

Silizium-Wafer-Solarzellen – Neue Horizonte



Prof. Rolf Brendel
ISFH

r.brendel@isfh.de

Prof. Nils-Peter Harder
ISFH

harder@isfh.de

Prof. Jürgen Schmidt
ISFH

j.schmidt@isfh.de

Dr. Stefan Glunz
Fraunhofer ISE

stefan.glunz@ise.fraunhofer.de

Dr. Ralf Preu
Fraunhofer ISE

ralf.preu@ise.fraunhofer.de

Dr. Stefan Reber
Fraunhofer ISE

reber@ise.fhg.de

Dr. Lars Korte
HZB Berlin

korte@helmholtz-berlin.de

Dr. Thomas Kunz
ZAE Bayern

kunz@zae.uni-erlangen.de

Erfolgsgeschichte kristalliner Siliziumphotovoltaik

Module aus kristallinem Silizium machen heute 80% des Weltmarktes aus. Silizium ist das zweithäufigste Element der Erdkruste. Auch wenn der Markt schnell weiter wächst, wird es immer genug Siliziummaterial geben. Die Erfolgsgeschichte der Photovoltaik (PV) mit kristallinem Silizium zeigt sich in der schnellen Reduktion der Modulpreise. Diese sind in *Abbildung 1* als Anteil der Module an den Strompreisen¹ ausgedrückt. In Norddeutschland beträgt dieser Anteil heute 0,15 €/kWh. In den letzten 34 Jahren fielen die PV-Strompreise um durchschnittlich 10 % pro Jahr. Diese Preisreduktion wollen wir durch Technologieentwicklung fortsetzen und nach Möglichkeit beschleunigen. Dafür ist der Herstellungsprozess zu vereinfachen, der Materialverbrauch zu reduzieren und die Wirkungsgrade der Module müssen gesteigert werden.

Der erreichbare Wirkungsgrad hängt von der Effizienz der Lichteinkopplung und von der Dicke der kristallinen Siliziumschicht ab. Die Modellrechnungen in *Abbildung 2* zeigen, dass für sehr gute Lichteinkopplung („light trapping“) und Schichtdicken zwischen 10 und 100 µm Wirkungsgrade von 28 bis 29 % möglich sind [1]. Diesen Rechnungen liegen idealisierende Annahmen zugrunde:

- Die Qualität des Siliziumkristalls ist ideal. Ladungsträger Verluste gibt es nur durch physikalisch unvermeidbare Prozesse. Die Ladungsträgerlebensdauer ist durch Auger-Rekombination begrenzt.
- Die Oberflächen des Halbleiters sind ideal. Weder an den Oberflächen noch an den Kontakten rekombinieren Ladungsträger.
- Die Einkopplung des Sonnenlichts ist perfekt. Es gibt keine Abschattungsverluste durch Metallfinger und keine ungenutzten Flächen zwischen den Zellen eines Moduls.

1 Der Strompreis liegt in der Bundesrepublik im Jahr 2010 bei 23,7 Cent pro kWh

- Das Photovoltaikmodul ist frei von Transportverlusten. Die Quasi-Fermi-Niveaus sind flach und Widerstandsverluste zwischen den Zellen treten nicht auf.

Diese idealisierenden Annahmen sind in der Realität nicht erfüllt. Sie definieren das anstehende Arbeitsprogramm der Forschung und Entwicklung, welches dann zu den genannten sehr hohen Wirkungsgraden führt.

Evolution oder Revolution?

Die Produzenten von Solarzellen und Photovoltaikmodulen stehen heute in einem sehr harten internationalen Wettbewerb. Den wollen wir hier mit einem Radrennen, der „Tour de Sol“, vergleichen. Meistens gewinnen Fahrer aus dem Hauptfeld. Warum ist das so? Sie nutzen den Windschatten ihrer Wettbewerber. Auf die Photovoltaik übertragen bedeutet dies, dass Wettbewerber, die sich an eine allgemein anerkannte „Roadmap“ für die Weiterentwicklungen halten, die Entwicklungskosten für neue Prozesse und neue Maschinen untereinander teilen. Dies führt zu einer evolutionären Technologieentwicklung. Die bisherige Erfolgsgeschichte der kristallinen Siliziumphotovoltaik war evolutionär. Für die zukünftige evolutionäre Weiterentwicklung sind neue Prozesse, wir nennen Sie in diesem Artikel Schlüsselprozesse („enabling processes“), von zentraler Bedeutung.

Wenn auch eher selten, so kommt es bei Radrennen doch auch vor, dass Ausreißer aus dem Hauptfeld gewinnen. Diese nutzen die Gunst eines Augenblickes oder ganz spezielle eigene Stärken. Die Firma Sanyo verwendet mit ihrer „Heterojunction“-Solarzelle einen ganz anderen Prozess für die Herstellung des sammelnden Kontaktes und ist damit erfolgreich [2]. Ausreißer können nicht im Windschatten fahren. Sie müssen die Entwicklungskosten alleine tragen. Was im Radrennen nicht erlaubt ist, ist bei der „Tour de Sol“ möglich: Abkürzungen zu nehmen.

Auch die kristalline Siliziumphotovoltaik bietet die Möglichkeit, „Abkürzungen“ zu nehmen. Dazu gehört insbesondere das Vermeiden des Sägens von Wafern und das konsequente Übernehmen oder Anpassen von Technologieentwicklungen anderer Felder, wie z. B. der Silizium-Dünnschichtphotovoltaik oder der Mikroelektronik.

Evolutionäre Weiterentwicklung der Standardtechnologie

Das Ergebnis der bisherigen evolutionären Entwicklung ist eine kristalline Siliziumsolarzelle wie sie *Abbildung 3* zeigt. Sie besteht aus etwa 200 µm dicken multi- oder monokristallinen Siliziumscheiben (Wafern), ist mit Bor dotiert (also p-Typ), hat einen mit Phosphor dotierten ganzflächigen Emittor auf einer texturierten Vorderseite und ein ganzflächiges mit Aluminium dotiertes „Back Surface Field“ (BSF) auf der Rückseite. Die Metallisierung wird durch drei Siebdruckprozesse aufgebracht. Mit monokristallinen Wafern werden Wirkungsgrade von 17 bis 18% in der Fertigung erreicht. Multikristalline Wafer erreichen 16 bis 17%. Der Standardprozess zeichnet sich durch wenige und robuste Prozessschritte aus. Die deutsche Photovoltaikforschung hat wichtige Beiträge zum Standardprozess geliefert. Dazu gehören zum Beispiel die Passivierung mit Siliziumnitrid [3], die Erzeugung der Oberflächentextur durch saure Ätzlösungen [4] und auch Methoden der Prozesskontrolle mit abbildenden Diagnostiktechniken [5,6]. *Abbildung 4* zeigt die schrittweise Weiterentwicklung der Standardtechnologie. In einem ersten Schritt (a) wird der Emittor hochohmiger ausgeführt. Dies reduziert die Rekombinationsverluste, macht aber eine veränderte Metallisierung erforderlich. Neue Schlüsselprozesse, die dies ermöglichen, sind zum Beispiel das lokale Abtragen der Antireflexionsschicht mit nanosekunden-kurzen Laserpulsen [7], die Galvanik zur Abscheidung von Metallen auf den freigelegten Emittor [8], und der „Fine-Line“-Siebdruck [9].

Schmalere und enger benachbarte Finger reduzieren die Abschattung bzw. die Transportverluste des Emittors. Der nächste evolutionäre Schritt (b) konzentriert sich auf die Reduktion der Rekombination an den Kontakten. Auf der Vorderseite

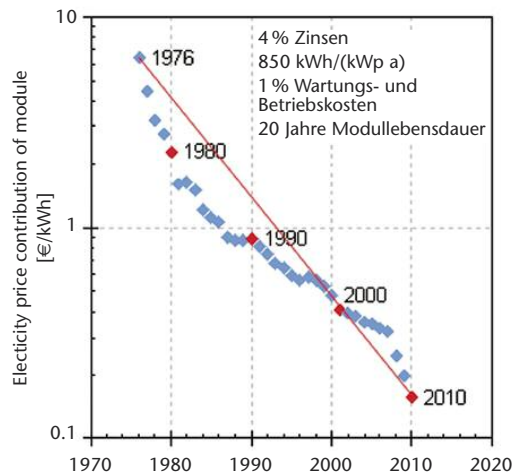


Abbildung 1
Die Preisentwicklung für Photovoltaikmodule ist hier in den Anteil des Moduls an den Stromgestehungskosten umgerechnet. In Norddeutschland beträgt dieser Anteil derzeit 0,15 €/kWh.
Quelle: R. Brendel, ISFH 2010

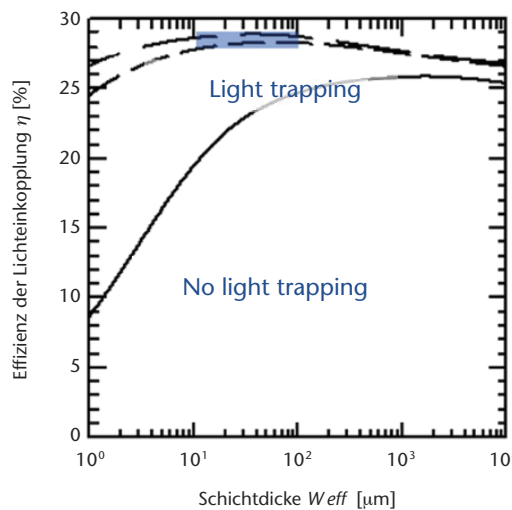


Abbildung 2
Das Wirkungsgradpotenzial von kristallinem Silizium hängt sowohl von der Dicke der Siliziumscheibe als auch von der Effizienz der Lichteinkopplung ab. Für eine effiziente Einkopplung können Wirkungsgrade bis zu 29% erreicht werden. (Quelle Ref. [1])

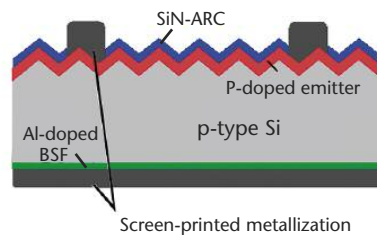
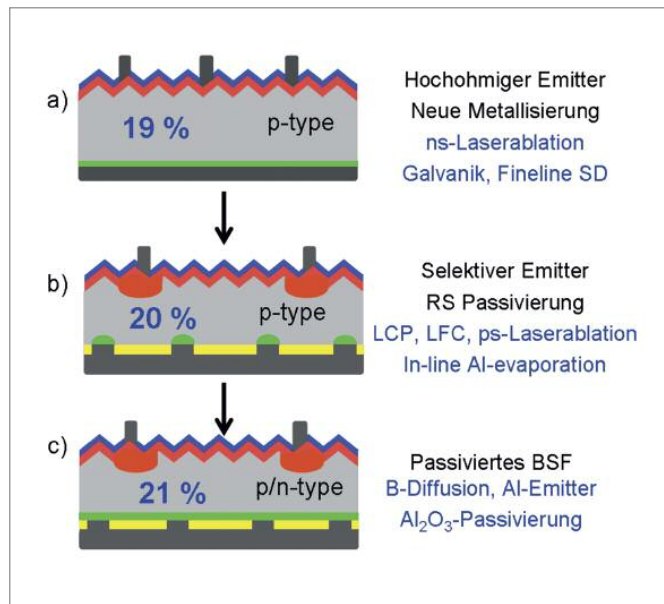


Abbildung 3
Schematischer Aufbau einer Standardsiebdruck solarzelle.

wird ein selektiver Emittor eingeführt. Dieser kann durch neue Prozesse wie z. B. das Dotieren mittels „Laser Chemical Processing“ (LCP) hergestellt werden [10]. Auf der Rückseite wird die Rekombination dadurch reduziert, dass der Kontakt nicht ganzflächig sondern nur punktuell ausgeführt wird. Dafür wird die gelb markierte passivierende Schicht eingeführt (z. B. Siliziumoxid). Die punktförmigen Kontakte können mit dem neuen Pro-

Abbildung 4
Mögliche Weiterentwicklungen der Standard-Siebdrucktechnologie aus Abbildung 3. Zentrale „Schlüsselprozesse“, welche die Weiterentwicklungen erst ermöglichen, sind blau markiert. Die Wirkungsgrade sind Schätzwerte für eine Massenproduktion mit monokristallinen Wafern.



zess der „Laser-fired Contacts“ (LFC) [11] oder durch Abtragen des Oxides mit einem ps-Laser [12] hergestellt werden. Eine Alternative zu den gedruckten Kontakten ist das in einer Durchlaufanlage ganzflächig aufgedampfte Aluminium [13,14]. Sobald diese Maßnahmen in den industriellen Prozess eingeführt sind, muss als nächstes die Qualität des verwendeten Siliziums im Vergleich zum heutigen Standard angehoben werden. Wird hochohmigeres p-Typ-Silizium verwendet, so reduziert sich der negative Einfluss des Bor-Sauerstoff-Komplexes [15]. Um mit hochohmigem Material einen guten Füllfaktor² zu erreichen, können im nächsten Schritt (c) die BSF-Schichten ganzflächig ausgeführt werden. Der Schlüsselprozess hierfür ist die Bordiffusion oder die siebgedruckte und mit Aluminium dotierte BSF-Schicht. Leider passiviert Siliziumoxid eine p-Typ BSF-Schicht nur unzureichend. Ein wichtiger neuer Schlüsselprozess, der dieses Problem löst, ist die Passivierung mittels Aluminiumoxid [16].

Kürzlich wurde gezeigt, dass mit einer Depositionstechnik aus der Mikroelektronikindustrie (der „Atomic Layer Deposition“, ALD) ganz ausgezeichnete Passivierqualitäten für basisdotierte [17] und insbesondere für hoch p-Typ-dotierte Siliziumoberflächen [18] erreicht werden. *Abbildung 5* zeigt Ladungsträger-Lebensdauern welche mit

Aluminiumoxid passivierte Siliziumscheiben gemessen wurden [19]. Die Messwerte (Symbole) erreichen die Augergrenze (Linien). Damit ist die erste der oben genannten Annahmen für das Erreichen maximaler Wirkungsgrade erfüllt. Solche Schichten können auch mit der bereits industriell ausgereiften Plasmaabscheidungstechnologie hergestellt werden [20]. Für die Kompatibilität dieser neuen Passivierungsmethode mit dem in der Industrie üblichen Siebdruck ist eine hohe Temperaturstabilität erforderlich. Gute Passiviereigenschaften nach dem Feuerprozess, der die Kontakte beim Siebdruck formt, werden insbesondere für die Passivierung mit einer Aluminiumoxid/Siliziumnitrid-Doppelschicht gemessen [21]. Damit steht erstmals eine Rückseitenpassivierung zur Verfügung, die mit der Siebdrucktechnik kompatibel ist. Auf kleinen Flächen wurden mit diesem Ansatz bereits Wirkungsgrade von 21,2% gezeigt [22]. Diese Rückseitenstruktur ist in *Abbildung 6* dargestellt. Die Prozessfolge ist Passivieren, Siebdrucken, Feuern und Lasern.

Für eine weitere Steigerung des Wirkungsgrades von Photovoltaikmodulen werden Rückkontaktsolarzellen zum Einsatz kommen. Rückkontaktsolarzellen haben keine Abschattung durch Kontaktfinger auf der Vorderseite und sind außerdem leichter und verlustärmer zu einem Modul verschaltbar. *Abbildung 7* zeigt einen möglichen Entwicklungspfad über „Metal-Wrap-Through“ (MWT)-Solarzellen [23] und „Emitter-Wrap-Through“ (EWT)-Solarzellen [24] hin zu „Inter-

2 Der Füllfaktor ist ein Hinweis auf die Qualität einer Solarzelle.

digitated-Back-Contact“ (IBC)-Solarzellen [25]. Jede dieser Strukturen nutzt Designelemente vorhergehender Zellgenerationen. Die Strukturgrößen auf der Zellenrückseite werden zunehmend kleiner, um laterale Transportverluste zu reduzieren. Dies macht neue Schlüsselprozesse wie schnelles großflächiges Laserstrukturieren [26] oder Inkjet-Strukturieren [27] erforderlich. Außerdem erwarten wir, dass zunehmend n-Typ-Silizium eingesetzt werden wird, welches wegen der fehlenden B-Atome keine Degradation der Ladungsträgerlebensdauer [15] zeigt. Neue Prozesse, von denen hier nur einige genannt werden konnten, werden komplexe Strukturen kosteneffizient zu produzieren erlauben. So werden Rückkontaktsolarzellen möglich, welche die Geometrie der Metallisierung von der Geometrie der Stromsammmlung entkoppeln [28]. Mit solchen IBC-Zellen sind Wirkungsgrade von 24 % erreichbar [29]. Noch höhere Wirkungsgrade von 26 % werden mit Rückkontaktsolarzellen möglich werden, die Heteroübergänge statt diffundierter Übergänge verwenden [30]. Diese Zellen vermeiden die Auger-Rekombination unter den Kontakten, welche in den diffundierten Schichten konventioneller Zellen unvermeidbar ist.

Revolutionäre Entwicklungsoptionen

Die oben beschriebenen evolutionären Weiterentwicklungen betreffen ausschließlich den Zellprozess. Wie *Abbildung 8* zeigt, macht der Zellprozess jedoch nur 24 % der Kosten des Moduls aus. Für eine weitere Kostenreduktion ist es daher erforderlich, auch die Kosten für die Herstellung des Wafers und die Herstellung des Moduls zu senken.

Die Waferkosten setzen sich aus Materialkosten, den Kosten für das Kristallisieren und denen für das Sägen des Wafers zusammen. *Abbildung 2* zeigt, dass schon wenige 10 µm kristallinen Siliziums ausreichen können, um sehr hohe Wirkungsgrade zu erzielen. Die bisher verwendeten 200 µm sind nicht erforderlich. Mit Epitaxieverfahren können kristalline Siliziumschichten als dünne Schicht auf einem Substrat aufgebracht werden. Hierbei wird Si-Material eingespart und die Kristallisation des Blocks sowie der Sägeprozess vermieden. Kristalline Dünnschicht-Siliziumsol-

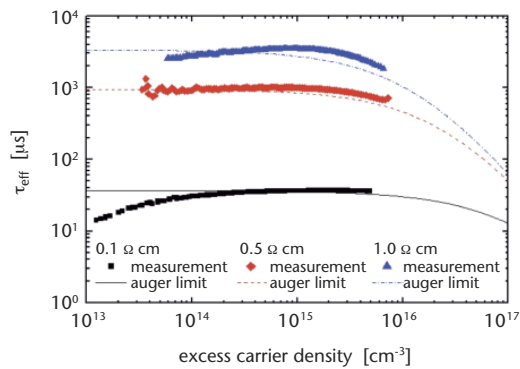


Abbildung 5 Ladungsträger-Lebensdauern, welche nach der Passivierung mit Aluminiumoxid gemessen wurden. Die maximal mögliche Lebensdauer wird für verschiedene Dotierungen erreicht. *Abbildung* aus Ref. [19].

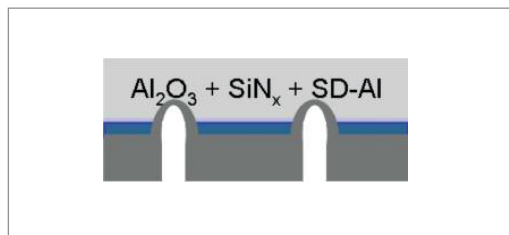


Abbildung 6 Neue Al₂O₃-passivierte Rückseite, die auf Teststrukturen einen Wirkungsgrad von 21,2 % erlaubt [22].

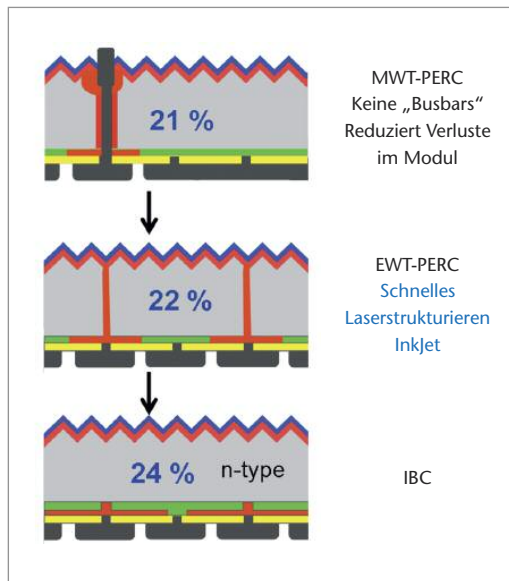


Abbildung 7 Evolutionäre Entwicklung von Rückkontaktsolarzellen. Zentrale „Schlüsselprozesse“, welche die Weiterentwicklungen erst ermöglichen, sind blau markiert. Die Wirkungsgrade sind Schätzwerte für eine Massenproduktion mit monokristallinen Wafers.

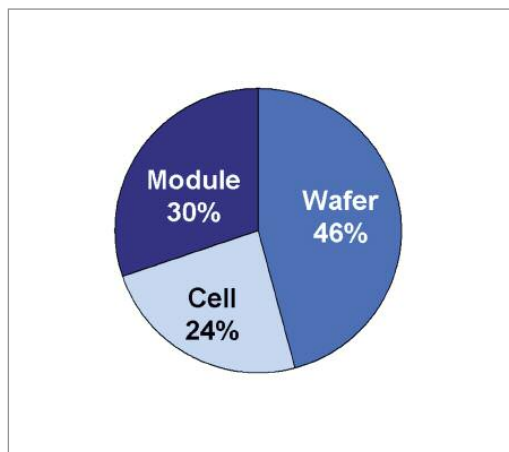


Abbildung 8 Kostenanteile für den Wafer, den Zellprozess und die Modulherstellung. Daten aus Photon Intern. 1/2010, p. 83.

zellen und -module sind eine revolutionäre Entwicklung, die mit vielen konventionellen Konzepten bricht. Anlagenkonzepte für eine kostengünstige Epitaxie sind die konvektionsunterstützte Gasphasenabscheidung (CoCVD) [31] und die produktionsorientierte kontinuierliche Gasphasenabscheidung (ProConCVD) [32]. Mit beiden Verfahren können gute Materialqualitäten erzielt werden [33]. Die Epitaxie erlaubt das schnelle Herstellen von komplexen Dotierprofilen [34]. Mit dem in *Abbildung 9* gezeigten Profil kann ein niedriger Kontaktwiderstand mit einer guten Empfindlichkeit der Solarzelle im kurzweiligen Spektralbereich kombiniert werden. Der sonst übliche Diffusionsprozess entfällt.

Abbildung 9
Dotierprofil eines epitaktischen Emitters.
Abbildung aus Ref. [34]

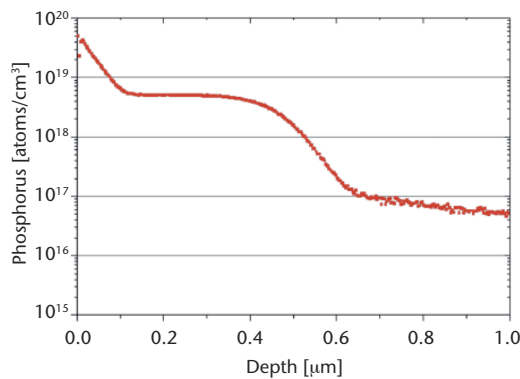


Abbildung 10
Freitragende monokristalline dünne Siliziumschicht aus einem Schichttransfer-Prozess mit porösem Silizium (PSI-Prozess).

Quelle: R. Brendel, ISFH 2010.

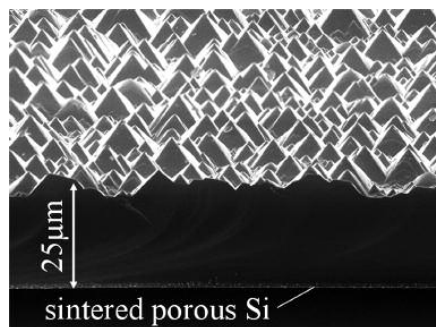
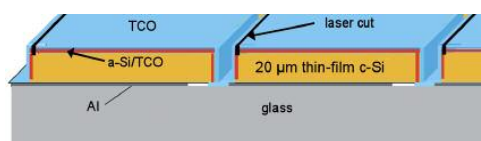


Abbildung 11
Wafer-Dünnschicht-Konvergenz. Dünne monokristalline Siliziumschichten werden auf einem m²-großen Glassubstrat integriert serienverschaltet.

Abb. nach Ref. [39].



Eine noch offene Frage ist, welches das günstigste Substrat für das Abscheiden von einkristallinen Siliziumschichten ist. Normales Glas ist für hohe Abscheidetemperaturen von über 900 °C nicht geeignet. Auch auf Spezialgläsern wächst in der Regel kein qualitativ hochwertiges Silizium. Ein in Bezug auf die erreichbare Materialqualität besonders attraktives Substrat ist einkristallines Silizium. Mit sogenannten Schicht-Transfer-Prozessen ist es möglich, einkristalline Siliziumschichten epitaktisch auf Siliziumsubstraten aufwachsen zu lassen und die gewachsenen Schichten dann wieder vom Substrat abzulösen [35]. *Abbildung 10* zeigt die rasterelektronenmikroskopische Aufnahme einer nur 25 μm dünnen epitaktischen und vom Substrat abgelösten einkristallinen Siliziumschicht. Aus solchen Schichten der Größe 10 x 10 cm² wurden Solarzellen mit einem Wirkungsgrad von 14,1% hergestellt [36]. Dünne einkristalline Siliziumschichten können auch ohne Epitaxie durch Abtrennen dünner Schichten von einem dickeren Wafer erzeugt werden. Dieser Ansatz vermeidet den Epitaxieprozess und verteilt die Kosten für die Kristallisation und das Sägen auf die vielen Schichten, die von einem einzigen Wafer abgelöst werden. Zur Klasse dieser Prozesse gehören z. B. makroporöse Siliziumsschichten (MacPSI), welche elektrochemisch vom Wafer getrennt werden [37].

Ein revolutionärer Ansatz zur Reduktion der Modulherstellungskosten besteht darin, die niedrigen Flächenkosten der amorphen Silizium-Dünnschichttechnologie mit den hohen Wirkungsgraden der kristallinen Wafertechnologie zu vereinen [38,39]. *Abbildung 11* skizziert diese Vision. Sehr dünne einkristalline Siliziumschichten, die entweder mittels Epitaxie oder mittels Trennen von Wafern erzeugt wurden, werden auf ein metallisiertes Glassubstrat aufgebracht. Ein Heteroübergang wird durch Abscheiden von amorphem Silizium bei niedrigen Temperaturen erzeugt. Die integrierte Verschaltung erfolgt mittels strukturierter leitfähiger Oxide (TCOs). Die in der heutigen Modultechnik üblichen Prozessschritte für das Verlöten von Zellen und „Strings“ entfallen vollständig. Es ist zu erwarten, dass solche dünnschichtähnlichen integrierten Zellverschaltungen eine sehr gute Langzeitstabilität zeigen. Insbesondere dann, wenn auf die TCO-Schichten verzichtet werden kann. Längere Lebensdauern als die heute garantierten 20 Jahre sind ein weiterer wichtiger Hebel zur Reduktion der Stromgestehungskosten.

Zusammenfassung

Intensive Forschungsarbeit und eine gute Kooperation mit dem Anlagenbau ermöglichen den Einsatz neuer Schlüsselprozesse. Mit diesen Schlüsselprozessen ist eine evolutionäre Weiterentwicklung der kristallinen Siliziumsolarzelle hin zu höheren Wirkungsgraden von bis zu 26 % möglich. Um die niedrigen Kosten pro Fläche führender Dünnschichttechniken mit kristallinem Silizium zu erreichen, sind revolutionäre Ansätze wie z. B. die Epitaxie dünner Schichten erforderlich. Solche revolutionären Entwicklungen nutzen Synergien der Wafer- mit der Dünnschichttechnik. Schlüsselprozesse der evolutionären Entwicklung sind mit dem revolutionären Ansatz kombinierbar. Deshalb wird kristallines Silizium auf lange Sicht ein attraktives Material für die photovoltaische Stromversorgung der Welt bleiben.

Literatur

- [1] R. Brendel, Thin-Film Crystalline Silicon Solar Cells, (Wiely-VCH, Weinheim, 2003), p. 38.
- [2] Y. Tsunomura, Y. Yoshimine, M. Taguchi, T. Baba, T. Kinoshita, H. Kanno, H. Sakata, E. Maruyama, M. Tanaka, Sol. Energ. Mat. & Sol. Cells 93, 670 (2009); sowie <http://sanyo.com/news/2009/05/22-1.html> heruntergeladen am 12.10.2010.
- [3] T. Lauinger, J. Schmidt, A. G. Aberle, and R. Hezel, Appl. Phys. Lett. 68, 1232 (1996).
- [4] A. Hauser, I. Melnyk, P. Fath, S. Narayanan, S. Roberts, T. M. Bruton, in Proc. 3rd World Conf. Photovoltaic Energy Conv., (Osaka, 2003), p. 1447.
- [5] M. Bail, J. Kentsch, R. Brendel, and M. Schulz. in Proc. 28th IEEE Photovoltaic Specialist Conf. (IEEE, Anchorage, 2000).
- [6] T. Trupke, R. A. Bardos, M. C. Schubert, and W. Warta, Appl. Phys Lett. 89, 044107 (2006).
- [7] A. Knorz, M. Peters, A. Grohe, C. Harmel, R. Preu, Progr. Photov. 17, 127 (2008).
- [8] M. Aleman, N. Bay, D. Barucha, A. Knorz, D. Biro, R. Preu, S. W. Glunz, in Proc. 24th 25th Europ. Photovoltaic Solar Energy Conf., (WIP, Hamburg, 2010), p. 1414.
- [9] D. Erath, A. Filipovic, M. Retzlaff, A. K. Goetz, F. Clement, D. Biro, R. Preu, Sol. Energ. Mat. & Sol. Cells 94, 57 (2009).
- [10] Kray, A. Fell, S. Hopman, K. Mayer, G. Willeke, S. W. Glunz, Appl. Phys A 93, 99 (2008).
- [11] E. Schneiderlöchner, R. Preu, R. Lüdemann, S.W. Glunz, and G. Willeke, in Proc. 17th Europ. Photovoltaic Solar Energy Conf., (WIP, Munich, 2001), p. 1303.
- [12] P. Engelhart, S. Hermann, T. Neubert, H. Plagwitz, R. Grischke, R. Meyer, U. Klug, A. Schoonderbeek, U. Stute, and R. Brendel, Progr. Photov. 15, 521 (2007).
- [13] J. Nekarda-Jan, D. Reinwand-Dirk; A. Grohe, P. Hartmann, R. Preu, R. Trassl, S. Wieder, in Proc. 34th IEEE-PVSEC (IEEE, Philadelphia, 2009); p. 000892.
- [14] F. Heinemeyer, C. Mader, D. Münster, T. Dullweber, and R. Brendel, in Proc. 25th Europ. Photovoltaic Solar Energy Conf. (WIP, Valencia, 2010), in press.
- [15] K. Bothe, R. Sinton, and J. Schmidt, Progr. Photov. 13, 287 (2005).
- [16] K. Jäger, R. Hezel, in Record 18th IEEE Photovoltaic Specialists Conf., (Las Vegas 1985), p. 1752.
- [17] B. Hoex, J. J. H. Gielis, M. C. M. van de Sanden, and W. M. M. Kessels, J. Appl. Phys. 104, 113703 (2008).
- [18] B. Hoex, J. Schmidt, P. Pohl, M. C. M. van de Sanden, and W. M. M. Kessels, J. Appl. Phys. 104, 044903 (2009).
- [19] J. Benick, A. Richter, M. Hermle, and S. W. Glunz., phys. stat. sol. (RRL) 3, 233 (2009).
- [20] P. Saint-Cast, D. Kania, M. Hofmann, J. Benick, J. Rentsch, R. Preu, Appl. Phys. Lett., 95, 151502 (2009).
- [21] J. Schmidt, B. Veith, and R. Brendel, phys. stat. sol. (RRL) 3, 287 (2009).

- [22] M. Hörteis, J. Benick, J. Nekarda, A. Richter, R. Preu, S.W. Glunz et al., in Proc. 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conf. (IEEE, Hawaii, 2010), in press.
- [23] F. Clement, B. Thaidigsmann, R. Hoenig, T. Fellmeth, A. Spribille, E. Lohmueller, A. Krieg, M. Glatthaar, H. Wirth, D. Biro, R. Preu, M. Menkoe, K. Meyer, D. Lahmer, H.-J. Krokoszinski, M. Neidert, A. Henning, C. Mohr and W. Zhang, in Proc. 25th Europ. Photov. Solar Energy Conf. (WIP, Valencia, 2010), in press.
- [24] J. M. Gee, W. K. Schubert, and P. A. Basore, in Proc. 23rd IEEE Photovoltaic Specialists Conf., (IEEE, New York, 1993), p. 265.
- [25] M.D. Lammert and R.J. Schwartz, IEEE Trans. Electron Devices 24, 337 (1977).
- [26] S. Eidelloth, T. Neubert, T. Brendemühl, S. Hermann, P. Giesel, and R. Brendel, in Proc. 34th IEEE-PVSEC (IEEE, Philadelphia, 2009); p. 002389.
- [27] V. Mertens, S. Bordihn, Y. Larionova, N.-P. Harder, and R. Brendel, in Proc. 24th Europ. Photov. Solar Energy Conf. , (WIP, Hamburg, 2009), p. 943.
- [28] N.P. Harder, V. Mertens, R. Brendel, phys. stat. sol. (RRL) 2, 148 (2008)
- [29] Cousins, P. J., D. D. Smith, H-C. Luan, J. Manning, T. D. Dennis, A. Waldhauer, K. E. Wilson, G. Harley, and W. P. Mulligan, in Proc. 35th IEEE Photov.c Specialists Conf., (IEEE, Hawaii, 2010), in press.
- [30] R. Stangl, J. Haschke, M. Bivour, L. Korte, M. Schmidt, K. Lips and B. Rech, Sol. En. Mat. & Sol. Cells 93, 1900 (2009).
- [31] T. Kunz, I. Burkert, R. Auer, A.A. Lovtsus, R.A. Talalaev, Yu.N. Makarov, J. Crystal Growth 310, 1112 (2008).
- [32] S. Reber, M. Arnold, D. Pocza, N. Schillinger, in Proc. 24th Europ. Photov. Solar Energy Conf., (WIP, Hamburg, 2009), p. 2560.
- [33] B. Terheiden, T. Kunz, I. Burkert, R. Horbelt, R. Brendel, in Proc. 23rd Europ. Photov. Solar Energy Conf. (WIP, Valencia 2008), p. 2049.
- [34] E. Schmich, H. Prigge, T. Frieß, S. Reber, in Proc. 23rd Europ. Photov. Solar Energy Conf. (WIP, Valencia 2008), 2031.
- [35] R. Brendel, in Proc. 14th Europ. Photov. Solar Energy Conf., (Stephens, Bedford, 1997), p. 1354.
- [36] B. Terheiden, R. Horbelt and R. Brendel, in Proc. 21st Europ. Photov. Solar Energy Conf. (WIP, Dresden, 2006), p. 742.
- [37] R. Brendel and M. Ernst, phys. stat. sol. (RRL) 4, 40 (2010).
- [38] J. Carabe and J. J. Gandia, Opto-Electronics Review Poland 12, 1 (2004).
- [39] R. Brendel, Challenges of advanced Si cell technologies: contributions to current and future options, 4th PV Fab Managers Forum, SEMI PV Group, Berlin March 7-8, 2010. www.isfh.de/institut_solarforschung/files/100308_brendel_pvfabmanforum_semi_berlin.pdf