Solar Cluster
Baden-Württemberg

STELLUNGNAHME

Zum Entwurf des Energiesammelgesetzes
– hier „20% Absenkung“ und 52 GW Deckel

16.11.2018

Stellungnahme zur 20% Absenkung der EEG-Vergütung auf den Anteil 40 kWp bis 750 kWp bei PV-Anlagen

Die Bundesregierung begründet die im Entwurf des Energiesammelgesetzes vom 30.10.2018 enthaltene Reduzierung der EEG-Vergütung auf den Anteil 40 kWp bis 750 kWp mit einer Überförderung, die von der KOM der EU nicht zugelassen würde.

Die Absenkung soll zum 1. Januar 2019 wirksam werden.

Das Solarcluster zeigt im Folgenden, dass ab 1. Juli 2019 auch ohne weiteren Eingriff keine Vergütung außerhalb des Beschlusses der Kommission mit Datum 23 Juli 2014 stattfindet. Daher empfiehlt der Solar Cluster BW, auf die Absenkung zu verzichten. Darüber hinaus verletzt die Umsetzung zum 1. Januar erhebliche Vertrauenstatbestände. Im Falle einer Umsetzung von Kürzungen sollten diese daher frühestens ab 1. Juli 2018 und dann gestuft umgesetzt werden.

Vergleich Einspeisevergütung und Stromgestehungskosten

In der Mitteilung der Bundesregierung zum Schreiben der Kommission vom 07. Mai 2014 [Betreff A) SA.38632 (2014/N) und B) SA.33995 (2013/C)] befindet sich folgende Tabelle

Zusammenstellung der für den EEG-Erfahrungsbericht 2014 verwendeten Kalkulationssätze nach Sparten

			Anteil	Zinssatz in %
Geothermie	Gewerblicher Investor	Fremdkapital	59%	6%
		Eigenkapital	41%	13,1%
Windenergie an Land	Gewerblicher Investor	Fremdkapital	70%	5,5%
		Eigenkapital	30%	12,5%
Windenergie Offshore	Gewerblicher Investor	Fremdkapital	65% - 70%	6%
		Eigenkapital	30% - 35%	15%
Solare Strahlungs-energie bzw. Photovoltaik	Privatinvestor	Fremdkapital	0-100%	1,8% - 3,5 %
		Eigenkapital	0-100%	5% - 7%
	Gewerblicher Investor	Fremdkapital	65% - 80%	2,5% - 3,5%
		Eigenkapital	20% - 35%	7% - 10%

Tabelle 1: Kalkulationssätze nach Sparten wie an Kommission am 07. Mai 2014 gemeldet

In der Berechnung der Stromgestehungskosten des EEG-Erfahrungsberichts Bundesregierung vom 27. Juni 2018 (EEG-Erf. 06.2018)[1] ist eine Berechnung der Stromgestehungskosten veröffentlicht die im Bereich 100 kW bis 500 kW ein Eigenkapital von 25%, Eigenkapitalverzinsung von 8% und Fremdkapitalzins von 2,8% annimmt.

[1] https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-4-solar.html

Anlage: aktuelle, verwendete Systempreise (netto, ohne MwSt.) mit Stand Oktober 2018

Anlagenleistung	Euro/kW	Anlagenleistung	Euro/kW
5 kW	1.260	250 kW	860
30 kW	1.050	500 kW	820
60 kW	980	750 kW (Freifläche)	770
100 kW	930		

Tabelle 2: Annahmen zu Systempreisen aus der BMWi Stellungnahme vom 5.11.2018

Verwendet man die Anlagenpreise aus Tabelle 2 und berücksichtigt man die von der BNetzA veröffentlichten Einspeisevergütungen für 1. Oktober 2018, 1. Januar 2019 und eine Vergütung für 1. Juni 2019 mit der Annahme, dass weiterhin eine Degression von 1% pro Monat stattfindet so ergibt sich folgendes Bild

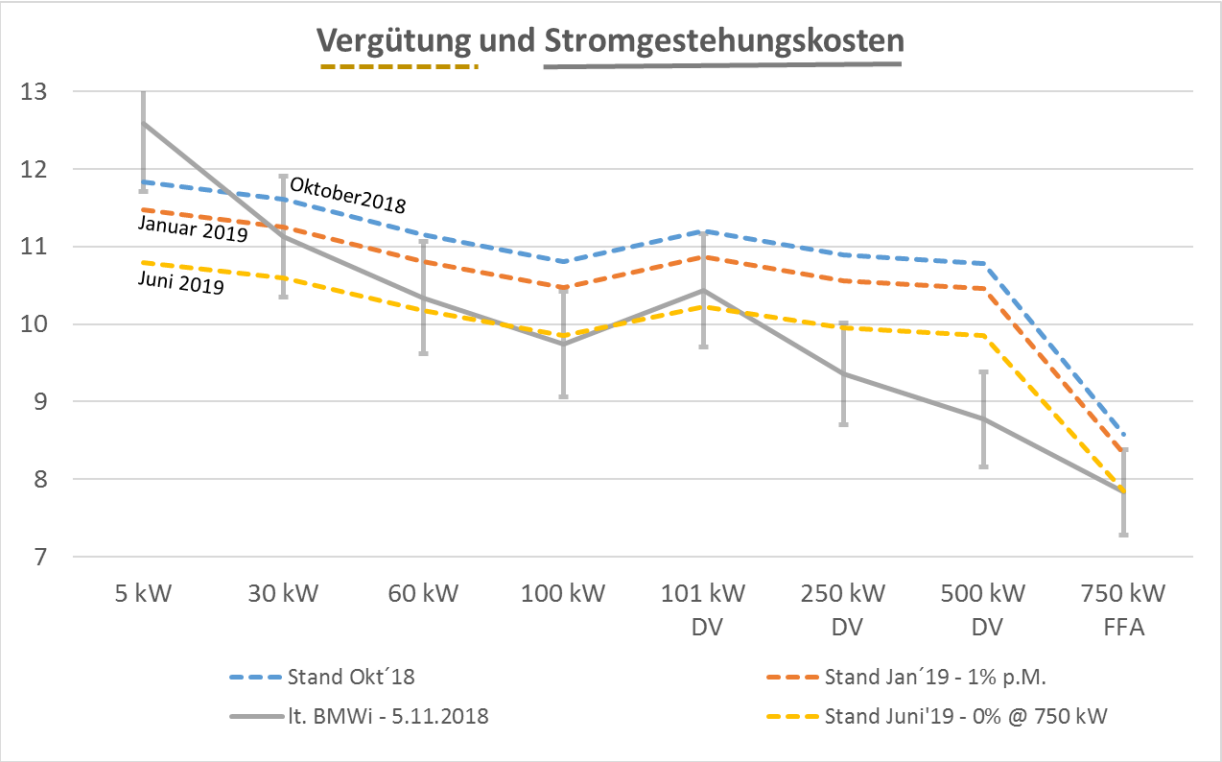

Bild 1: Stromgestehungskosten bei Annahme 8% Eigenkapitalrendite, 25% Eigenkapitalanteil und 2,8 % Fremdkapitalzins im Bereich 100 kW bis 500 kW wie im EEG-Erfahrungsbericht und in BMWi Stellungnahme 5.11.2018; Anlagenpreise aus Tabelle 2.

Außerhalb des Bereichs 100 kW bis 500 kW wurden in Bild 1 die Eigenkapitalanteile und Eigenkapitalverzinsungen aus der Tabelle 9 des zuvor genannten Erfahrungsberichts (EEG-Erf-06.2018) verwendet. Die angegebenen Varianzen sind jeweils 7% der Stromgestehungs-kosten – wie auch im Erfahrungsbericht verwendet. Man stellt fest, dass schon ab Juni 2019

lediglich für die 250 und 500 kW Anlagen die Marktprämie höher liegt als die Stromgestehungskosten.

Bild 2 zeigt, dass im Juli 2019 bei einer Einmalabsenkung von 10% für den Anteil 40 bis 750 kWp die mittleren Stromgestehungskosten bei 8% EK-verzinsung, 25% Eigenkapital und 2,8% Fremdkapitalzins wieder auf der Kurve der Vergütungen liegt.

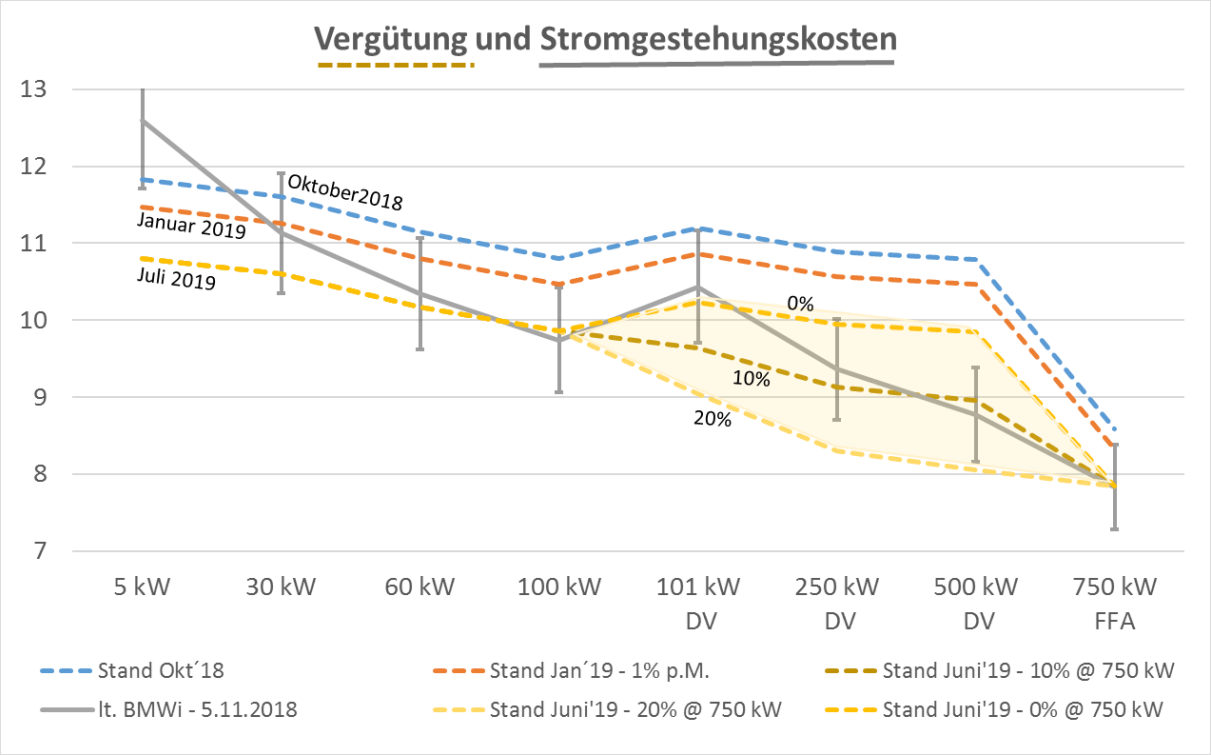

Bild 2: Stromgestehungskosten wie in Bild 1, sowie Vergütungen für Oktober 2018, Januar 2019 und Juli 2019. Dabei sind die Kurven für Juli 2019 mit Einmalabsenkung von 0%, 10% und 20% für den Anteil 40 bis 750 kWp in der Direktvermarktung (DV) gezeichnet.

Anmerkungen zu Stromgestehungskosten mit Zahlen aus der Praxis

Die den Berechnungen des BMWi zugrunde gelegten Systempreise weichen deutlich von aktueller Preiserhebung des BSW-Solar (EuPD, 11/2018) ab.

Zudem hat die Bedeutung der Modulpreisreduktion in Bezug auf den Systempreis insgesamt deutlich abgenommen und wird teilweise durch Kostensteigerungen bei anderen Komponenten und den Lohnkosten für die Installation aufgezehrt.

Die Betriebskosten sind mit 1,5 % der Investitionssumme pro Jahr inkl. Pacht deutlich zu niedrig angesetzt; Branchenexperten gehen in diesem Fall von jährlichen Kosten in Höhe von mindestens 3 % bis 3,5 % der Investitionssumme aus.

Weitere Faktoren für Kostensteigerungen, deren Höhe jedoch nicht statistisch nachgewiesen werden kann, sind Ausgaben für Statik; Sprungfixe Kosten für Transformator; Projekt- und Installationskosten und administrative Kosten u. ä.

Vergleichsrechnung mit Stromgestehungskosten aus EuPD 11/2018

Die Preiserhebung des BSW (EuPD 11/2018) liefert einen Kostenspiegel für Anlagenkosten incl. Montage ohne MWst. gemäß Bild 2.1.

Bild 2.1: Systempreise laut EuPD Research 11/2018 (Anlagen mit Montage und Lieferung)

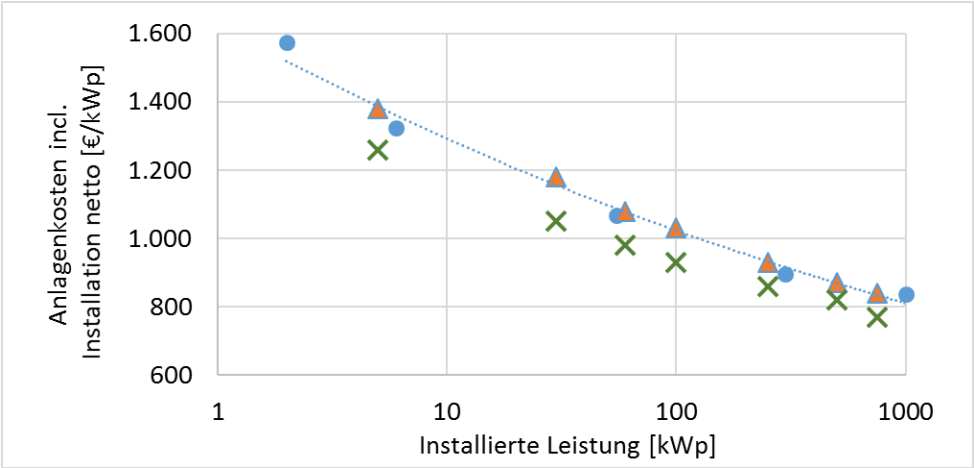

Bild 2.2: Anlagenkosten aus der EuPD Studie (Punkte) und daraus abgeleitete Stützwerte für die Berechnung (Dreiecke), sowie angenommene Anlagenkosten aus BMWi – 5.11.2018 (grüne Kreuze) zum Vergleich.

	Invest PV [€/kWp]							
	5 kW	30 kW	60 kW	100 kW	101 kW	250 kW	500 kW	750 kW FFA
euPD / BSW	1.380	1.180	1080	1030	1030	930	870	840
BMWi - 5.11.2018	1.260	1.050	980	930	930	860	820	770

Tabelle 2.1: Vergleich der im BMWi – 5.11.2018 verwendeten Anlagenkosten und der Ergebnisse aus der EuPD Studie von 11/2018.

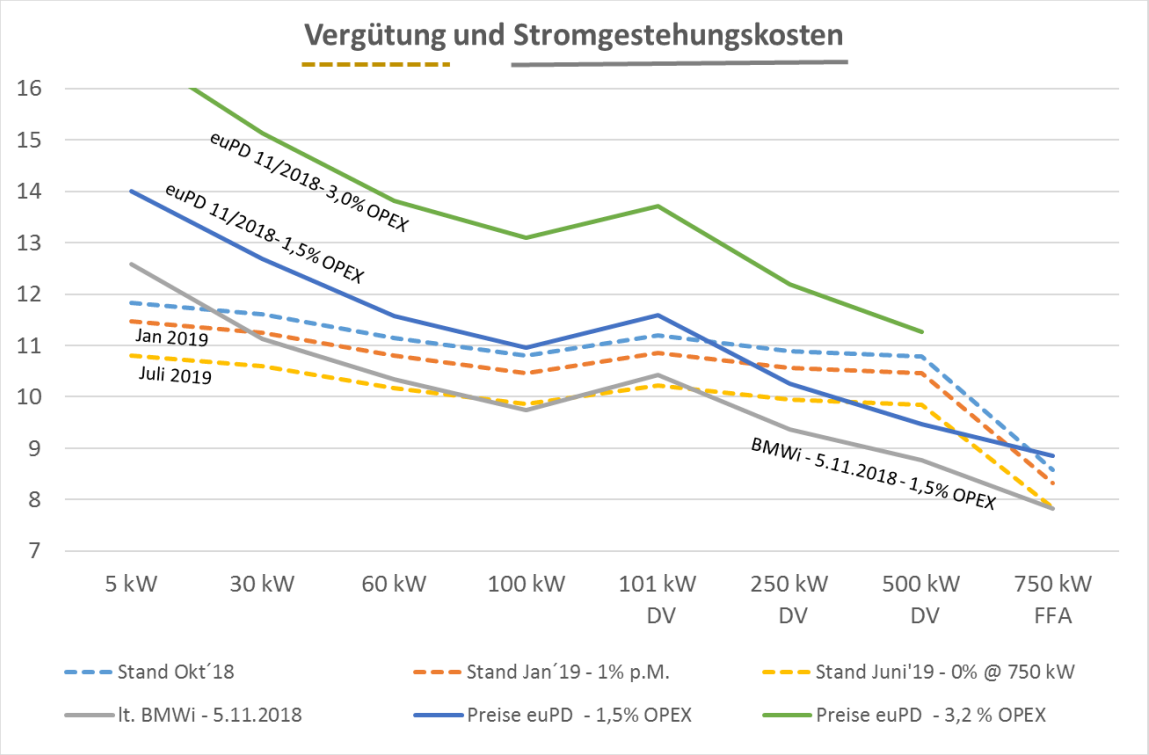

Bild 2.3: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der angenommenen Anlagenkosten und OPEX Werte. Vergleich der Ergebnisse mit Anlagenkosten aus BMW – 5.11.2018, EuPD mit 1,5% OPEX (blau) und 3,0% OPEX (letzteres bei Dachpacht – grüne Kurve)

	Stromgestehungskosten BMWi - 5.11.2018							
lt. BMWi - 5.11.2018	12,59	11,13	10,34	9,74	10,43	9,36	8,77	7,83
SC Ergebnis: Preise BMWi - 5.11.20	12,78	11,29	10,5	9,89	10,46	9,49	8,95	7,94
Preise euPD - 1,5% OPEX	14	12,69	11,57	10,95	11,59	10,26	9,47	8,85
Preise euPD - 3,2 % OPEX	16,77	15,14	13,81	13,09	13,72	12,19	11,27	

Tabelle 2.2: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der angenommenen Anlagenkosten und OPEX Werte.

Die Stromgestehungskosten mit den Ergebnissen der EUPD Studie liegen beim OPEX 1,5% um 0,5 bis 1,2 ct/kWh über den Ergebnissen des „BMWi – 5.11.2018“ Papiers (letzteres verwendet auch 1,5% OPEX). Steigt der OPEX von 1,5% auf 3,0 % aufgrund einer Dachpacht, so steigen die Stromgestehungskosten um rund 1,8 ct/kW – also sehr signifikant. Branchenexperten berichten von 3,0 bis 3,5 % OPEX für Anlagen auf gepachteten Dächern.

Liegt eine Überförderung gemäß EU-KOM vor?

Selbst wenn man sich auf die im BMWi – 5.11.2018 Papier angenommenen Werte der Anlagenkosten zurückzieht (die nach Ansicht von Branchenexperten zu niedrig sind), so kann man nachweisen, dass keine generelle Überförderung stattfindet. Denn es gibt eine Varianz der Stromgestehungskosten aufgrund der angenommenen Werte für Eigenkapitalanteil, Eigenkapitalverzinsung und Fremdkapitalzinsen. Der EU Kommission wurden in 2014 ein Bereich von Eingangsparameter für „Eigenkapitalanteil, - verzinsung und Fremdkapitalzinsen“ gemeldet (Tabelle 1). Als Vergleichsrechnung werden nun Stromgestehungskosten mit den folgenden Werten berechnet, die auch noch im gemeldeten Bereich liegen:

- (1) Eigenkapitalanteil 30%, EK-verzinsung 10% und Fremdkapitalzins 2,8% (rot)
- (2) Eigenkapitalanteil 35%, EK-verzinsung 10% und Fremdkapitalzins 3,5% (braun)

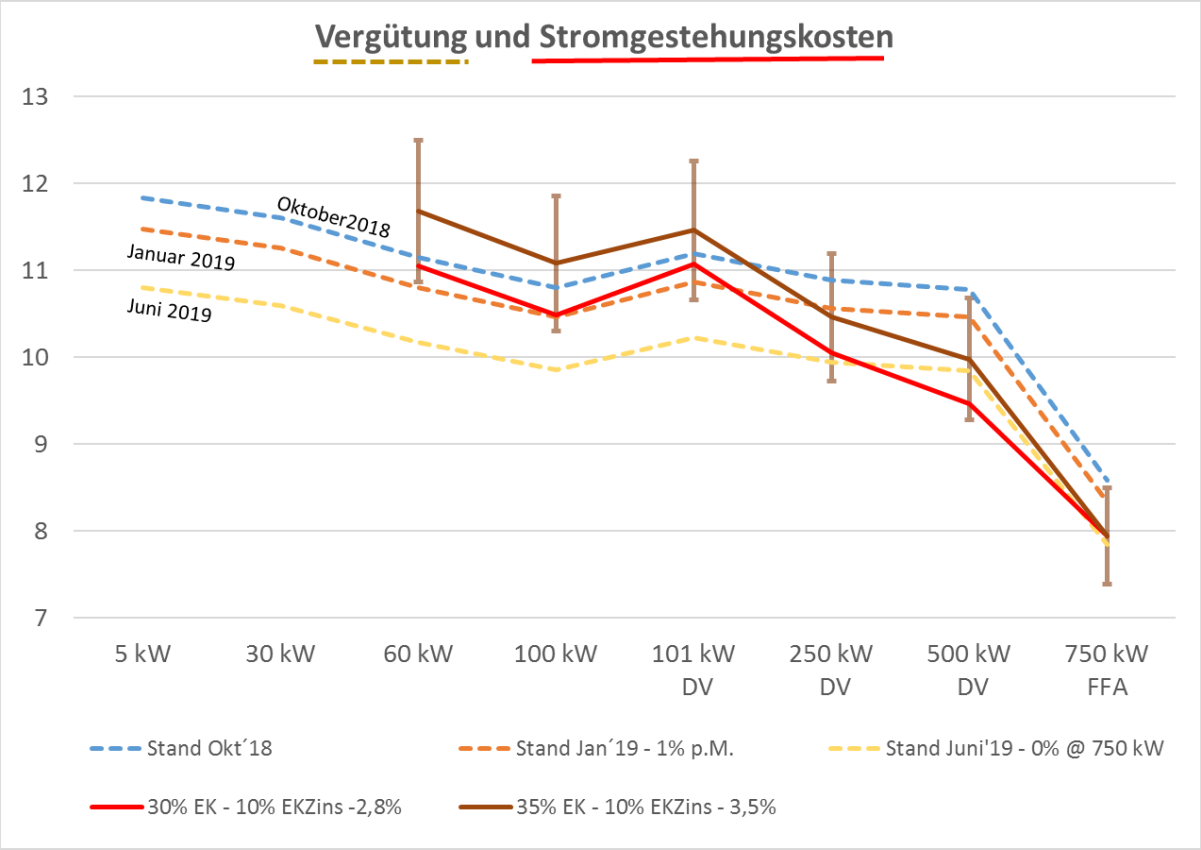

Bild 3: Vergütungen wie im Bild 1; Stromgestehungskosten wurden die Annahmen variiert – jedoch innerhalb der an die EU-KOM gemeldeten Werte.
rote Kurve: Eigenkapitalanteil 30%, EK-verzinsung 10% und Fremdkapitalzins 2,8%;
braune Kurve Eigenkapitalanteil 35%, EK-verzinsung 10% und Fremdkapitalzins 3,5%.

Diese wurden nun alternativ für die Stützwerte 100 kW, 101 kW DV (Direktvermarktung), 250 kW DV und 500 kW DV verwendet. Es entstehen die in Bild 3 in rot bzw. braun gezeigten Stromgestehungskosten. Alle weiteren Annahmen für die Berechnung der

Stromgestehungskosten (Degradation, DV-Gebühr, etc.) sind gleich wie im EEG-Erfahrungsbericht und in der BMWi-Stellungnahme vom 5.11.18

Schon im Juni 2019 bewegt sich selbst der Mittelwert der Stromgestehungskosten für den Fall B (35% EKap. – 10 % EK Zins – 3,5% FremdKap-Zins) über alle Anlagenklassen oberhalb des anzulegenden Wertes bzw. der Marktprämie – d.h. es besteht keine Überförderung. Auch im Fall A ist die Vergütung noch im Toleranzbereich der Stromgestehungskosten.

Nach Ansicht des Solar Clusters Baden-Württemberg ist damit keine Förderung oberhalb der von der EU KOM genehmigten Grenze vorhanden und eine außerordentliche Absenkung des anzulegenden Wertes bzw. der Marktprämie um 20% für den Bereich 40 bis 750 kWp notwendig um innerhalb des von der KOM genehmigten Rahmens zu bleiben. Der atmende Deckel allein wirkt zur Genüge.

Im Gegenteil, wenn eine Absenkung um die genannten 20% geschieht, so ergibt sich ein Verlauf der Stromgestehungskosten, der die untere Begrenzung der im Bild 4 eingezeichneten Fläche darstellt.

1. Das heißt im Juni 2019 wäre für 500 kWp die Einspeisevergütung 15% unter den Stromgestehungskosten in rot
2. Und im Juni 2019 ist bei 750 kWp die Marktprämie für eine dachmontierte PV Anlage nur noch gleich hoch wie für Freiflächenanlagen. Sicher sind jedoch die Stromgestehungskosten für eine Dachanlage größer als die für eine Freiflächenanlage gleicher Nennleistung

		Vergütung			Marktprämie			
Absenkung		10 kWp	40 kWp	100 kWp	10 kWp	40 kWp	750 kWp	750 kW FFA
	01.10.2018	11,83	11,5	10,28	12,23	11,9	10,68	8,58
je 1% p.M	01.01.2019	11,47	11,15	9,96	11,87	11,55	10,36	8,33
1,00%	01.06.2019	10,80	10,50	9,38	11,18	10,87	9,75	7,84
750 kW: -5%	01.06.2019	10,80	10,50	9,38	11,18	10,87	9,27	7,84
750 kW: -20%	01.06.2019	10,80	10,50	9,38	11,18	10,87	7,80	7,84

Tabelle 3: Vergütungen am 1.10.2018, sowie 1.1.2019 (mit 1 % per Monat Absenkung wie umgesetzt) und 1.6.2019 (auch 1% angenommen). Zusätzlich Vergütungen für 1.6.2109 bei 5% und 20% Absenkung für den 40 bis 750 kW Anteil

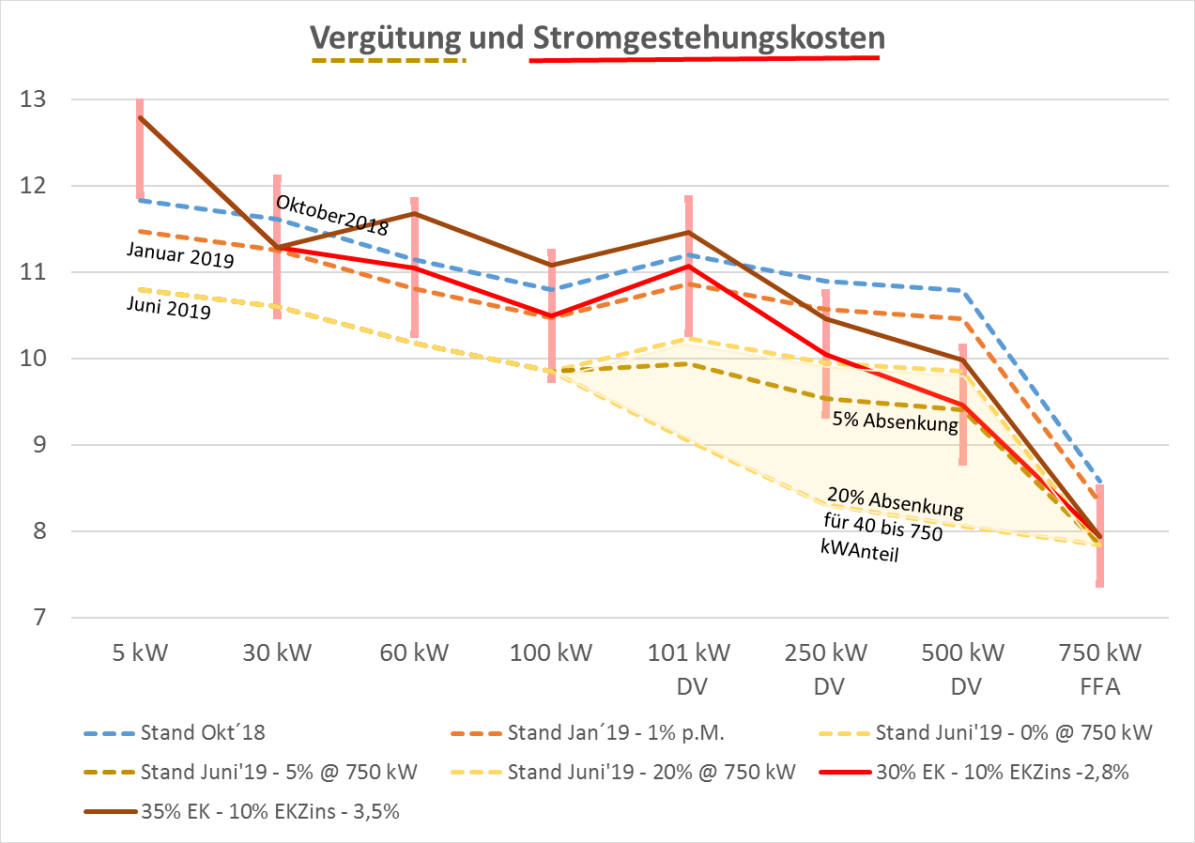

Bild 4: Vergütungen und Stromgestehungskosten wie im Bild 3 (für 100 bis 500 kW: rote Kurve: Eigenkapitalanteil 30%, EK-verzinsung 10% und Fremdkapitalzins 2,8%; braune Kurve Eigenkapitalanteil 35%, EK-verzinsung 10% und Fremdkapitalzins 3,5%). Zusätzlich gezeichnet sind die anzulegende Werte bzw. die Marktprämie bei 5% und 20% Absenkung für dem Anteil 40 bis 750 kW bei Direktvermarktung.

Deutlich wird bei der im Bild 4 als braun gestrichelte Kurve dargestellten Einspeisevergütung für 1. Juni 2019, wenn für 750 kWp eine außerordentliche Absenkung von 5% im Juni 2019 geschieht, dass bei diesem Wert für alle Mittelwerte der Stromgestehungskosten keine Überförderung vorliegt. Diese Absenkung wäre wohl tragbar und auch hinreichend früh angekündigt, wenn das Energiesammelgesetz noch im Jahr 2018 verabschiedet würde. Allerdings wäre auch diese Absenkung aufgrund der vom BSW ermittelten Marktpreise (s.o.) und daraus abgeleiteten Stromgestehungskosten nicht angebracht.

In der Zusammenfassung ist das Solar Cluster Baden-Württemberg der Ansicht, dass der atmende Deckel ausreichend wirkt und sicher gewährleistet, dass eine Überförderung ausgeschlossen ist. Im Rahmen der von der Kommission genehmigten Parameter und bei einer Spreizung der Stromgestehungskosten von 7% hat zu keiner Zeit eine generelle Überförderung im Segment der sehr großen Dachanlagen vorgelegen. Spätestens ab dem 1. Juni 2019 liegen dann auch die Mittelwerte der Stromgestehungskosten wieder in allen Bereichen über oder auf der Linie des anzulegenden Wertes bzw. der Marktprämie – eine Überförderung finde nicht statt.

Es besteht also kein Grund eine Kürzung von 20% im Segment der größeren Dachanlagen durchzuführen. Diese Kürzung würde insbesondere, wenn sie sehr kurzfristig wirksam wird, den Markt extrem verunsichern. Es ist schon bei der Ankündigung zu Stornierungen in ganz erheblichem Umfang gekommen. Sollte der Vertrauensschutz nicht wiederhergestellt werden, ist mit Folgen vom Arbeitsplatzabbau bis hin zu Insolvenzen zu rechnen. Siehe dazu auch die beigefügte Presseveröffentlichung des Solar Clusters Baden-Württemberg.

Vergleich Eigenkapitalverzinsung und Zinsen auf Sparbuch

Die **Eigenkapitalverzinsung von 10%** bei einem **Eigenkapital von 30%** und 2,8% Zins für das Fremdkapital bei einer 100 kWp Anlagen führt zu Stromgestehungskosten von 9,74ct/kWh laut BMWi (Papier vom 5.11.2018), und zu 9,89 ct/kWh laut SC-Rechner[2].

Wenn zum Vergleich eine Einspeisevergütung in exakt dieser Höhe (9,89 ct/kWh) über 20 Jahre bezahlt wird, dann entstehen Einnahmen von in Summe 170.729 Euro (900 kWh / kWp), von denen der Invest von 93.000 Euro für die Anlage und der OPEX über 20 Jahre (in Summe 33.480 Euro) abbezahlt werden muss. Der OPEX wird dabei aus den jährlichen Einnahmen bezahlt – es entsteht ein Nettoeinkommen nach Zins und OPEX- Zahlung, das über 20 Jahre 144.540 Euro beträgt – also 51540 Euro „Gewinn“ nach Abzug des Invests. Dieselbe Kapitalerhöhung von 51540 Euro geschieht auf einem Sparbuch bei einer (bescheidenen) Zinsrate von 2,23% über 20 Jahre für eine Einlage von 93.000 Euro.

	Vergütung							
	5 kW	30 kW	60 kW	100 kW	101 kW DV	250 kW DV	500 kW DV	750 kW FFA
Stand Okt´18	11,83	11,61	11,15	10,80	11,20	10,89	10,78	8,58
Stand Jan´19 - 1% p.M.	11,47	11,26	10,81	10,47	10,86	10,56	10,46	8,33
Stand Juni'19 - 0% @ 750 kW	10,80	10,60	10,17	9,86	10,23	9,95	9,85	7,84
Stand Juni'19 - 10% @ 750 kW	10,80	10,60	10,17	9,86	9,64	9,13	8,95	7,84
Stand Juni'19 - 20% @ 750 kW	10,80	10,60	10,17	9,86	9,05	8,31	8,05	7,84
	Stromgestehungskosten BMWi - 5.11.2018							
lt. BMWi - 5.11.2018	12,59	11,13	10,34	9,74	10,43	9,36	8,77	7,83
SC Ergebnis: Preise BMWi - 5.11.20	12,78	11,29	10,5	9,89	10,46	9,49	8,95	7,94
Preise euPD - 1,5% OPEX	14	12,69	11,57	10,95	11,59	10,26	9,47	8,85
Preise euPD - 3,2 % OPEX	16,77	15,14	13,81	13,09	13,72	12,19	11,27	
30% EK - 10% EKZins -2,8%			11,05	10,49	11,07	10,05	9,46	7,94
35% EK - 10% EKZins - 3,5%			11,68	11,08	11,46	10,46	9,98	7,94

Tabelle 4: Zahlenwerte der Anlagenkosten, Vergütungen und errechnete Stromgestehungs-kosten wie in den vorigen Bildern verwendet

[2] Die Ergebnisse für die Stromgestehungskosten aus dem SC-Rechner sind nicht exakt gleich wie die Stromgestehungskosten, die im BMWi-5.11.2018 Papier angegeben sind [siehe Tabelle unten – Zeile „lt. BMWi – 5.11.2018“ im Vergleich zu Zeile „SC Ergebnis (Daten wie BMWi)“]. Die Abweichungen sind zwischen 0,2 und 1,5%. Die Eingangsparameter wurden zwar sorgfältig gleich gewählt – jedoch gibt es kleine Unterschiede der Berechnung. So werden im EEG-Erfahrungsbericht 1,5% des Invests als OPEX angenommen, der pro Jahr um 1,5% steigt. Im SC-Rechner ist eine jährliche Erhöhung nicht einprogrammiert, deshalb wurden näherungsweise 1,8% OPEX (als Mittelwert) angesetzt.

Das heißt, der obige Anspruch auf „Eigenkapitalverzinsung von 10% bei einem Eigenkapital von 30%“ entspricht dem Gewinn (nicht abgezinst), den eine Zinsrate von 2,23% auf dem Sparbuch bei Einlage von 100% des PV-Invests erzeugen würden. Es ist also total abwegig die Eigenkapitalverzinsung von 10% mit einer Zinsrate von 10% auf dem Sparbuch zu vergleichen, wie es gelegentlich zum vermeintlichen Nachweis hoher Förderung getan wird.

52 GW Deckel

Die obigen Graphiken zeigen, dass der gleitende Deckel sehr gut funktioniert. Für die Investoren und die Solarbranche ist – wie für jede Branche - die Planbarkeit von großer Bedeutung. Anlagenteile müssen bei Zulieferern bestellt werden – über Volumen von Lieferverträgen muss langfristig entschieden werden um günstige Einkaufspreise zu erhalten. Es ist untragbar, dass der 52 GW Deckel in etwa 2 Jahren erreicht sein wird, und noch keine Anschlussregelung vorliegt.

Der 52 GW Deckel wurde 2012 eingeführt, als Photovoltaik im Vergleich erheblich kostenintensiver war, als andere Technologien und der Zubau nicht kontrollierbar erschien. Diese Situation stellt sich heute vollkommen anders dar. Insofern hat der 52 GW Deckel sein eigentliches Ziel erreicht. Ein Stopp des Zubaus von Photovoltaik auf Dächern wäre dagegen nicht sachgerecht und liefe allen Zielen der Bundesregierung zuwider.

Das Solar Cluster Baden-Württemberg e.V. sieht deshalb allerhöchsten Bedarf, den 52 GW Deckel ersatzlos zu streichen. Die Energiewende darf nicht zum Stillstand kommen, weil der Deckel besteht – keine Vergütungen außerhalb der Ausschreibungen mehr bezahlt werden und damit das Segment der Dachanlagen und mittleren Freiflächenanlagen brachliegt. Die Energiewende braucht den Zubau in allen Segment.

10 GW pro Jahr Zubau sind notwendig; vermeintlicher Netz- und Speicherbedarf darf keine „Ausrede“ sein, den Zubau zu verzögern

Die Ziele der Bundesregierung von 65% Erneuerbaren Energien in 2030 erfordern einen Zubau mindestens 5 GW pro Jahr – mit der Sektorkopplung eingeschlossen – von rund 10 GW pro Jahr. Das optimal ausgelegte System hat eine signifikante Installation von Wind und PV-Leistung oberhalb der maximalen Last – denn es kommt selten vor, dass alle PV-Anlagen gleichzeitig mit maximaler Leistung einspeisen. Die betriebswirtschaftliche Optimierung (siehe Studien des Fraunhofer ISE, IEE und ZSW) zeigt eindeutig, dass ein großer Zubau notwendig und sinnvoll – und Abregelung von Spitzenwerten ohne Zwischenspeicherung zu den geringeren Kosten für die erzeugte Energie führt, als jede zu viel erzeugte kWh zu speichern. Erst wenn die Abregelung in tausend und mehr Stunden im Jahr geschieht, wird die Rendite für Zwischenspeicher positiv. Dieselbe Argumentation gilt für die Abregelung aufgrund fehlender Netze.

Es ist deshalb volkswirtschaftlich und für die Energiewende im derzeitigen Stadium nicht sinnvoll, auf Netzausbau und Speicherausbau zu warten bevor der massive Ausbau von PV und Wind weitergeht.

Anpassung des Zielkorridors: das Solar Cluster Baden-Württemberg fordert aus den oben Gründen den Zielwert des Ausbaukorridors auf 5 GW anzupassen und entsprechend die Referenzwerte für die Korridore der EEG-Absenkung zu verdoppelt (d.h. statt 0,5 % pro Monat Absenkung bei 2,2 bis 2,5 GW jetzt 0,5 % pro Monat Absenkung bei 4,4 bis 5 GW etc.). Dies ist notwendig um dem höheren Zubaubedarf für das Erreichen der Ziele Rechnung zu tragen

Anlage: Presseveröffentlichung des Solar Cluster Baden-Württemberg e.V. vom 7.11.2018 und Kopie der E-Mail an die Mitglieder des Bundestags aus Baden-Württemberg

Kontakt

Franz Pöter
Geschäftsführer
Tel.: +49 (0) 711 7870-309
franz.poeter@solarcluster-bw.de

Solar Cluster Baden-Württemberg e.V.
Meitnerstraße 1
70563 Stuttgart
www.solarcluster-bw.de