter (10ms, 4A) und die Zeitkonstante (0s, 4B) sind Überschwinger und geringe Oszillationen um den Sollwert zu beobachten.

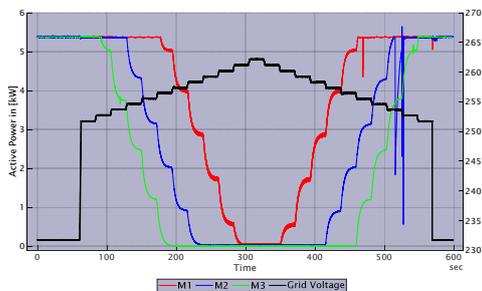


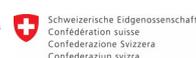
Abb. 5: Eine Gruppe von Wechselrichtern mit Standard-Einstellungen an einem Netz mit sehr hoher Impedanz. Beobachtung: Unterschiedliche Regelalgorithmen und zeitweise gegenseitige Beeinflussung, jedoch kaum Anzeichen von Instabilität. Auf der roten Kurve ist bei Abregelung ständig eine leichte Schwebung erkennbar.

Fazit

- Die wichtigsten Erkenntnisse aus GODA in Kürze:
- P(U) wurde an 5 PV-Anlagen im Feld und 3 Wechselrichtern im Labor erfolgreich getestet.
 - Die Wechselrichter können durch die Reduktion der Wirkleistung die Netzspannung aktiv absenken.
 - Mit Smart Meter Daten erfolgt die Abschätzung der abgeregelten Energie, welche den Kunden vergütet werden kann.
 - Die Labormessungen zeigen bei vernünftigen Einstellungen der Regelparameter ein stabiles Verhalten der Wechselrichter – einzeln wie auch in Gruppen am selben Verknüpfungspunkt.
 - P(U) kann mit Standardeinstellungen aktiviert werden und zur sinnvollen Netzstützung beitragen.

P+D Projekt GODA

GODA steht für «Grid Optimization with Decentralized Actors». Projektpartner sind die Groupe E und die BFH. Das Projekt wird durch das Pilot- und Demonstrationsprogramm des Bundesamts für Energie BFE unterstützt.



Bundesamt für Energie BFE
 Swiss Federal Office of Energy SFOE

Weitere Informationen unter www.bfh.ch/pvlab

Spannungsabhängige Wirkleistungsregelung

Wie PV-Wechselrichter sinnvoll das Netz stützen

David Joss ⁽¹⁾, Prof. Dr. Christof Bucher ⁽¹⁾, Marco Zaugg ⁽¹⁾, Dr. Peter Cuony ⁽²⁾, Patrick Joye ⁽²⁾, Cyril Käser ⁽²⁾
 21. Schweizer Photovoltaik-Tagung 2023, Bern | ⁽¹⁾ Berner Fachhochschule, Labor für Photovoltaiksysteme ⁽²⁾ Groupe E

Im gemeinsamen Projekt können die Groupe E und die BFH zeigen, dass die spannungsabhängige Wirkleistungsregelung P(U) zur Spannungshaltung im Feld effektiv funktioniert. Die PV-Anlagen reduzieren die rückgespeiste Wirkleistung, wenn die Spannung den Schwellwert übersteigt. Die P(U)-Regelung ist stabil, wie Analysen im Labor für Photovoltaiksysteme verdeutlichen.

Einführung

Viele moderne Wechselrichter haben die spannungsabhängige Wirkleistungsregelung standardmässig als aktivierbare Funktion integriert. Doch P(U) wird noch kaum eingesetzt, obschon sie gegenüber der Netzverstärkung oder der statischen Wirkleistungsbegrenzung erhebliche Vorteile bietet:

- Die PV-Anlage wird nur abgeregelt, wenn die Spannung am Verknüpfungspunkt überhöht ist.
- In Starklastzeiten speisen alle PV-Anlagen mit der maximal verfügbaren Leistung ein.
- Durch P(U)-Nutzung kann ohne Netzverstärkung sofort viel mehr PV zugebaut werden
- P(U) lässt sich mit weiteren netzstützenden Funktionen kombinieren (z.B. mit Q(U))

Methodik

Im Projekt GODA wird durch Groupe E in einem Feldversuch die Nutzung von P(U) im Verteilnetz erforscht, während die BFH Messungen im Labor durchführt. Beim Feldversuch werden 5 PV-Anlagen mit P(U) parametrisiert und zwischen März und September 2022 mit zwei unterschiedlichen Schwellen betrieben (103.5-105.5 % / 105-107 %). Die Produktionsdaten der PV-Anlagen und die Netzspannung werden über Smart Meter erfasst. Ein selbstlernender Algorithmus berechnet die Produktionsverluste der betroffenen Anlagen auf Basis von umliegenden, nicht abgeregelten PV-Anlagen. Den Produzenten wird die berechnete, vermiedene Einspeisung zum Einspeisetarif vergütet.



Abb. 1: Untersuchte Wechselrichter (vorne) mit den variablen DC- und AC-Simulatoren (hinten) im Labor der BFH

3 Wechselrichter werden im Labor (Abb. 1) mit verschiedenen Regelparametern und unter Variation der PV-Leistung und Netzspannung ausgemessen. Fokus der Laboranalysen sind das Systemverhalten und die Stabilität der Wechselrichter. Für die Labor-Messungen werden PV- und Netzsimulatoren eingesetzt.

Resultate

Im Felddtest zeigt sich, dass die Wirkleistungsreduktion im Alltag effektiv funktioniert. Die Netzspannung kann erfolgreich im Erwartungsfenster stabilisiert werden (Abb. 2). Aus den Analysen im Labor geht hervor, dass die untersuchten Wechselrichter mit vernünftiger P(U)-Parametrierung im Allgemeinen zuverlässig regeln.

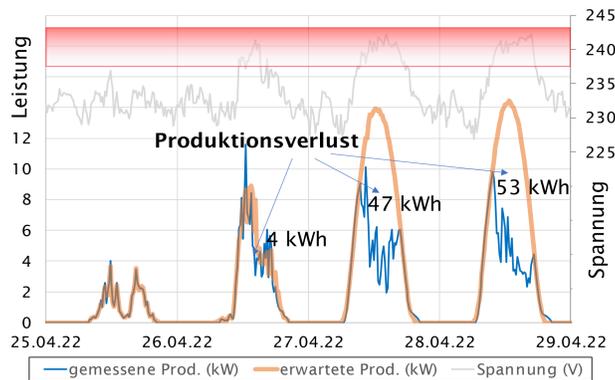


Abb. 2: Zeitverlaufsdiagramm mit der Spannung (grau), der realen Wirkleistungseinspeisung (blau) und der geschätzten potenziellen Wirkleistung (orange). Deutlich sichtbar ist die Wirkleistungsabregelung P(U) am 27. und 28. April 2022.

Im Detail zeigen sich dennoch merkbare Unterschiede:

- Einige Wechselrichter regeln sehr rasch, während andere viel später ihre Leistung drosseln (Einfluss Reglerdesign und Messtoleranzen).
- Einige PV-Anlagen übernehmen einen höheren Anteil an der P(U)-Regelung im Netz als andere.
- Selten zeigt sich eine gegenseitige Beeinflussung.
- "Voll abgeregelt" ist noch eine minimale Rückspeisung messbar ($P_{P(U)} < 1\% P_N$).
- An den getesteten Geräten wird die NA-Schutzfunktion (10min Spannungsmittelwert) durch eine aktive P(U)-Regelung nicht beeinträchtigt.

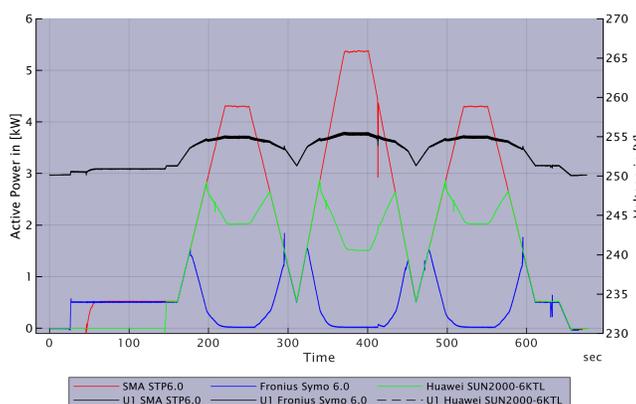


Abb. 3: P(U)-Regelverhalten von 3 Wechselrichtern (rot, blau, grün) am selben Verknüpfungspunkt bei variierender Einstrahlung. Aufgrund der Einstellungen und der Genauigkeit der internen Spannungsmessung reagieren sie unterschiedlich früh und intensiv auf die Netzspannung (schwarz), welche sie auch selbst beeinflussen. (P_{DC} var., U_{AC} konst., hohe Netzimpedanz)

P+D Projekt GODA

GODA steht für «Grid Optimization with Decentralized Actors». Projektpartner sind die Groupe E und die BFH. Das Projekt wird durch das Pilot- und Demonstrationsprogramm des Bundesamts für Energie BFE unterstützt.



Weitere Informationen unter www.bfh.ch/pvlab

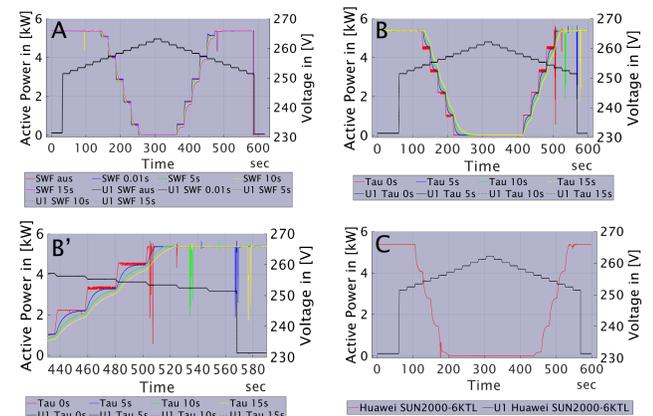


Abb. 4: P(U)-Verhalten der Wechselrichter einzeln mit Parametervariation für den Sollwertfilter SWF (A: SMA) und die Zeitkonstante Tau (B/B': Fronius). Keine Variation bei (C: Huawei) möglich. (P_{DC} konst., U_{AC} var., kleine Netzimpedanz)

Bei Messungen mit realistischen Einstellungen an den Wechselrichtern kann keine Situation beobachtet werden, in welcher sich ein dauerhaft instabiler Zustand einstellt. Vereinzelt sind leichte (4A, 4B) bis erhebliche (4B/B') Kurzzeitschwankungen zu sehen. Mit unrealistischen Werten für den Sollwertfilter (10ms, 4A) und die Zeitkonstante (0s, 4B) sind Überschwinger und geringe Oszillationen um den Sollwert zu beobachten.

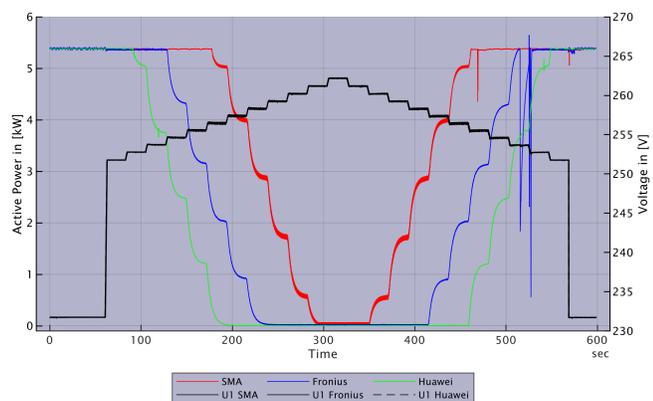


Abb. 5: Eine Gruppe von Wechselrichtern mit Standard-Einstellungen an einem Netz mit sehr tiefer Impedanz. Beobachtung: Unterschiedliche Regelalgorithmen und zeitweise gegenseitige Beeinflussung, jedoch kaum Anzeichen von Instabilität (leichter Ripple auf roter Kurve erkennbar).

Fazit

Die wichtigsten Erkenntnisse aus GODA in Kürze:

- P(U) wurde an 5 PV-Anlagen im Feld und 3 Wechselrichtern im Labor erfolgreich getestet.
- Die Wechselrichter können durch die Reduktion der Wirkleistung die Netzspannung aktiv absenken.
- Mit Smart Meter Daten erfolgt die Abschätzung der abgeregelten Energie, welche den Kunden vergütet werden kann.
- Die Labormessungen zeigen bei vernünftigen Einstellungen der Regelparameter ein stabiles Verhalten der Wechselrichter – einzeln wie auch in Gruppen am selben Verknüpfungspunkt.
- P(U) kann mit Standardeinstellungen aktiviert werden und zur sinnvollen Netzstützung beitragen.

Matthias Burri, Mischa Müller, Sina Spring, Dr. Christof Bucher, 21. Schweizer Photovoltaik-Tagung 2023, Bern

Photovoltaik-Steckverbinder (PV-Steckverbinder) altern im Feld und können bei vorzeitigem Ausfall grosse Schäden an PV-Anlagen verursachen. Gemeinsam mit Stäubli Electrical Connectors hat das PV-Labor der Berner Fachhochschule in einer detaillierten Messkampagne DC-Steckverbinder von diversen PV-Anlagen normgemäss bezüglich ihrer Alterung untersucht.

Projektbeschreibung

Im Labor wurde der Übergangswiderstand gemessen und die Steckverbindungen wurden auf das Erwärmungsverhalten (s. Abb. 3) bei Bestromung hin untersucht. Zudem wurden die Steckverbindungen auf die Hochspannungsfestigkeit, den Isolationswiderstand und den IP-Schutzgrad getestet. Die Steckverbinder wurden bei der Entnahme detailliert dokumentiert und ohne mechanische Beanspruchung ins Labor gebracht. So konnte genau untersucht werden, ob der Steckverbinder, die Einbausituation, oder weitere Faktoren einen Einfluss auf das Alterungsverhalten haben.

Resultate Steckverbindertypen

Es wurden Steckverbinder verschiedener Hersteller und Typen entnommen, aber auch sogenannte Kreuzverbindungen (Verbindungen von Steckverbinder-Teilen verschiedener Hersteller).

- MC3-Steckverbinder zeigen die niedrigsten Übergangswiderstände der untersuchten Verbindungen.
- MC4-Steckverbinder zeigen ebenfalls niedrige Werte ohne grössere Anzahl an Ausreissern (Werte, die ausserhalb des 1.5-fachen Interquantilabstands liegen).
- Kreuzverbindungen zeigen höhere Übergangswiderstände.
- Nur bei den Kreuzverbindungen wurden Übergangswiderstände von über 5 mΩ gemessen (normativer Grenzwert für neue Steckverbinder gemäss IEC 62852).
- Eine Kreuzverbindung zeigte massiv höhere Widerstände im Bereich >45 mΩ und war stark deformiert, so dass er nicht mehr getrennt werden konnte (in Abb. 1 nicht dargestellt).

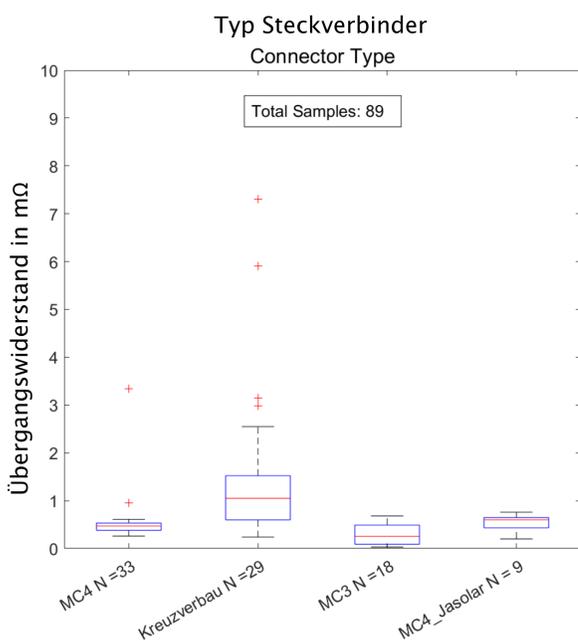


Abbildung 1: Übergangswiderstand in mΩ, aufgeteilt nach Steckverbindertypen

Resultate Installationsorte

Mit Sicht auf die verschiedenen PV-Anlagen wurden folgende Beobachtungen gemacht:

- Zwischen verschiedenen Installationsorten sind grosse Unterschiede sichtbar.
- Eine Anlage zeigt eine hohe Streuung und grössere Ausreisser (siehe Abb. 2 unten, Location 2). Diese Anlage wurde umgebaut und die Steckverbinder wurden mutmasslich über längere Zeit ungeschützt auf der Baustelle offen gelagert.
- Eine weitere Anlage zeigt ebenfalls erhöhte Werte und hat einen hohen Ausreisser. Diese Anlage steht in der Nähe einer Kläranlage und die Verbindungen bestehen auch den Isolationsfestigkeitstest nicht. Bei der Strombelastung der Verbindungen mit Nennstrom konnte ein klarer Zusammenhang von Übergangswiderstand zu Erwärmung gezeigt werden.

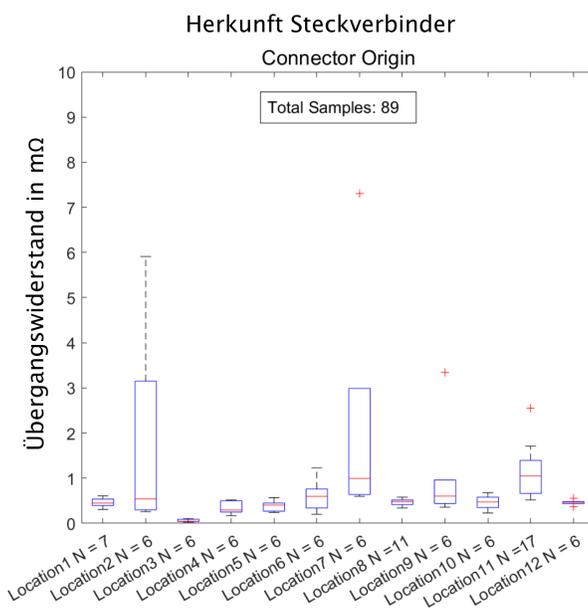


Abbildung 2: Übergangswiderstand in mΩ, aufgeteilt nach Installationsorten der Anlagen

Resultate Bestromung

Hochspannungs- und Kriechstromtest (s. Abb. 3):

- Alle Prüflinge bestehen den ersten Hochspannungstest zu Beginn des Messablaufs.
- Nachdem die Verbindungen zusätzlich die Erwärmungsprüfung, den Isolationswiderstandstest und den IP-Dichtheitstest durchlaufen haben, gibt es diverse Exemplare, die den zweiten Hochspannungstest nicht mehr bestehen.
- Auf der Basis der durchgeführten Untersuchungen kann jedoch kein klarer Zusammenhang von Beobachtungen (z. B. Feuchtigkeit im Steckverbinder) zum Nichtbestehen von Isolationsprüfung, Hochspannungsprüfung und IP-Test festgestellt werden.

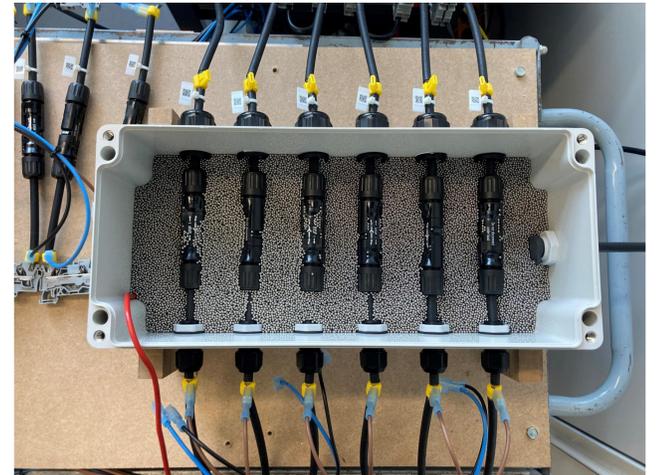


Abbildung 3: Versuchsaufbau Kriechstromtest

Fazit und Ausblick

- Die Stichprobengrösse ist gering. Zudem sind gewisse Variablen, die für Interpretationen hinzugezogen werden, voneinander abhängig (z. B. eine Anlage zeigt hohe Übergangswiderstände, es ist bekannt, dass die Verbinder während einem Anlagenumbau offen ohne Schutzkappe auf der Baustelle lagen. Die Verbinder sind aber gleichzeitig auch Kreuzverbinder. Nun kann bei dieser Stichprobe nicht zweifelsfrei gesagt werden welche Einflussgrösse für den erhöhten Übergangswiderstand verantwortlich ist).
- Die Warnung der Hersteller, dass es zu keinen Kreuzverbindungen von Steckverbindern unterschiedlicher Hersteller kommen darf, wird von den Untersuchungen unterstützt.
- Ebenfalls ist ersichtlich, dass das offene Liegenlassen von Steckverbindern zu negativen Auswirkungen führen kann.
- Da die Steckverbinder nicht geöffnet oder mit weiteren bildgebenden Verfahren untersucht wurden, sind genauere Aussagen zu den Ursachen der erhöhten Übergangswiderstände noch nicht möglich.

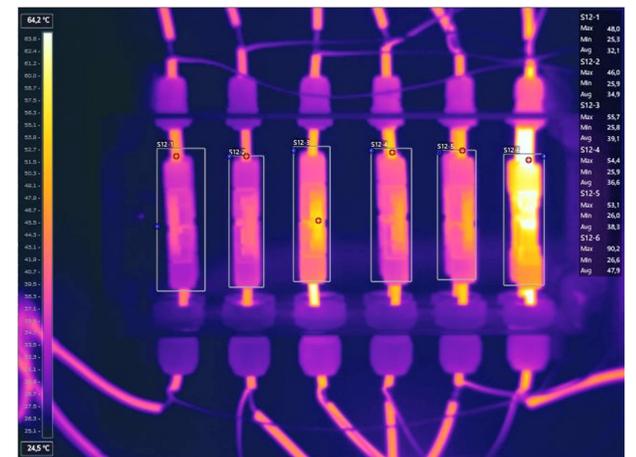


Abbildung 4: Aufnahme Infrarotüberwachung der Erwärmungsprüfung



EINFLUSS ZUKÜNFTIGER WETTERDATEN AUF SOLARES HEIZEN UND KÜHLEN

Um verschiedene zukünftige Wetterdaten und deren Einfluss auf solares Heizen und Kühlen zu untersuchen, wurden Simulationen für ein Mehrfamilienhaus mit PV und Luftwärmepumpe zum Heizen und Kühlen durchgeführt.

Autoren:

Jeremias Schmidli
jeremias.schmidli@ost.ch
+41 58 257 4817

Daniel Carbonell
dani.carbonell@ost.ch

Christof Biba
christof.biba@ost.ch



SPF Institut für Solartechnik
www.spf.ch

Ostschweizer Fachhochschule (OST)
www.ost.ch

DANKSAGUNG:

Die Inhalte dieses Posters sind Teil des Projekts SolResHC, welches im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE) durchgeführt wird. Die Autoren bedanken sich beim BFE für die Finanzierung des Projekts. Die Ergebnisse dieser Untersuchung sind ein Beitrag zum IEA PVPS Task 16.

Methodik

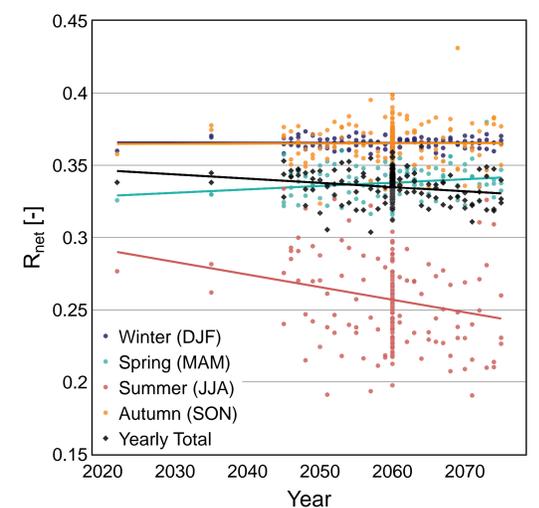
- Dynamische Simulationen mit TRNSYS 18
- Mehrfamilienhaus
- PV-Luftwärmepumpensystem für Heizen, Kühlen und Brauchwarmwasser
- Netzaufwandszahl (R_{net}) wird als Leistungskennzahl verwendet

Wetterdaten

- 168 verschiedene Wetterdatensätze wurden für den Standort Zürich (SMA) simuliert
- Regionale und globale Klimamodelle
- Design Referenzjahre
- Extremjahre
- Drei verschiedene Klimaszenarien (RCP2.6, RCP4.5 and RCP8.5)
- Zukunftsdaten zur Ergänzung der SIA 2028
- Daten von den CH2018 Szenarien
- Daten von Meteonorm

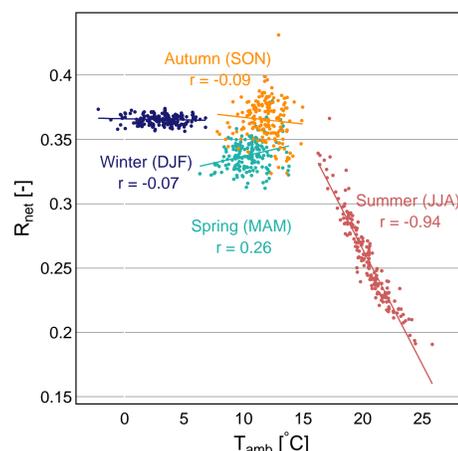
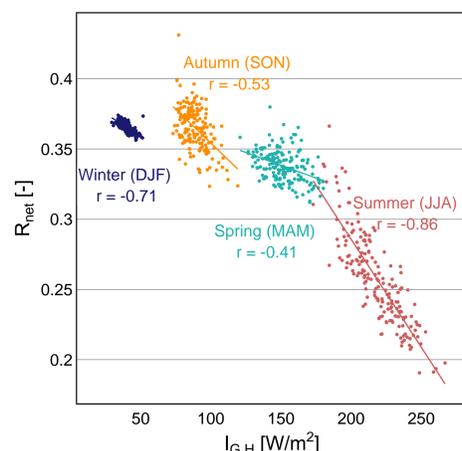
Resultate

- Netzaufwandszahl sinkt mit steigender Globalstrahlung



Zeitliche Entwicklung der Netzaufwandszahl für die verschiedenen Jahreszeiten

- Netzaufwandszahl sinkt mit steigender Temperatur im Sommer aufgrund höheren Kühlbedarfs
- Die Simulationen zeigen einen Abwärtstrend der Netzaufwandszahl im Sommer - für die anderen Jahreszeiten ist kein klarer Trend ersichtlich



Saisonale Abhängigkeit der Netzaufwandszahl von der Globalstrahlung (links) und der Umgebungstemperatur (rechts). Die Netzaufwandszahl sinkt mit zunehmender Einstrahlung für alle Jahreszeiten. Ein Anstieg der Umgebungstemperatur korreliert negativ mit der Netzaufwandszahl im Sommer aufgrund des erhöhten Kühlbedarfs.

Definitionen:

$$R_{net} = \frac{E_{grid\ purchase}}{E_{use}}$$

wobei:

$E_{grid\ purchase}$: Vom Netz bezogene Elektrizität

E_{use} : Gesamtenergieverbrauch inklusive Wärme, Kälte und Elektrizität

$I_{G,H}$: Horizontale Globalstrahlung

T_{amb} : Aussentemperatur

Hail impact testing: quantitative determination of differences between IEC and VKF procedures through impulse recording

Mauro Caccivio¹, Giovanni Bellenda¹, Daniele Forni², Flavio Valoti¹, Mattia Ceretti¹, Moreno Ronchi¹, Matteo Dotta², Nicoletta Tesio², Ezio Cadoni²

1 – University of Applied Sciences and Arts of Southern Switzerland (SUPSI-PVLab), Mendrisio, Switzerland
2 – University of Applied Sciences and Arts of Southern Switzerland (SUPSI-Dynamat), Mendrisio, Switzerland

ABSTRACT

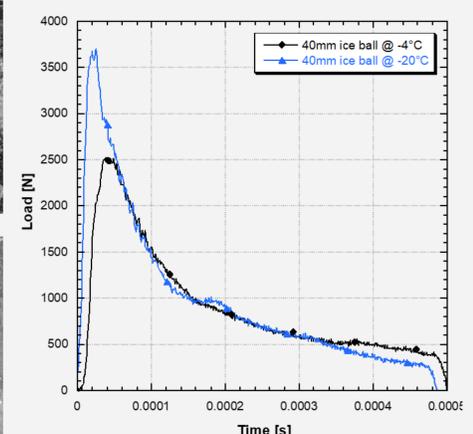
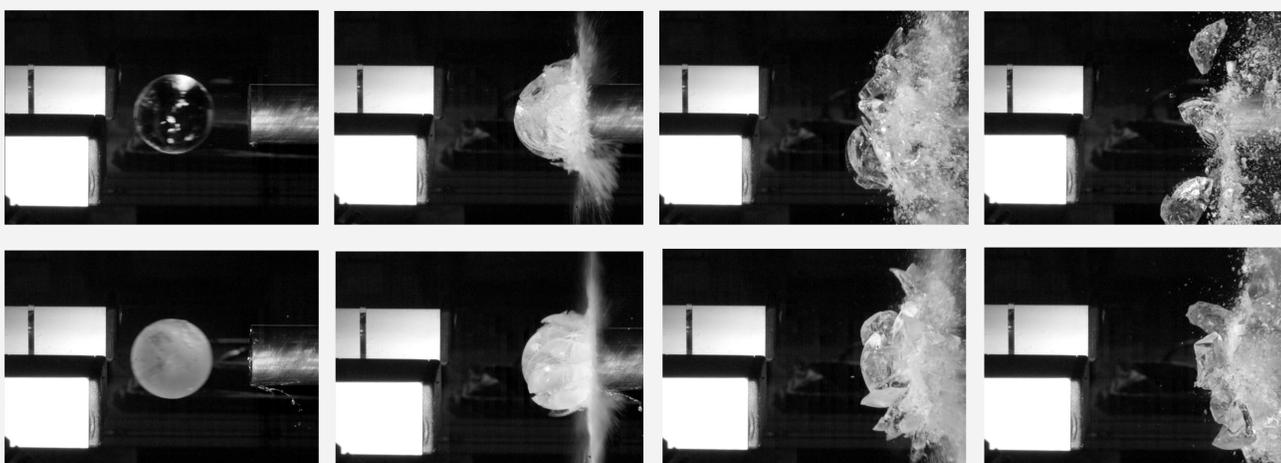
The rapid changing in solar module technology, with increasing dimensions of silicon wafers (from M2, 156.75mm, in 2018 to M12, 210mm today), increased options for inter-cell contacting technologies (multi bus-bar, shingled, tiling ribbon, smartwire), reduced thickness of glasses (from 3.2 mm to 2.85 mm and less), reduced section of aluminium frames, is generating questions on the reliability of the new mass products that are entering the market. Among the critical points for insuring long lifetimes to the photovoltaic modules on the Swiss Alps, is the resistance to hail stones with larger diameters.

As a background, in 2012, several improvements in hail testing were accomplished in the frame of a research work funded by the “Vereinigung Kantonaler Gebäudeversicherungen” (VKG). In that occasion, after a round robin activity organized between four laboratories in Switzerland and Austria, the test setup at SUPSI was improved from 25-35 mm up to maximum 60 mm ice ball diameter. At 10 years distance, SUPSI PVLab has characterised indoor the impact of normalised hailstones on solar modules in cooperation with the colleagues of SUPSI Dynamat, in order to properly determine the maximum impact force of different hail projectiles, ranging from 25 to 70 mm diameters, with different recipes for the preparation of the ice, following the Swiss norm (VKF prüfbestimmung n.25) and international norms (IEC 61215-2).

Testing execution



- Preparation of hail stones was accomplished through use of ultra pure ice bars and direct melting of ice cubes with metal moulds.
- Projectiles have been stored at different temperatures (1 hour at -4°C for IEC 61215-2 and 48 hours at -20°C for VKF Pr.25) in order to compare the requirements of Swiss standard and IEC standard.
- A calibrated aluminium bar was used as an output bar for wave recording of the impulse generated by the impact of ice balls.
- By means of a strain-gauge station, it is possible to record the strain signals and, as a consequence, the load signal vs time. Two high-speed cameras were used to record the impact of the ice ball on the target.



Results

- Testing with larger hailstones with good repeatability is possible, verified according to normative up to 70mm, preliminary testing up to 100mm.
- Standards do not define how to prepare ice balls: there are important differences based upon the method of preparation and the storage temperature and
- lower temperatures for longer times result in much higher maximum force (40 to 77 % higher)
- In the experiment, glass-backsheet modules with tempered glass performed better than glass-glass modules with the same thickness but with thermally reinforced glass.

Temperature (LAB) [°C]	Mass (LAB) [g]	Diameter (LAB) [mm]	Velocity (LAB) [m/s]	Energy (LAB) [J]	Impulse [N*s]	Max impact force [N]	Transmitted Energy [J]	Transmitted Energy [%]	Ave. Max impact force [N]
-4	7.8	25.1	22.8	2.0	0.1	1017.8	1.1	54.8	864.2
	7.9	25.1	21.6	1.8	0.1	786.3	1.2	63.2	
	7.9	25.3	21.8	1.9	0.1	788.4	0.9	49.0	
-20	8.0	25.2	23.4	2.2	0.1	1649.2	1.3	58.5	1525.8
	7.9	25.4	23.2	2.1	0.1	1396.2	1.1	53.4	
	7.9	25.3	23.3	2.1	0.1	1532.1	1.1	49.3	
-4	29.7	39.4	27.5	11.2	0.4	2516.5	3.4	30.2	2588.1
	29.7	39.4	28.0	11.6	0.5	2659.6	4.9	41.8	
	29.9	39.5	28.2	11.9	0.6	3397.8	5.3	45.0	
-20	29.9	39.5	27.2	11.1	0.5	3699.8	3.9	35.4	3624.6
	29.6	39.5	28.1	11.7	0.4	3776.3	3.1	26.7	
	159.6	69.1	36.1	104.0	1.6	9610.1	7.7	7.4	
-4	159.9	69.0	37.1	110.0	1.7	10361.6	9.2	8.3	10083.2
	159.5	69.0	36.8	108.0	1.8	10277.9	9.7	9.0	
	160.0	69.1	38.4	118.0	2.0	13844.1	11.9	10.1	
-20	159.9	69.1	38.6	119.1	1.7	14904.2	9.1	7.6	14509.3
	160.1	69.1	38.4	118.0	1.9	14779.6	11.5	9.7	

Increase 77 %

Increase 40 %

Increase 44 %



Auswertung von Feldmessungen Hagelschäden an PV-Modulen

Hagelereignisse haben in den letzten Jahren vermehrt zu Schäden an PV-Anlagen geführt. Bei von Glasbruch betroffenen Anlagen ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass weitere Module Mikrorisse in den Zellen aufweisen, die zukünftig zu Ertragsminderungen oder Sicherheitsrisiken führen können.

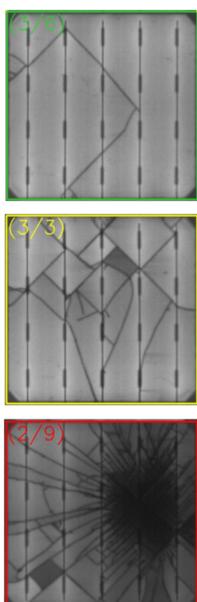
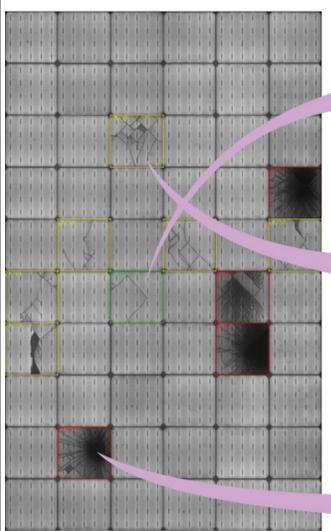


Evelyn Bamberger
Projektleiterin
evelyn.bamberger@ost.ch
T +41 58 257 48 29

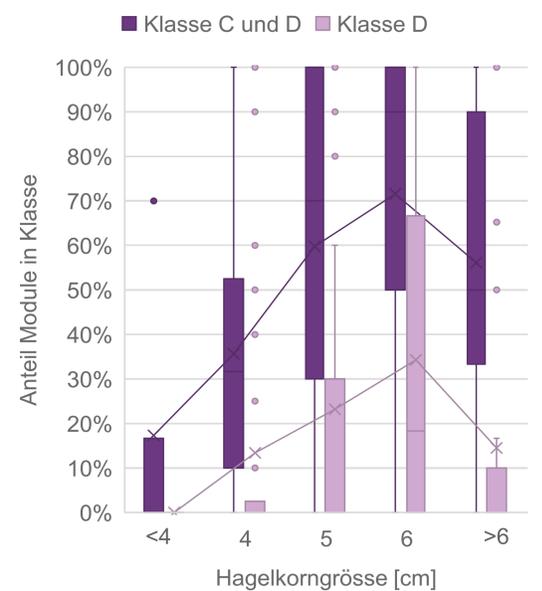
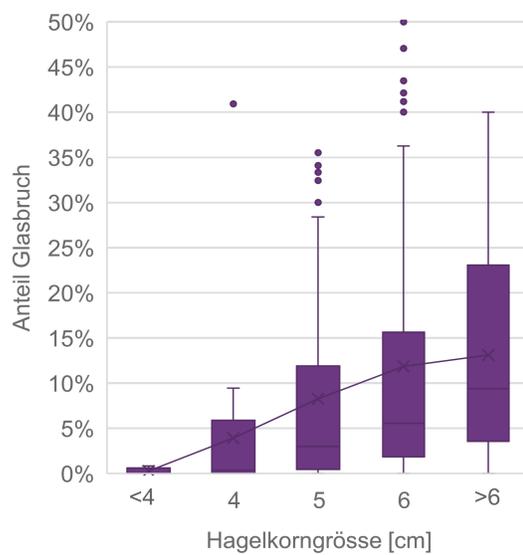
Bewertung von Mikrorissen

Mikrorisse werden üblicherweise mit Elektrolumineszenzaufnahmen sichtbar gemacht. Bei der Bewertung kann unterschieden werden, wie gravierend die einzelnen Zellen beschädigt sind (siehe Abbildung unten) und die Module anschliessend in die Kategorien A bis D eingeordnet werden.

Elektrolumineszenzaufnahme eines PV-Moduls mit Bewertung von Zellschäden



- unkritische Risse, die zu keiner oder nur minimaler Zellabtrennung führen können (max. 1 %)
- kritische Risse, die künftig zu Zellabtrennungen bis zu 20% der Zellfläche führen können
- sehr kritische Risse, die künftig zu Zellabtrennungen grösser 20% der Zellfläche führen können



Messungen

Mit dem mobilen PV-Labor des SPF wurden in den letzten beiden Jahren über 4000 Module von mehr als 400 PV-Anlagen mit Verdacht auf Zellschäden durch Hagelschlag vermessen. Über 50% der Module wiesen erhebliche Zellschäden auf, wobei mehr als 80% der Module von Hagelkörnern mit 5 cm Durchmesser oder mehr getroffen wurden.

Ergebnisse

Die Auswertung der Messungen zeigt, dass in der Regel Hagelkorngrössen ab 5 cm kritisch für PV-Module sind, es können aber auch kleinere Grössen zu Schäden führen.

Die Hagelkorngrösse ist ein guter Indikator für sowohl die Wahrscheinlichkeit von Glasbruch, als auch für Mikrorisse. Dagegen lässt sich aus dem Anteil Module mit Glasbruch in einer Anlage nur bedingt auf weitere Module mit Zellschäden schliessen.

Ausblick

Es läuft die Prüfung und Bereinigung der Daten, eine Auswertung nach weiteren Einflussgrössen wie Glasstärke, Zelltyp, Alter, Ausrichtung etc. sowie die Untersuchung der Langzeitfolgen von Mikrorissen durch Hagelschlag.

Intrinsic performance loss rate: decoupling shading losses from photovoltaic system data for reliable degradation estimations

Hugo Quest^{1,2}, Alessandro Virtuani³, Pascal Müller², Alejandro Pena-Bello¹, Nicolas Wyrsh¹, Christophe Ballif^{1,3}

1 – EPFL, Institute of Electrical and Micro Engineering (IEM), Photovoltaics and Thin-Film Electronics Laboratory (PV-LAB), 2002 Neuchâtel (Switzerland)

2 – 3S Swiss Solar Solutions AG, 3645 Thun (Switzerland)

3 – CSEM, Sustainable Energy Centre, 2002 Neuchâtel (Switzerland)

SWISSOLAR PV Tagung 2023

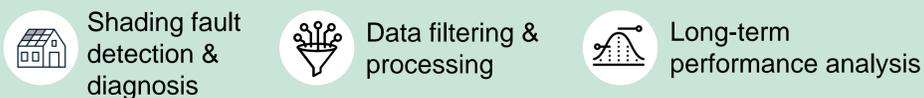
* hugo.quest@epfl.ch

EPFL :: CSEM

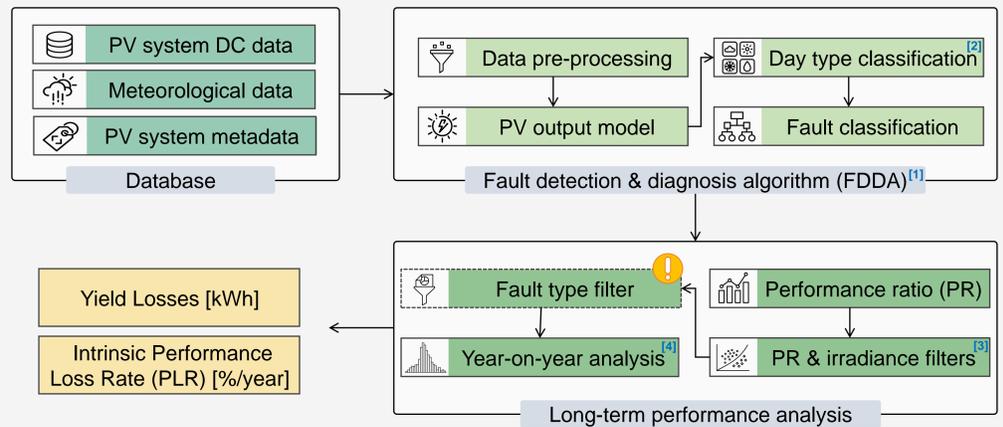
3S Swiss Solar Solutions

1 Context and goals

- Research on PV fault detection is separated from reliability assessments in literature, but they should be dealt with in parallel^[1].
- Reversible faults such as partial shading can significantly bias a PV system's performance loss rate (PLR).
- This work aims to decouple reversible losses from PV output data, leading to the definition of the **intrinsic PLR**.



2 Methodology



3 Results

3.1 | Loss patterns & PLR bias

- Fleet analysis of string-level building-integrated PV (BIPV) systems:
 - Step 1** – Fault detection & diagnosis algorithm (FDDA) to identify yield losses and shading patterns.
 - Step 2** – Compute **intrinsic PLR** with fault type filtering (eliminating shading faults) or **standard PLR**.
- Four patterns of shading losses and PLRs are identified (**Fig. 1**):

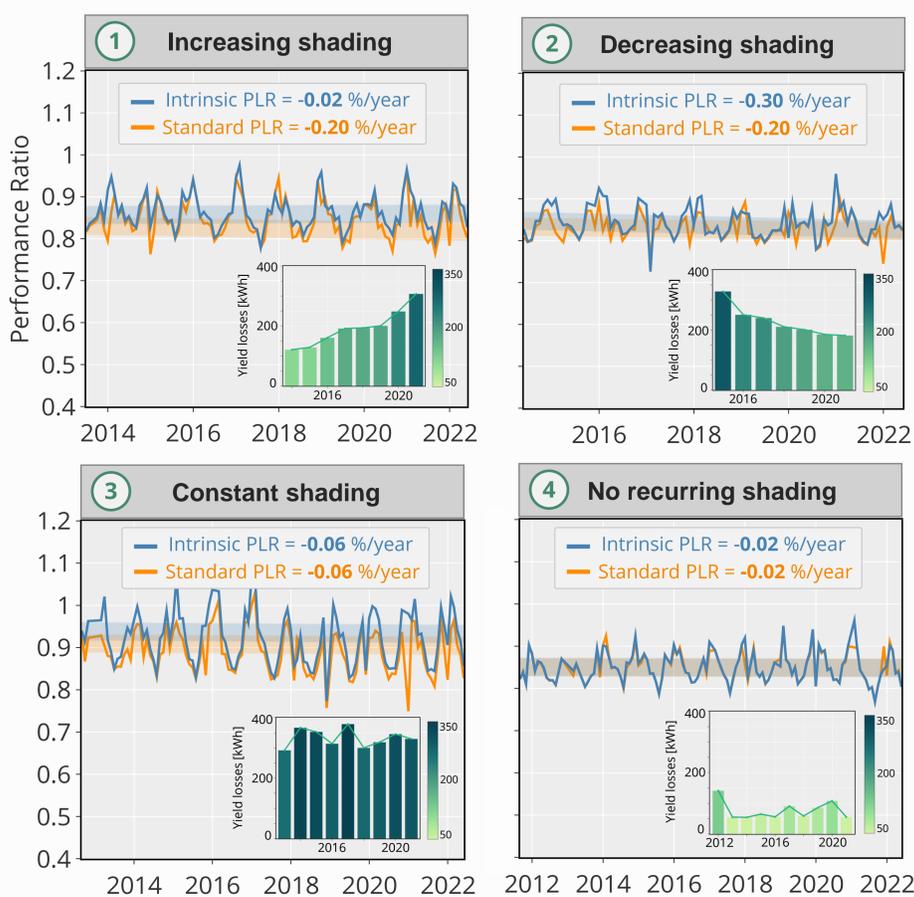
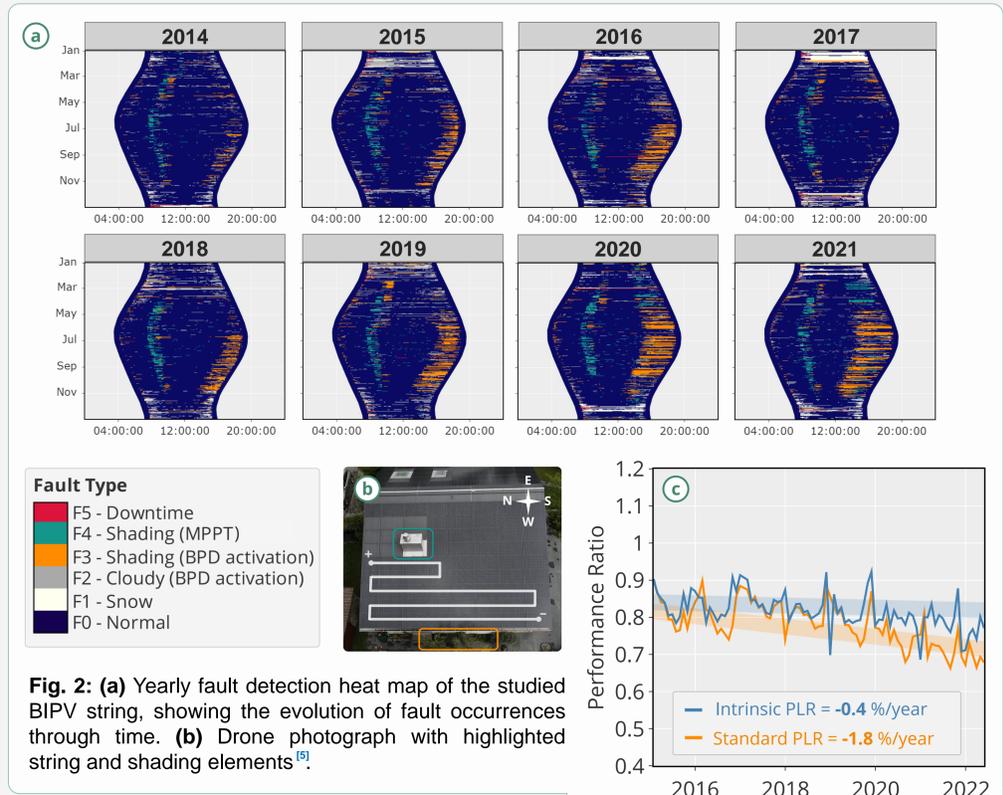


Fig. 1: Comparison of daily PR trends for the intrinsic and standard PLRs for the four identified shading loss scenarios (different BIPV systems), with corresponding yearly yield loss evolution.

3.2 | Detailed case study – shaded BIPV system



Recurring shading losses due to rooftop chimney and nearby tree.

Increase of tree shading over time, causing increased bypass diode activation during shading events.

Anomaly in 2017 – decreased shading and improved PR, indicating the tree was trimmed.

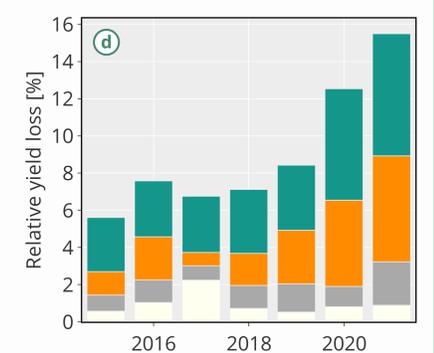


Fig. 2: (c) Daily PR trend for intrinsic and standard PLR. (d) Yearly relative yield losses with fault type classification.

4 Conclusion

The addition of FDD analysis within PLR pipelines offers a solution to avoid the influence of reversible effects, enabling the determination of what we call the **intrinsic PLR**.

A BIPV fleet analysis revealed **four typical patterns of PLR bias** due to reversible loss effects: overestimation of PLR, underestimation of PLR, shift in PR or stable PLR.

Next steps should include on-site analysis of systems affected by recurring losses in order to **correlate them to permanent, irreversible faults**.

- Filtering the reversible faults and applying the long-term analysis pipeline, the intrinsic PLR is 80% higher compared to the standard method (**Fig. 2 (c)**).

- Shading losses increase by a factor 3 between 2017 and 2021, leading to a drift in the daily PR (**Fig. 2 (d)**).

- On-site analysis of the string revealed one broken bypass diode: recurring shading can cause permanent, **irreversible faults**.

Acknowledgements

The authors acknowledge the financial support from the Swiss Federal Office of Energy (SFOE) through the ASSURed PV project (contract #502408-01).

The authors thank Baur AG for providing access to the PV system, and Solcast for use of their satellite-derived meteorological data.



References

- Fairbrother et al. (2021), doi: 10.1002/solr.202100583
- Quest et al. (2022), doi: 10.13140/RG.2.2.16943.82085
- Özkalay et al. (2021), doi: 10.4229/EUPVSEC20212021-5DO.2.1
- Jordan et al. (2021), doi: 10.1109/JPHOTOV.2017.2779779
- Quest et al. (2022), doi: 10.13140/RG.2.2.11455.79527



20th – 21st March 2023



Effect of satellite-derived insolation data on the accuracy of Performance Ratio Estimates

E. Özkalay^{1,2}, A. Virtuani^{2,3}, A. Fairbrother², A. Skoczek⁴, G. Friesen¹, C. Ballif^{2,3}

1 – SUPSI-PVLab, Via Flora Ruchat-Roncati 15, 6850 Mendrisio, Switzerland

2 – EPFL, Institute of Electrical and Micro Engineering (IEM), Photovoltaics and Thin-Film Electronics Laboratory (PV-LAB), Rue de la Maladière 71b, 2002 Neuchâtel, Switzerland

3 – CSEM PV-Center, Rue de Jaquet-Droz 1, 2002 Neuchâtel, Switzerland

4 – Solargis s.r.o., Bottova 2A, 811 09 Bratislava, Slovakia
mail: ebrar.ozkalay@supsi.ch

MOTIVATION

- Irradiance sensors to measure received solar resources are not widely used in residential (or commercial/industrial) installations. For larger systems, these sensors are frequently reported to lack maintenance or regular recalibrations. Data from local meteorological ground stations are valuable and accurate since the instruments are usually well-maintained, but they are sparsely distributed and hence not a suitable data source for many PV systems.
- For these reasons, PV systems' short- and long-term performances have often been analyzed using satellite-derived insolation data. Despite the fact that higher uncertainties are associated with satellite-derived insolation data, no studies have been conducted to quantify this impact when assessing PV plant's performance ratio.

This work quantifies the **accuracy of satellite-derived insolation (open-source and paid service)** and then understands **the impact of satellite-derived insolation data on the accuracy of PR estimates**. In order to do that, ground-measured insolation data and PR time series computed using ground-mounted sensors are used as benchmarks.

GROUND-BASED AND SATELLITE-DERIVED DATA

- Ground-based insolation:** GHI and the plane of array irradiance (G_{POA}) (20° tilt and 4° azimuth from the South) were monitored every minute for over three years (December 2015 - May 2019) by two secondary standard pyranometers mounted at SUPSI (Canobbio, Switzerland).
- Satellite-derived CAMS insolation (open-source):** GHI, DHI and DNI components with 1-minute intervals for the same time period were retrieved.
- Satellite-derived Solargis insolation (paid-service):** GHI, DHI, DNI and G_{POA} components were retrieved with a 5-minute frequency for the same period.

Table I. Ground-based and satellite-derived irradiance monitoring systems.

	Ground	CAMS	Solargis
Instrument	Pyranometer CM11 (UC = 2.7%, k=2)	Satellite (open-source)	Satellite (paid-service)
Time-step	1 minute	1 minute	5 minutes
GHI	✓	✓	✓
DHI	–	✓	✓
DNI	–	✓	✓
G_{POA}	✓	– (PVlib Perez [1])	✓

RESULTS & DISCUSSION

Uncertainty of Satellite-derived Insolation Data

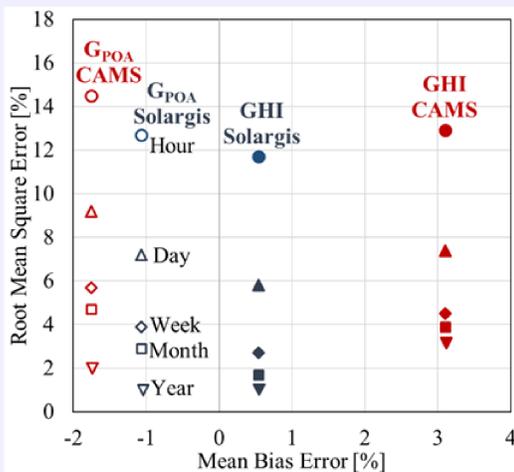


Fig. 1 shows that **Solargis GHI and G_{POA} data have better precision (lower RMSE) and accuracy (lower MBE) than CAMS data**. The precision of both satellite-derived data (RMSE) improves with lower temporal resolutions for both GHI and G_{POA} .

The uncertainty of satellite ($UC_{Satellite}$) data was calculated using the approach in the report of IEA PVPS Task 16 [2] (Fig. 2). The **uncertainty of the pyranometer is 2.7% (k=2)** at 1000 W/m², considering the pyranometer specifications, calibration procedure, secondary calibration, maintenance, measurement, and environmental conditions [3].

- The **UC of G_{POA} decrease significantly with longer temporal intervals** as some errors cancel each other out, **similar to RMSE**.
- Solargis G_{POA} has, on average, 1.8% lower uncertainty than CAMS G_{POA} for all temporal resolutions, except for the yearly resolution (0.7%).**

$$UC_{Satellite}[\%] = k \times \pm \sqrt{\left(\frac{UC_{Pyra}}{k}\right)^2 + \left(\frac{MBE}{k}\right)^2 + \left(\frac{RMSE}{k}\right)^2}$$

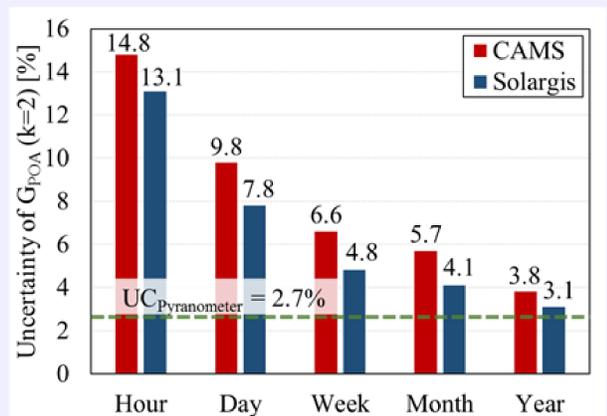


Table II. Uncertainties (k=2) of PRs computed using ground-based and satellite-derived CAMS and Solargis G_{POA} data.

		Uncertainty of PR (k=2)		
Insolation data	Temporal res.	Day	Month	Year
	Ground			3.6%
CAMS		10.1%	6.2%	4.5%
Solargis		8.2%	4.7%	3.9%

Uncertainty of Performance Ratio (PR)

The uncertainty of PR was calculated by propagating the **uncertainties of G_{POA} , P_{STC} by Pasan IIIb at SUPSI PV-Lab (1.6%, k=2, spectrum corrected [3]) and the outdoor P_{Meas} by maximum power point tracker (1.74%, k=2, incl. uncertainty of tracker [4])** (see Table II).

- $PR_{Solargis}$ has about 1.7% lower uncertainty than PR_{CAMS} for all temporal resolutions, except for the yearly temporal resolution (0.6% lower).**
- The uncertainties of monthly and yearly $PR_{Solargis}$ are 1.1% and 0.3% higher than the best case (3.6%, uncertainty of $PR_{pyranometer}$), respectively.**

CONCLUSION

- Monthly and yearly PR values with an uncertainty below 5% can be obtained using satellite-derived insolation data** without having to deal with regular calibration and maintenance of an on-site pyranometer to check general status of a PV system. However, there is a **trade-off (saving cost and time vs accuracy)**.
- Depending on the purpose and requirements of use, one of the appropriate satellite-derived data sources (open-source or paid service) or ground-based measurement options can be preferred.
- Although **daily PR has higher uncertainty than monthly PR (8.2% vs 4.7%)**, since it has about **thirty times more data points**, the **uncertainty arising from analysis to compute long-term performance change (PLR, %/year) may be less**. This trade-off will be investigated.

DIGERATI: a dynamic graph machine learning solution for short-term PV forecasting

Rafael E. Carrillo, Baptiste Schubnel, Renaud Langou and Pierre-Jean Alet

CSEM SA, Switzerland

Introduction

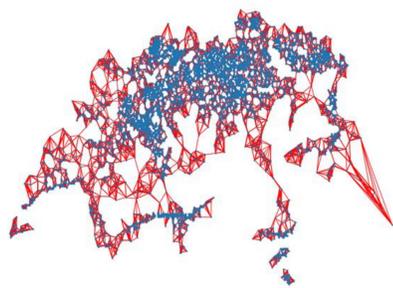
- CSEM has already demonstrated that graph neural networks (GNN) can outperform the state of the art in forecasting photovoltaic production
- Up to now such approaches have only been able to handle data from a fixed network of sensors (nodes) to produce the desired forecasts
- However, in real life, nodes can be frequently added or removed as new customers sign up or physical assets change
- Also, in real situations input data is imperfect affected by measurement and transmission errors
- The DIGERATI¹ project developed a forecasting solution based on dynamic graph machine learning to overcome these problems
- An online demonstrator has been made to showcase the capabilities of the solution

¹This research was co-financed by Innosuisse – Swiss Innovation Agency – project 57765.1 IP-EE: DIGERATI.

Graph-based multi-site PV forecasting

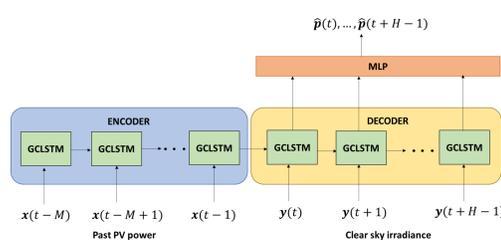
Intuition

- CSEM's data-driven solution relies entirely on measured data
- PV stations can be used as a network of virtual weather stations
- By exploiting the spatio-temporal relations of the power production data, cloud movements can be forecasted



Core graph forecasting model

- The forecast model is an encoder-decoder architecture with graph-convolutional Long-Short-Term-Memory (GCLSTM) cells²
- Graph convolutions capture spatial relations and propagate information in the spatial domain
- LSTM models the temporal dynamics in a similar fashion to a (non-linear) state space model

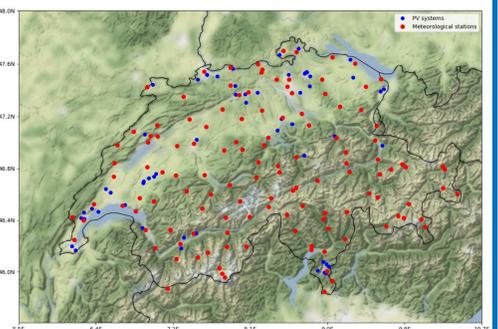


²J. Simeunović, B. Schubnel, P.-J. Alet and R. E. Carrillo, "Spatio-Temporal Graph Neural Networks for Multi-Site PV Power Forecasting," in IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 13, no. 2, pp. 1210-1220, April 2022.

The DIGERATI solution

Main characteristics of DIGERATI:

- Global approach to make localized forecasts
- Fusion of heterogeneous data sources (PV power and meteorological measurements)
- Robust to real-life data
 - Automatic monitoring of data quality for all sources (missing data)
 - Dynamic graph approach adds robustness to missing data and changing sensor network
- Probabilistic forecasts of the 5%, 50% and 95% quantiles
 - 50% quantile (median) estimate taken as the forecast value
- Irradiance forecast for any "unseen" location



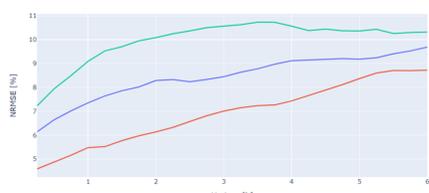
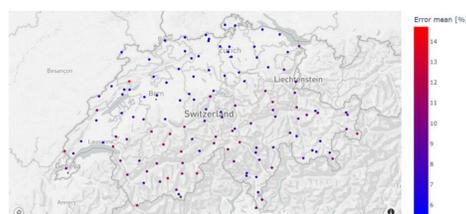
Input data:

- Past 3 hours of measured data
- Power at PV nodes
- GHI, temperature, wind speed and wind direction at meteorological nodes

Demonstrator and results

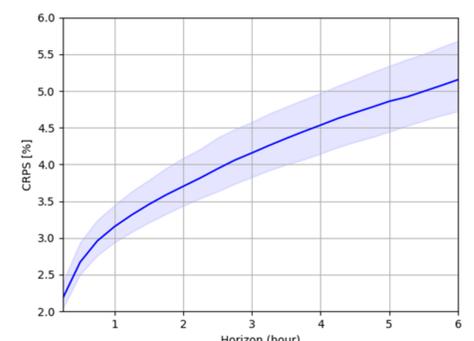
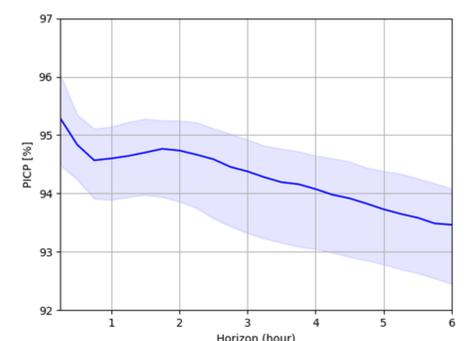
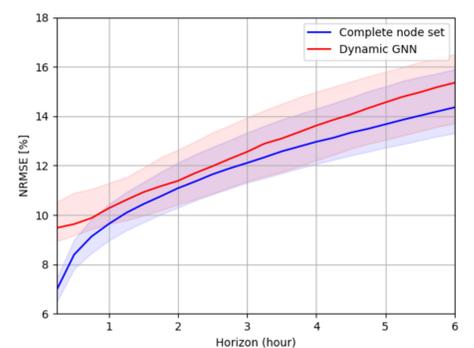
Live demonstrator

- Current web demonstrator uses data from 192 nodes as inputs:
 - 64 PV stations
 - 128 meteorological stations
- Constant forecast of irradiance for the 128 meteorological stations with a horizon of up to six hours ahead with 15 minutes temporal resolution
 - Capable of forecasting irradiance for any location in Switzerland
- API available to retrieve irradiance forecasts for the desired locations
 - Update frequency of 15 minutes
- Dashboard for **automatic monitoring of data quality** for all nodes
 - Color coding indicates the effective uptime of data sources
 - Daily update and system alerts
- Dashboard for **automatic monitoring of forecast quality**
 - Peak normalized root mean square error (NRMSE) as quality metric
 - Daily update of the NRMSE over the past 7 days for all nodes
 - Spatial visualization of errors
 - Aggregated visualization of the NRMSE as a function of the forecasting horizon
 - Visualization of individual node error is also provided



Quantitative evaluation

- We evaluated the accuracy, reliability and sharpness of the probabilistic forecasts over one year of historical data
 - Training in one year, evaluation in the following year
 - Evaluation in four different seasons
- Accuracy: NRMSE
 - Comparison between complete data (all available nodes) and dynamic changes in the node set
 - Simulated deletion of 10% of the nodes in both training and evaluation
 - Changes in the node set mainly impacts the accuracy of the first hour
- Reliability: prediction interval coverage probability (PICP):
 - It measures the reliability of the confidence intervals (5%-95% quantiles)
 - High coverage of the prediction intervals for the entire horizon
- Sharpness: continuous rank probability score (CRPS):
 - Global metric that describes how well the forecasted probability distributions are
 - CRPS reported as percentage of the peak value for each node
 - Overall, the system reproduces well the empirical distribution of the data



Das Potenzial der alpinen PV-Anlagen in der Schweiz

Jan Remund, Lukas Meyer und Dr. Anne-Kathrin Weber, Meteotest AG

Mit der Energiekrise im Sommer 2022 schärfte sich das Bewusstsein für mögliche Energiemangellagen¹. Die schnellste Art die Winterstromproduktion in der Schweiz zu erhöhen, sind alpine PV-Anlagen. Dies führte zu einem neuen Gesetz², welche solche Anlagen fördert. Meteotest hat ein GIS-Tool entwickelt, um geeignete Standorte im Schweizer Alpenraum zu bestimmen. Dieses wurde in Zusammenarbeit mit Schutzverbänden, Behörden, sowie Energieversorgungsunternehmen erarbeitet.

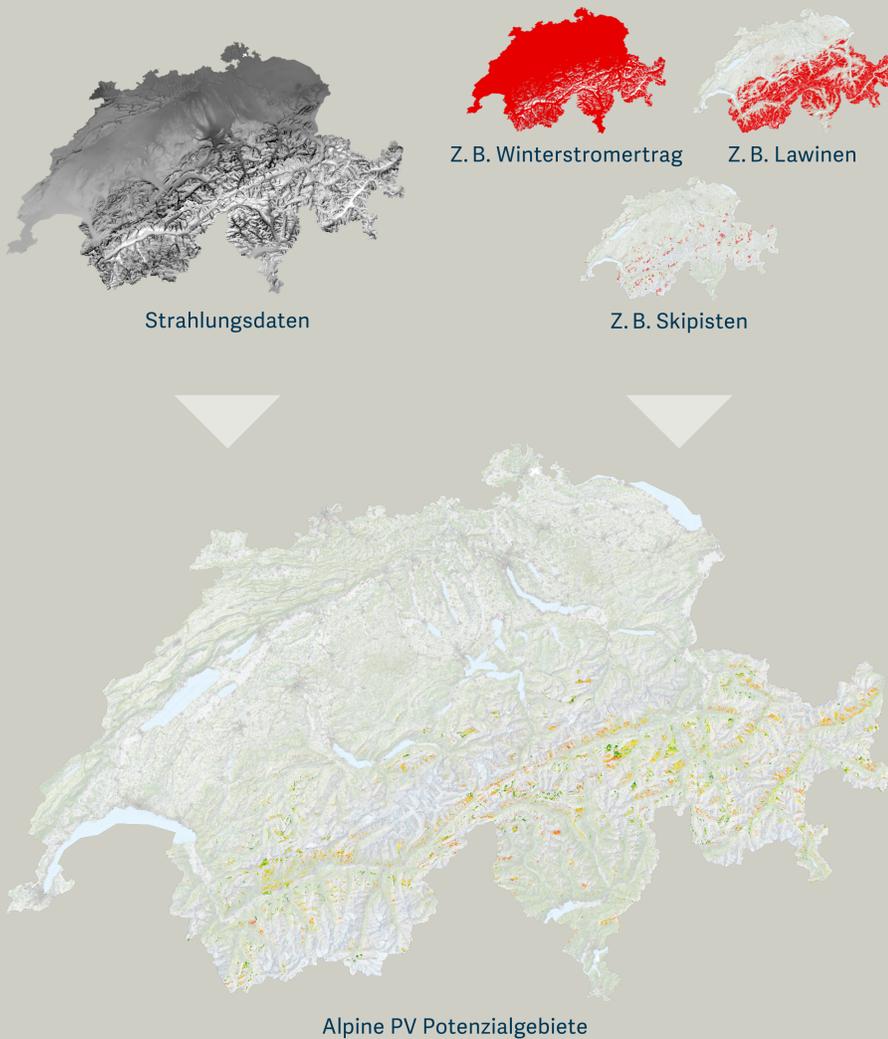


Methoden

Im Tool werden Strahlungsdaten mit Ausschlussgebieten verschnitten, um die alpinen PV-Potenzialgebiete zu finden.

Ausschlussgebiete entfernen

PV-Anlagen können nicht auf beliebigen Flächen gebaut werden. Dazu werden Ausschlusskriterien definiert. Fällt eine Rasterzelle auf mindestens ein Ausschlusskriterium, wird diese Fläche für die Berechnung des PV-Potenzials ausgeschlossen.



Die Ausschlusskriterien umfassen minimale Einstrahlungsbedingungen und einen Winterstromertrag von 500 kWh/kW. Weiterhin wurden Gebiete aus technischen (z. B. Wald, schlechter Baugrund, Lawinen), politischen (z. B. Schutzgebiete, Bauzone), gesellschaftlichen (z.B. Skigebiete, Golfplätze), sowie wirtschaftlichen Gründen (z. B. Erschließung durch Strassen und Bergbahnen, unterer Grenzwert für PV-Ertrag) ausgeschlossen. Je nach Priorität der Kunden, können Ausschlusskriterien modifiziert werden oder ergänzt/weggelassen werden. Das Resultat ist eine 50 m aufgelöste Karte mit geeigneten Flächen und deren PV-Produktion.

Referenzen:

- Frontier economics, 2021: Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU. Schlussbericht. <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/68913.pdf>
- Bundesgesetz über dringliche Massnahmen zur kurzfristigen Bereitstellung einer sicheren Stromversorgung im Winter. <https://www.fedlex.admin.ch/eli/oc/2022/543/de>
- Meteonorm 8.1: meteonorm.com
- Remund, J., Albrecht, S., & Stickelberger, D. (2019): Das Schweizer PV-Potenzial basierend auf jedem Gebäude. Photovoltaik Symposium Bad Staffelstein. sonnendach.ch
- photovoltaik.eu: «Schweiz: Wintersonne nutzen». Ausgabe 10-2022. <https://www.photovoltaik.eu/solarparks/winterstrom-aus-den-bergen>

Berechnung des PV-Ertrags

Die Basis der Strahlungsdaten ist die Meteonorm³. An 46 Teststandorten wurden mit der Meteonorm die Zusammenhänge zwischen der horizontalen Einstrahlung und der Stromproduktion der vertikalen Module abgeleitet. Damit kann aus der Meteonorm Strahlungskarte die Stromproduktion von gegen Süden ausgerichteten PV-Anlagen berechnet werden. Der Jahresertrag der PV-Anlagen (hier für 90° geneigte, gegen Süden ausgerichtete) wurde wie folgt berechnet:

- Zuerst wird der relative PV-Ertrag abhängig von Globalstrahlung (GHI) und Höhe berechnet.

$$PV_{rel} = -887.2 + 1.309 \times GHI + 0.0814 \times \text{Altitude} \left[\frac{kWh}{kW} \right]$$

- Danach wird ein Korrekturfaktor für die Hangneigung und Ausrichtung der Anlagen berechnet. Dieser simuliert, dass sich Modulreihen an Südhängen enger bauen lassen, weil die gegenseitige Beschattung geringer ist.

$$PV_{corr} = 1 + 0.05 \times \text{Neigung (Süden)}^*$$

*PV_{corr} ist zwischen 0.5 und 2.0 begrenzt

- Der PV-Ertrag pro m² Modulfläche ergibt sich wie folgt:

$$PV_{ertrag} = \frac{PV_{rel} \times PV_{corr}}{14.6} \left[\frac{kWh}{m^2} \right]$$

Analoge Zusammenhänge wurden für die Produktion von Modulen mit anderer Neigung (70°, 30° Süd) oder für die Produktion im Winterhalbjahr abgeleitet.

Resultate: Die geeigneten Flächen

Das Resultat der Potenzialanalyse unterscheidet sich nicht stark von der ersten groben Analyse im 2018⁴. Insbesondere erlaubt dieser Ansatz, geeignete Standorte für alpine PV-Anlagen zu finden (Abbildung 1). Dies ist für Akteure in der Privatwirtschaft sowie politische Akteure eine planungsrelevante Information.

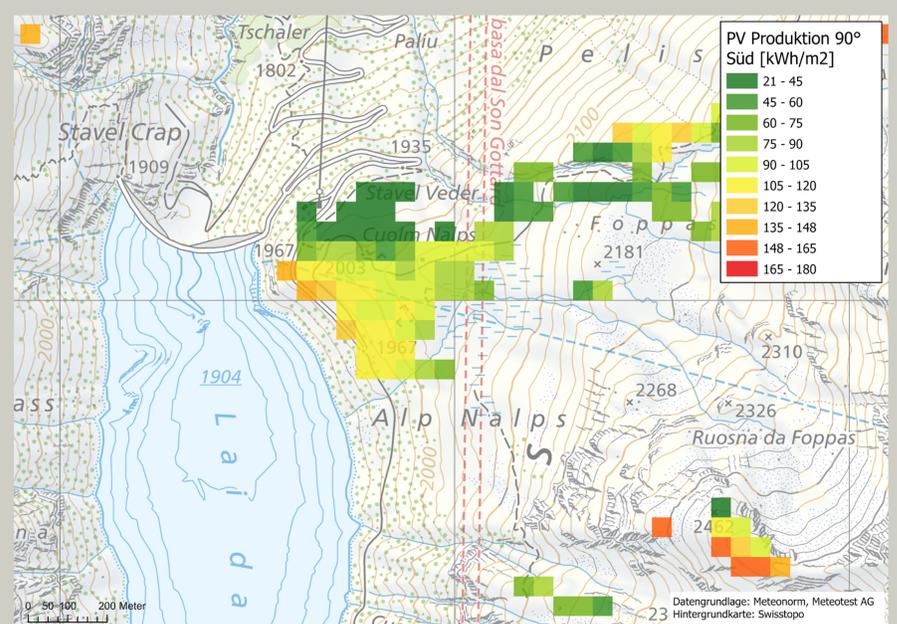


Abbildung 1: Ausschnitt der Potenzialberechnung um den Nalps-Stausee (GR). Hier plant die Axpo den Solarpark «Nalpsolar» mit 10 Megawatt⁵. Die von der Axpo geplante Anlage deckt sich ziemlich genau mit den von der Meteotest-Analyse ausgewiesenen Flächen mit Produktion über 90 kWh/m² (hellgrün bis orange auf der Karte).

Kontakt:

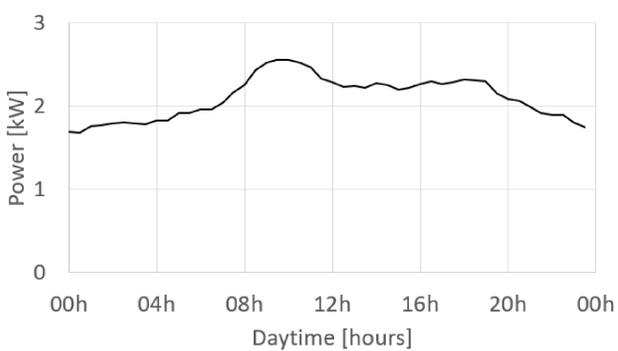
jan.remund@meteotest.ch lukas.meyer@meteotest.ch anne-kathrin.weber@meteotest.ch

Introduction

The sizing tool for small PV installations developed within the HES-SO Valais-Wallis allows to quickly answer a customer about the energetic and economic questions about a photovoltaic project. It is designed to handle all kinds of inputs of varying precision, and to provide a comparison between variants.

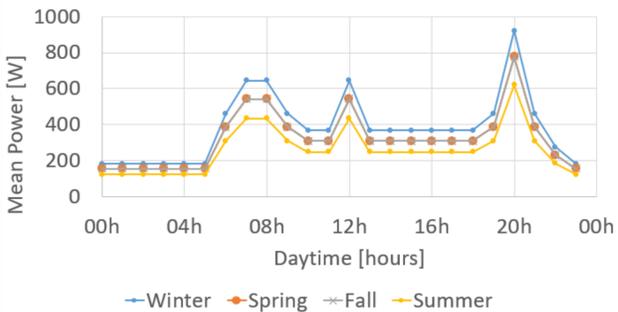
Inputs

Measured consumption



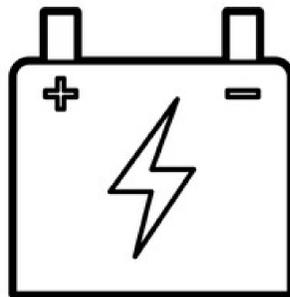
- Measured consumption on minutes, hourly, or monthly basis can be imported (if available).

Generated consumption



- **Generated** load curves when there are not enough measurements or expertise.
- Based on given consumption information.
- Based on **SIA** norm if necessary.

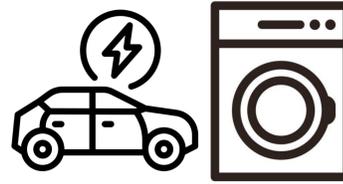
Storage system



- Possibility to simulate a **battery storage system**.
- Optional settings:
 - capacity.
 - max/min battery current.
 - max/min state of charge.

Setup

Additional consumers



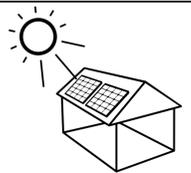
- Possibility to add multiple **additional consumers**.
 - For a complete year or a period (e.g. heat pump).
 - option: house extension.
- Possibility to add an **EV**.
 - Settings:
 - type of home charger.
 - number of weekly charges.
 - capacity of battery.
 - weekly distance travelled.

Geographical position



- **Given** by the client.

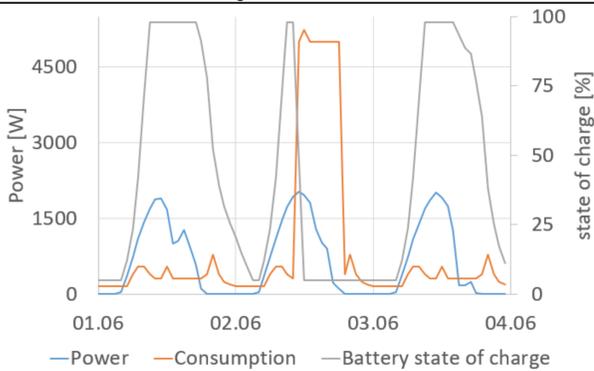
PV power and efficiency



- **Type** of solar panels, inverter & system **efficiency** are assumed.
- Irradiation hourly data are derived from **geographical position**.

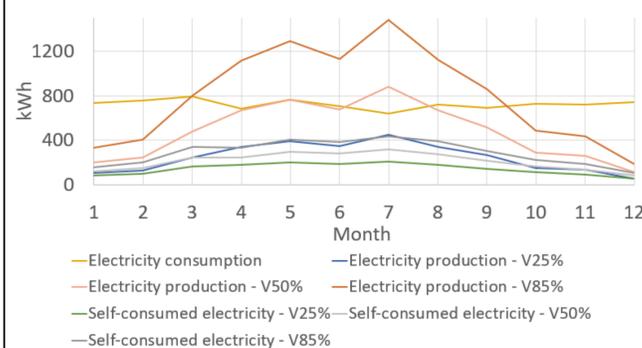
Outputs

Hourly simulation



- Precise **hourly simulation**.
- Possible to **visualise** various parameters:
 - consumption.
 - production.
 - self-production, self-consumption, etc...
 - battery state of charge.

Monthly/annually results and rates



- Integration into **monthly** results.
- Better visualisation.
- **Comparison** between variants.
- Different rates graphically shown and compared.

Economic results

	V. 25%	V. 50%	V. 85%
investment cost [CHF]	8 800	9 700	15 400
investment cost w. batt. [CHF]	14 300	15 200	20 900
one-time retribution	1 612	2 486	3 702
payback time [Year]	12	6	7
payback time w. batt. [Year]	-	16	17
NPV after 30 years [CHF]	2 540	8 560	13 140
NPV after 30 years w. batt. [CHF]	-870	3 250	6 500

- Analysis for **each variant**.
- Loss of performance calculated.
- Costs and profit.
- Investment.
- State subsidies.
- **Payback-time**.
- Net present value at the end of the installation's lifetime (**total profit generated**).

Conclusion

This tool answers typical customer questions. The hourly simulation allows higher confidence in the monthly results usually provided by online simulators, but with better accuracy and customisation possibilities. The economic analysis answers two frequently asked questions: the payback time and the profit generated during the lifetime of an installation. The different variants can inform the customer about a storage system and the advantage of using an electric vehicle and charging it at home with the solar system. The tool can also inform the customer about additional consumers, for example if an extension of the house is desired in the future.

Micro Storage Intelligent and Distributed (MSID)

Prof. D. Wannier¹, J.Vianin¹, J.-M. Alder¹, H. Pereira¹, J. Ferreira Da Silva¹
[1] University of Applied Sciences Western Switzerland (HES-SO), Switzerland

Summary

The Swiss Federal Office of Energy (SFOE) MSID is a three-year project that brings together the interests of 4 distribution service operators (DSO). Their objectives include remote network stabilization (use cases 1 and 2), optimization of self-consumption and co-creation of new business models to make photovoltaic storage profitable (use cases 3 and 4). This project aims to aggregate micro-storage systems (electric vehicles, batteries, heat-pumps, hot water), prediction with machine learning (ML) and demonstrate flexibility services.

Use case – Voltage stabilisation

Result of the voltage management with the algorithm

The VPP platform contains an algorithm creation system. With this system we can control everything that is connected to the system (Shelly relay, inverter, etc). In the case of our two use-cases with network issues (FMA and OIKEN), we control the charging and discharging of the batteries according to the network voltage level. In case of higher consumption like in the figure 2, our algorithm can increase the voltage with the batteries discharge. In case of PV production, like in the figure 4, we reduce the voltage with batteries charge. Finally, all the data is stored and analysed on a TimeSeries InfluxDB database. This storage also allows us to create rules informing us directly by email in case of problems with the data (missing, values too high or low).

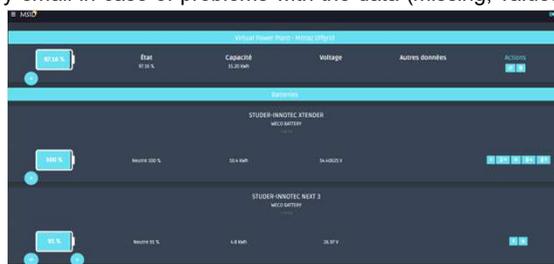


Figure 1 : The VPP platform with two batteries



Figure 2 : Voltage increases during discharge controlled by the Studer Innotec NEXt3 inverter



Figure 3 : Studer-Innotec Next3 inverter (FMA)



Figure 4 : Voltage reduction during charging controlled by the Studer Innotec NEXt3 inverter



Figure 5 : Studer-Innotec Xtender (OIKEN)

With the VPP system developed with our partners in the project for grid voltage stabilisation, we are now able to support the grid with the help of batteries in an automated mode. At the FMA site, 15kWh of Weco batteries were installed in combination with a Studer-Innotec NEXt3 inverter (Figure 3). At our second partner OIKEN, 6kWh batteries from Leclanché was installed with 3 Xtender inverters from Studer Innotec (figure 3). The DSO can remotely manage the algorithm

Use case – combinatorial algorithm that integrates self-consumption

In order to collect data for both voltage stabilisation and self-consumption optimisation, we have installed a control box at six pilot sites. The control box (figure 5) is designed to interface with several systems such as the Enphase API for solar production or with Shelly devices for hot water. With the data collected, the control box is then able, with the help of ML algorithm to predict the PV production, to control inverters or Shelly relays (allowing the heating or not of the hot water). In figure 6, we can see that the hot water relay has been activated because the Weco battery connected to the Studer-Innotec Xtender inverter has reached 90% SOC.

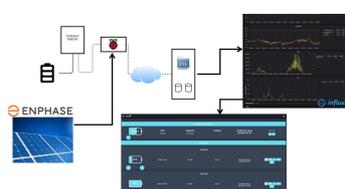


Figure 5 : Architecture schema



Figure 6 : Activation of the hot water relay

SMS notification for charging an electric vehicle at a reduce price as soon as dynamic tariff will be allowed

With the ML algorithm prediction of the PV power for the next hour and the forecast of electricity prices we can detect a possible low tariff time for charging an electric vehicle. In case of overproduction of renewable energies (wind, photovoltaic, etc.) as well as low expected consumption, we send an SMS to a user group. This message informs a set group of people about the availability of electricity at a reduced price for a defined period of time. In the example below, the DSO has defined a maximum price of CHF 0.16 per kWh and the user group was informed the day before that the price would be reduced the next day between 1pm and 4pm for charging electric vehicles.



Figure 7 : SMS notification system of a reduced price for the next day



Planned 4-hour shortage at the Swiss Digital Center: a new use case for the MSID Virtual Power Plant platform

The VPP platform of the SFOE MSID project has been integrated into the Swiss Digital Center to manage and upgrade the Leclanché battery connected to a Fecon inverter. The objective on this new site is to demonstrate the feasibility of managing the potential planned shortages with the VPP platform. We will add two Studer-Innotec NEXt3 inverters connected with Vehicle to Grid (V2G) charging station. With these V2G charging stations, we can use two additional batteries as a flexible load.

Figure 2 : Diagram of the Swiss Digital Center with the different network components



Partners



Conclusions

The VPP platform developed as part of the SFOE MSID project allows remote automated control of the flexible loads of the different sites according to their specific problem (network or self-consumption). The next step will be to demonstrate a planned shortage management in the combinatorial algorithm.

Data-driven reuse business models for the Swiss solar industry

This poster is based on the project SwissPVcircle which aims at the development of reuse business models for the Swiss solar industry.

Authors

Ässia Boukhatmi, Roger Nyffenegger (A)
Fabio Giddey (B)
Pasqual Zopp (C)



Affiliation

(A) Bern University of Applied Sciences - School of Engineering and Computer Science
(B) Swissolar - Swiss Solar Energy Association
(C) Sens eRecycling - Foundation for the Recycling of Electrical and Electronic Equipment

Introduction

The expansion of new photovoltaic (PV) systems is a central component of the energy transition in Switzerland and is growing strongly by 43 % in 2022 compared to the previous year [2]. However, the increasing number of new PV installations is leading to major challenges in terms of managing the growing volumes of discarded modules entering the waste stream at the end-of-life stage. Thus, the amount of generated PV waste in Switzerland is likely to grow to up to 533'000 tons in 2050 [3]. Up to 50 % of the discarded modules are still suitable for a second usage [1] but are often damaged by improper handling after disassembly or not sufficiently tested to be qualified for another life cycle. One underlying problem for those market imperfections is an insufficient data exchange between different actors and stages along the PV value chain.

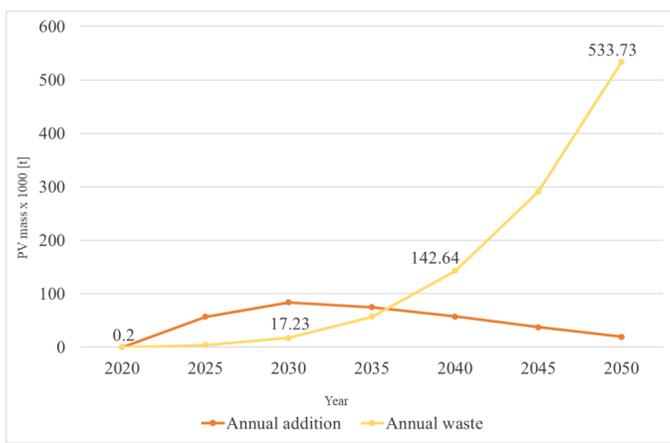


Figure 1: PV installations and waste forecast for Switzerland according to IRENA, Swissolar and Wambach Consulting.

Project objectives

The project intends to establish a standardized testing infrastructure for the reuse of PV modules in Switzerland based on information from a central database. In the best possible case, the potential of reuse PV modules should be determined on the basis of data before first disassembly, so that PV modules can be triaged for reuse or recycling at an early stage.

The project therefore aims at contributing to the fulfillment of the following goals:

- Conservation of PV capacity through reuse instead of recycling
- Avoidance of waste that would be recycled with diminishing value (downcycling)

Work packages

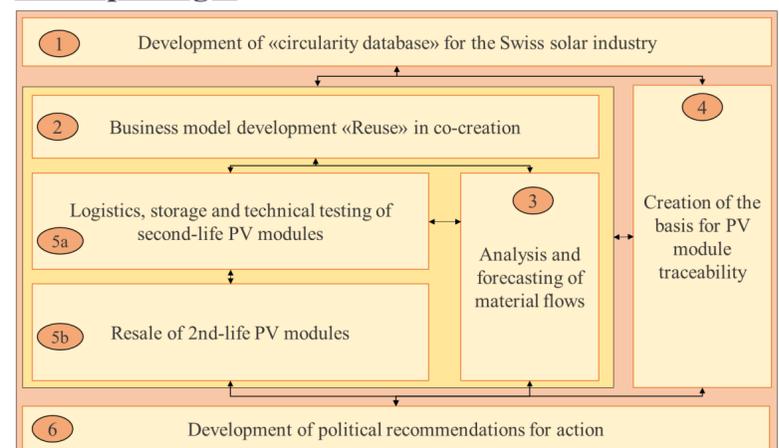


Figure 2: Work packages divided into business-model-related, technological and political topics.

Reuse business model development

The first key deliverable of the project is the experimentation with different reuse business models together with partner from the Swiss PV industry. The currently established process of picking-up, collecting and processing of PV modules is complemented by a testing step for reuse. Whether such an intermediate step to test for reuse is (1) technically, legally, and logistically feasible, (2) desirable for certain customer group, (3) financially viable for the involved partner, and (4) socially and environmentally sustainable, is explored with the partners in different business model variants. This process is backed up by the results of the Horizon 2020 project CIRCUSOL, where Bern University of Applied Sciences participated. During the business model experiment process, we deliberately work from an ecosystem perspective, which is intended to open up new opportunities for all partners along the PV value chain. Finally, based on these considerations, the preferred reuse business model is demonstrated in real terms in pilot projects in Switzerland, where we intend to install second-hand PV modules.

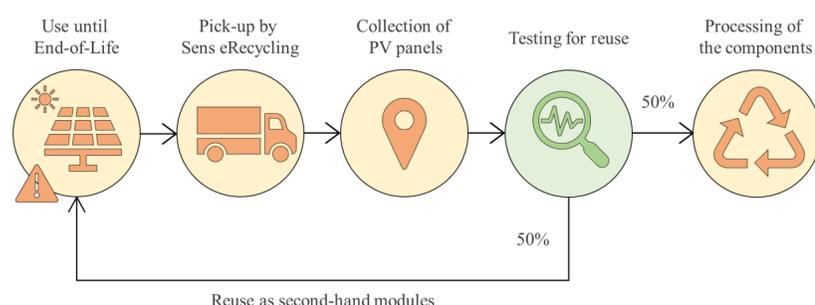


Figure 3: Process steps involved for decision-making about reuse or recycling.

Circular PV database

The second key deliverable of the project is the development of a central database that collects and analyzes information from different stages of the PV value chain to enable an improved reuse or recycling decision in Switzerland. The data enables improved forecasts about returning volumes of currently installed PV plants in the upcoming years to facilitate decision-making processes for the adequate strategy. The data is made accessible to and further enriched by various actors via a user interface. Additionally, second-hand PV modules including their test protocols can be made available through the database to interested parties.

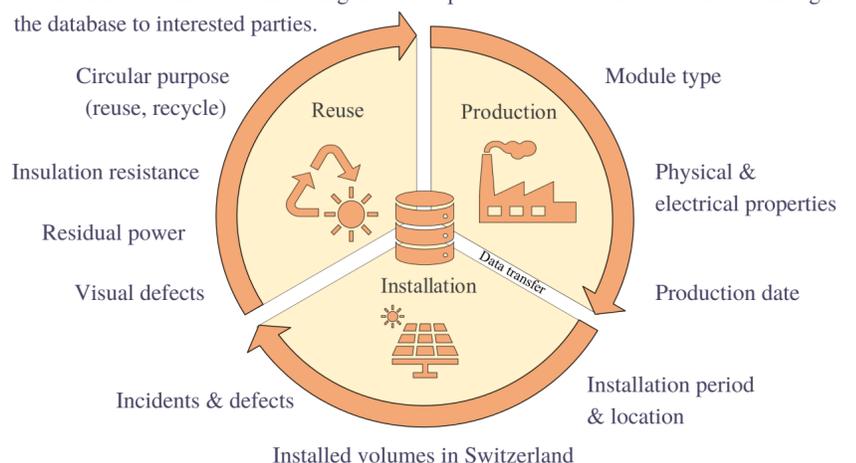


Figure 4: Schematic representation of the information required from different stages of the PV value chain.

Acknowledgments

The SwissPVcircle project is being implemented in collaboration with Meyer Burger AG, KWB Planreal AG, Helion Energy AG and Reiling-PV Recycling GmbH & Co. KG.



Scan for demo video.

References

- [1] CIRCUSOL, S. (2018). Homepage | Circusol. <https://www.circusol.eu/en>
[2] Hostettler, T., & Hekler, A. (2022). Statistik Sonnenenergie Referenzjahr 2021. Bundesamt für Energie BFE. https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Solarenergie/Fakten-und-Zahlen/220712_Statistik_Sonnenenergie_Bericht.pdf
[3] Karsten Wambach, bifa Umweltinstitut, *Technisches Recycling von PV Modulen Erfahrungen und neue Entwicklungen Referenzjahr 2022*

Data-driven reuse business models for the Swiss solar industry

This poster is based on the project SwissPVcircle which aims at the development of reuse business models for the Swiss solar industry.

Authors

Ässia Boukhatmi, Roger Nyffenegger (A)
Fabio Giddey (B)
Pasqual Zopp (C)



Affiliation

(A) Bern University of Applied Sciences - School of Engineering and Computer Science
(B) Swissolar - Swiss Solar Energy Association
(C) Sens eRecycling - Foundation for the Recycling of Electrical and Electronic Equipment

Introduction

The expansion of new photovoltaic (PV) systems is a central component of the energy transition in Switzerland and is growing strongly by 43 % in 2022 compared to the previous year [2]. However, the increasing number of new PV installations is leading to major challenges in terms of managing the growing volumes of discarded modules entering the waste stream at the end-of-life stage. Thus, the amount of generated PV waste in Switzerland is likely to grow to up to 533'000 tons in 2050 [3]. Up to 50 % of the discarded modules are still suitable for a second usage [1] but are often damaged by improper handling after disassembly or not sufficiently tested to be qualified for another life cycle. One underlying problem for those market imperfections is an insufficient data exchange between different actors and stages along the PV value chain.

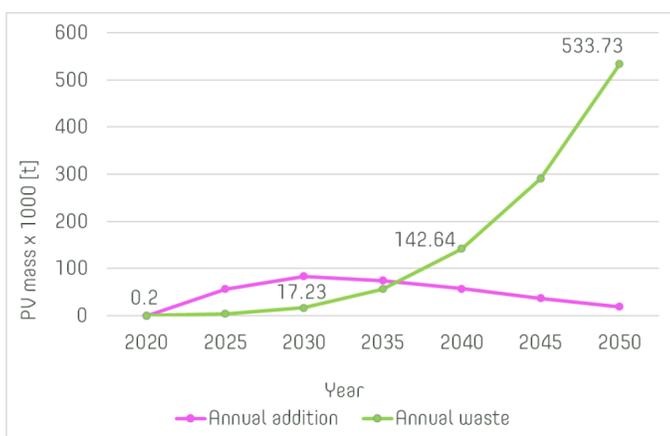


Figure 1: PV installations and waste forecast for Switzerland according to IRENA, Swissolar and Wambach Consulting.

Project objectives

The project intends to establish a testing infrastructure for the reuse of PV modules in Switzerland based on information from a central database. In the best possible case, the potential of reuse PV modules should be determined on the basis of data before first disassembly, so that PV modules can be triaged for reuse or recycling at an early stage.

The project therefore aims at contributing to the fulfillment of the following goals:

- Conservation of PV capacity through reuse instead of recycling
- Avoidance of waste that would be recycled with diminishing value (downcycling)

Work packages

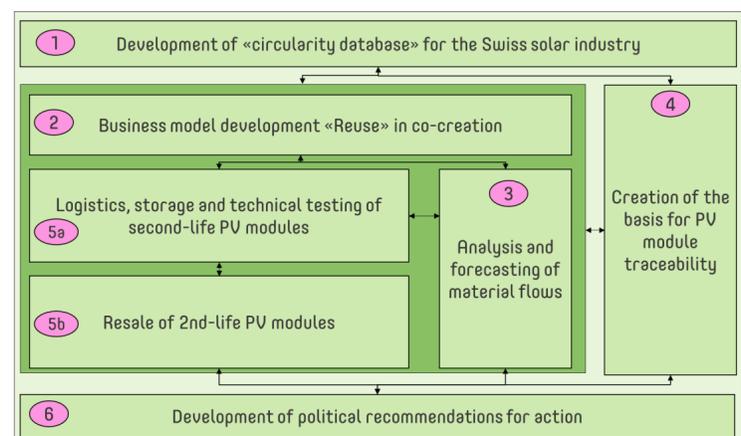


Figure 2: Work packages divided into economic, technological and political topics.

Reuse business model development

The first key deliverable of the project is the experimentation with different reuse business models together with partners from the Swiss PV industry. The currently established process of picking-up, collecting and processing of PV modules is complemented by a testing procedure for reuse. Whether such an intermediate step to test for reuse is (1) technically, legally, and logistically *feasible*, (2) *desirable* for certain customer group, (3) financially *viable* for the involved partner, and (4) socially and environmentally *sustainable*, is explored with the partners in different business model variants. During the business model experiment process, we deliberately work from an ecosystem perspective, which is intended to open up new opportunities for all partners along the PV value chain. Finally, based on these considerations, the preferred reuse business model is demonstrated in real terms in pilot projects in Switzerland, where we intend to install second-hand PV modules.

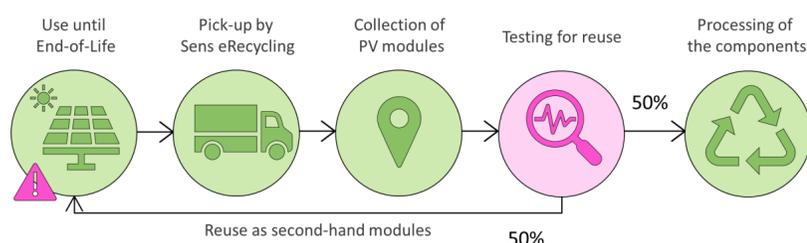


Figure 3: Process steps involved for decision-making about reuse or recycling.

Circular PV database

The second key deliverable of the project is the development of a central database that collects and analyzes information from different stages of the PV value chain to enable an improved reuse or recycling decision in Switzerland. The data enables improved forecasts about returning volumes of currently installed PV plants in the upcoming years to facilitate decision-making processes for the adequate circular strategy. The data is made accessible to and further enriched by various actors via a user interface. Additionally, second-hand PV modules including their test protocols can be made available through the database to interested parties.

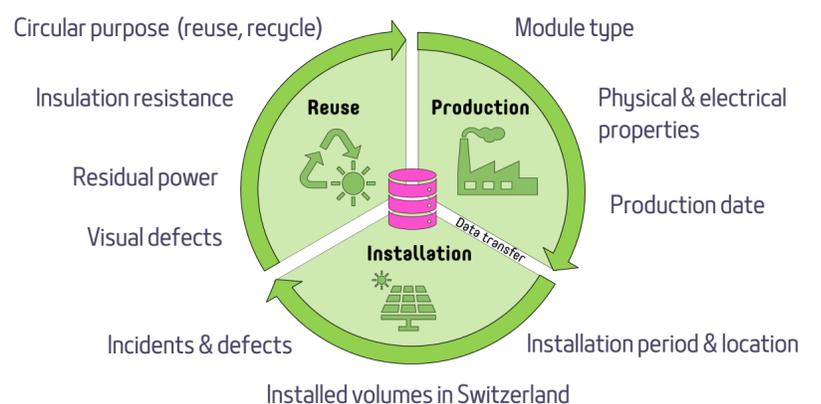


Figure 4: Schematic representation of the information required or given from different stages of the PV value chain.

Acknowledgments

The SwissPVcircle project is being implemented in collaboration with Meyer Burger AG, KWB Planreal AG, Helion Energy AG and Reiling-PV Recycling GmbH & Co. KG.



Scan for demo video.

References

- [1] CIRCUSOL, S. (2018). Homepage | Circusol. <https://www.circusol.eu/en>
 [2] Hostettler, T., & Hekler, A. (2022). Statistik Sonnenenergie Referenzjahr 2021. Bundesamt für Energie BFE. https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Solarenergie/Fakten-und-Zahlen/220712_Statistik_Sonnenenergie_Bericht.pdf
 [3] Karsten Wambach, bifa Umweltinstitut, *Technisches Recycling von PV Modulen Erfahrungen und neue Entwicklungen* Referenzjahr 2022

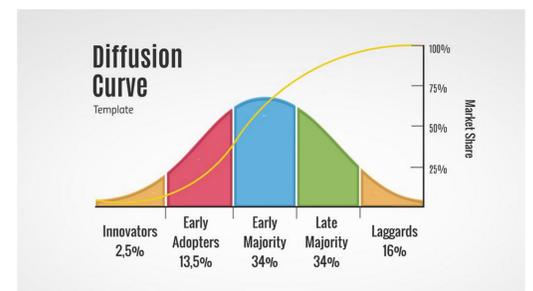
Learning from Sono Motors / Tesla / and Co.

Towards a Business Plan for VIPV (Task 17 TCP PVPS IEA)

Urs Muntwyler, Dr. Eva Schüpbach (Dr. Schüpbach & Muntwyler GmbH, 3007 Bern), E-Mail: urs_muntwyler@gmx.ch

Einleitung

Im Task 17 «PV in Transport» ist Urs Muntwyler für die Erstellung eines Business Plans für «Vehicle Integrated PV, VIPV» zuständig. Der Business Plan basiert auf der «Diffusion of Innovations» von Prof. Everett M. Rogers. Dabei wird der Markt in einen «frühen Markt» mit «Innovators» und «Early Adopters» (auch «Opinion Leaders») und einen Massenmarkt «Majority» eingeteilt. Diese haben je eigene Risikoprofile und Ansprüche an den Kundennutzen.



Diffusion von Innovationen

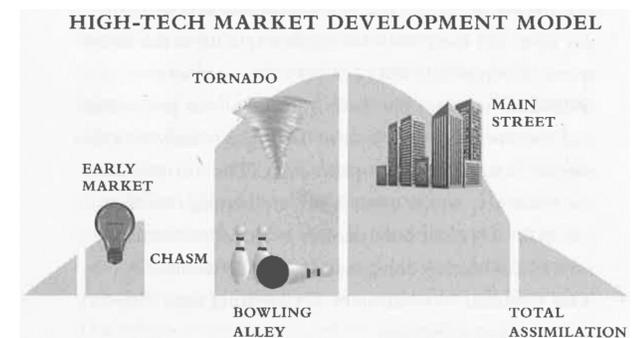
Der Weg zum Massenmarkt ist heikel

Gemäss Geoffrey A. Moore's (2014) «Crossing the Chasm» Modell (Abbildung rechts) ist der Eintritt in den Massenmarkt schwierig.

Ist man im frühen Markt erfolgreich, ist ein neuer Ansatz für den Weg in den Massenmarkt nötig. Hier scheitern viele Versuche.

VIPV Leicht-Elektromobile, die im «Early Market» einen gewissen Erfolg hatten, sind: Sinclair C5 (ca. 1984) / TWIKE / Mini-el / Solec / Pinguin / KEWET.

Beispiel für ein erfolgreiches «Crossing the Chasm» ist **Tesla** -> mit den Modellen 3+Y ist Tesla der Eintritt in den Massenmarkt wohlhabender Industrieländer geglückt.



Schwieriger Weg in den Massenmarkt und meistens nicht erfolgreich. Ausnahme: "Tesla"!

Kundennutzen wichtig für den Erfolg

Ohne Kundennutzen (die 4 P'S: Price/ Prestige/ Peace/ Pleasure) gibt es keinen Erfolg. Siehe Beispiel des VIPVs «Sion» von Sono Motors, unter Verwendung von Inhalten aus der «Sion» Werbung (aus Vortrag Muntwyler an der «PV in Motion» Konferenz, Holland, Februar 2023).

4 good reasons why the world needs the Sion	Kundennutzen (Muntwyler)
1. Cost- and emission-free range thanks to solar energy	Profit/ Peace/ Pride/ Pleasure - but: same effect with a PV installation.
2. 54 kWh battery without cobalt, nickel and manganese	Adresses the serious question of the resources – but most customers don't know → creates confusion among customers!
3. Power bank on wheels thanks to bidirectional charging	V2H or V2G? Profit? Pleasure? Pride? USP difficult to explain – some competitors (Hyundai / VW / Ford?)
4. Your independent home storage	Customer benefit? In some markets, 50% of the PV installations have a battery system.



Zuw wenig Kundennutzen für den Massenmarkt, fehlende Finanzierung: Die Arbeiten am «Sion» von Sono Motors wurden Ende Februar 2023 nach 7 jähriger Vorarbeit eingestellt.

Ausblick

Die Vermarktung von Solarmobilen (VIPV) ist anspruchsvoll. Ein finanzkräftiger Pionier à la «Tesla» ist aktuell nicht in Sicht. Die andere Option, die früher oder später kommt, ist ein Autohersteller, der eine Differenzierung für seine etablierten Elektrofahrzeuge sucht. Für Spezialanwendungen wie LKWs, Boote, Wohnmobile ist der Business Case heute bereits gegeben.

VIPVs werden durch Solar Carports und private PV Anlagen konkurrenziert. Diese werden zunehmend obligatorisch. In diesem Zusammenhang ist es wichtig, dass die PV Anlagen und die Ladung der E-Mobile gesteuert und die E-Mobile bidirektional sind. Dies wird vor 2030 der Fall sein und ist rentabel.

Wer das Geschäft mit dieser Innovation macht, ist noch offen. Hier sind nicht nur Elektrizitätswerke im Rennen.

Wir bedanken uns

- für die Zusammenarbeit mit der Forschungscommunity des IEA TCP PVPS «Task 17» und für die Unterstützung des Bundesamtes für Energie (BFE).
- bei den Tour de Sol Pionieren und Vorläufern wie Alan T. Freeman (UK) / Sir Sinclair (Sinclair C5) / Steen V. Jensen (el-Trans SA=mini-el), Ralph Schnyder und Co. (Twike), Solec, GM Impact von Paul Mc Cready und den vielen Leicht-Elektromobil-Pionieren der 1980er Jahre, welche ein erstes Mal versuchten, VIPV's und Leicht-Elektromobile in den Massenmarkt zu bringen!

Kontakt

Urs Muntwyler, c/o Dr. Schüpbach & Muntwyler GmbH, Hopfenrain 7, 3007 Bern, E-Mail: urs_muntwyler@gmx.ch