

Hintergrundmaterial Photovoltaik und Windkraft zum a+ Bericht „Lösungsansätze im Konfliktfeld erneuerbare Energien und Raumnutzung“ 2011

Photovoltaik

Stefan Nowak, Marcel Gutschner

Der Anteil Solarstrom am Elektrizitätsverbrauch hängt von mehreren Faktoren ab: Umfang und Intensität des Stromverbrauchs, nutzbare Flächen im überbauten Gebiet, Einstrahlungsverhältnisse, Technologie, Stromnetzkapazitäten, etc.

Das photovoltaische Flächen- und Stromproduktionspotenzial in der Schweiz ist auf regionaler und internationaler Ebene ermittelt worden. Die regionalen Studien zeigen, dass auf photovoltaisch geeigneten Dachflächen (die mindestens 80% der Einstrahlung der bestorientierten Fläche erhalten, s. Abbildung 1) Solarstrom im Umfang von 16% (Stadt Zürich) bis 48% (Kanton Freiburg) des Stromverbrauchs erzeugt werden kann. Die Studie der Internationalen Energie Agentur ermittelte gesamtschweizerisch einen möglichen Solaranteil von 35% (Dach- und Fassadenflächen).

Im Rahmen der Studie „Stand und Perspektiven der Schweizer Solarstromproduktion 2009“ wurde das Potenzial für 2020 abgeschätzt. Die Abschätzung des Leistungs- und Energieproduktionspotenzials stützte sich auf die ETP Energy Technology Perspectives Studie der IEA (2008), wonach per 2020 der Technologiemix aus 50% kristallin und 50% Dünnschicht besteht. Zusätzlich wurde ein mittlerer Flächenwirkungsgrad von 16% (kristallin), bzw. 11% (Dünnschicht) angenommen.

Im heutigen Gebäudepark sind 150 km² geeignete Dachflächen für die Photovoltaik verfügbar, auf denen rund 18,2 TWh erzeugt werden könnten, was 31% des gegenwärtigen Elektrizitätsendverbrauchs von 58,7 TWh entspricht.

Tabelle 1: Potenzial für Photovoltaik in der Schweiz im Dachbereich (2020)

Dachflächen 150 km ²	Kristallin 75 km ²	Dünnschicht 75 km ²
Wirkungsgrad	16%	11%
Installierte Leistung	12,0 GW	8,2 GW
Total Leistung	20,3 GW	
Mittlerer Ertrag pro Jahr	900 kWh/kW	
Total erzeugte Energie	18,2 TWh => 8.2 km ² /TWh	
Stromverbrauch CH 2008	58,7 TWh	
Anteil Photovoltaikstrom	31%	

Ein Blick auf das Jahr 2050 ist mit grossen Unschärfen verbunden. Es kann davon ausgegangen werden, dass sich die Photovoltaik technologisch bedeutsam weiterentwickeln wird. Es ist deshalb eine offene Frage, welche Technologien mit welchen genauen Eigenschaften sich im 2050 am besten bewähren. Entscheidend werden u.a. die Kostenstrukturen sein.

Grob kann für das Jahr 2050 ein mittlerer Systemwirkungsgrad von 17% angenommen werden. Der Flächenbedarf beträgt für ein solches System rund 6 m² pro kW installierte Leistung. Bei einem mittleren Ertrag von 900 kWh/kW im schweizerischen Mittelland beansprucht die Produktion von 1 TWh mit kristallinen PV Elementen eine Gebäudefläche von rund 6,7 km². Je nach verfügbarer (und bereits eingesetzter) Technologie und Anwendungsbereich kann der Ertrag resp. der Flächenbedarf auch um einen Faktor 1,5+ höher oder tiefer sein. So ist denkbar, dass es einerseits Technologien mit sehr hohem

Wirkungsgrad und entsprechend geringem Flächenbedarf, aber mit höheren Kosten und andererseits Technologien mit sehr tiefen Kosten, aber mit höherem Flächenanspruch geben wird. Zu beachten ist schliesslich, dass aufgrund der Lebensdauer einer Photovoltaikanlage von ca. 30 bis 40 Jahren die altersmässige Zusammensetzung des Solaranlagenparks ebenfalls einen wichtigen Einfluss auf den durchschnittlichen Wirkungsgrad hat.

Der Zeithorizont 2050 erlaubt grundsätzlich eine gute Integration der Photovoltaik in den Gebäudepark und ins Siedlungsgebiet. In der Schweiz werden jährlich ca. 3 km² geeignete Dachflächen neu gebaut oder renoviert, bei vermehrter solarer Ausrichtung der Neubauten wäre diese Fläche noch grösser. Wenn in Zukunft die neu gebauten und renovierten Flächen konsequenter für die Erzeugung von Solarstrom und solarer Wärme genutzt werden, könnte alleine damit bis 2050 ein erheblicher Beitrag zur Ausnutzung der vorhandenen Potenziale geleistet werden. Durch die Integration von Solarstromanlagen bei Neubauten oder Renovationsarbeiten sind zudem kostenrelevante Substitutionseffekte zu erwarten.

Bei hohen Solaranteilen können Dachflächen mit Abweichungen von der Ausrichtung mit maximaler Jahresstromproduktion möglicherweise einen interessanten Beitrag leisten. Dächer mit Ausrichtung nach Ost oder West erbringen höhere Erträge im Vormittags- resp. Nachmittagszeitraum, steiler geneigte Module erbringen relativ höhere Ertragsanteile in den „sonnenärmeren“ Jahreszeiten. Die nachfolgende Abbildung zeigt, dass ein weites Spektrum an Flächen eine relativ hohe Solareinstrahlung erhalten – dies nicht zuletzt wegen eines relativ hohen Anteils an diffuser Strahlung im schweizerischen Mittelland.

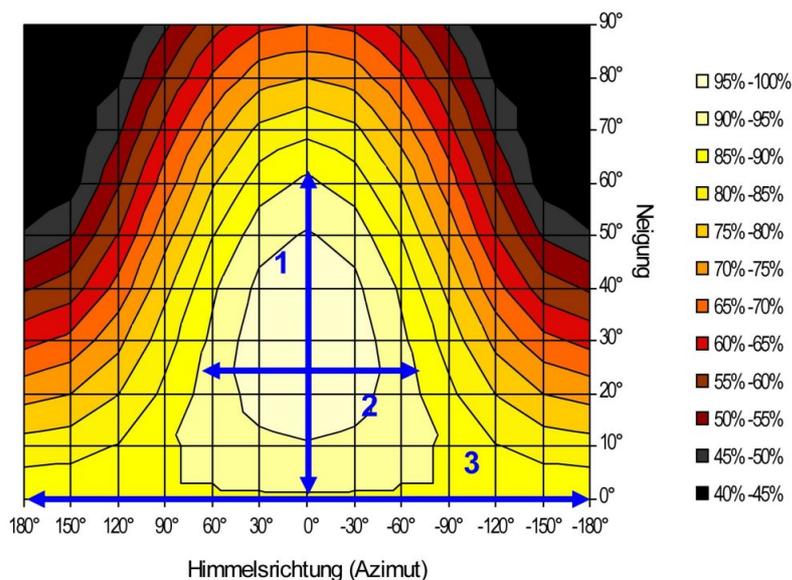


Abbildung 1: Relativer Solarertrag am Beispiel Genf. „Der Himmel ist tolerant.“ Jährliche Einstrahlung in % des Maximums für den Standort Genf-Cointrin, dargestellt in Abhängigkeit der Himmelsrichtung (0° Azimut = Süd) und Neigung (0° = horizontal; 90° = vertikal). Der hellgelbe Bereich umfasst die Flächen mit hohem Solarertrag von über 90% des Maximums. Die blaue Achse 1 zeigt, dass eine südlich ausgerichtete Fläche den hohen Ertrag mit einem Neigungswinkel zwischen 2° und 62° erreicht. Die Achse 2 steckt die Spannweite von Westsüdwest (67°) bis Ostsüdost (-67°) ab, in der eine um 25° geneigte Dachfläche ebenfalls das hohe Solarertragskriterium erfüllt. Der sattgelbe Bereich umfasst die Flächen mit gutem Solarertrag von 80 bis 90% des Maximums. Quelle: ScanE, Genf / NET, St. Ursen / Rohdaten Meteororm, Bern

Unter der Annahme, dass auch Flächen mit Abweichungen von der Ausrichtung mit maximaler Jahresstromproduktion möglicherweise einen interessanten Beitrag leisten können, kann das Dachflächenpotenzial entsprechend höher eingeschätzt und ein gewisses Fassadenflächenpotenzial geortet werden. Weitere Flächen können im Siedlungsgebiet (weitere Bauten, Verkehrsinfrastrukturen) ausgeschieden werden, wobei ihre technische und wirtschaftliche Eignung stark variieren kann. Diese zusätzlich interessanten Flächen können auf 50 km² geschätzt werden.

Mit dem bereits auf Gebäudeflächen identifizierbaren Potenzial übertrifft der Solarstromanlagenpark leistungsmässig den heutigen Kraftwerkspark um einen Faktor 2. Es ist also nachvollziehbar, dass mit konventionellen Netzmanagementmethoden ein solcher Solarstromanlagenpark mit einem Stromanteil in der Grössenordnung von rund 25% nicht zu bewältigen wäre.

Für die im Szenario 2 anvisierte Solarstromproduktion von 36 TWh müssen u.U. Freiflächenanlagen erstellt werden. Freiflächenanlagen tangieren Landnutzung und Landschaftsbild; einschlägige Erfahrungen und Kriterien sind beispielsweise im Freisinger Leitfaden zur Zulassung von Photovoltaik-Freiflächen-Anlagen zusammengetragen. Bei Freiflächen kann die Ausrichtung der Module optimiert werden, so dass die Energieerträge höher ausfallen (1000 kWh/kW). Da mit Ausnahme von wenigen Infrastrukturen wie Lawinenschutzvorrichtungen die Freiflächenanlagen die Unterkonstruktion / Tragestruktur im Gegensatz zu einer Vielzahl von gebäude-integrierten Anlagen nicht über Synergiepotenziale „wegsparen“ können, sind hier möglicherweise Module mit höherem Wirkungsgrad und geringerem Flächenbedarf im resultierenden Gesamtkostenvergleich günstiger. Deshalb kann hier ein höherer Gesamtwirkungsgrad von 20% festgelegt werden.

Je nach zusätzlicher Nutzungsart der Freiflächen in Zusammenhang mit Photovoltaik variiert der flächenspezifische Ertrag. Zur Produktion von 1 TWh Solarstrom kann in Anlehnung an die obigen Annahmen ein Modulflächenbedarf von 5 km² resp. ein Freiflächenbedarf von 10 bis 15 km² angenommen werden.

Grosse Teile des schweizerischen Siedlungsgebietes (s. Abbildung 3) sind gegeben und weisen ähnliche Merkmale auf, was die Solareinstrahlung betrifft (s. Abbildung 2). Angesichts des hohen Stromanteils generell und des Strombedarfs im Winter kann der alpine Raum aus Sicht der Einstrahlungsverhältnisse einige Vorteile verzeichnen. Nebst einem generell höheren Einstrahlungsniveau (s. Abbildung 2) können die Erträge in Wintermonaten um einen Faktor 2 bis 3 höher sein (s. Tabelle 2). Der alpine Raum umfasst aber nur einen kleinen Teil des schweizerischen Gebäudeparks. Für eine umfassendere Nutzung des „solar-alpinen Potenzials“ müssten also Freiflächenanlagen in Betracht gezogen werden, was mit gewichtigen räumlichen und technischen Herausforderungen verbunden ist.

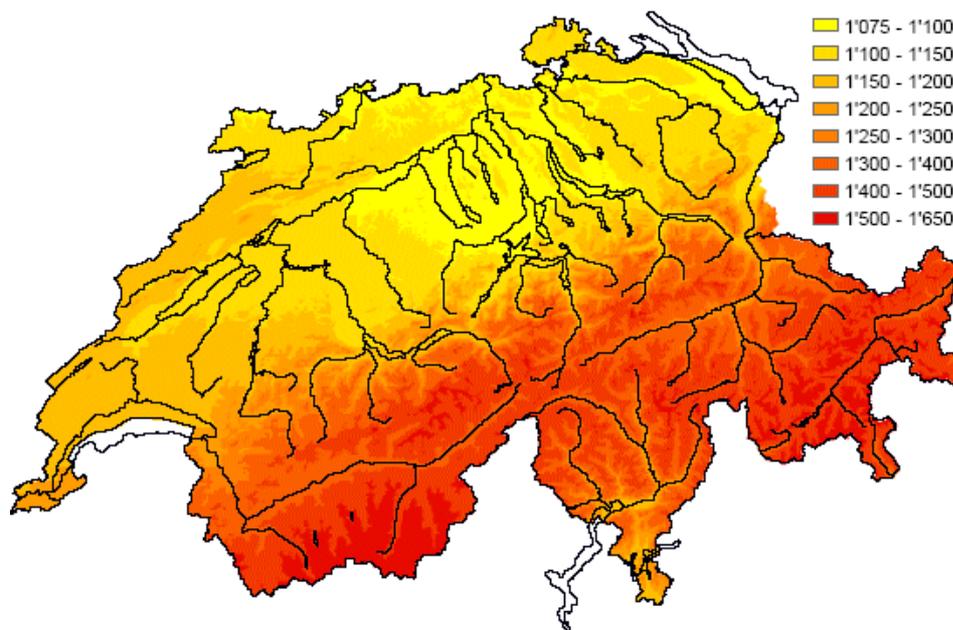


Abbildung 2: Sonneneinstrahlungskarte. Die Solarenergie (in kWh pro m² und Jahr) verteilt sich recht gleichmässig über die stark besiedelten Gebiete der Schweiz. Die Jahresstrahlungssummen weisen relativ geringe Unterschiede auf. Die Westschweiz und das Tessin erreichen rund 1200 kWh pro m² und Jahr (Gebiete in oranger Farbe), während das Dreieck Basel-Bern-Zürich rund 1100 kWh pro m² und Jahr erreicht (Gebiete in sattgelber Farbe). Überdurchschnittliche Einstrahlungsbedingungen haben die inneralpinen Täler mit rund 1300 kWh pro m² und Jahr (Gebiete in sattoranger Farbe). Quelle: Plot/Daten Meteonorm, Design: NET

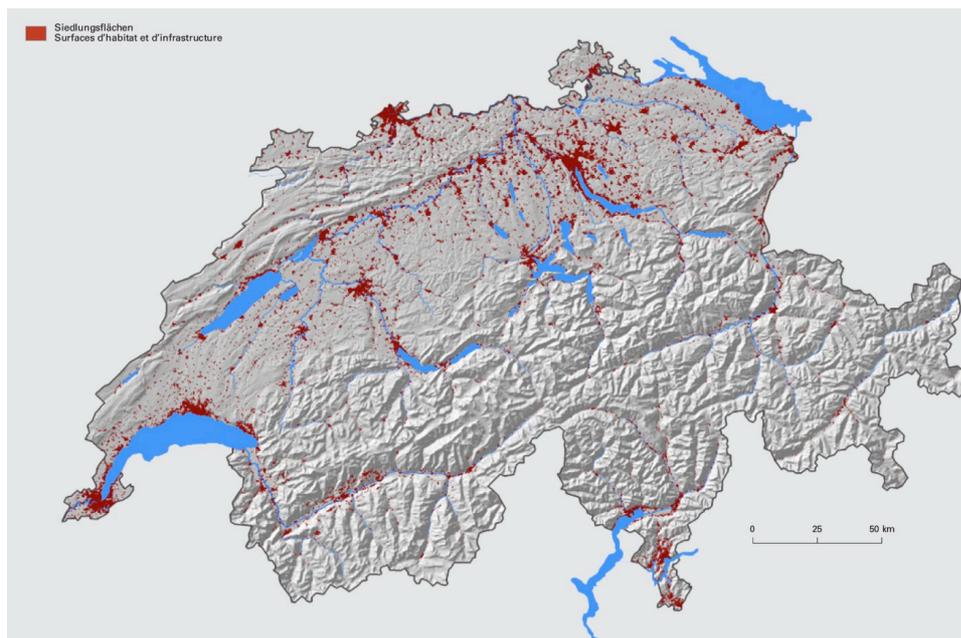


Abbildung 3: Bodennutzung in der Schweiz. Quelle: Arealstatistik

Tabelle 2: Ertragswerte in kWh für ein heutiges System mit 1 kW Leistung (berechnet mit Systemdefinitionen und Solartool gemäss PV-GIS des JRC) mit Standorten in Winterthur und Jeizinen

Ort	Winterthur	Winterthur	Jeizinen Dorf (1500 m.ü.M.)	Jeizinen Dorf (1500 m.ü.M.)	Jeizinen Alp (2300 m.ü.M.)	Jeizinen Alp (2300 m.ü.M.)
Neigung der Module	33°	55°	39°	58°	42°	58°
Januar	36,4	39,6	66,0	70,2	85,2	91,8
Februar	50,7	53,4	80,8	82,1	109,0	115,0
März	80,4	80,3	114,0	111,0	136,0	136,0
April	96,9	90,6	118,0	109,0	125,0	116,0
Mai	109,0	96,9	111,0	96,9	119,0	106,0
Juni	113,0	97,7	119,0	102,0	122,0	106,0
Juli	122,0	106,0	126,0	109,0	128,0	113,0
August	114,0	104,0	118,0	107,0	122,0	112,0
September	89,2	87,4	110,0	105,0	123,0	120,0
Oktober	64,4	66,8	91,5	91,5	111,0	113,0
November	37,1	39,8	68,5	71,9	91,3	97,7
Dezember	28,5	31,3	66,7	72,6	86,1	94,1
Einstrahlung Ø / Monat	78,4	74,5	99,1	94,0	113,0	110,0
Einstrahlung im Jahr	941	894	1190	1130	1360	1320

Solarthermie

Die Solarthermie weist ein grosses Potenzial auf, das primär ebenfalls wie die Photovoltaik auf Gebäuden genutzt werden kann. Von grosser Bedeutung sind die Speicherfähigkeiten von solarthermischen Systemen (grosse Speicher, Erdspeicher, phase changing materials, etc.). Hocheffiziente und wirtschaftliche Speicher sind ein wichtiges Entwicklungsgebiet.

Der Solarthermie wird insbesondere im Szenario 3 spezifisch über Hybridkollektoren und saisonaler Speicherung in 300 bis 400 m Tiefe eine bedeutsame Rolle zugeordnet. Beide Ansätze sind noch wenig erprobt: die Hybridkollektoren sind wenig verbreitet und können sich bis 2050 deutlich ändern oder es gilt alternativ kompetitivere photovoltaische und solarthermische Produkte; zur Tiefenspeicherung liegen noch keine konsolidierten Ergebnisse vor. Es ist wichtig, weitere Ansätze der solarthermischen Systeme zu berücksichtigen und mit einzuschätzen.

Der Flächenbedarf für eine bestimmte solarthermische Energieproduktion hängt ebenfalls von verschiedenen Faktoren ab, wobei die Kollektortechnologie (etwas weniger für Hybridkollektoren) als vergleichsweise reif bezeichnet werden kann und die Unwägbarkeiten eher bei der saisonalen Speicherung der thermischen Energie bestehen. Bei Warmwasser und Vorwärme wird ein Nutzenergieertrag von 400+ kWh/m² Kollektorfläche bereits heute erreicht, bei Heizsystemen mit hohem solaren Anteil sind bessere Speichersysteme Voraussetzung für die Erzielung höherer flächenspezifischer Nutzenergieerträge. Für die Produktion von 1 TWh nutzbarer Solarwärme kann der Flächenbedarf auf 2,5 km² geschätzt werden.

Speziell für die vor allem örtlich zusammenfallende Produktion und Nutzung und quasi autonomen Wärmeenergiesysteme gilt, dass je nach Speicherauslegung steil geneigte resp. vertikal ausgerichtete Kollektoren einen relativ höheren Winterertrag erzielen. Auf Grund der örtlich stark gebundenen Produktion und Nutzung ist die solare Wärmenutzung primär auf Siedlungsgebiete / Gebäudeflächen beschränkt. Die Studie „Potenzialabschätzung für Sonnenkollektoren im Wohngebäudepark“ (2010) hat aufgezeigt, dass insbesondere im ländlichen Raum der solarthermische Anteil zur Wärmeversorgung des Wohngebäudeparks sehr hoch sein (bis 67%). Hier besteht also eine gewisse Nutzungskonkurrenz zwischen Solarthermie und Photovoltaik.

Die Verknüpfung mit anderen Energietechnologien kann sinnvoll sein. Bei Wärmepumpen ist zu beachten, dass damit insbesondere der Winterstrombedarf steigt.

Szenarii und solare Beiträge

Die beiden Szenarii 2050 gehen von einem hohen Beitrag von erneuerbarem Strom von 70% (für Szenario 2) resp. 52% (für Szenario 3) zum Gesamtenergieverbrauch aus. Die Energieversorgung baut zu 100% auf erneuerbaren Energien auf.

Angesichts des hohen Anteils an stochastisch anfallender Energie (insbesondere Solar- und Windenergie), spielen andere regelmässiger anfallende oder mit hoher Dichte speicherbare Energien eine umso wichtigere Rolle (Wasserkraft, Biomasse, Geothermie). Der Auslegung von Netz- und Speicherkapazitäten kommt eine zentrale Rolle zu. Bei der Speicherung spielen verschiedene Ansätze eine zentrale Rolle (von Pumpspeicherkraftwerken über Batterien bis hin zu Gas- oder Wasserstoffproduktion).

Die Zusammensetzung des Mixes und vor allem die Netz- und Speicherkapazitäten bestimmen massgeblich den effektiv möglichen solaren Beitrag und können gegebenenfalls eine sichere Energieversorgung mit hohen Solaranteilen gewähren.

Die Szenarii quantifizieren die Beiträge der verschiedenen Energieträger. Diese Beiträge erscheinen sinnvoll, die genauen Beiträge können jedoch je nach Entwicklung der Energietechnologien (z.B. Tiefengeothermie) einerseits und Netzstruktur, Übertragungs- und Speicherkapazitäten (z.B. Automobilpark als dezentrales Speichermedium, Wasserkraft, Leitungen, gasförmige Speicherung) andererseits stark variieren. Es stellt sich die Frage, ob die Beiträge angesichts des weiten Zeithorizonts nicht mit Bandbreiten angegeben werden können / sollen. Wesentlich ist die Überprüfung zu Netzstruktur, Speicher- und Übertragungskapazitäten, um den vorgeschlagenen Mix zu validieren oder anzupassen.

Mit dem umfassenden Einsatz von Hybridkollektoren mit Speicherung der thermischen Energie in 300 bis 400 m Tiefe wird ein teilweise stark verändertes Szenario (3) gezeichnet. Danach verdünnt sich das Portfolio (besonders bei Wärmeproduktion und Treibstoffe) und das „Konfliktpotenzial“ sinkt bei einzelnen Energieträgern – jedoch ausgerechnet grossmehrheitlich bei Energieträgern, die je nach Netzkonfiguration einen besonders wertvollen Beitrag leisten könnten. Es kann die Frage gestellt werden, ob dieses Zahlengerüst als ein eigenes Szenario oder als solarthermische Untervariante dargestellt werden kann / soll.

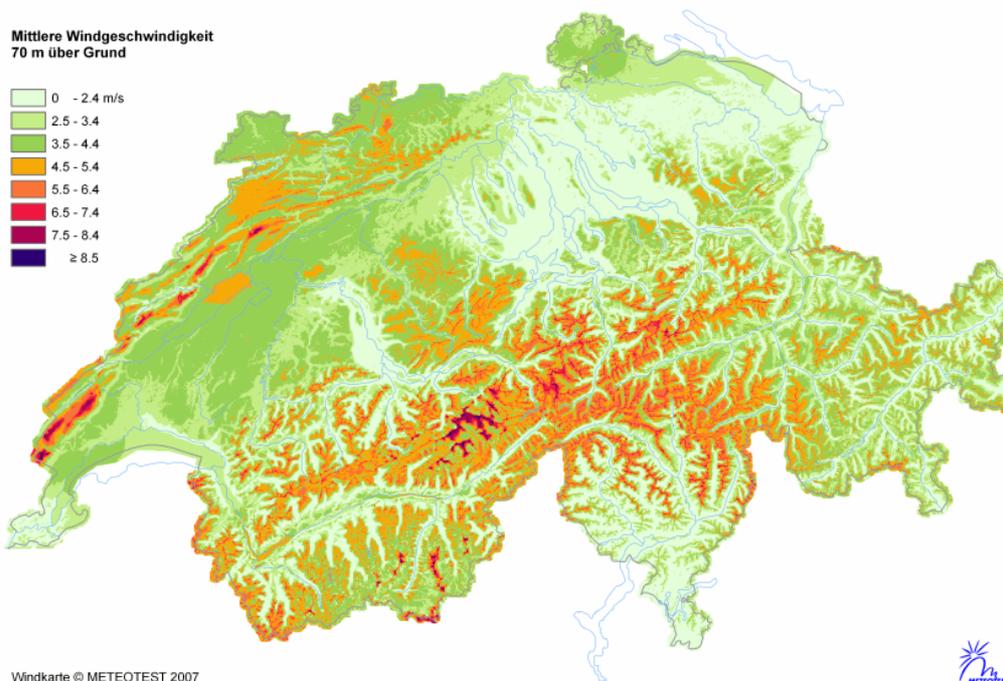
Tabelle 3: Solare Beiträge in der Schweiz (2050)

	Gebäude-integrierte Modulfläche / PV-Technologie-Mix	Gebäude-integrierte Kollektorenfläche / Solarthermische Systeme	Freiflächenanlage / PV-Technologie-Mix
Flächen	100 - 150 km ² Dachfläche / Bautenfläche	50 km ² Dachfläche / Bautenfläche	120 km ² Freifläche
Wirkungsgrad	17%		20%
Installierte Leistung	17 - 25 GW	35 GW	8 – 12 GW
Mittlerer Ertrag pro Jahr	900 kWh/kW	400 – 500 kWh/m ²	1000 kWh/kW
Energieproduktion	15,3 – 22,5 TWh	20 - 25 TWh	8 – 12 TWh

Wind

Reto Rigassi

Der Ertrag von Windenergieanlagen hängt naturgemäss vom verfügbaren Windangebot ab, wobei die Energieleistung stark von der Windgeschwindigkeit mit bestimmt wird: Die Energieleistung der Windkraftanlage steigt mit linearer Zunahme der Windgeschwindigkeit mit dritter Potenz; die doppelte Windgeschwindigkeit bringt eine achtfache Energieleistung hervor. Aus diesem Grund ist die durchschnittliche Windgeschwindigkeit ein zentraler Indikator für die Standortqualität aus Sicht des möglichen Energieertrags. Produziert eine Anlage bei einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 4,5 m/s rund 1'400 kWh, so verdoppelt sich ihr Ertrag bei einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 6 m/s auf rund 2'800 kWh. Der effektive Windenergieertrag hängt von einer Reihe technischer Faktoren ab und beim Ertrag spielt insbesondere auch die zeitliche Verteilung der Windgeschwindigkeiten eine wichtige Rolle. Letztlich gibt es für die verschiedenen Standorte mit unterschiedlichen Windregimes technische Optimierungsmöglichkeiten, um die Erträge zu steigern. Neue, höhere, grössere und betrieblich optimierte Windenergieanlagen bieten höhere spezifische Erträge.



Der Bund hat 2004 ein nationales Windenergiekonzept erarbeitet (<http://www.wind-data.ch/downloads/hauptbericht.pdf>). Dieses wurde verschiedentlich und regional überarbeitet. Das Konzept berücksichtigt nebst den Windgeschwindigkeiten insbesondere Siedlungs- und Naturschutzgebiete, um potenzielle Standorte für die Windenergienutzung zu definieren. Während eine Reihe von Kriterien gut objektivierbar gemessen und bewertet werden kann, gibt es streitbare Kriterien wie Landschaftsschutz, wo die Ansichten weiter auseinander gehen können.

Das geschätzte realisierbare Windenergiepotenzial reicht von 1 bis 4 TWh. Beim langfristigen Potenzial von 4 TWh Windstrom pro Jahr für 2050 rechnet Suisse Eole (http://www.energiestiftung.ch/files/downloads/energiethemen-erneuerbareenergien-wind-windenergieschweiz/10_02_15_windenergie_in_der_schweiz_zahlen_und_fakten_suisse_eole.pdf) mit rund 800 Anlagen à 2,5 MW Leistung. Bei diesem Zeithorizont kommt dem Repowering, d.h. dem Ersatz alter Anlagen an bestehenden Windstromproduktionsstandorten, eine wichtige Rolle zu.

Ein stärkerer Ausbau der Windenergieanlagen erhöht den Anteil der stochastisch fluktuierenden Stromerzeugungsanlagen. Entsprechend gewinnen Energiespeichersysteme und Netzübertragungskapazitäten an Bedeutung. Bereits heute werden Windenergieanlagen mit Energiespeicherkomponenten realisiert, um Betrieb und Wirtschaftlichkeit zu optimieren.