



Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.
International Solar Energy Society, German Section

**An das
BMWK**

Stellungnahme der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) e.V. zum Entwurf der Photovoltaik-Strategie

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir bedanken uns für die Möglichkeit, den Entwurf der Photovoltaik-Strategie kommentieren zu dürfen und haben versucht, die aus unserer Sicht für PV-Firmen, Interessenten und Anlagenbetreiber wichtigen Aspekte auszuführen. Gerne können wir dazu im Austausch bleiben, bei Bedarf würde ich auch einzelne Aspekte weiter ausführen oder detaillierter begründen. Aufgrund des recht engen Zeitfensters war uns eine ausführlichere Stellungnahme leider nicht möglich.

Allgemeine Hinweise

Die elf angeführten Punkte der Photovoltaik-Strategie finden grundsätzlich unsere Zustimmung. Sie sind aus unserer Sicht geeignet, die Photovoltaik wesentlich voranzubringen. Dass etliche Punkte auch gerade den PV-Einsatz bei kleinen Gebäuden, bei Steckersolar und Einfamilienhäusern und im Bereich des Mieterstroms von Hemmnissen und Hürden befreien soll, findet unsere besondere Zustimmung.

Wir bewerten auch die Aufstellung der PV-Strategie selbst und den Umgang und die offene Beteiligung am Prozess der Erstellung äußerst zielführend und möchten das daher auch gerne mit unseren Möglichkeiten unterstützen.

Trotzdem schlagen wir auf den kommenden Seiten weitere Verbesserungsmöglichkeiten vor und würden uns freuen, wenn diese Eingang in die Endfassung der Photovoltaik-Strategie finden würden.

Weitere Verbesserungen:

Wir begrüßen den Strategieentwurf ausdrücklich, sehen trotzdem aber einige wichtige Punkte noch zu wenig konkretisiert beziehungsweise in dem Papier noch nicht erwähnt. Aus unserer Sicht bestehen die wichtigsten Verbesserungsmöglichkeiten in den folgenden Punkten. Wir haben uns dabei auch wenige grundsätzliche Aspekte beschränkt, wenngleich wir zahlreiche weitere kleine Verbesserungsmöglichkeiten ebenfalls identifiziert haben. Diese werden wir auch gerne z.B. bei späteren Gesetzgebungsverfahren einbringen.

zu 3.4 - Verbesserungen Steckersolar

In der PV-Strategie sind wesentliche Vereinfachungen für Steckersolargeräte bereits enthalten. Das freut uns sehr und es ist positiv zu werten, dass nicht nur die „große“ Energiewende, sondern auch gerade die Umsetzung im „Kleinen“ hier ernst genommen wird und vorangebracht werden soll.

Wir halten die genannten in der Strategie enthaltenen Verbesserungen für Steckersolargeräte, darunter die Erweiterung auf 800 Watt (AC) und die Freigabe des Schukosteckers für sehr wichtig, seit Jahren plädieren wir für diese Vereinfachungen. Eine rasche Umsetzung anregen möchten wir auch hinsichtlich der schon genannten Privilegierung von Steckersolargeräten in WEG/BGB analog den Lademöglichkeiten für Elektrofahrzeugen. Auch der Entfall der doppelten Anmeldung ist dabei ein wichtiger Punkt, den wir gerne nochmals deutlich betonen möchten. Als „Einstieg“ in das Thema und pressewirksames Thema sind Steckersolargerät ungemein wichtig und erfolgreich, wie man aktuell sehen kann, sobald diese Geräte Einzug z.B. in einzelne Baumärkte halten.

Ein aus unserer Sicht wichtiger Punkt wäre noch den Netzbetreibern gegenüber klarzustellen: Ein Steckersolargerät ist nach EEG eine Anlage und hat bei Einspeisung einen Anspruch auf Vergütung. Derzeit bestehen die meisten Netzbetreiber in Deutschland bei der Anmeldung darauf, dass Betreiber mit Steckersolar auf diese Vergütung verzichten, ansonsten wird die Anmeldung abgelehnt. Das wird von vielen Anwendern als hochgradig ungerecht empfunden, gerade in Zeiten der Energiekrise.

zu 3.5 Netzanschlüsse beschleunigen

Abschaffung Anlagenzertifikatspflicht Mittelspannung für PV-Anlagen 135 bis 500 kW

Nach der VDE-AR-N 4110 TAR-Mittelspannung müssen PV-Anlagen ab 135 kW im Mittelspannungsnetz ein Anlagenzertifikat vorweisen. PV-Anlagen bis 500 kW können durch die Mehrkosten ca. 20.000€ unwirtschaftlich werden. Zudem kann durch die Zertifizierung die Inbetriebnahme um mehrere Monate verzögert werden. Es sollten Anlagenzertifikate erst ab einer Leistung von 500kW als vereinfachtes Zertifikat und ab 1 MW als komplettes Anlagenzertifikat gefordert werden. Die berechtigten technischen Anforderungen für die Netzstabilität der Mittelspannungsregel VDE AR-N 4110 lassen sich durch typgeprüfte, zertifizierte Betriebsmittel (Wechselrichter, Parkregler...) sowie durch standardisierte Vorgaben für Schutzorgane der jeweiligen Netztopologie insbesondere bei Anlagen unter 500 kW und Mischanlagen auch ohne aufwendiger Zertifizierungsprozess technisch sicher umsetzen.

Abschaffung Anlagenzertifikatspflicht Mittelspannung für Mischanlagen mit Eigenverbrauch

Für PV-Anlagen in Mischanlagen (eigener Mittelspannungsanschluss und Niederspannungsnetz) mit überwiegendem Anteil an Eigenverbrauch sollte die Zertifikatspflicht entfallen.

Erleichterung bei den Anforderungen zur Leistungsabregelung nach EEG und der Anwendung der FNN-Anwendungsregeln bei Kleineinspeisern und Nulleinspeisungsanlagen

Nach Auslegung vieler Netzbetreiber müssen auch bei PV-Anlagen, die nicht in das öffentliche Netz einspeisen, die Abregeleinrichtungen für die PV-Anlagen nach FNN-Anwendungsregeln VDE-AR-N 4105 bzw. 4110 und 4100 und andere Anforderungen der Anwendungsregeln eingehalten werden (z.B. Anlagenzertifikat, EEG-Abregeleinrichtung). Es sollten Grenzen für Kleineinspeiseanlagen und Steckersolargeräte (Anmeldung, Anschluss, Zähler...) eingeführt werden, ab welcher Einspeiseleistung (Vorschlag > 10 kW) diese Regeln einzuhalten sind.

Regulatorische Hemmnisse durch die FNN-Anwendungsregel VDE-AR-N 4100 Zählerschränke

Nach der Interpretation der VDE-AR-N-4100 in Verbindung mit der VDE 0603-1 vieler Netzbetreiber gilt der Bau einer PV-Anlage im Gebäudebestand als wesentliche Änderung der elektrischen Anlage und erfordert deshalb die neuen Anforderungen der Anwendungsregel zu den Zählerschränken. Die geforderten neuen Zählerschränke besitzen große Abmessungen und kosten entsprechend viel. Ein Umbau im Einfamilienhaus kostet dann etwa 2.000€, was dann eine PV-Anlage, die mitunter ähnlich viel kostet, natürlich in Frage stellt. Umso erstaunlicher das die neuen Zählerschränke mit Digitalzählern einen größeren Platzbedarf haben als die mit alten Ferrariszählern. Eine Änderung der Zählerplätze nach der VDE-AR-N 4100 ist nach unsere Ansicht bei Bestandsgebäuden und PV-Anlagen unter 30 kW nicht erforderlich.

Regulatorische Hemmnisse durch Wandlermessung wegen FNN-Anwendungsregel VDE-AR-N 4100

Nach VDE-AR-N 4100 mit Verweis auf die VDE 603-2-2 müssen PV-Anlagen (Dauerbetrieb angesetzt) ab 50 A (ca. 35 kVA) eine wesentlich aufwendigere Wandlermessung realisieren. Hier sollte die Interpretation der Normen bei PV-Anlagen von „Dauerbetrieb“ auf „Aussetzbetrieb“ geändert werden, da die Anlagen offensichtlich nur am Tage und nur bei Überschussstrom einspeisen. Dann würde eine Wandlermessung erst ab 63A (44 kVA) erforderlich sein.

zu 3.5 Standardisierung von Netzanschlüssen:

Noch zu wenig Nachdruck steckt aus unserer Sicht im Bereich der Vereinheitlichung der Anschlussbedingungen und der Abschaffung unnötiger Forderungen von Netzbetreibern je nach Versorgungsgebiet. Durch die aktuell vielen unterschiedlichen Anforderungen bei Anschluss, Zählerschrank, zugelassenen Zählerkonzepten uvm. wird nicht nur viel Arbeitszeit bei Handwerkern durch projektbezogene Arbeiten gebunden und es fallen Kosten bei Kunden dafür an. Diese Uneinheitlichkeit erschwert auch ungemein die allgemeine Beratung für Interessenten, da wir bei vielen Details keine allgemeingültigen Empfehlungen geben können, mit denen eine einfache Umsetzung dann möglich ist.

3) Solarpflicht für gewerbliche Neubauten und Parkplätze

Wir möchten vorschlagen, in die PV-Strategie die bundesweite Einführung einer Solarpflicht für gewerbliche Neubauten sowie größere Parkplätze aufzunehmen. Nachdem gemäß Koalitionsvertrag alle geeigneten Dachflächen künftig für die Solarenergie genutzt werden sollen und dort ausdrücklich beschrieben ist, dass es für gewerbliche Neubauten verpflichtend sein soll, waren wir erstaunt, dass im Entwurf der PV-Strategie nicht zu finden. Eine Ergänzung ist daher notwendig, gerne angelehnt an die Regelungen in Baden-Württemberg, die ja seit 1.1.2022 für Gewerbe und große Parkplätze gelten und nach unserer Kenntnis bislang recht reibungslos umgesetzt wurde und zu neuen PV-Anlagen geführt hat.

4) Vereinheitlichung Umsetzung PV-Hausanlagen

4a) Abschaffung der steuerlichen Anmeldung und Jahresmeldung Volleinspeisung

Hier muss aus unserer Sicht die Entbürokratisierung auf der steuerlichen Seite fortgesetzt werden: Ein PV-Betreiber braucht zwar heute für neue Anlagen keine Meldungen im Rahmen der Einkommenssteuer mehr vorzunehmen, das sehen wir sehr positiv. Doch aktuell bleibt trotzdem die Anmeldung beim Finanzamt als PV-Betreiber notwendig, weil hier eine „Unternehmerfiktion“ unterstellt wird. Auch dieser Punkt gehört gestrichen, genau wie die unnötige jährliche Meldung an den Netzbetreiber, dass man mit seiner PV-Volleinspeise-Anlage auch im Folgejahr in der Volleinspeisung bleiben möchte. Bitte den letzten Punkt allgemein streichen und nicht nur für den Fall von zwei Anlagen auf einem Dach, wie es im Strategieentwurf beschrieben ist.

Zu 3.5.): 4b - Netzanschluss durch vereinfachtes Verfahren für kleine Anlagen und Fristen beschleunigen und vereinfachte Anmeldung von kleinen Anlagen im Marktstammdatenregister oder beim Netzbetreiber; klare volldigitale Netzprüfung und -Anmeldung

Für Hausbesitzer und Installationsbetriebe wünschen wir uns nicht nur eine Digitalisierung von Netzanfragen, sondern eine konkrete volldigitale Plattform, von der Netzanfragen bis 30 kWp innerhalb von 24 Stunden automatisiert beantwortet werden. Einige Netzbetreiber in Europa und auch in Deutschland zeigen schon, dass das technisch schon heute möglich ist. Durch die Eingabe des Anlagenbetreibers bzw. Installateurs und des Netzbetreibers wäre eine verifizierte Überprüfung der Daten gegeben. Nur damit würde das lange Warten auf die Freigabe des Netzbetreibers ein echtes Ende haben.

Eine zentrale Internetseite, wie es auch das EEG 2023 ankündigt, ist sicherlich sinnvoll, jedoch nur dann vernünftig und effizient nutzbar, wenn dahinter nicht weiter die netzbetreiberindividuellen Befindlichkeiten mit individuellen Anforderungen wie bisher fortgeführt werden.

zu 3.5): 4c- Netzausbau

Auch der in der PV-Strategie angekündigte Wunsch nach vorausschauender Netzplanung greift aus unserer Sicht zu kurz: Gerade Beispiele aus Bayern zeigen, dass die Verteilnetze teils schon für den heute notwendigen Bedarf nicht ausreichen, um gewünschte PV-Leistungen ans Netz zu bringen. Hier müssen den Netzbetreibern konkrete Vorgaben für schnelleren Ausbau gemacht werden. Nicht nur für die PV, sondern auch für den weiteren Ausbau der Elektromobilität ist das zwingend notwendig.

Unser konkreter Vorschlag: Jeder Netzbetreiber wird verpflichtet, abgelehnte PV-Anlagenleistung an die BNetzA zu melden. Das würde einerseits ein klares Bild ergeben, wo die Probleme gehäuft auftreten, andererseits könnte es ein Ansporn an die Netzbetreiber sein, mit ihren Möglichkeiten die Zulassung doch noch möglich zu machen. Die BNetzA könnte in einen sachlich-konstruktiven Austausch mit jenen Netzbetreibern gehen, die ihre „Hausaufgaben“ in diesem Bereich nicht erledigen.

Weiterhin möchten wir daraus hinweisen, dass nach unserer Kenntnis die Netzberechnungen für PV-Anlagen noch immer oft auf pauschalen Maximal-Leistungsbewertungen und -lastprofilen beruhen, die v.a. die inzwischen oft realisierten Ost-West-Ausrichtung von Anlagen falsch hinsichtlich der Netzlasten beurteilen. Aus unserer Sicht sind hier durch realitätsnähere Rechenmodelle erhebliche Netzreserven nutzbar zu machen, ohne in Netzausbau investieren zu müssen.

4d) Ausbau der Auswahl Messkonzepte

Eine weitere Freigabe wird ebenfalls bundesweit benötigt: Die so genannte „Kaskadenschaltung“, die als Zählerkonzept gleichzeitig die Nutzung von eigenem PV-Strom zusammen mit einem vergünstigten Tarif für eine Wärmepumpe bietet, muss bundesweit möglich sein. Ein derartiges Messkonzept muss in die Reihe der allgemein zugelassenen Messkonzepte ergänzt werden und überall im Land von PV-Betreibern nutzbar sein. Derzeit ist das noch von der (willkürlichen?) Zustimmung des jeweiligen Netzbetreibers abhängig.

4e) Repowering für Dachanlagen erlauben

Auch wichtig: Die Erlaubnis zum Repowering von Dachanlagen, wie es derzeit für Freiflächenanlagen schon möglich ist, also ohne Verlust der ursprünglichen Vergütungshöhe nach EEG. Das soll „geprüft“ werden, das ist aber zu wenig: Schon aus Gründen der Gerechtigkeit und weil schon heute, vermehrt aber in den kommenden Jahren diese Möglichkeit helfen kann, noch mehr Strom effizient von den Dächern zu ernten.

4f) Garten-PV

Neben der raschen Verabschiedung der angekündigten Verordnung zu Garten-PV (derzeit unklare Rechtslage bei großem Interesse bei vielen Interessenten) müssen hier die Randbedingungen bundesweit einheitlich geregelt sein und nicht wieder je nach Umsetzungsstand der jeweiligen Landesbauordnung. Es muss klar sein, welche Anlagengröße ohne größere baurechtliche Anforderungen einfach umgesetzt werden können.

5) Mieterstrom und neue Konzepte

5a) gemeinsame Eigenversorgung nach Vorbild Österreich

Die gemeinschaftliche Eigenversorgung nach österreichischem Vorbild begrüßen wir. Wir halten es aber auch für notwendig, sich bei diesen Konzepten nicht auf nur ein Umsetzungsmodell zu beschränken, sondern die Offenheit sicherzustellen, dass je nach Einzelfall ein passendes Modell gewählt werden kann. Die technischen und organisatorischen Realitäten sind zu verschieden, um hier nur mit einem Modell erfolgreich zu sein.

5b) gemeinsame Eigenversorgung auch mit Netzdurchleitung

Ein „Energy-Sharing“, also die Weitergabe von erzeugtem Strom über das öffentliche Netz ist nicht Bestandteil des Strategieentwurfes. Dabei ist das wichtig, es kann viel neue Umsetzungschancen geben und auch Motivation liefern, ein Projekt in der Nachbarschaft oder bei Freunden umzusetzen, wenn das eigene Dach nicht geeignet ist. Dank der angestoßenen Digitalisierung sehen wir technisch keine Hindernisse, dieses in die PV-Strategie mit aufzunehmen.

5c) Privilegierung der Versorgung mit PV-Strom in Mehrfamilienhäusern

Die Realisierung von lokaler Versorgung mit Photovoltaik in, an und auf Mehrfamilienhäusern sollte in allen denkbaren Varianten leicht möglich sein, nicht nur als "Mieterstrom" im Sinne des bisherigen EEG. Beispielsweise sollten die von der DGS in "PV Mieten Plus" entwickelten Konzepte für den Betrieb großer PV-Anlagen auf MFHs in allen Varianten politische Unterstützung finden.

5d) Summenzählermodell

Das Modell des virtuellen Summenzählers sollte als Messkonzept bundesweit Einsatz finden können. Dies entlastet Mieterstrommodelle deutlich finanziell und macht die Umsetzung technisch weniger aufwändig.

5e) finanzielle Mieterbeteiligung

Der Wohnungseigentümer oder Mieter eines MFH bezieht verpflichtend den PV-Strom vom Dach. Die Abrechnung des Verbrauchs kann mit der Abrechnung der Betriebskosten zur Wohnung erfolgen. Für die Reststrommengen bleibt die freie Wahl des Stromanbieters erhalten.

6) Vereinfachung von gewerblichen PV-Anlagen

Hier enthält die Strategie schon eine Verbesserung, hinsichtlich der vereinfachten Zertifizierung, die im vergangenen Jahr eingeführt wurde. Wir fordern (siehe oben) eine Anhebung der Zertifizierungsgrenze von 135 kW auf 500 kW für das vereinfachte Zertifizierungsverfahren und auf 1 MW für das vollständige Verfahren. Das sorgt auch derzeit noch für lange Verzögerung, viel Bürokratie und hohe Kosten. Die Vereinheitlichung von Netzanfragen und Anmeldungen sowie die Abschaffung der doppelten Anmeldepflicht (Netzagentur und Netzbetreiber) hilft auch hier den Installateuren und PV-Handwerkern weiter. Bitte auch das schnell angehen.

Ins Auge gefasst sollte auch nochmals eine Vereinfachung der Umsetzung von verbrauchernahen Freiflächenanlagen werden: Zusätzliche Vereinfachungen im Rahmen des Genehmigungsverfahrens könnten hier schneller zu Anlagen führen, die direkte Versorgung ermöglichen und nicht auf den Netzausbau warten müssen.

7) Umsetzung von gebäudeintegrierten PV-Anlagen anregen

Gebäudeintegrierte PV-Anlagen werden wegen ihrer höheren Investitionskosten bisher kaum errichtet: der Marktanteil liegt unter 0,5% und ist damit verschwindend gering. Hier besteht dringender Handlungsbedarf. Um die Energiewende umzusetzen, werden alle geeigneten Flächen benötigt - insbesondere auch Fassaden. Durch den Einsatz von Indach- und Fassadenmodulen lassen sich zudem Baustoffe und damit deren graue Energie einsparen. Um die Umsetzung von gebäudeintegrierte PV-Anlagen zu motivieren, regen wir an, die Einspeisevergütung für derartige PV-Anlagen auf mindestens 16 Cent/kWh zu erhöhen.

Gleichstellung von Glasflächen an Gebäuden und PV-Anlagen bezüglich Blendschutz

Nach Empfehlungen der LAI-Richtlinie von 2015 dürfen PV-Anlagen umgebene Wohnräume, Schlafräume, einschließlich Übernachtungsräume in Beherbergungsstätten und Bettenräume in Krankenhäusern und Sanatorien, Unterrichtsräume in Schulen, Hochschulen und ähnlichen Einrichtungen, Büroräume, Praxisräume, Arbeitsräume, Schulungsräume und ähnliche Arbeitsräume und an Gebäuden anschließende Außenflächen (z. B. Terrassen und Balkone) nicht mehr als 30 Minuten am Tag oder 30 Stunden pro Kalenderjahr blenden. Die LAI-Richtlinie gilt nur für technische Anlagen.

So müssen z.B. Glasfassaden an Hochhäusern diese nicht beachten. Im Vergleich ist die Reflektion von PV-Anlagen zumeist durch entspiegeltes bzw. strukturiertes Solarglas geringer als die von normalem Glas. Umso unverständlicher ist dies Ungleichbehandlung. Die Anforderungen an PV-Anlagen der LAI-Richtlinie sollten gestrichen werden. Die Werte der LAI-Richtlinie zur Blendung von PV-Anlagen basieren auf einer wissenschaftlichen Untersuchung von wandernden Schlagschatten von Windanlagen und sind in ihrer Wirkung auf den Menschen nicht übertragbar. Zudem wird Sonnenschein (auch reflektierter) in der Wohnung von den Menschen zumeist als angenehm empfunden und trägt durch die Erhöhung der Aufnahmen von Vitamin A zur Gesundheit bei.

Regulatorische Hemmnisse: MVV TB Beschränkung an Gebäuden max. 2 m² PV-Modulfläche

Baurechtliche Beschränkung auf maximal 2 Quadratmeter Solarmodulfläche an und auf Gebäuden durch die Muster-Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen (MVV TB). Die bei größeren Modulen vom DIBt geforderten Prüfungen nach den Glasnormen DIN 18008 wurden von über 99% der PV-Modulen nicht durchgeführt. Das liegt neben den erhöhten Prüfkosten auch an

der mangelnden Umsetzbarkeit der geforderten Glasprüfprozeduren für gerahmte PV-Module. Die Glasbaunormen sehen eine Prüfung mit Rahmen nicht vor. So ergeben sich dann ohne Rahmen bei üblichen Modulflächen Glasdicken bis 7 mm. Zudem sind Standard-PV-Module im Glas-Rückseitenfolienverbund in den Glasbaunormen nicht erfasst. Die technologische Entwicklung der PV-Module der letzten zehn Jahre hat zu rasanten Fortschritten in Effizienz und Größe sowie zu einer beeindruckenden Kostenreduktion geführt. Die deutlich größeren Solarzellformate führen auch zu immer größeren Modulen, sowohl bei den Dachanwendungen als auch in den Freiflächenanlagen.

Im Bereich der Freiflächen sind aktuell 25 Prozent der Module größer als 2,2 Quadratmeter, wobei dieser Anteil im Jahr 2031 auf über 90 Prozent steigen wird. Modulhersteller produzieren und liefern mittlerweile Module mit 3 Quadratmetern und mehr, die in anderen Ländern bereits verbaut werden.

Sie erreichen die gleiche Tragfähigkeit wie die kleineren Module vor 10 Jahren. Die DGS empfiehlt PV-Module, die die DIN EN IEC 61215 einhalten auch bei höheren Modulflächen als 2 m² baurechtlich zu akzeptieren, so wie es international üblich ist. Anerkennung der Zertifizierung nach DIN EN IEC 61730 (VDE 126-30) bzw. IEC DIN EN 61215 (VDE 126-31) eines harmonisierten europäischen Elektroprodukts sowie der entsprechenden mechanischen Belastungstests. Die Hersteller orientieren sich am internationalen Markt, auf dem die Lastprüfungen der DIN EN IEC 61215 ausreichen. Die mindeste Prüflast laut dieser Norm beträgt 2.400 Pascal. Die Belastungsfähigkeit durch moderne Standardmodule erreicht bis zu 6.500 Pascal Wechsellast. So überstehen solche Solarmodule in PV-Freiflächenanlagen in Hurrikangebieten auch extreme Stürme. Umso unverständlicher, dass Solarmodule in Deutschland in der Größe noch immer begrenzt sind.

Regulatorische Hemmnisse: MVV TB Fassaden und Überkopffverglasung Glasbaunormen

PV-Module, die nach MVV TB nicht in der Kategorie B 3.2.1.25 erfasst sind, werden der Kategorie B 3.2.1.27 zugeordnet. Hier wird ein Verwendbarkeitsnachweis gefordert, der eine Bemessung nach Glasbauanforderungen (DIN 18008 Glas im Bauwesen) erforderlich macht. In dieser Norm gibt es keine spezifischen Prüfvorschriften oder Prüfvorgaben, wie mit den PV-Modulen umzugehen ist. Es gibt keine Prüfungen in Glasbaunormen für zusammengefügte Bauprodukte aus Glas, Kunststoff und Aluminiumrahmen. Zudem dauert der Weg über einen DIBt-Zulassungsprozess bei den Produktentwicklungszyklen, die es bei dieser Technologie gibt, viel zu lang. Eine Zulassung nach ca. drei Jahren kommt zu spät für eine Markteinführung in Deutschland.

Nimmt man die zusätzlichen Kosten, die dann nur für den deutschen Markt erforderlich werden, hinzu, sind Zulassungsverfahren für Standard-PV-Module unwirtschaftlich.

Überarbeitung der Bestimmungen nach B 3.2.1.25 und B 3.2.1.27 der MVV TB und eine Neubewertung des Sicherheitskonzepts sowie eine Anerkennung der Zertifizierung nach DIN EN IEC 61730 (VDE 126-30) bzw. IEC DIN EN 61215 (VDE 126-31) eines harmonisierten Elektroprodukts, das entsprechenden mechanischen Belastungstests besteht:

- Mechanische Belastungsprüfung Mindestprüflast von 2.400 Pa (optional 5.400 Pa) positiv und negativ dreimal belastet.
- Zyklische (dynamische) mechanische Belastungsprüfung: mit 1.000 Pa mit 1.000 Zyklen
- Hagelprüfung: Mindestdurchmesser von 25 mm und Geschwindigkeit von 25 m/s an mehreren definierten Aufschlagpunkten
- Modulbruchprüfung nach MST 32 (u.a. Pendelschlagversuch entsprechend der IEC 61730)

Regulatorische Hemmnisse durch MBO und Musterhochhausrichtlinie Brandschutz-Gleichstellung mit Verbundglas

PV-Module unterliegen den technischen Baubestimmungen, sollten jedoch diesbezüglich im Vergleich zu anderen Verglasungen nicht schlechter behandelt werden. Durch höhere Brandschutzanforderungen an PV-Module z.B. Forderung nach Klassifizierung „nichtbrennbar“ und nicht sachgerechte Auslegung der Hochhausrichtlinie von Brandschutzsachverständigen wurden viele PV-Projekte verhindert. Alle neuen PV-Anlagen an Fassaden ggf. Dächer der Gebäude ab der Gebäudekategorie GBK 3 sind davon betroffen. Diese PV-Anlagen können dann nicht realisiert werden. Die DGS fordert eine Gleichstellung von PV-Modulen mit VG/VSG-Glas in der brandtechnischen Bewertung.

Regulatorische Hemmnisse durch „Ziegelbearbeitungsverbot“ Regeln der Ziegelindustrie

Der Dachverband der Ziegelindustrie fordert, dass Ziegel möglichst nicht bearbeitet werden, da dann die Dachdichtigkeit beeinträchtigt werden könnte. Als Lösungsvorschlag wird der Einsatz von teure Spezialziegeln vorgeschlagen, die ggf. mit extra Konstruktion an die Dachsparren befestigt werden. Alle neuen PV-Anlagen auf bestehenden Ziegeldächern sind betroffen. Die Mehrkosten können dabei bis zu 100% der Kosten bei Bearbeitung von Ziegeln betragen.



Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.
International Solar Energy Society, German Section

Im Dachdeckerhandwerk gibt es traditionelle Regeln die Dachsteinbearbeitung. Diese können im Bestand umgesetzt und gleichzeitig die Dachdichtigkeit realisiert werden. Es gelten dafür die anerkannte Regel zur Dachsteinbearbeitung des Dachdeckerhandwerks.

Zum Ende dieser Ausführungen zur PV-Strategie möchten wir auch noch darauf hinweisen, dass mit der Solarthermie und auch mit der aufkommenden PVT-Technologie (Photovoltaik und Solarthermie kombiniert) zukünftig für etliche Einsatzfälle noch bessere Gesamtlösungen umsetzbar sein werden. Hier sollte auch seitens des BMWK weitere Unterstützung ermöglicht werden.

Für das Präsidium
der DGS e.V.

Jörg Sutter
Geschäftsführer

Für den Fachausschuss Photovoltaik
der DGS e.V.

Ralf Haselhuhn
Vorsitzender Fachausschuss PV



Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.
International Solar Energy Society, German Section

Unser Hintergrund:

Die Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. wurde 1975 in München gegründet. Seit 1989 ist sie gleichzeitig die deutsche Sektion der International Solar Energy Society (ISES). Ihre bundesweite satzungsgemäße Tätigkeit ist als gemeinnützig anerkannt.

Die DGS vertritt die Interessen von Verbrauchern und Anwendern für die Bereiche Erneuerbare Energie und der rationellen Verwendung von Energie. Durch ihre Landesverbände stellt die DGS Hilfestellungen für Unternehmen, Investoren, Eigenversorger, Projektierer und Berater im Bereich der Solartechnik bereit, neben der Vereinseigenen Fachzeitschrift „Sonnenenergie“ insbesondere im Bereich der Aus- und Fortbildung (DGS-Solarakademien und -Solarschulen) und mit praktischen Anwendungshilfen wie Leitfäden und Vertragsmuster für die Versorgung vor Ort („PV Mieten Plus“) und Software zur Wirtschaftlichkeitsberechnung solcher Projekte („PV@Now“).

Aus ihrer Arbeit und dem engen Kontakt zu Anwendern heraus hat die DGS einen besonderen und langjährigen Einblick in die Probleme, die sich beim Ausbau der Erneuerbaren Energien auf, an oder in Gebäuden stellen. In diesem Bereich sind große Potentiale des Ausbaus der Solarenergie, sowohl zur Strom- als auch zur Wärmeerzeugung, in der Vergangenheit ungenutzt geblieben. Viele intelligente und technisch mögliche Konzepte zur Nutzung von Solarenergie in Verbindung mit Blockheizkraftwerken, Wärmepumpen und intelligenter Haustechnik wurden durch gesetzliche Vorgaben unnötig verteuert und ausgebremst.



Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.
International Solar Energy Society, German Section

Bei inhaltlichen Fragen zu dieser Stellungnahme wenden
Sie sich bitte direkt an:

Jörg Sutter (Geschäftsführer DGS)
sutter@dgs.de

Allgemeine Kontaktdaten:

Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) e.V.
EUREF 16
10829 Berlin

Tel. 030/293812 - 60

info@dgs.de
www.dgs.de