

Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 110 (2019)
Heft: 10

Artikel: Wintersonne für die Versorgungssicherheit = Le potentiel inexploité du soleil hivernal
Autor: Kahl, Annelen
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-855986>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 30.03.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>



Photovoltaik-Testanlage
auf 2500 m im Davoser
Skigebiet Parsenn.

Wintersonne für die Versorgungssicherheit

Vorteile der alpinen Photovoltaik | Oft geht man davon aus, dass Solarstrom keinen wesentlichen Beitrag zur Verkleinerung der Winterlücke leisten kann. Dabei übersieht man das Potenzial der alpinen Photovoltaik: Wenn bei einer Installation in den Bergen die Installationsgeometrie und der Standort richtig gewählt werden, produzieren alpine Solaranlagen mehr Strom im Winter als im Sommer.

ANNELEN KAHL

Um ihren CO₂-Ausstoss zu reduzieren und ihr Land in eine sichere, saubere Zukunft zu führen, haben die Schweizer Bürger mit der Energiestrategie beschlossen, ihre Elektrizitätsproduktion bis 2050 komplett auf erneuerbare Energieträger umzustellen. Photovoltaik wird dabei eine wichtige Rolle einnehmen. Obwohl die Zahlen der benötigten Oberflächen beeindruckend hoch erscheinen mögen, so hören wir aus den Medien, dass allein das Sonnenpotenzial der Schweizer Hausdächer ausreichen

würde, um 110% des jährlichen Elektrizitätsbedarfs des Landes zu decken.[1]

Das ist allerdings erst die halbe Rechnung, denn um die Schweiz zuverlässig das ganze Jahr lang mit grünem Strom zu versorgen, müssen Produktion und Verbrauch nicht nur in der jährlichen Summe übereinstimmen, sondern sich kontinuierlich, Woche für Woche, die Waage halten. Tatsache ist aber, dass eine hohe PV-Produktion im Sommer und eine geringe Produktion im Winter einer hohen Nachfrage im Winter und geringer Nachfrage im Sommer gegen-

überstehen. Über die Spanne von Stunden oder sogar einigen Tagen liessen sich Produktionsdefizite über Einspeisungen aus Wasserspeicherkraftwerken überbrücken. Das Winterloch, das sich mit einer dachgebundenen PV-Produktion auf tun würde, kann damit allerdings nicht gefüllt werden. Ferner würde ein Grossteil der Produktion im Sommer ungenutzt bleiben.

Ist es möglich, die Überproduktion der Sommermonate in die kalten und dunklen Wintermonate mit hoher Nachfrage zu verschieben? Real existieren

tierende Speichermöglichkeiten für eine solche saisonale Umschichtung gibt es nicht. Das gesamte Volumen der Schweizer Stauseen repräsentiert nur ein paar Wochen des Schweizer Stromverbrauchs, und die vorhandenen Pump-Speicherwerke machen lediglich einen kleinen Prozentsatz davon aus. Eine im Januar 2019 veröffentlichte Studie des Schweizer Produktionspotenzials zeigt allerdings, dass es möglich ist, PV-Produktion vom Sommer in den Winter zu verlagern, ohne dabei die jährliche Gesamtproduktion zu verringern.[2]

Wenn Installationsgeometrie und Standort richtig gewählt werden, produzieren Solaranlagen in den Bergen mehr Elektrizität im Winter als im Sommer, und über das Jahr summiert mehr als in den Niederungen.

Die vier Trümpfe der Berg-PV

Dieses vorteilhafte Produktionsverhalten in höheren Lagen hat vier Gründe:

- In Höhenlagen ist die Sonneneinstrahlung intensiver. Erstens ist die Atmosphäre dünner und somit wird weniger Sonnenstrahlung absorbiert, bevor sie auf die Moduloberfläche trifft. Und zweitens beschränken sich Nebel und Bewölkung im Winter häufig auf die Niederungen, während in den Bergen die volle Sonnenenergie zur Verfügung steht.
- Die Schneedecke reflektiert die Sonnenenergie vom Boden und liefert so einen zusätzlichen Beitrag zur Stromproduktion.
- Diese beiden Punkte können durch steile Anstellwinkel der Solarmodule noch verstärkt werden. Je mehr Schneeoberfläche vom Paneel «gesehen» wird, desto höher der Beitrag der Bodenreflektion. Ferner begünstigen steile Anstellwinkel die Winterproduktion, weil die tiefstehende Wintersonne dadurch senkrechter auf die Moduloberfläche einfällt.
- Die Effizienz von PV-Anlagen steigt mit sinkender Modultemperatur. Typische Umgebungstemperaturen und Windgeschwindigkeiten in Höhenlagen haben somit im Vergleich zum Flachland einen positiven Effekt auf die Stromproduktion.

Satellitendaten und Modulgeometrie berücksichtigen

Um diese vier Trümpfe der Berg-PV genauer zu untersuchen und ihre Aus-

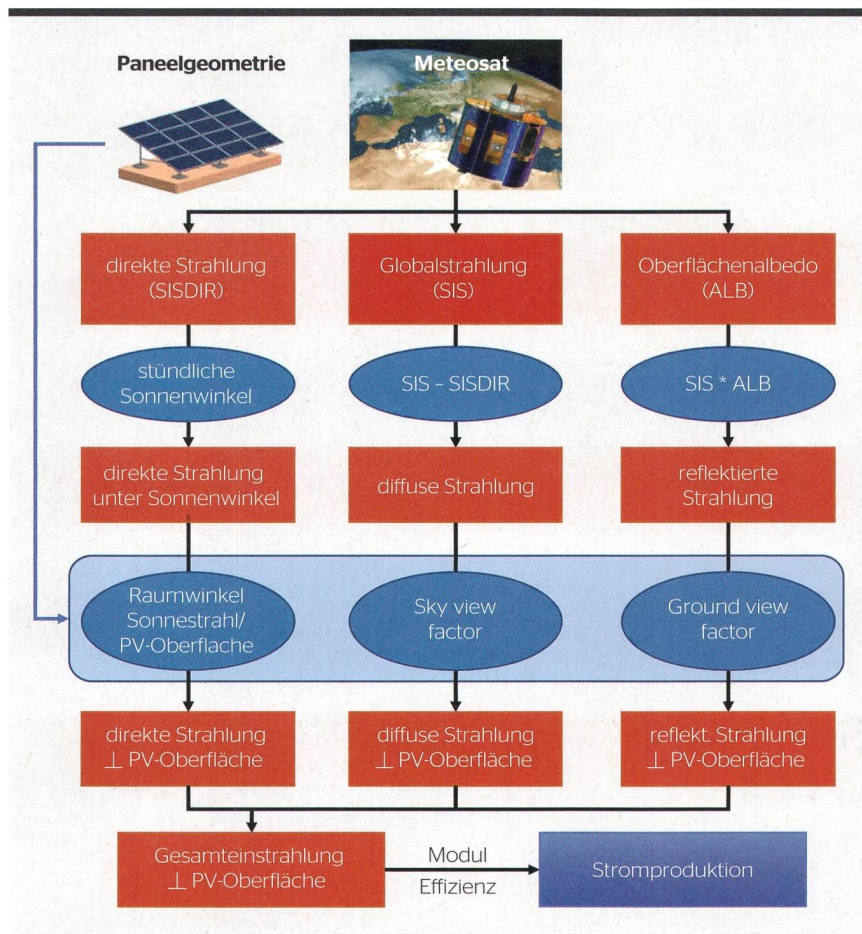


Bild 1 Berechnungsschritte für die Modellierung des Produktionspotenzials in der Schweiz; basierend auf Direktstrahlung, Globalstrahlung und Oberflächenreflektion aus Satellitendaten des Meteosat-Sensors Seviri sowie Ausrichtung und Anstellwinkel des Solarpaneels.

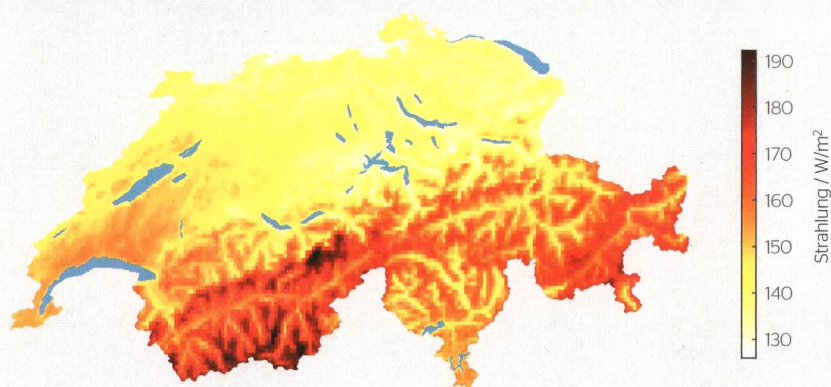


Bild 2 Langjähriges Mittel der Sonneneinstrahlung in der Schweiz.

wirkungen auf die Stromproduktion zu quantifizieren, haben Wissenschaftler der ETH Lausanne in Zusammenarbeit mit dem WSL Institut für Schnee- und Lawinenforschung (SLF) das Modell Sunwell entwickelt, das mit Hilfe von satellitengestützten Strahlungsdaten

und der Modulorientierung die Stromproduktion räumlich und zeitlich explizit für die gesamte Schweiz berechnen kann (**Bild 1**).

Der Spinning Enhanced Visible and Infrared Imager (Seviri) auf den geostationären Meteosat-8-Satelliten misst

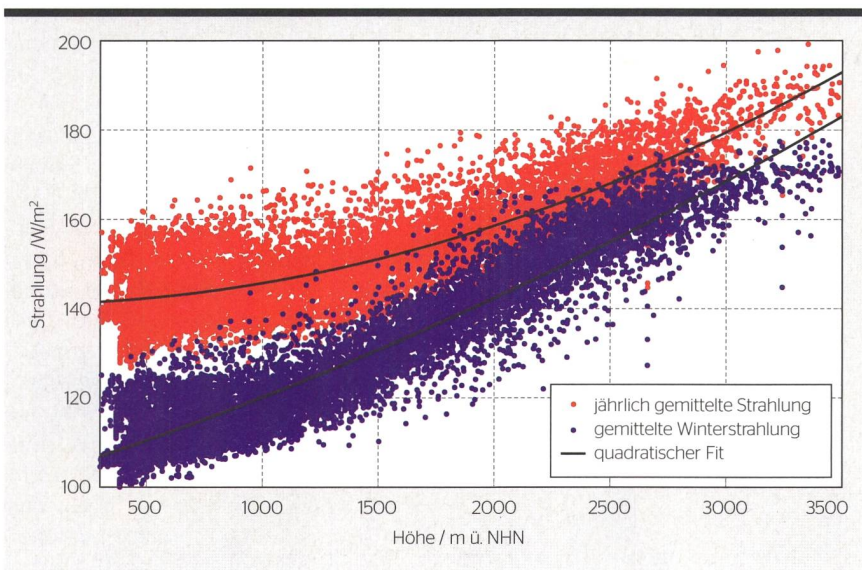


Bild 3 Mittlere Sonneneinstrahlung als Funktion der Höhenlage. Rot: gemittelt über das ganze Jahr. Blau: gemittelt nur über die Wintermonate (November bis Mai). Jeder Punkt repräsentiert ein Pixel der Satellitendaten.

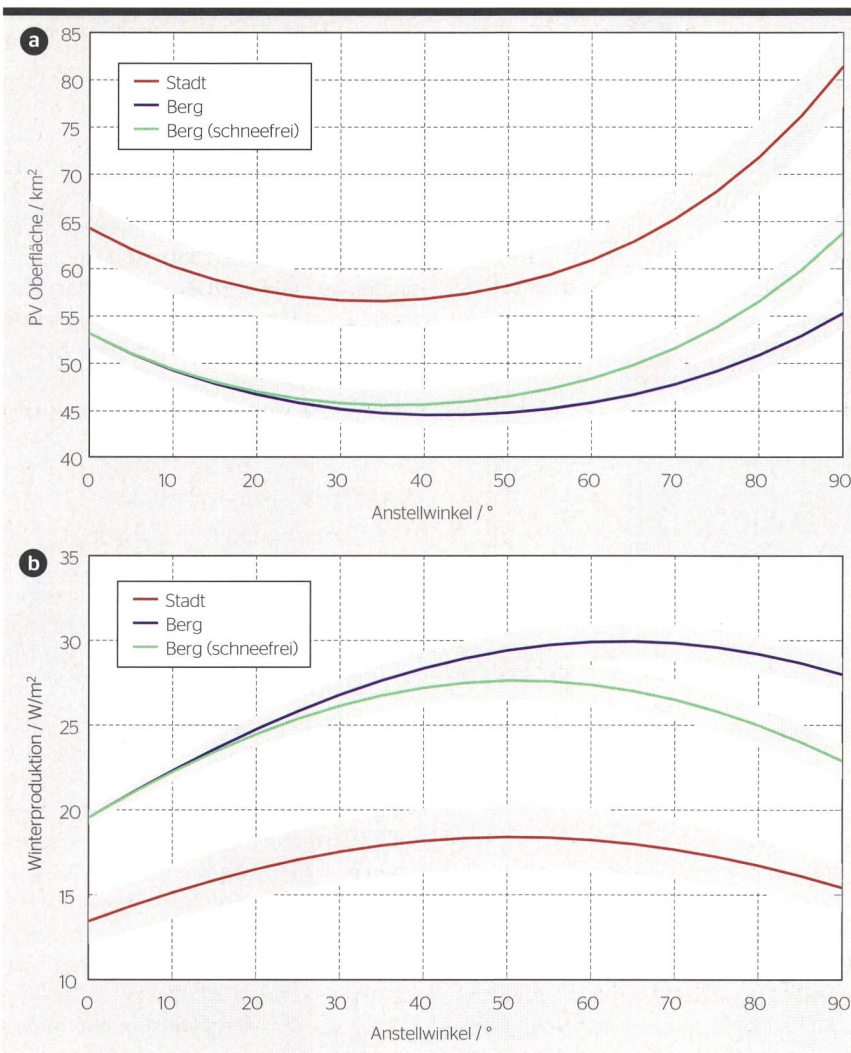


Bild 4 Einfluss der Paneelneigung auf a) die benötigte Oberfläche und b) die Winterproduktion für die drei Szenarien. Mittel (Linie) und Standardabweichung (Schattierung) für die Jahre 2011 bis 2016.

alle 15 Minuten die von der Erdoberfläche und der Atmosphäre reflektierte Sonnenstrahlung. Daraus kann ermittelt werden, wie viel Sonneneinstrahlung durch Wolken und andere Partikel herausgefiltert wird und wie viel schliesslich auf der Erdoberfläche eintrifft. Ausserdem wird die Oberflächenreflektion, das sogenannte Albedo, berechnet, die ebenfalls für das Sunwell-Modell verwendet wird. Die von Meteo Schweiz zur Verfügung gestellten Strahlungsprodukte [3] sind für Bergregionen konzipiert und speziell darauf ausgelegt, zwischen Schnee und Wolken zu unterscheiden. Das ist wichtig, da sonst die Sonneneinstrahlung während der Wintermonate unterschätzt würde (fälschlicherweise als Wolken identifizierter Schnee erhöht die berechnete Absorption in der Atmosphäre). Seit 2004 stehen diese Strahlungsdaten mit einer räumlichen Auflösung von 1,25 Gradminuten zur Verfügung. Das entspricht in der Schweiz etwa 2,3 km in Ost-West- und 1,6 km in Nord-Süd-Richtung.

Stadt- und Bergszenarien im Vergleich

Um die geografischen Unterschiede im Produktionspotenzial und die Auswirkungen der Installationsgeometrie auf den jährlichen Produktionsverlauf anschaulich darstellen zu können, wurde die Stromproduktion für zwei spezielle Zukunftsszenarien modelliert, die beide eine jährliche Produktion von 12 TWh erzielen. Das entspricht etwa der Hälfte der momentanen Atomproduktion der Schweiz. Dabei repräsentieren die zwei Szenarien absolute Gegensätze bezüglich der möglichen Standortwahl. Im sogenannten Stadtszenario werden fiktive Anlagen in Regionen hoher Bevölkerungsdichte installiert; also hauptsächlich in den Ballungszentren der nördlichen, tiefer gelegenen Schweiz. Das Bergszenario hingegen simuliert eine Produktion an Standorten mit maximaler Winterproduktion. Allerdings werden alle Gebiete oberhalb von 2500 m Höhe sowie Wald und andere unbebaubare Landschaftstypen ausgeschlossen und die Oberflächenbedeckung mit PV-Modulen in den verbleibenden Regionen auf maximal 3% beschränkt, um unrealistische Installationsorte zu vermeiden. Um die Auswirkungen des Klimawandels – eine zunehmend geringere

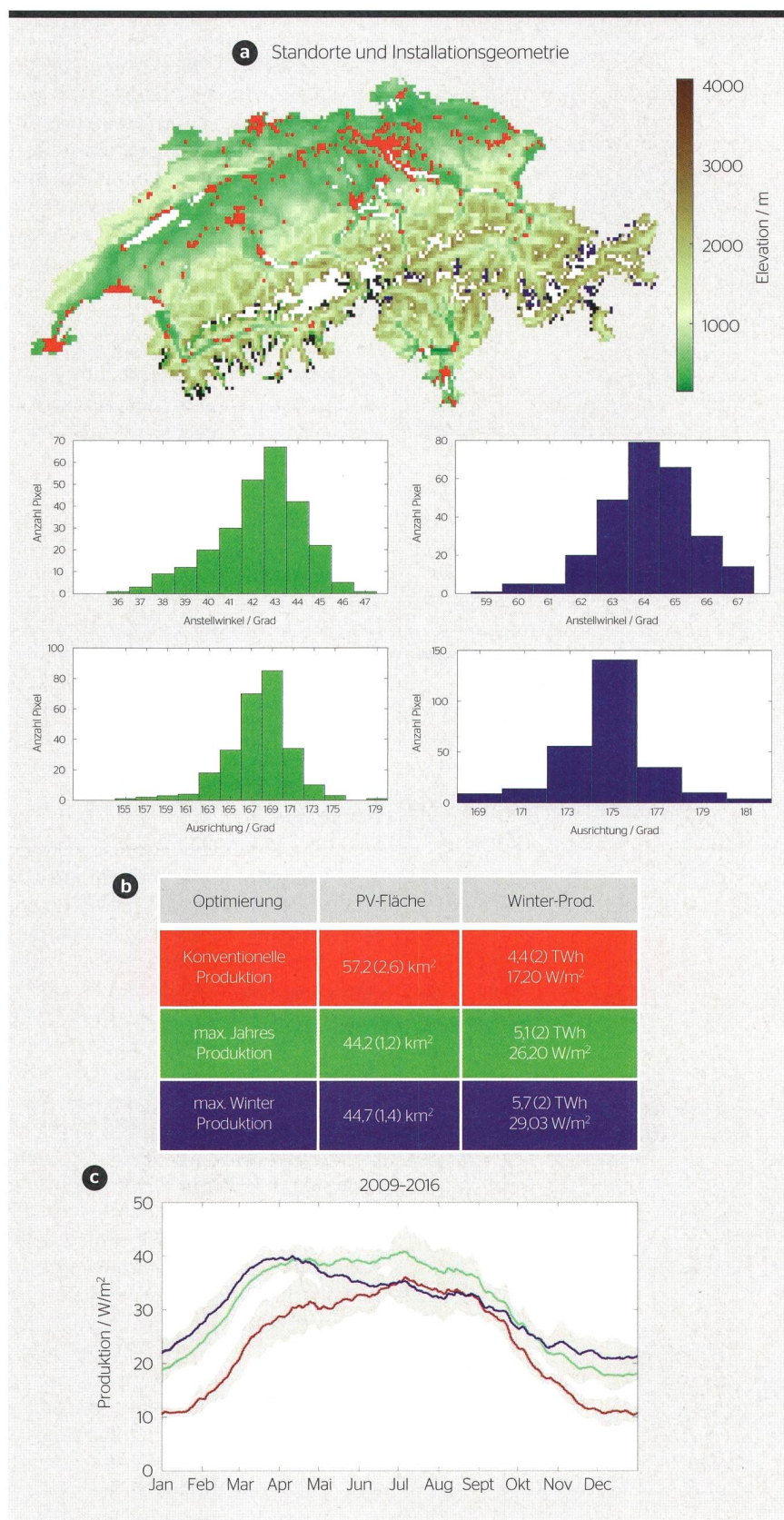


Bild 5 Vergleich konventioneller Produktion auf Hausdächern (rot) mit Installationen optimierter Standortwahl und Modulausrichtung für maximale Jahresproduktion (grün) und maximale Winterproduktion (blau). a) Standortwahl (Karte), Anstellwinkel und Ausrichtung der Paneele (Histogramme). b) Benötigte Moduloberfläche und Winterproduktion. c) Mittel (Linie) und Standardabweichung (Schattierung) der Produktionsprofile für die Jahre 2009 bis 2016.

Schneebedeckung – zu berücksichtigen, wurde das Bergszenario mit einer konstanten Oberflächenreflektion von 20 % wiederholt, einem typischen Wert für Beton, Erde, Fels und Vegetation (zum Vergleich: das Albedo von Schnee liegt zwischen 50 % und 90 %).

Bild 4a zeigt, welche Moduloberfläche zur Produktion der oben genannten 12 TWh in den verschiedenen Szenarien notwendig wäre und wie diese Oberfläche als Funktion des Anstellwinkels variiert. Es ist offensichtlich, dass die Produktivität in den Bergen höher ist, da für alle Anstellwinkel mindestens 10 km² weniger Oberfläche benötigt wird (Differenz zwischen roter und grüner Linie). Bei 50 km² installierter Paneele bedeutet das eine Effizienzsteigerung um etwa 20 %. Für eine steile Ausrichtung kommt noch ein zusätzlicher Gewinn von bis zu 13 % durch den Einfluss der reflektierenden Schneeoberfläche hinzu, der durch die Differenz zwischen grüner und blauer Linie repräsentiert ist. Die Winterproduktivität in **Bild 4b** zeigt eine ähnliche Neigungsabhängigkeit für das Stadtszenario und für das schneefreie Bergszenario, allerdings werden im Wintermittel (Nächte miteingerechnet) in den Bergen zwischen 6,2 und 9,2 W/m² mehr produziert. Dies entspricht einer Produktionssteigerung um rund 50%! Der zusätzliche Ertrag durch die Schneereflektion macht sich besonders für steile Anstellwinkel bemerkbar und erreicht bis zu 5,1 W/m².

Das Optimum erzielen

Nebst klar definierten Szenarien kann Sunwell auch Geometrie und Standort einer PV-Anlage so optimieren, dass sie eine bestimmte Zielsetzung erfüllt, zum Beispiel maximale Produktion während einer gewählten Zeit des Jahres oder maximaler Umsatz unter Berücksichtigung räumlich und zeitlich variabler Strompreise. **Bild 5** zeigt, wie stark sich solche optimierten Installationen für maximale Jahresproduktion (grün) und maximale Winterproduktion (blau) von der konventionellen Produktion auf Hausdächern in bevölkerungsreichen Gebieten (rot) absetzen können.

Die Karte in **Bild 5a** zeigt, wo in den verschiedenen Fällen installiert werden würde, um wie zuvor 12 TWh pro Jahr zu produzieren. Beide Optimierungen platzieren die PV-Module in

den Bergregionen der Schweiz. Für eine maximale Winterproduktion scheinen Gebiete in Graubünden geeigneter (blau), während die Jahresproduktion eher ins Wallis verlegt wird (grün). Die schwarzen Pixel wurden für beide Optimierungen ausgewählt.

Die Verteilung der optimierten Installationsgeometrie (Histogramme in Bild 5) zeigt wie erwartet, dass für optimale Winterproduktion steilere Anstellwinkel gewählt werden müssen und auch, dass eine leicht östliche Ausrichtung vorteilhaft ist. Dieser Trend ist etwas stärker ausgeprägt, wenn die Jahresproduktion optimiert werden soll, denn in diesem Fall wird ein grösserer Anteil der Produktion in den Sommermonaten erzielt, wenn in den Bergen am Nachmittag oft konvektiv bedingte Quellwolken auftreten.

Die Ergebnisse in der Tabelle (Bild 5b) zeigen, dass die Moduloberfläche, die nötig wäre, um 12 TWh pro Jahr zu produzieren, durch die Optimierung um 22% reduziert werden könnte.

Gleichzeitig ist es möglich, die Winterproduktion um 68% zu steigern.

Dieser beeindruckende Produktionsgewinn zu Zeiten grösster Nachfrage zeigt sich eindeutig im Produktionsprofil der drei Beispielin Installationen (Bild 5c).

Umsetzung in der realen Welt

Die oben präsentierten Zahlen laden einerseits zum Träumen ein und werfen andererseits zahlreiche Fragen auf: Steht eine Fläche von 45 km² in den ausgewählten Regionen überhaupt zur Verfügung? Und wenn ja, ist ein angemessener Netzanschluss vorhanden oder müsste das bestehende Stromnetz umfassend ausgebaut werden? Lohnen sich die Mehrkosten einer Installation abseits der konventionellen Standorte? Werden Berginstallationen von der Bevölkerung unterstützt, oder wird dadurch unsere schöne Bergwelt verschandelt und der Tourismus geschädigt? Dies sind einige Beispiele von berechtigten Fragen, auf die es heute noch keine exakten Antworten gibt.

Abschliessend lässt sich aber sagen, dass die Schweizer Bergregionen ein sehr gut ausgebautes Strassen- und

Stromnetzwerk haben. Ferner gibt es grosse Gebiete, die bereits mit Infrastruktur bebaut sind, beispielsweise Skigebiete, Hochspannungsleitungen sowie Wasserkraftanlagen und Stauseen. Allein die zehn grössten Skigebiete der Schweiz haben eine summierte Pistenlänge von 2500 km. Bei einer mittleren Breite von 20 m entspricht das 50 km², also mehr als für die 12 TWh pro Jahr gebraucht würde. Dies ist einfach zur Illustration, denn es ist natürlich nicht das Ziel, den Schweizer Skisport der Solarproduktion zu opfern.

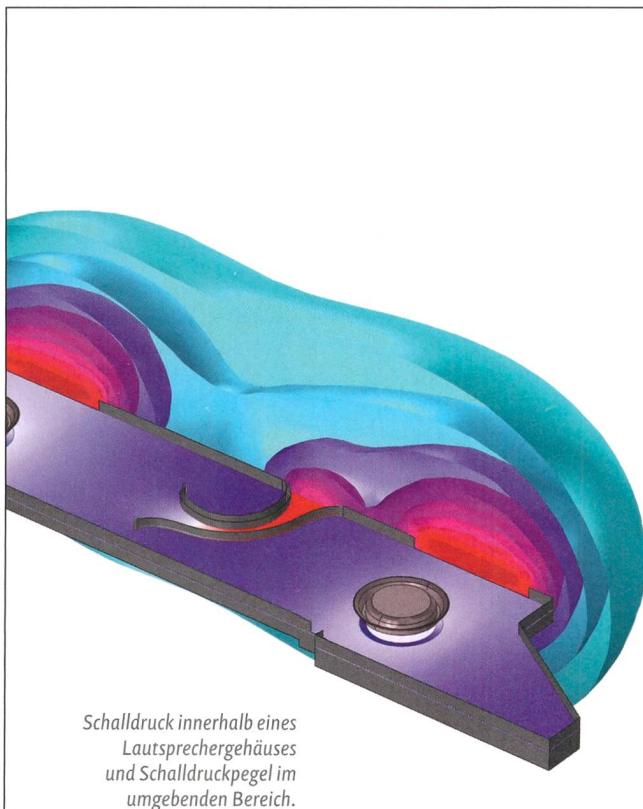
Referenzen

- [1] Veröffentlichung des BFE, 15.4.2019: www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-74641.html
- [2] A. Kahl, J. Dujardin, M. Lehning, «The bright side of PV production in snow-covered mountains», Proceedings of the National Academy of Science (PNAS), 2019.
- [3] R. Stoeckli, «The HeliMont surface and radiation processing», 2017 update, Scientific Report Meteoswiss 93:122, 2017.



Autorin

Dr. **Annelen Kahl** forscht seit 2015 am EPFL. Seit 2018 ist sie wissenschaftliche Mitarbeiterin am Schweizer Schnee und Lawinenforschungsinstitut (SLF).
→ EPFL, 1015 Lausanne
→ annelen.kahl@epfl.ch



Schalldruck innerhalb eines Lautsprechergehäuses und Schalldruckpegel im umgebenden Bereich.

Lautsprecherdesigns optimieren mit Hilfe von Simulation

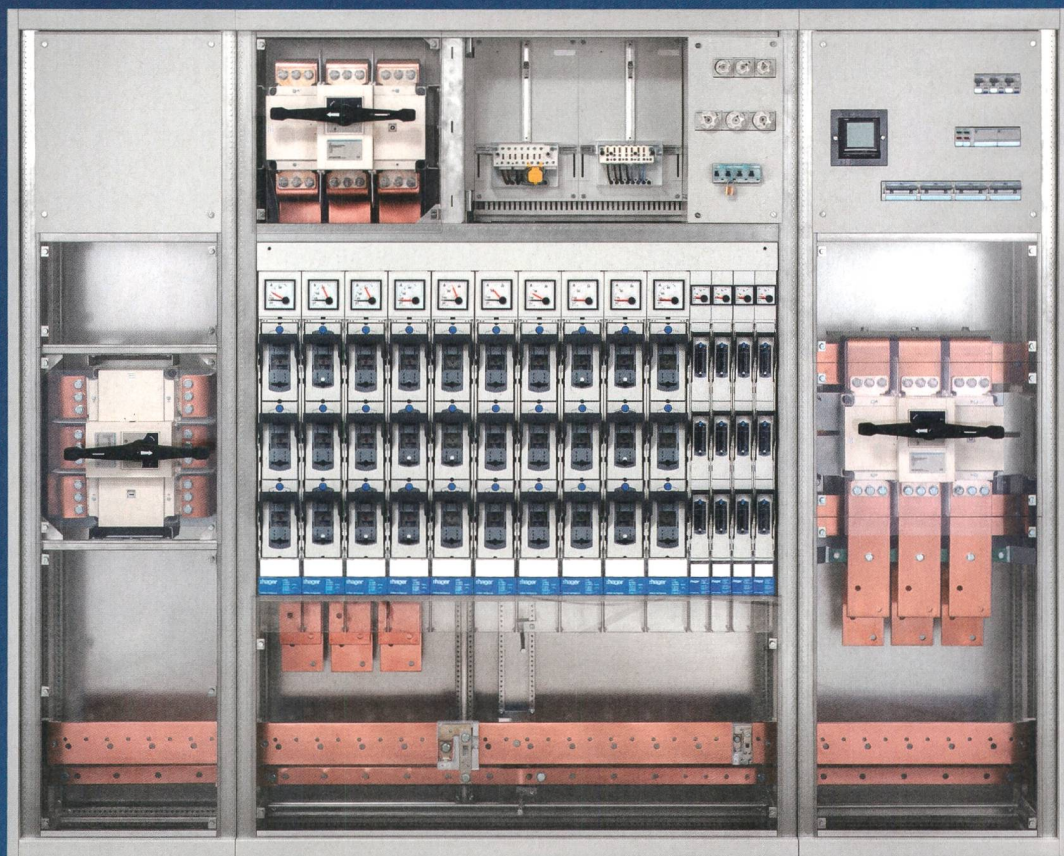
Ein weltweit führender Elektronikkonzern steigt zur Spitze der Audioindustrie auf, indem er seinen Entwicklungsvorgang mit Multiphysik-Simulation unterstützt. COMSOL Multiphysics® ermöglicht es Ingenieuren, Akustikanalysen und andere physikalische Phänomene zu koppeln, um Designherausforderungen im Zusammenhang mit Lautsprecher- und Soundbar-Designs zu lösen.

Die Software COMSOL Multiphysics® ermöglicht Simulationen von Designs, Geräten und Prozessen in diversen Bereichen des Maschinenbaus, der Fertigung und der wissenschaftlichen Forschung. Erfahren Sie, wie Sie mit COMSOL effizient Lautsprecherdesigns modellieren können.

comsol.blog/loudspeaker-design



Hager Lösung nach Norm EN 61439-5
PENDA-I



Kompakt bewährt

Das angepasste, kompakte Einzel-, Kombirack und Schaltschranksystem für den Einbau in Trafostationen für öffentliche Netze erfüllt die Norm EN61439-5 und ist für Nennströme von 910 A – 2000 A ausgelegt. Die Hager Lösung unimes P basiert auf dem bewährten unimes Schaltschrankprogramm. hager.ch/unimes-p

:hager



Installation photovoltaïque réalisée pour des essais à 2500 m d'altitude, sur le domaine skiable de Parsenn à Davos.

Le potentiel inexploité du soleil hivernal

Les avantages du photovoltaïque alpin | On part souvent du principe que l'énergie solaire ne peut pas contribuer de manière significative à réduire le déficit de production d'électricité en hiver. C'est sans compter le potentiel du photovoltaïque alpin: si leur géométrie et leur emplacement en montagne sont choisis correctement, les installations solaires alpines produisent plus en hiver qu'en été.

ANNELEN KAHL

Afin de réduire leurs émissions de CO₂ et d'orienter leur pays vers un avenir sûr et propre, les citoyens suisses ont décidé, dans le cadre de la Stratégie énergétique, de convertir leur production d'électricité de manière à n'utiliser plus que des énergies renouvelables d'ici 2050. Le photovoltaïque jouera un rôle essentiel dans ce processus. Bien que les chiffres relatifs aux surfaces nécessaires puissent paraître impressionnants, les médias font remarquer que le potentiel solaire des toitures suisses suffirait à lui

seul à couvrir 110 % des besoins annuels en électricité du pays. [1]

Mais il ne s'agit là toutefois que d'une demi-vérité, car pour approvisionner la Suisse en électricité verte de manière fiable tout au long de l'année, la production et la consommation doivent non seulement coïncider sur une base annuelle, mais elles doivent aussi être équilibrées en permanence, semaine après semaine. Or, dans les faits, la production photovoltaïque élevée en été et la faible production en hiver font face à une importante consommation en hiver et

une faible demande en été. Sur une période de quelques heures, voire de quelques jours, les déficits de production pourraient être comblés par les apports des centrales de pompage-turbinage. Le déficit hivernal qui surgirait avec une production photovoltaïque limitée aux toits ne pourrait cependant pas être comblé ainsi. En outre, une grande partie de la production estivale resterait inutilisée.

Est-il envisageable de déplacer la surproduction des mois d'été vers les mois d'hiver sombres et froids qui se distinguent par une forte demande? Il

n'existe pas réellement de possibilités de stockage pour un tel décalage saisonnier. Le volume total des lacs de barrages suisses ne représente que quelques semaines de consommation d'électricité du pays et les centrales de pompage-turbinage existantes ne contribuent que pour un faible pourcentage. Cependant, une étude du potentiel de production de la Suisse publiée en janvier 2019 montre qu'il est possible de déplacer la production photovoltaïque estivale vers l'hiver sans réduire la production annuelle globale. [2]

Si leur géométrie et leur emplacement sont choisis correctement, les installations photovoltaïques situées en montagne produisent plus d'électricité en hiver qu'en été et, en considérant la somme de la production sur l'année, davantage qu'en plaine.

Les quatre atouts du PV alpin

Ce comportement avantageux de la production à haute altitude s'explique par quatre raisons :

- À haute altitude, l'irradiation solaire est plus intense. Premièrement, l'atmosphère est plus mince, de sorte qu'une proportion moindre du rayonnement solaire est absorbée avant qu'il n'atteigne la surface du module. Deuxièmement, le brouillard et la couverture nuageuse se limitent en hiver souvent à la plaine, alors qu'en montagne, la totalité de l'énergie solaire est disponible.
- La surface de la neige reflète l'énergie solaire et fournit ainsi une contribution supplémentaire à la production d'électricité.
- Ces deux points peuvent être encore renforcés par des angles d'inclinaison élevés des modules solaires. Plus la surface enneigée « perçue » par le panneau est importante, plus la contribution de la réflexion du sol est élevée. De plus, les angles d'inclinaison élevés favorisent la production hivernale, car du fait de la trajectoire plus basse du soleil en hiver, son rayonnement est plus perpendiculaire à la surface du module.
- L'efficacité des installations PV augmente avec la diminution de la température des modules. Les températures ambiantes et les vitesses de vent typiques en altitude ont donc un effet positif sur la production d'électricité par rapport aux installations situées en plaine.

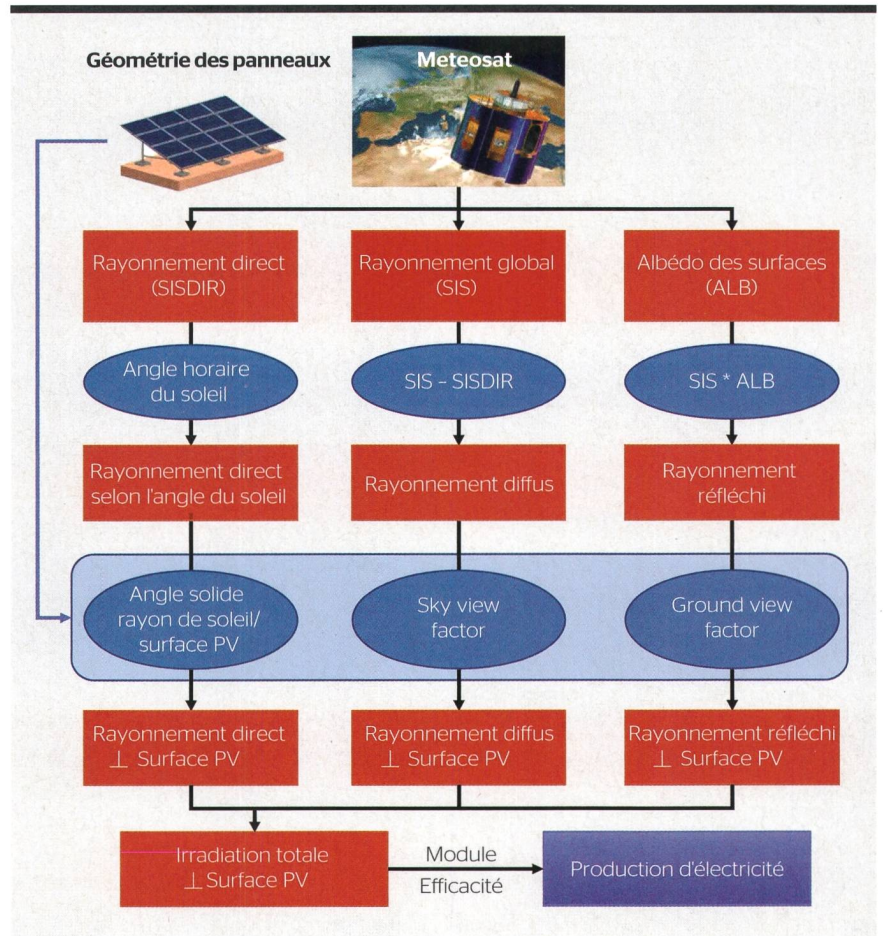


Figure 1 Étapes de calcul pour la modélisation du potentiel de production en Suisse. Cette modélisation se base sur les valeurs de rayonnement direct, de rayonnement global et de réflexion de surfaces issues des données du capteur Seviri du satellite Meteosat, ainsi que sur l'orientation et l'angle d'inclinaison des panneaux solaires.

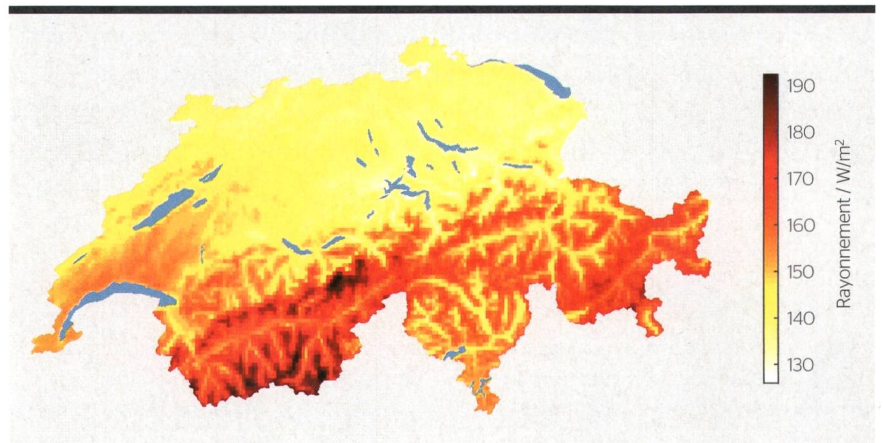


Figure 2 Moyenne à long terme du rayonnement solaire en Suisse.

Tenir compte des données satellitaires et de la géométrie

Afin d'étudier plus en détail ces quatre atouts du photovoltaïque alpin et d'en quantifier les effets sur la production d'électricité, des scientifiques de l'EPFL ont développé le modèle Sunwell en col-

laboration avec l'Institut WSL pour l'étude de la neige et des avalanches SLF (WSL-Institut für Schnee- und Lawinenforschung SLF). En se basant sur les données satellitaires relatives au rayonnement et sur l'orientation des modules, ce modèle permet de calculer

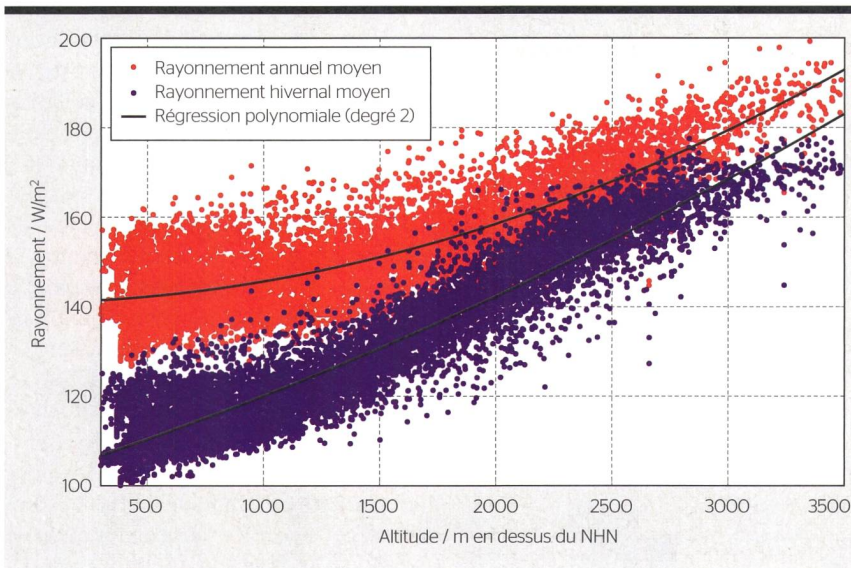


Figure 3 Rayonnement solaire moyen en fonction de l'altitude : moyenne sur toute l'année (en rouge) et moyenne uniquement sur les mois d'hiver, de novembre à mai (en bleu). Chaque point représente un pixel des données satellitaires.

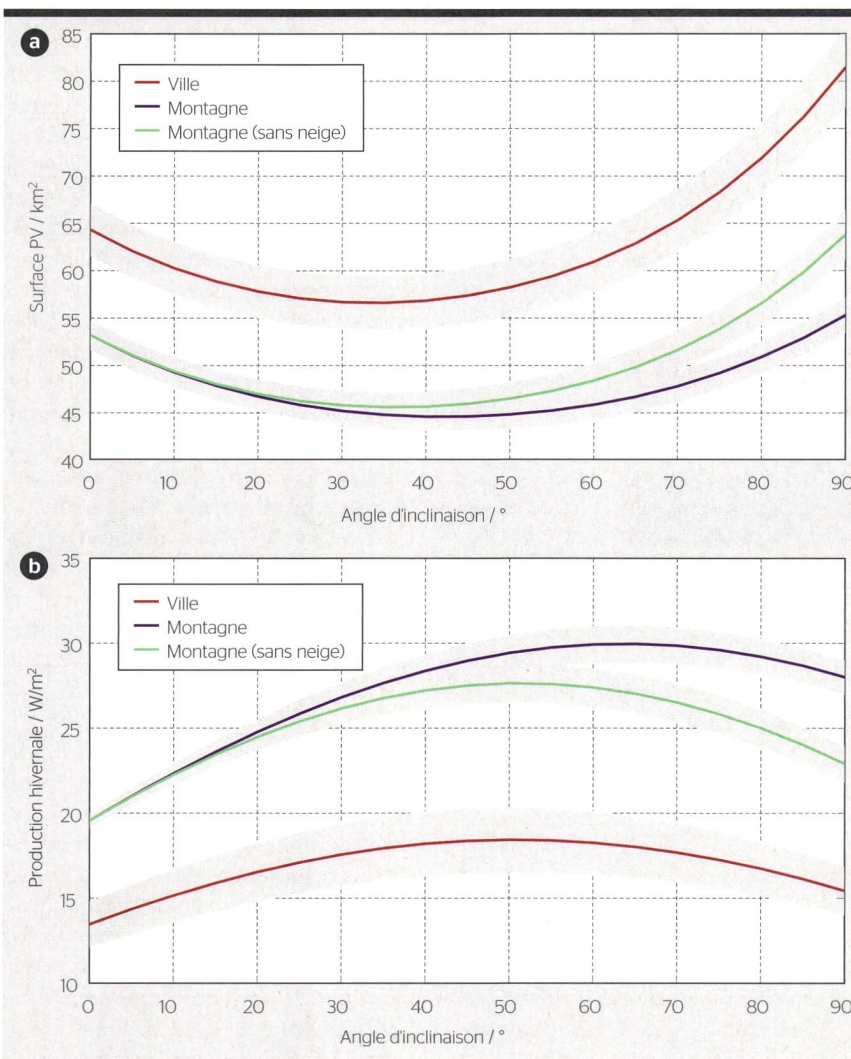


Figure 4 Influence de l'inclinaison des panneaux sur a) la surface nécessaire et b) la production hivernale pour les trois scénarios : moyennes (lignes) et écarts types (en gris) pour les années 2011 à 2016.

explicitement la production électrique spatiale et temporelle sur l'ensemble du territoire suisse (figure 1).

Le Spinning Enhanced Visible and Infrared Imager (Seviri) du satellite géostationnaire Meteosat 8 mesure toutes les 15 minutes le rayonnement solaire réfléchi par la surface de la Terre et l'atmosphère. Ceci permet de déterminer la part de rayonnement solaire filtrée par les nuages et d'autres particules ainsi que la quantité qui atteint finalement la surface de la Terre. De plus, le pouvoir réfléchissant des surfaces, l'albédo, est aussi calculé. Celui-ci est également utilisé pour le modèle Sunwell. Les produits relatifs au rayonnement mis à disposition par MétéoSuisse [3] sont conçus pour les régions de montagne et établis spécialement dans le but de distinguer la neige des nuages, une condition essentielle pour éviter que le rayonnement solaire ne soit sous-estimé pendant les mois d'hiver (la neige identifiée de manière erronée en tant que nuage augmente l'absorption calculée dans l'atmosphère). Depuis 2004, ces données de rayonnement sont disponibles avec une résolution spatiale de 1,25 minute d'arc (figures 2 et 3). En Suisse, cela correspond à environ 2,3 km dans la direction est-ouest et 1,6 km dans la direction nord-sud.

Comparaison de scénarios urbains et alpins

Afin de pouvoir illustrer clairement les différences géographiques du potentiel de production et les effets de la géométrie de l'installation sur le processus de production annuel, la production d'électricité a été modélisée pour deux scénarios d'avenir particuliers atteignant chacun une production annuelle de 12 TWh. Ceci correspond à environ la moitié de la production nucléaire actuelle de la Suisse. En ce qui concerne le choix possible de l'emplacement, les deux scénarios sont aussi éloignés que possible. Dans le scénario dit urbain, des installations fictives sont situées dans des régions à forte densité de population, c'est-à-dire principalement dans les agglomérations en plaine du nord de la Suisse. Le scénario alpin, par contre, simule la production de sites permettant une production hivernale maximale. Néanmoins, tous les domaines situés au-dessus de 2500 m d'altitude ainsi que les forêts et autres types de paysages non constructibles

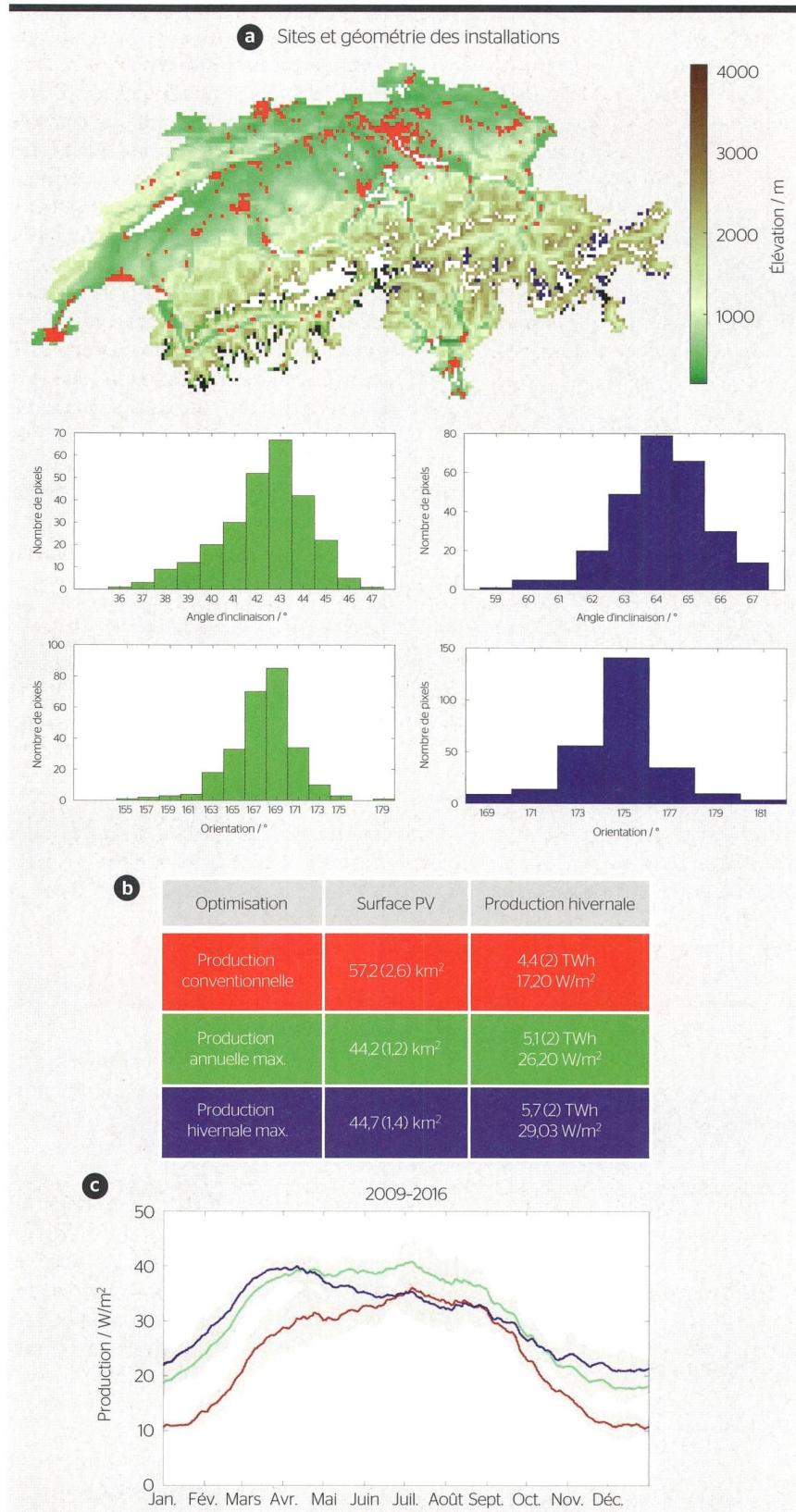


Figure 5 Comparaison de la production conventionnelle sur les toits (en rouge) avec celles d’installations dont l’emplacement et l’orientation des modules ont été optimisés pour une production annuelle maximale (en vert) et une production hivernale maximale (en bleu). a) Sélection du site (carte), angle d’inclinaison et orientation des panneaux (histogrammes). b) Surface de modules nécessaire pour une production annuelle de 12 TWh et production hivernale correspondante. c) Moyennes (lignes) et écarts types (en gris) des profils de production pour les années 2009 à 2016.

sont exclus et la couverture de la surface par les modules PV dans les autres régions est limitée à un maximum de 3% de sorte à éviter des sites d’installation irréalistes. Afin de prendre en considération les effets du changement climatique, soit un enneigement de plus en plus faible, le scénario alpin a été répété avec une réflexion de surface constante de 20%, une valeur typique pour le béton, la terre, la roche et la végétation (à titre de comparaison, l’albédo de la neige se situe entre 50% et 90%).

La **figure 4a** montre quelle surface de modules serait nécessaire pour produire les 12 TWh susmentionnés pour chacun des différents scénarios et comment cette surface varie en fonction de l’angle d’inclinaison des panneaux. La productivité est de toute évidence plus élevée en montagne puisque pour tous les angles d’inclinaison, la surface de modules nécessaire y est inférieure d’au moins 10 km² (différence entre les lignes rouge et verte). Pour 50 km² de panneaux installés, cela signifie une augmentation de l’efficacité d’environ 20%. Une inclinaison importante des modules permet un gain supplémentaire pouvant atteindre 13% grâce à l’influence de la surface réfléchissante de la neige, comme l’illustre la différence entre les lignes verte et bleue. La **figure 4b** montre, pour les scénarios «ville» et «montagne sans neige», une influence similaire de l’angle d’inclinaison sur la productivité hivernale; toutefois en montagne, la productivité hivernale est, en moyenne (nuits incluses), de 6,2 à 9,2 W/m² plus élevée. Ceci correspond à une augmentation de la production d’environ 50%! Le rendement supplémentaire dû à la réflexion de la neige est particulièrement évident pour les angles d’inclinaison élevés et peut atteindre 5,1 W/m².

Atteindre l’optimum

Le modèle Sunwell peut non seulement prendre en compte des scénarios clairement définis, mais également optimiser la géométrie et l’emplacement d’une installation photovoltaïque de telle sorte qu’elle atteigne un objectif spécifique, par exemple la production la plus élevée possible pendant une période donnée de l’année, ou un chiffre d’affaires maximal en tenant compte des variations spatiales et temporelles du prix de l’électricité. La **figure 5** montre à quel point ces instal-

lations optimisées pour une production annuelle maximale (en vert) et une production hivernale maximale (en bleu) peuvent s'éloigner de la production conventionnelle des installations situées sur les toits des régions à forte densité de population (en rouge).

La carte de la **figure 5a** montre, pour les différents cas, où il faudrait prévoir les installations afin de produire les 12 TWh par année cités plus haut. Les deux optimisations placent les modules PV dans les régions montagneuses de la Suisse. Pour une production hivernale maximale, les sites des Grisons semblent mieux adaptés (en bleu), tandis que pour une production annuelle aussi élevée que possible, le Valais serait à privilégier (en vert). Les pixels noirs correspondent aux sites sélectionnés pour les deux optimisations.

La répartition de la géométrie optimisée des installations (histogrammes de la **figure 5**) montre, comme prévu, que pour une production hivernale optimale, il convient de choisir des angles d'inclinaison plus élevés et, également, de privilégier une légère orientation vers l'est. Cette tendance est un peu plus marquée pour l'optimisation de la production annuelle, car dans ce cas, une part plus importante de la production est réalisée pendant les mois

d'été, au cours desquels des cumulus se forment souvent l'après-midi par convection dans les montagnes.

Les résultats du tableau (**figure 5b**) montrent que la surface de modules nécessaire pour produire 12 TWh/an pourrait être réduite de 22 % grâce à l'optimisation. En même temps, il est possible d'augmenter la production hivernale de 68 %. Ce gain de production impressionnant en période de forte demande se reflète clairement dans les profils de production des trois exemples d'installations (**figure 5c**).

Réalisation dans le monde réel

Les chiffres présentés plus haut invitent, d'une part, à rêver et soulèvent, d'autre part, de nombreuses questions : une surface de 45 km² est-elle vraiment disponible dans les régions sélectionnées ? Et si tel est le cas, le raccordement au réseau est-il adéquat ou le réseau électrique existant doit-il être passablement consolidé ? Les coûts supplémentaires liés à une installation en dehors des sites conventionnels en valent-ils la peine ? Les installations alpines seront-elles soutenues par la population ou nuiront-elles à nos belles montagnes et au tourisme ? Ce ne sont là que quelques exemples de questions justifiées auxquelles il n'y a, à l'heure actuelle, pas encore de réponses exactes.

En guise de conclusion, il est toutefois permis de souligner que les régions montagneuses de Suisse disposent d'un réseau routier et électrique très développé. Il existe en outre déjà de vastes zones sur lesquelles ont été bâties des infrastructures, qu'il s'agisse de stations de ski, de lignes à haute tension, de centrales hydroélectriques ou de lacs de barrages. Les dix plus grandes stations de ski de Suisse totalisent à elles seules une longueur de pistes de 2500 km. En considérant une largeur moyenne de 20 m, cela correspond à 50 km², soit plus que ce qui serait nécessaire pour une production de 12 TWh par an : ceci uniquement à titre d'illustration, l'objectif n'étant naturellement pas de sacrifier le ski suisse à la production solaire.

Références

- [1] Publication de l'OFEN, 15.04.2019 : www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/actualites-et-medias/communiqués-de-presse/mm-test.msg-id-74641.html
- [2] A. Kahl, J. Dujardin, M. Lehning, «The bright side of PV production in snow-covered mountains», Proceedings of the National Academy of Science (PNAS), 2019.
- [3] R. Stoeckli, «The HelioMont surface and radiation processing», 2017 update, Scientific Report Meteoswiss 93:122, 2017.

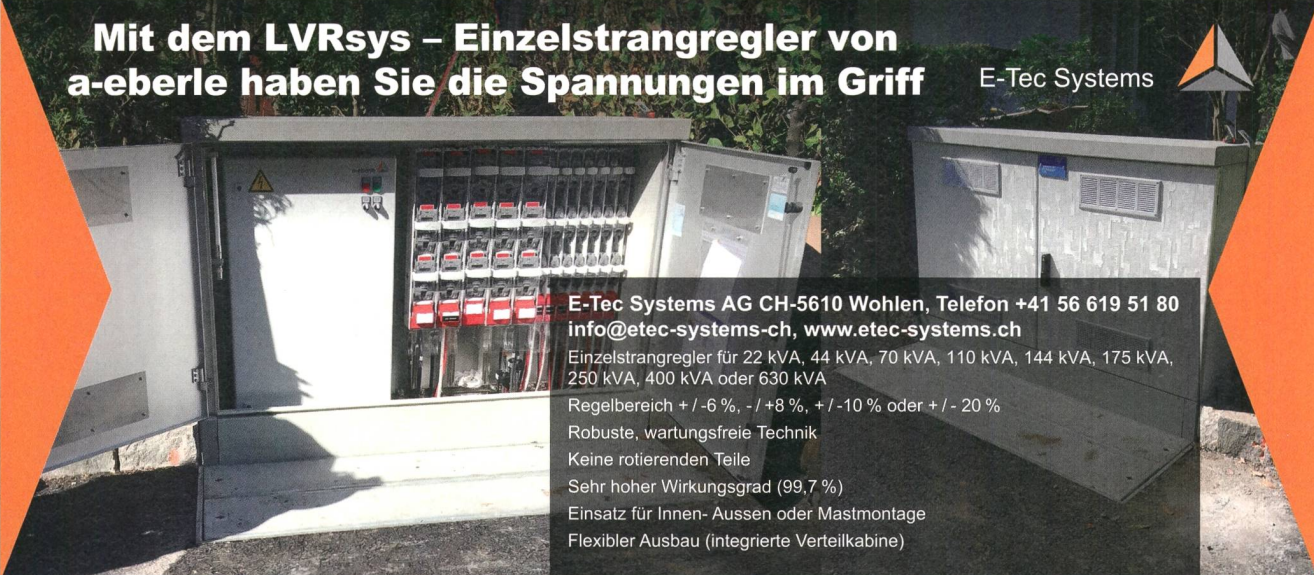


Auteure

D' **Annelen Kahl** effectue des travaux de recherche à l'EPFL depuis 2015. Depuis 2018, elle est assistante scientifique à l'Institut WSL pour l'étude de la neige et des avalanches SLF.
→ EPFL, 1015 Lausanne
→ annelen.kahl@epfl.ch

Mit dem LVRsys – Einzelstrangregler von a-eberle haben Sie die Spannungen im Griff

E-Tec Systems



E-Tec Systems AG CH-5610 Wohlen, Telefon +41 56 619 51 80
info@etec-systems.ch, www.etec-systems.ch
 Einzelstrangregler für 22 kVA, 44 kVA, 70 kVA, 110 kVA, 144 kVA, 175 kVA,
 250 kVA, 400 kVA oder 630 kVA
 Regelbereich +/- 6 %, +/- 8 %, +/- 10 % oder +/- 20 %
 Robuste, wartungsfreie Technik
 Keine rotierenden Teile
 Sehr hoher Wirkungsgrad (99,7 %)
 Einsatz für Innen- Aussen oder Mastmontage
 Flexibler Ausbau (integrierte Verteilkabine)